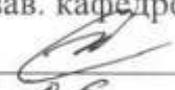


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 19 » 06 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование подстанции Хвойный для подключения нагрузок АО
«Золото Селигдара», республика Саха (Якутия)

Исполнитель
студент группы 642-об1


16.06.2020
подпись, дата

А.И. Ждаха

Руководитель
доцент, канд.техн.наук


22.06.2020
подпись, дата

А.Н. Козлов

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук


22.06.2020
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель


29.06.2020
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 24 » 03 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Ждаха Александра Ивановича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование подстанции Хвойный для подключения нагрузок АО «Золото Селигдара», республика Саха (Якутия)

(утверждено приказом от 23.03.2020 № 657-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 10.06.2020 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС, перечень потребителей, нормативно-справочная литература; ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ и ПТБ

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района размещения. 2. Обоснование необходимости сооружения подстанции и характеристика ее потребителей. 3. Определение классов номинальных напряжений и источников питания подстанции. 4. Выбор однолинейных электрических схем распределительных устройств. 5. Выбор числа и мощности трансформаторов. 6. Определение максимальных рабочих токов и выбор сечения провода. 7. Расчет токов короткого замыкания. 8. Выбор и проверка оборудования. 9. Организация молниезащиты подстанции. 10. Определение параметров заземляющего устройства подстанции. 11. Релейная защита трансформатора. 12. Безопасность и экологичность. Заключение

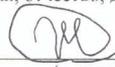
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Однолинейная схема ПС. 2. Общий план ПС. 3. Разрез КРУ. 4. Молниезащита ПС. 5. Заземление ПС. 6. Релейная защита

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 23.03.2020 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов А.И., доцент, канд. техн. наук.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 23.03.2020 г.



(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа содержит 108 с., 9 рисунков, 31 таблица, 27 источников.

СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ НЕЛИНЕЙНЫЙ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, СБОРНЫЕ ШИНЫ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ.

В данной выпускной квалификационной работе проанализирована существующая схема электроснабжения республики Саха (Якутия). Предложен вариант решения проблемы, связанной с необходимостью электроснабжения потребителей АО «Золото Селигдара».

Осуществлен анализ возможных вариантов присоединения подстанции Хвойный, выбраны оптимальные классы напряжения и питающая подстанция. Выбраны схемы распределительных устройств, основное оборудование подстанции.

Произведен расчет токов короткого замыкания, расчет параметров и выбор устройств релейной защиты силовых трансформаторов.

Произведен расчет молниезащиты и заземляющего устройства подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика района размещения	8
2 Обоснование необходимости сооружения подстанции и характеристика ее потребителей	12
3 Определение классов номинальных напряжения и источников питания проектируемой подстанции	13
4 Выбор однолинейных электрических схем распределительных устройств	16
5 Выбор числа и мощности трансформаторов	19
6 Определение максимальных рабочих токов и выбор сечения провода ВЛ 110 кВ Томмот – Хвойный	22
7 Расчёт токов короткого замыкания на шинах подстанции	25
8 Выбор и проверка оборудования	33
8.1 Выбор и проверка оборудования РУ 110 кВ	33
8.2 Выбор и проверка оборудования КРУ 10 кВ	42
8.3 Выбор и проверка ошиновки 10 кВ	50
8.4 Выбор и проверка изоляторов	53
8.5 Выбор трансформаторов собственных нужд	54
8.6 Выбор аккумуляторных батарей	55
8.7 Выбор системы оперативного тока	58
8.8 Выбор ОПН	59
9 Организация молниезащиты подстанции	66
10 Определение параметров заземляющего устройства подстанции	72
11 Релейная защита трансформатора	79
11.1 Описание принятой цифровой защиты	79
11.2 Расчет параметров срабатывания защиты	79
11.3 Газовая защита трансформатора	89

11.4 Защита от перегрузки трансформатора	90
12 Безопасность и экологичность	92
12.1 Безопасность	92
12.2 Экологичность	95
12.3 Чрезвычайные ситуации	100
Заключение	105
Библиографический список	106

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ЭЭС – электроэнергетическая система;

ВН – высокое напряжение;

НН – низкое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

ПС – подстанция;

ВЛ – воздушная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

РЗиА – релейная защита и автоматика;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности;

РПН – регулирование под нагрузкой;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ГЗ – газовая защита.

ВВЕДЕНИЕ

Республика Саха (Якутия) – самый крупный по площади территории регион Российской Федерации, занимающий 18% ее территории, самая крупная в мире административно-территориальная единица. Республика отнесена к геостратегическим территориям Дальнего Востока и Арктической зоны РФ, входит в состав Дальневосточного макрорегиона России, занимая северо-восточное глубинное положение относительно других субъектов Дальнего Востока.

Данная тема актуальна на сегодняшний день, так как направлена на реализацию одного из главных аспектов государственной программы «Социально-экономического развития Дальневосточного федерального округа», связанного с модернизацией и расширением золотодобывающей отрасли [26].

Главной целью выпускной квалификационной работы является проектирование наиболее надежного, экономически целесообразного, соответствующего современным требованиям и регламентам источника питания энергопринимающих установок потребителей электрической энергии компании АО «Золото Селигдара».

В ходе работы были поставлены и решены следующие задачи:

1. Проектирование питающей подстанции;
2. Расчет молниезащиты подстанции;
3. Расчет параметров контура заземления подстанции;
4. Реализация и выбор параметров срабатывания устройств релейной защиты силовых трансформаторов;
5. Анализ безопасности эксплуатации проектируемого электросетевого объекта и влияние его функционирования на экологическую обстановку в регионе.

Графическая часть работы содержит 6 листов формата А1.

В ходе работы использовались следующие программные продукты: MS Office Word; MS Office Visio; Mathcad.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ

Республика Саха (Якутия) – самый крупный по площади территории регион Российской Федерации, занимающий 18% ее территории, самая крупная в мире административно-территориальная единица.

Республика отнесена к геостратегическим территориям Дальнего Востока и Арктической зоны РФ, входит в состав Дальневосточного макрорегиона России, занимая северо-восточное глубинное положение относительно других субъектов Дальнего Востока и относительно выгодное транзитное макрорасположение между Европой и Азией, с выходом на моря Северного Ледовитого океана.

Общая площадь континентальной и островной частей Республики Саха (Якутия) составляет 3,1 млн км². Республика расположена в нескольких природных зонах: арктические пустыни, тундра, лесотундра и тайга. Свыше 40% территории находится за Северным полярным кругом. На севере ее естественные рубежи образуют моря Лаптевых и Восточно-Сибирское [26]. Общая протяженность морской береговой линии превышает 4,5 тыс. км. Ежегодно в эти моря выносятся 780 кубических километров воды – это примерно пятая часть стока рек России, причем около 70% этого объема составляет сток реки Лены. Самые крупные реки: Лена, Вилюй, Алдан, Колыма, Индигирка и Олекма.

Значительную часть Якутии занимают обширные горные системы, нагорья и плоскогорья. Вся территория республики находится в зоне вечной мерзлоты, отрицательных среднегодовых температур. Климат резко континентальный.

02 января 2019 года Западный и Центральный районы электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) вошли в состав Единой энергосистемы России с включением в параллельную работу с Объединенной энергосистемой Востока. Энергорайоны вошли в операционную зону созданного в 2016 году Филиала АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Саха (Якутия)» (Якутское РДУ) в соответствии с постанов-

лением Правительства Российской Федерации от 08.12.2018 № 1496. Включение двух присоединенных энергорайонов Якутской энергосистемы в состав ОЭС Востока стало первым в новейшей истории России расширением этого энергообъединения. Начиная с 1980 года и вплоть до наших дней в составе ОЭС Востока находился лишь один из энергорайонов республики – Южно-Якутский, расположенный на территории Нерюнгринского и Алданского районов Якутии. Оперативно-диспетчерское управление этим энергорайоном осуществляет Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Амурской области» (Амурское РДУ). До присоединения Западный и Центральный районы электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) работали изолированно друг от друга и от ОЭС Востока, функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на их территории выполняло ПАО «Якутскэнерго».

Электроэнергетика Республики Саха (Якутия) включает в себя зону централизованного и децентрализованного энергоснабжения.

Зона централизованного энергоснабжения состоит из трех районов электроэнергетической системы: Западного, Центрального и Южно-Якутского. Централизованным электроснабжением охвачено 36% территории республики, где проживает 85% населения.

Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) (ЗРЭС) (установленная мощность на 31.12.18 с учетом резервных электростанций ПАО «Якутскэнерго» и ПАО «Транснефть» составляет 984,2 МВт) объединяет Айхало-Удачнинский, Мирнинский, Ленский промышленные узлы, группу Вилюйских сельскохозяйственных улусов (районов) и Олекминский район. Основным источником электроснабжения потребителей ЗРЭС является Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2 установленной мощностью 680 МВт. Светлинская ГЭС (АО «Вилюйская ГЭС-3») установленной мощностью 277,5 МВт введена в эксплуатацию в 2008 г [26].

Центральный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) (ЦРЭС) (установленная мощность на 31.12.2018 с учетом резервных

электростанций составляет 641,8 МВт) обеспечивает электроэнергией центральный промышленный узел и группу центральных улусов (районов), в том числе заречных. Они связаны с левобережьем построенной через р. Лену линией электропередачи в габаритах 220 кВ. Основным источником электроснабжения потребителей ЦРЭС является Якутская ГРЭС с установленной мощностью 356 МВт. В 2017 г. введена Якутская ГРЭС Новая с установленной мощностью 193,48 МВт. Для создания условий обеспечения.

Параллельной работы энергорайона с ОЭС Востока построена линия 220 кВ Нижний Куранах-Томмот-Майя с подстанциями 220 кВ Томмот и Майя. Для подключения новой ПС 220 кВ Майя к распределительной сети 110 кВ ЦРЭС реализовано строительство заходов существующих ЛЭП 110 кВ с образованием двухцепной кабельно-воздушной линии (КВЛ) 110 кВ Майя – Табага, КВЛ 110 кВ Майя – Чурапча, КВЛ 110 кВ Майя – Борогонцы, двухцепной КВЛ 110 кВ Майя – Нижний Бестях.

02 января 2019 г. Западный и Центральный энергорайоны вошли в состав Единой энергосистемы России с включением на параллельную работу с Объединенной энергосистемой Востока.

Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) (ЮЯРЭС) (установленная мощность на 31.12.2018 составляет 618 МВт) обеспечивает электроэнергией Южно-Якутский территориально-промышленный комплекс, Нерюнгринский и Алданский промышленные и сельскохозяйственные узлы. Основным источником электроснабжения потребителей энергорайона является Нерюнгринская ГРЭС с установленной мощностью 570 МВт, входящая в состав АО «ДГК». В настоящее время ЮЯРЭС работает в составе ОЭС Востока: связь осуществляется посредством КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I цепь с отпайкой на ПС НПС-19, КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I цепь с отпайкой на ПС НПС-19, ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС Олёкма, ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 1 и ВЛ 35 кВ Хани – Хани 2».

Зона децентрализованного электроснабжения включает в себя обширную территорию республики с большим количеством автономных электростанций, которые снабжают отдельные поселки и горнодобывающие предприятия. Зона действия автономной энергетики охватывает площадь 2,2 млн км² (64%) с 15% проживающего в республике населения. Основная часть мощности автономных электростанций (около 200 МВт) расположена на территории так называемого Северного энергорайона [26].

2 ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ СООРУЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ И ХАРАКТЕРИСТИКА ЕЕ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Наличие крупных месторождений полезных ископаемых в Республике Саха (Якутия), таких как алмазы, золото, серебро, газ и нефть, привлекает в регион все большее число добывающих предприятий, которых к настоящему моменту насчитывается уже более четырехсот; крупными их представителями являются такие компании как: ОАО "Алданзолото ГРК", ОАО "Сарылах-Сурьма", ОАО "Золото Селигдара", ОАО «АК «Транснефть», ПАО «Газпром», зарубежные корпорации «LG International Corporation» и «Silver Bear Resources Inc.».

АО «Золото Селигдара» с 2005 года занимается разведкой и добычей полезных ископаемых, в том числе использованием отходов горнодобывающего и связанных с ним перерабатывающих производств.

Объекты АО «Золото Селигдара» относятся к электроприемникам, приравненным к промышленным, они характеризуются большими сосредоточенными нагрузками и повсеместным использованием асинхронных и синхронных двигателей.

По режиму работы потребители электрической энергии относятся к электроприемникам с мало изменяющейся мощностью нагрузки.

По мощности и напряжению к электроприемникам малой, средней и высокой мощности напряжением 220-380 В.

По роду тока потребители относятся к электроприемникам переменного тока промышленной частоты.

По надежности потребители электрической энергии классифицируются следующим образом:

Электроприемники I категории - электроприемники, перерыв электропитания которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб экономике, повреждение дорогостоящего оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса,

нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства. Электроприемники первой категории в нормальном режиме должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного источника питания допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Вследствие расширения структуры организации и роста производственных мощностей, принято решение об увеличении добычи полезных ископаемых в Алданском районе Республики Саха (Якутия) и строительстве новых рудников, шахт и карьеров, в результате чего возникает необходимость решения первостепенных задач начальной стадии проектирования объектов, в том числе вопрос их электроснабжения.

Компанией «Золото Селигдара» было предоставлено техническое условие на подключение энергопринимающих установок потребителей к электрической сети [26], основные аспекты которого, необходимые для выполнения выпускной квалификационной работы представлены ниже:

- потребители АО «Золото Селигдара» относятся к III категории по надежности электроснабжения;
- установленная активная мощность $P_{\Sigma} = 20000 \text{ кВт}$;
- установленная реактивная мощность $Q_{\Sigma} = 8500 \text{ кВар}$;
- высший класс напряжения питающей подстанции – 110 кВ;
- условия заказчика - установка двух трансформаторов с устройствами регулирования под нагрузкой;
- длина воздушной линии 110 кВ – 14,5 км

3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КЛАССОВ НОМИНАЛЬНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ И ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

В качестве источника питания целесообразно выбрать подстанцию, ближайшую к проектируемой, обладающую необходимой электросетевой инфраструктурой для организации нового подключения.

Так как граница Южно-Якутского и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия) не имеет развитой распределительной сети, то подключение подстанции АО «Золото Селигдара» возможно только по транзиту электроснабжения Нижний Куранах – Томмот – Майя.

Из трех рассматриваемых ПС, только ПС 220 кВ Нижний Куранах и ПС 220 кВ Томмот имеют распределительные устройства 110 кВ и располагаются на приемлемом для этого класса напряжения расстоянии. Учитывая схемы электрических соединений этих ПС, делаем вывод об отсутствии на ПС 220 кВ Нижний Куранах свободной ячейки в РУ 110 кВ для присоединения планируемой линии и наличии таковой на ПС 220 кВ Томмот. Резюмируя из всего вышеперечисленного принимаем в качестве источника питания электропринимающих установок потребителей АО «Золото Селигдара» ПС 220 кВ Томмот.

Проверим целесообразность подключения проектируемой ПС к сети напряжением 110 кВ, определив рациональное напряжение по эмпирическим формулам Илларионова и Стилла [10], ближайшее большее к полученному числу значение напряжения принимается за рациональное напряжение.

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (1)$$

где L- длина линии, км;

P-передаваемая активная мощность.

Для линии от ПС 220 кВ Томмот:

$L=14,5$ км, по данным преддипломной практики [26].

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{14,5} + \frac{2500}{20}}} = 79,19 \text{ кВ}$$

По формуле Илларионова рациональное напряжение составляет 110 кВ.

$$U_{\text{ном}} = 4,34 \cdot \sqrt{L + 0,016 \cdot P}, \quad (2)$$

Область применения которой характеризуется параметрами:

$$L \leq 250 \text{ км}, P \leq 60 \text{ МВт}$$

$$U_{\text{ном}} = 4,34 \cdot \sqrt{14,5 + 0,016 \cdot 20000} = 79,38 \text{ кВ}$$

По формуле Стилла рациональное напряжение составляет 110 кВ.

Полученные выше расчетные данные подтверждают, что в качестве рационального напряжения высокой стороны, проектируемой ПС, экономически целесообразно выбрать класс напряжения 110 кВ.

При выборе номинального напряжения низкой стороны рассматриваются классы напряжений 6 и 10 кВ. За многолетний опыт эксплуатации этих классов напряжений установлено, что сети 10 кВ более предпочтительны по технико-экономическим показателям [1], следовательно, в качестве напряжения низкой стороны принимаем класс напряжения 10 кВ.

Подводя итог раздела имеем: в качестве источника питания для проектируемой подстанции выступает ПС «Томмот», связь этой ПС с проектируемой будет осуществляться на классе напряжения 110 кВ. Сама проектируемая подстанция имеет два класса напряжения 110/10 кВ.

4 ВЫБОР ОДНОЛИНЕЙНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

При выборе схемы РУ учитывают следующие ее параметры [4]:

- соответствие электрической схемы условиям работы и ожидаемым режимам;
- простота и наглядность схемы; наименьшее число переключений, связанных с изменением режима; доступность электрического оборудования для ремонта без нарушения режима установки;
- удобство сооружения электрической части и возможность автоматизации;
- достаточная, экономически оправданная степень надёжности.

Учитывая, что потребитель отнесен к третьей категории по надежности электроснабжения, для которой характерен один источник питания, но при этом выразил ответственное решение к установке двух трансформаторов на ПС, то основываясь на экономических факторах и требованиях надежности для РУ 110 кВ целесообразно принять схему одна рабочая система шин.

Достоинства данной схемы:

- Позволяет выводить в ремонт один из трансформаторов без погашения потребителей;
- Дешевизна схемы;
- Простота технического и оперативного обслуживания;
- Малая площадь занимаемой территории.

Недостаток схемы:

- Относительно низкая надежность, так как питание осуществляется только по одной линии;

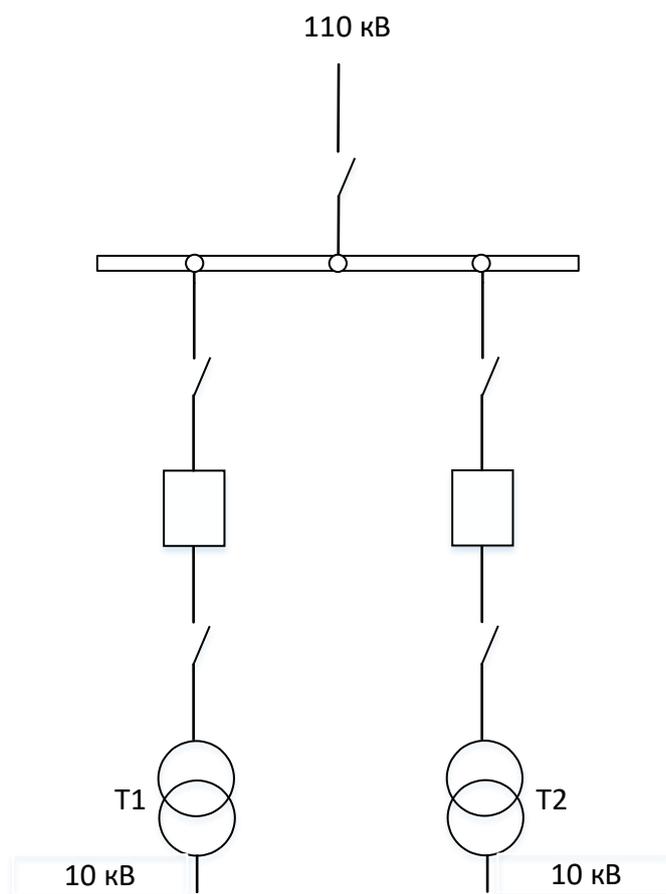


Рисунок – 1 Схема РУ ВН – одна рабочая система шин

Для РУ НН выбираем схему – одна рабочая секционированная выключателем система шин.

Достоинствами схемы:

- Простота, малая вероятность при аварийных и оперативных переключениях;
- Экономичность;
- Авария любого элемента кратковременно выводит из работы до 50 % потребителей.

Недостатки схемы:

- При аварии либо ремонте потребители остаются без электроэнергии на время ремонта;
- Секции сборных шин должны быть рассчитаны на 100% нагрузку потребителей;

– РУ выполненное по схеме одна рабочая секционированная в случае ремонта секций оставляет потребителей без резерва.

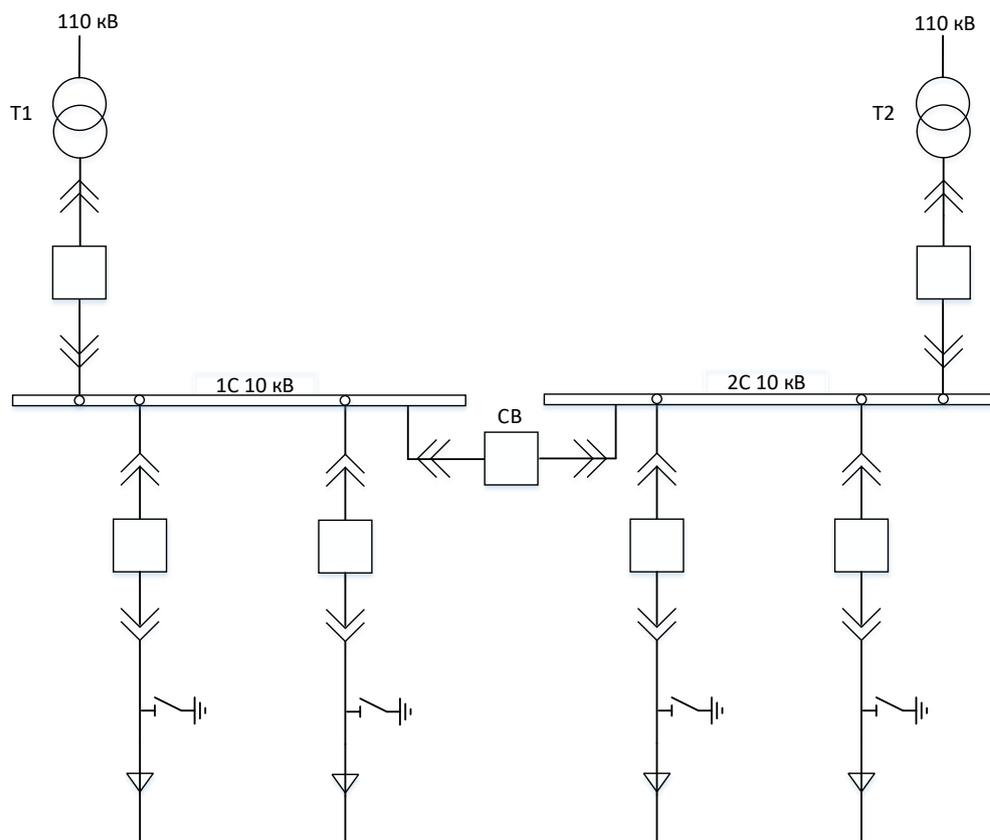


Рисунок 2 – Схема РУ НН

В данном разделе, основываясь на условии надежности и экономической целесообразности, были выбраны схемы распределительных устройств.

5 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Для выполнения требований Приказа Минэнерго РФ от 23.06.2015 N380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств», в части максимально допустимого коэффициента реактивной мощности, необходимо оценить величину перетока реактивной мощности, которую рационально передавать по сети 110 кВ [25].

Выясним, требуется ли для данной подстанции компенсация реактивной мощности.

По Приказу Минэнерго РФ для сетей 110 кВ и выше рациональное значение коэффициента реактивной мощности составляет принимается: $\text{tg}_{\text{рац}} \varphi = 0,5$.

Компенсация реактивной мощности не будет требоваться при условии:

$$\text{tg} \varphi \leq \text{tg}_{\text{рац}} \varphi \quad (3)$$

Для нашего случая значение $\text{tg} \varphi$ составляет:

$$\text{tg} \varphi = \frac{Q_{\Sigma}}{P_{\Sigma}} = \frac{8500}{20000} = 0,425 \quad (4)$$

Как видно из неравенства (3):

$$0,425 \leq 0,5$$

Условие соблюдается и, следовательно, компенсация реактивной мощности на подстанции не требуется.

В соответствии с существующими нормативами, мощность трансформаторов на понижающих ПС рекомендуется выбирать из условия допустимой пе-

регрузки в послеаварийных режимах до 70%, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток.

Правильное определение числа и мощности трансформаторов возможно только путем технико-экономических расчетов с учетом следующих факторов [17]:

- категории надежности электроснабжения потребителей;
- компенсации реактивных нагрузок;
- перегрузочной способности трансформаторов в нормальных и аварийных режимах;
- шага стандартных мощностей;
- экономичных режимов работы трансформаторов в зависимости от графика нагрузки.

Мощность силовых трансформаторов определим по формуле:

$$S_T = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{N \cdot K_3}, \quad (5)$$

где $P_{\Sigma}, Q_{\text{неск}}$ - суммарная активная и некомпенсированная реактивная мощности подстанции;

N - число трансформаторов, в данном случае 2 [7];

K_3 - коэффициент загрузки, в данном случае принимается 0,7 [7].

$$S_T = \frac{\sqrt{20000^2 + 8500^2}}{2 \cdot 0,7} = 15552 \text{ кВА}$$

Исходя из полученного значения расчетной мощности принимаем к установке трансформатор ТДН 16000-110/10 УХЛ1.

Расшифровка марки трансформатора:

ТДН 16000-110/10 УХЛ1

Т – трехфазный;

Д – с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха;

Н – с регулированием под нагрузкой (РПН);

16000 - номинальная мощность трансформатора, кВА;

110 - класс напряжения стороны ВН, кВ;

10 - класс напряжения стороны НН, кВ;

У(ХЛ1) - климатическое исполнение и категория размещения.

Необходимо проверить трансформатор по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_H = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{N \cdot S_{AT}}, \quad (6)$$

$$K_H = \frac{21730}{2 \cdot 16000} = 0,68.$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{H/A} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{N \cdot S_{AT}}, \quad (7)$$

$$K_H = \frac{21730}{16000} = 1,36$$

Коэффициенты нагрузки находятся в требуемых пределах, следовательно, трансформатор может быть принят к установке.

6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАКСИМАЛЬНЫХ РАБОЧИХ ТОКОВ И ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ПРОВОДА ВЛ 110 кВ ТОММОТ – ХВОЙНЫЙ

Максимальными рабочие токи определяются как:

$$I_{\text{мах.раб}} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (8)$$

где P_{Σ} и Q_{Σ} – суммарные расчетные активная и реактивная мощности, протекающие по проводу;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Для стороны 110 кВ, по исходным данным технических условий имеем:

$$P_{\Sigma} = 20000 \text{ кВт}$$

$$Q_{\Sigma} = 8500 \text{ квар}$$

Тогда максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{мах.раб.110}} = \frac{\sqrt{20000^2 + 8500^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 114,06 \text{ А}$$

Для стороны 10 кВ имеем:

$$I_{\text{мах.раб.10}} = \frac{\sqrt{20000^2 + 8500^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1255 \text{ А}$$

Для ВЛ 110 кВ Томмот – Хвойный примем провод АС-95/16 с длительно допустимой токовой нагрузкой $I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}$.

Проведем проверку выбранного провода по условиям короны.

Потери на корону зависят от напряжённости электрического поля. Увеличение диаметра провода влечёт за собой почти пропорциональное сни-

жение рабочей напряжённости. Поэтому для снижения потерь мощности на корону сечения проводов необходимо увеличивать.

Проверка выбранных сечений по условиям короны проводится для воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше, которые прокладываются по трассам свыше 1000 м над уровнем моря. При более низких отметках проверка по условиям короны не производится, если количество проводов в фазе и их диаметр равны или больше минимально допустимых сечений и диаметров проводов по условиям короны, приведённые в справочнике.

По справочным данным для воздушных линий электропередачи 110 кВ минимально допустимое сечение по условиям короны сталеалюминиевого провода составляет 70 мм^2 , следовательно должно соблюдаться условие [10]:

$$S_{\text{расч}} \geq S_{\text{кор}} ()$$

$$95 \text{ мм}^2 \geq 70 \text{ мм}^2$$

Как видно условие соблюдается, следовательно, по условиям короны провод удовлетворяет предъявляемым требованиям.

Проведем проверку по условию падения напряжения.

Потеря напряжения в проводе определяется как [10]:

$$\Delta U = \frac{(P \cdot r_0 + Q \cdot x_0) \cdot l}{U_{\text{ном}}}, \quad (9)$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% \quad (10)$$

где P и Q - значения активной и реактивной мощности протекающей по ВЛ 110 кВ Томмот – Хвойный;

r_0 и x_0 - удельные активное и реактивное сопротивление выбранного провода, принимается 0,33 Ом и 0,23 Ом соответственно [7];

l -длина ВЛ, принимается по техническим условиям 14,5 км;

$U_{\text{ном}}$ -номинальное напряжение равно 110 кВ.

$$\Delta U = \frac{(20000 \cdot 0,33 + 85000 \cdot 0,23) \cdot 14,5}{110} = 1128 \text{ В} \approx 1,13 \text{ кВ}$$

Потери напряжения не превышают требуемых ПУЭ значений, следовательно, провод удовлетворяет проверке по потере напряжения и может быть принят к эксплуатации.

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ШИНАХ ПОДСТАНЦИИ

Исходная схема для расчета токов КЗ представлена на рисунке.

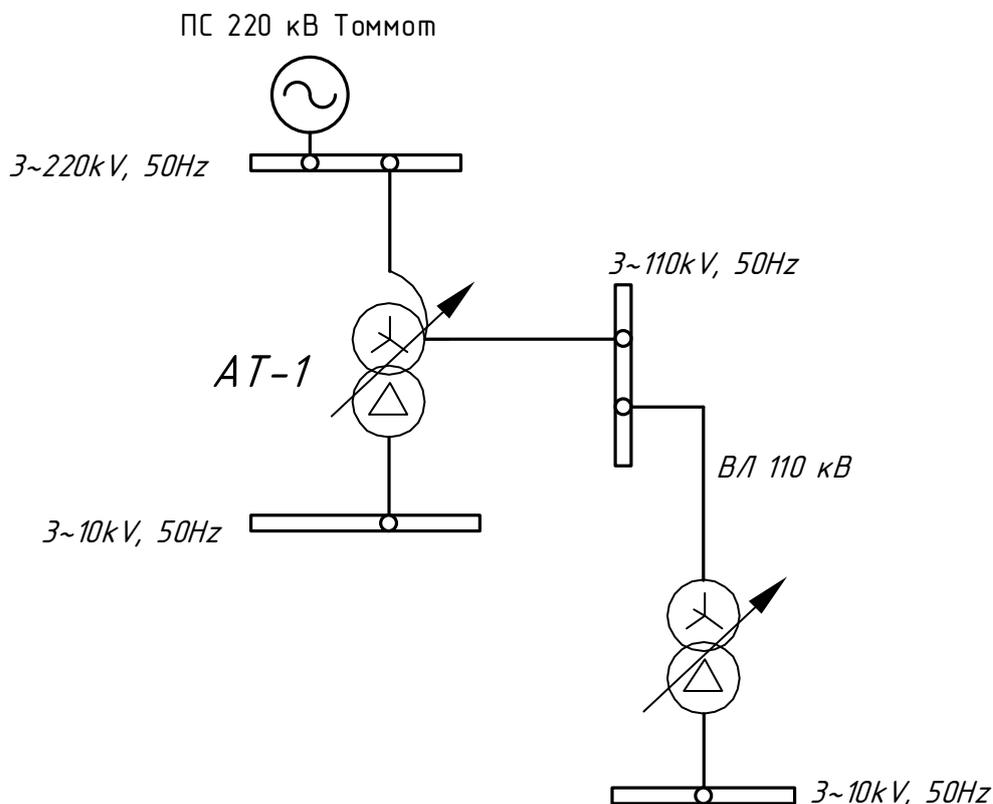


Рисунок – 3 Исходная схема

Перед началом расчетов токов КЗ необходимо составить схему замещения, для рассматриваемой сети схемы замещения прямой и обратной последовательности будут идентичны, за одним лишь исключением, что генерация представлена симметричным трехфазным источником переменного тока и будет присутствовать только в схеме прямой последовательности.

Расчет токов КЗ начинается с определения расчетных точек и режимов работы сети, при которых необходимо определять значения токов.

Расчетные режимы намечаются, исходя из необходимости определения максимальных и минимальных значений токов КЗ, протекающих через защищаемый элемент.

Задачей расчета токов КЗ является определение периодической составляющей тока КЗ для начального момента возникновения замыкания ($t=0$) при трехполюсном металлическом коротком замыкании.

Расчет будем вести в именованных единицах, все сопротивления будем приводить к высокой стороне 220 кВ, где приложена ЭДС системы. Для расчетов токов КЗ будем использовать РД 153-34.0-20.527-98 [15].

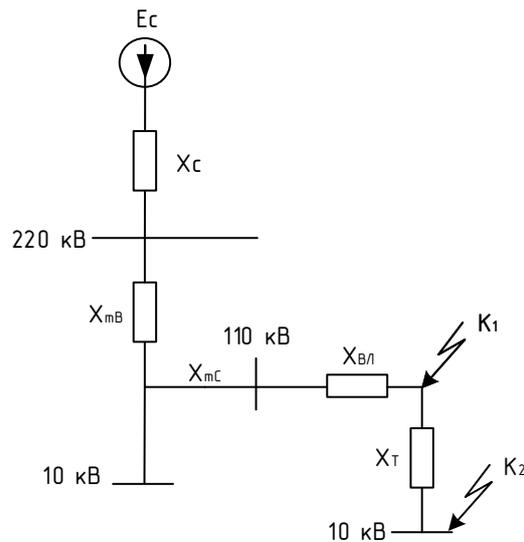


Рисунок – 4 Расчетная схема замещения

Параметры элементов схемы замещения:

$$E_C = 230 \text{ кВ},$$

$$I_{\text{КЗ.С}}^{(3)} = 3,22 \text{ кА}$$

Определим сопротивление системы X_C :

Для прямой и обратной последовательности имеем:

$$X_C^{\text{пр}} = X_C^{\text{оп}} = \frac{E_C}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.С}}^{(3)}}, \quad (11)$$

$$X_C^{\text{пр}} = X_C^{\text{оп}} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 3,22} = 39,45 \text{ Ом};$$

Для нулевой последовательности:

$$X_C^{\text{НП}} = 2 \cdot X_{C1}^{\text{НП}} \quad (12)$$

$$X_C^{\text{НП}} = 2 \cdot 39,45 = 78,89 \text{ Ом};$$

Определим сопротивления трансформатора АТДЦТН-63000/220/110-УХЛ1, установленного на ПС 220 кВ Томмот [26]:

Параметры трансформатора представлены ниже:

$$S_{\text{НОМ}} = 63 \text{ МВА};$$

$$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ};$$

$$u_{\text{BC}} = 11\%;$$

$$u_{\text{CH}} = 22\%;$$

$$u_{\text{BH}} = 35\% .$$

Определим сопротивления короткого замыкания для каждой стороны трансформатора:

$$u_B = 0,5 \cdot (u_{\text{BC}} + u_{\text{BH}} - u_{\text{CH}}) = 0,5 \cdot (11 + 35 - 22) = 12\% ;$$

$$u_C = 0,5 \cdot (u_{\text{BC}} + u_{\text{CH}} - u_{\text{BH}}) = 0,5 \cdot (11 + 22 - 35) = -1\% ;$$

$$u_H = 0,5 \cdot (u_{\text{CH}} + u_{\text{BH}} - u_{\text{BC}}) = 0,5 \cdot (22 + 11 - 35) = 23\% ;$$

Определим сопротивления каждой стороны:

$$X_T = \frac{u_B \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} \quad (13)$$

$$X_{Т.В} = \frac{17,5 \cdot 220^2}{100 \cdot 63} = 134,4 \text{ Ом};$$

$$X_{Т.С} = 0 \text{ Ом};$$

$$X_{Т.Н} = \frac{23 \cdot 220^2}{100 \cdot 63} = 176,7 \text{ Ом};$$

Сопротивления обратной последовательности всех сторон трансформатора, равны соответствующим величинам, определенным для прямой последовательности, сопротивления нулевой последовательности в сети с глухозаземленной нейтралью так же принимается равнозначное величине сопротивления прямой последовательности [2].

Определим сопротивления для ВЛ 110 кВ Томмот – Хвойный:

$$X_{ВЛ}^{ПП} = 2 \cdot X_{уд} \cdot l, \quad (13)$$

где $X_{уд}$ - удельное индуктивное сопротивление линии, равное 0,23 Ом/км;

l - длина линии, равная 14,5 км.

$$X_{ВЛ}^{ПП} = \left(\frac{220}{110} \right)^2 \cdot 0,23 \cdot 14,5 = 26,68 \text{ Ом}$$

Сопротивление нулевой последовательности линии составит:

$$X_{ВЛ}^{НП} = 3 \cdot X_{ВЛ} \quad (14)$$

$$X_{ВЛ}^{НП} = 3 \cdot 3,335 = 80,04 \text{ Ом}$$

Определим сопротивления трансформатора ТДН 16000-110/10 УХЛ установленного на ПС 110 кВ Хвойный:

Параметры трансформатора представлены ниже:

$$S_{\text{НОМ}} = 16 \text{ МВА};$$

$$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ};$$

$$u_k = 10,5\% .$$

$$X_T^{ПП} = X_T^{ОП} = X_T^{НП} \left(\frac{220}{110} \right)^2 \cdot \frac{10,5 \cdot 220^2}{100 \cdot 16} = 1155 \text{ Ом}$$

Схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательности представлены на рисунках 5-7.

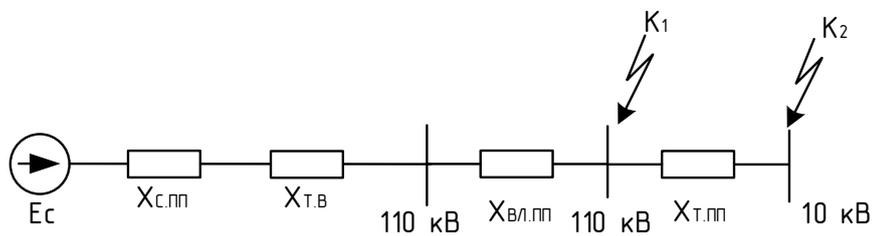


Рисунок – 5 Схема замещения прямой последовательности



Рисунок – 6 Схема замещения обратной последовательности

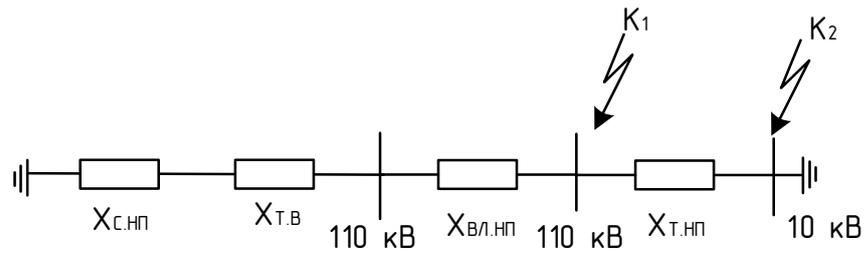


Рисунок – 7 Схема замещения нулевой последовательности

Эквивалентуем схему к каждой точке КЗ и находим ток трехфазного, двухфазного и однофазного КЗ:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{E_C}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma\Pi\Pi}}, \quad (15)$$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)}, \quad (16)$$

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_C}{(X_{\Sigma\Pi\Pi} + X_{\Sigma O\Pi} + X_{\Sigma H\Pi})}, \quad (17)$$

где $X_{\Sigma\Pi\Pi}$, $X_{\Sigma O\Pi}$, $X_{\Sigma H\Pi}$ соответственно равны эквивалентные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности относительно рассматриваемой точки КЗ.

Рассчитаем токи для КЗ в точке К1:

$$I_{K31}^{(3)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (39,45 + 134,4 + 26,68)} \cdot \left(\frac{220}{110} \right) = 1,267 \text{ кА}$$

$$I_{K31}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,267 = 1,097 \text{ кА}$$

$$I_{K31}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 220}{2 \cdot (39,45 + 134,4 + 26,68) + 78,89 + 134,4 + 80,04} \cdot \left(\frac{220}{110} \right) = 1,098 \text{ кА}$$

Рассчитаем токи для КЗ в точке К2:

$$I_{K31}^{(3)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (39,45 + 134,4 + 26,68 + 1155)} \cdot \left(\frac{220}{110} \right) \cdot \left(\frac{110}{10} \right) = 2,061 \text{ кА}$$

$$I_{K32}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,061 = 1,785 \text{ кА}$$

Ток однофазного короткого замыкания в сети 10 кВ отсутствует, так как данная сеть работает в режиме с изолированной нейтралью - схема соединения обмотки низкого напряжения собрана в «треугольник», что является фильтром токов нулевой последовательности и исключает возможности протекания токов нулевой последовательности.

Определим значения ударных токов:

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_k^{(3)}, \quad (18)$$

где $k_{уд}$ - ударный коэффициент, принимается равным 1,9.

Для точки К1:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 1,267 = 3,404 \text{ кА}$$

Для точки К2:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 2,061 = 5,538 \text{ кА}$$

Таблица 1 – Результаты расчета токов КЗ

Вид КЗ	Расчетные точки	
	К1	К2
1	2	3
Трехфазное/Ударный ток	1,267/3,404	2,061/5,538
Двухфазное	1,097	1,785
Однофазное	1,098	-

Определенные в данном в разделе величины токов КЗ необходимы для выбора основного оборудования подстанций, представленного ниже в работе.

8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ

8.1 Выбор и проверка оборудования ОРУ 110 кВ

Так как выбранная схема распределительного устройства 110 кВ является простой с точки зрения конструктивного исполнения и требует небольшую площадь отвода земли под строительство, то единственное целесообразное исполнение РУ будет в виде открытого распределительного устройства.

Произведем выбор и проверку электротехнического оборудования для ОРУ 110 кВ. Исходными данными выступает техническое условие на присоединение и величины, рассчитанные в предыдущих главах. При выборе предпочтение будем отдавать оборудованию отечественного производства.

Проведем выбор и проверку для выключателей ОРУ 110 кВ.

Первоначально примем к установке элегазовый выключатель ВГТ – 110 – 40/2000 УХЛ1.

Условия выбора [4]:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$$

$$110кВ \geq 110кВ$$

2. По номинальному току:

$$I_{ном} \geq I_{расч}$$

$$2000А \geq 114,06А$$

3. По отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{пт}}$$

$$40 \text{ кА} \geq 1,267 \text{ кА}$$

б) на отключение аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{\alpha.\text{ном}} \geq i_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{ном.отк}}, \quad (19)$$

$$\text{где } \beta_{\text{ном}} = \frac{i_{\text{а.ном}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{отк}}} \quad (20)$$

$$\beta_{\text{ном}} = \frac{37}{\sqrt{2} \cdot 40} = 0,654$$

$$i_{\alpha.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,654 \cdot 40 = 36,996 \text{ кА}$$

$$i_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot 1,267 \cdot 0,654 = 1,172 \text{ кА}$$

$$39,996 \text{ кА} \geq 1,172 \text{ кА}$$

4. По предельному сквозному току КЗ- на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{н.о}}$$

$$40 \text{ кА} \geq 1,267 \text{ кА}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$$

$$102\text{кА} \geq 3,404\text{кА}$$

5. По тепловому импульсу-на термическую стойкость

$$B_k = I_{n.o}^2 \cdot t_{откл}, \quad (21)$$

где $t_{откл}$ — полное время отключения КЗ, складывается из времени отключения выключателя, выдержки времени и времени действия РЗ;
 $I_{n.o}$ — периодическая составляющая тока трехфазного КЗ.

$$t_{откл} = t_{с.в.о} + t_{вв} + t_{рз}, \quad (22)$$

$$t_{откл} = 0,056 + 1,5 + 0,1 = 1,656 \text{ с}$$

$$B_{к.ном} \geq B_k$$

$$B_k = 1,267^2 \cdot 1,656 = 2,658 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{к.ном} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$4800\text{кА}^2 \cdot \text{с} \geq 2,658\text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все каталожные и расчетные величины выбора и проверки сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Условия выбора и проверки силовых выключателей.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 114,06 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 1,267 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 36,996 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 1,172 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,404 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 1,267 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,404 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 1,267 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 2,658 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры выключателей ВГТ – 110 – 40/2000 УХЛ1 соответствуют условиям выбора.

Проведем проверку для разъединителей и заземляющих ножей ОРУ 110 кВ.

Предварительно принимаем к установке разъединители РГ-110/1000-40 УХЛ1.

Сопоставление каталожных данных с расчетными представлено в таблице. Расчетные параметры принимаются из рассчитанных выше для выключателя.

Таблица 3 – Параметры выбора разъединителей и заземляющих ножей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 114,06 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$

1	2	3
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 2,658 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,404 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$

Данные разъединители и заземляющие ножи прошли проверку по всем параметрам и могут быть приняты к установке.

Проведем проверку для трансформаторов тока.

Предварительно примем к установке трансформатор тока ТРТ – 110 – 40/115.

1. По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}$$

2. По току:

$$I_{max} \leq I_{1ном}$$

$$114,06 \text{ А} \leq 115 \text{ А}$$

3. По электродинамической стойкости

$$i_{дин} \geq i_{уд}$$

$$102 \text{ кА} \geq 3,404 \text{ кА}$$

4. По термической стойкости:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$$

$$4800 \text{кА}^2 \cdot \text{с} \leq 2,658 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

5. По величине вторичной нагрузки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

где $Z_{2\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом.

Вторичная нагрузка Z_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{к}}$:

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (23)$$

Сопротивление контактов $r_{\text{к}}$ принимается равным 0,05 Ом при двух–трех приборах и 0,01 Ом при большем количестве приборов.

В таблице 4 представлен перечень приборов, подключаемых к ТТ на ОРУ 110 кВ [17].

Таблица 4 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ-110

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5

1	2	3	4	5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Номинальное сопротивление вторичной обмотки:

$$Z_{2Н} = \frac{S_{2Н}}{I_2^2}, \quad (24)$$

где $S_{2Н}$ - номинальная мощность ТТ;

$I_2=5А$ -вторичный ток ТТ.

$$Z_{2Н} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом}$$

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (25)$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность, потребляемая приборами.

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,7}{5^2} = 0,068 \text{ Ом}$$

Выбираем провод сечение $q=4 \text{ мм}^2$ АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=100 \text{ м}$.

Сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (26)$$

где ρ – удельное сопротивление проводов;

l – длина соединительных проводов, определяется по [17];

q – удельное сопротивление материала провода.

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ Ом}$$

Сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_2 = 0,068 + 0,71 + 0,01 = 0,78 \text{ Ом}$$

Как видно, требуемое условие соблюдается. Остальные расчетные условия приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{ном}} = 115 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 114,06 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{н}}$
$Z_{2\text{н}} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,78 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{н}}$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 3,404 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 2,658 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} > B_{\text{к}}$

Из расчетных данных видно, что трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

Проведем проверку для трансформатора напряжения.

Предварительно примем к установке трансформатор напряжения НАМИ – 110 УХЛ1.

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Трансформаторы напряжения выбираются согласно условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (27)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех приборов и реле, присоединенных к ТН.

Условия выбора:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$110\text{kV} \leq 110 \text{ kV}$$

2. По конструкции и схеме соединения обмоток:

Трёхобмоточный трансформатор, выполненный по схеме «У/У₀-0»;

3. По классам точности: 0,2S, 0,2, 5P;

4. По вторичной нагрузке:

Таблица 6 – мощность приборов, подключенных к ТН.

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
1	2	3	4	5
Вольтметр	ЩП120П	6	1	6
Ваттметр	СР-3021	5	1	5
Варметр	СТ-3021	5	1	5
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	1	7,2
Частотомер	СР-3021	5	1	5
Итого				28,2

Суммарная мощность приборов:

$$28,2\text{ВА} \leq 100\text{ВА}$$

Таблица 7 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110\text{кВ}$	$U_{уст} = 110\text{кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 100\text{ВА}$	$S_{\Sigma} = 28,2\text{ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформатора напряжения соответствуют условиям их выбора.

8.2 Выбор и проверка оборудования КРУ 10 кВ

В качестве распределительного устройства на стороне 10 кВ применяем КРУ.

Комплектное распределительное устройство (КРУ)- это распределительное устройство, состоящие из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами [27].

Для КРУ 10 кВ применены вакуумные выключатели, а вместо разъединителей втычные контакты.

К эксплуатации были выбраны КРУ внутренней установки 10 кВ компании «СИБЭЛЕКТРОЦИТ» марки К-61 со встроенными выключателями марки ВВ/Te1-10-20/1600 УХЛ1 для вводных ячеек и со встроенными выключателями марки ВВ/Te1-10-20/630 УХЛ1 для секционной и фидерных ячеек.

В КРУ нет отдельных разъединителей, так как видимый разрыв создается с помощью выкатывания тележки КРУ в ремонтное положение.

Выбор и проверка ячеек КРУ и входящего в него оборудования производится в соответствии с алгоритмом, представленном для ОРУ 110 кВ.

Все каталожные и расчетные величины выбора и проверки сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1255 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,538 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 92,008 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

КРУ марки К-61 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

Выбор и проверка силовых выключателей КРУ 10 кВ:

В вводных ячейках применяем ВВ/Tel-10-20/1600, в секционной и фидерных ячейках применяем ВВ/Tel-10-20/630

Таблица 9 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе вводного выключателя 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 1255 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 2,061 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 4,38 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,538 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 2,061 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,538 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 2,061 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 92,008 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Таблица 10 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателя в секционную ячейку.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 627,5 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 2,061 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 4,38 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,538 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$

1	2	3
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 2,061 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,538 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 2,061 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 92,008 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Таблица 11 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателя в ячейки отходящих присоединений.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 115,47 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 2,061 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 4,38 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,538 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 2,061 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,538 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 2,061 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 92,008 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Все выбранные выключатели на стороне 10 кВ полностью удовлетворяют условиям проверки.

Выбор и проверка трансформаторов тока на стороне 10 кВ.

Принимаем к установке в вводной ячейке ТОЛ-СЭЩ-10-1200-0,5S/10P/10P УХЛ1.

Таблица 12 – Состав вторичной нагрузки для ТТ в вводной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Таблица 13 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в вводной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10\text{кВ}$	$U_{уст} = 10\text{кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 1300\text{А}$	$I_{раб.мах} = 1255\text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2\text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,36\text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100\text{ кА}$	$I_{уд} = 5,538\text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 92,008\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Для ТТ в секционной ячейке:

Таблица 14 – Состав вторичной нагрузки для ТТ в секционной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Итого		0,5	0,5	0,5

К установке принимается ТТ ТОЛ -СЭЦ-10-600-/0,5/10Р УХЛ1.

Таблица 15 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в секционной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10\text{кВ}$	$U_{уст} = 10\text{кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 600\text{А}$	$I_{раб.мах} = 627,5\text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2\text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,31\text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100\text{ кА}$	$I_{уд} = 5,538\text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 92,008\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Для ТТ в фидерных ячейках:

Таблица 16 – Состав вторичной нагрузки в фидерных ячейках

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Итого		0,5	0,5	0,5

К установке принимается ТТ ТОЛ-СЭЩ-10-0,5/10Р УХЛ1.

Таблица 17 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в фидерных ячейках

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10\text{кВ}$	$U_{уст} = 10\text{кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 120\text{А}$	$I_{раб.маx} = 115,47\text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2\text{ Ом}$ (для класса точности 0,2)	$Z_2 = 0,15\text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100\text{ кА}$	$I_{y\delta} = 5,538\text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 92,008\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Выбор и проверка трансформаторов напряжения на стороне 10 кВ

Для исключения вероятности возникновения феррорезонансных перенапряжений примем к установке антирезонансный ТН марки НАМИ-10-УХЛ1.

Таблица 18 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
1	2	3	4	5
Вольтметр	ЩП120П	6	1	6
Ваттметр	СР-3021	5	1	5
Варметр	СТ-3021	5	1	5
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	13	97,5
Итого				113,5

Таблица 19 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-10-УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10\text{кВ}$	$U_{уст} = 10\text{кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 200\text{ВА}$	$S_{\Sigma} = 113,5\text{ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения соответствуют условиям их выбора.

Трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ защищаются с помощью предохранителей.

Предохранители выбираются по расчетному току, при условии [4]:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР} , \quad (28)$$

где I_B – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ – номинальный ток предохранителя.

Расчетный ток определяем по формуле:

$$I_{расч} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} , \quad (29)$$

$$I_{пл.вс} = \frac{0,114}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,01\text{А}$$

Примем к установке предохранитель марки ПКТ 101-10-2-31,5 УХЛ1 с током плавкой вставки 2 А.

Таблица 20 – Выбор предохранителя для защиты ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10\text{кВ}$	$U_{уст} = 10\text{кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном.пл.вс} = 2\text{ А}$	$I_{пл.вс} 0,01\text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$i_{ном.откл} = 31,5\text{ кА}$	$i_{уд} = 5,538\text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$

Предохранитель удовлетворяет условиям выбора.

8.3 Выбор и проверка ошиновки 10 кВ

В качестве токопровода для связи КРУ 10 кВ с трансформатором будем использовать жесткие шины.

Согласно ПУЭ [5] сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по допустимому току $I_{раб.мах} = 1255\text{ А}$.

Принимаем алюминиевые прямоугольного шины АДЗ1Т1 сечением 80х6 мм, с номинальным током $I_{раб.мах} = 1480\text{ А}$.

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$$

$$1255\text{ А} \leq 1480\text{ А}$$

Расположение шины-плашмя. Длина пролета между опрными изоляторами принимается равной $L = 1,5\text{ м}$ [7].

Проверяем шины на термическую стойкость.

$$W_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977\text{ кА}^2\text{с}$$

$$W_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2,061^2 \cdot 1 = 12,743\text{ кА}^2\text{с}$$

$$12,743 \text{кА}^2\text{с} \leq 2977 \text{кА}^2\text{с}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C}, \quad (30)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{12,743 \cdot 10^6}}{90} = 39,664 \text{мм}^2$$

где $C=90$ - для алюминиевых шин [17].

$$q_{\min} \leq q=S, \quad (31)$$

$$S=a \cdot b=80 \cdot 6=480,$$

где a и b - ширина и толщина шины соответственно, взятые из выше названных условий.

$$39,667 \text{мм}^2 \leq 480 \text{мм}^2$$

Максимальное усилие, приходящиеся на один метр длины шины:

$$f=\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a}, \quad (32)$$

где $i_{\text{уд}}$ - ударный ток на шине, А [раздел 7];

a - расстояние между фазами, м [17].

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{5,538^2}{0,2} = 265,6 \text{ Н/м}$$

Напряжение в материале шины, возникающее из-за изгибающего усилия, МПа:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f \cdot L^2}{10 \cdot W_{\phi}}, \quad (33)$$

где L - длина пролета между опорными изоляторами, м;

W_{ϕ} - момент сопротивления шины.

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot L^2}{6}, \quad (34)$$

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot 1,5^2}{6} = 3,75 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{265,6 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 3,75} = 15,94 \text{ МПа}$$

Для выбранной шины $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$ [33].

Шины считаются механически прочны, если $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$.

$$15,94 \text{ МПа} < 75 \text{ МПа}$$

Следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

Таблица 21 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$I_{ном} = 1480 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1255 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 12,743 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$q = 480 \text{ мм}^2$	$q_{мин} = 39,664 \text{ мм}^2$	$q_{мин} \leq q$
$\sigma_{доп} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 15,94 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$

8.4 Выбор и проверка изоляторов

Жесткие шины крепятся при принятом горизонтальном расположении на опорных изоляторах плашмя, вы выбор которых производится по следующим условиям [4]:

1. По номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

2. По допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{доп}$$

где $F_{расч}$ - сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ - допустимая нагрузка на головку изолятора;

$F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб.

К установке приняты опорные изоляторы ИО-10-3,75У1 с допустимой нагрузкой на изгиб:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \tag{34}$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}$$

Изолятор проверяют на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 1 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1,4 \cdot \frac{5538^2}{0,2} = 37,185 \text{ Н}$$

Таблица 22 – Выбор опорных изоляторов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} = 10 \text{ кВ}$	$I_{\text{раб.тах}} \leq I_{\text{ном}}$
$F_{\text{доп}} = 2250 \text{ Н}$	$F_{\text{расч}} = 37,185 \text{ Н}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.ном}}$

Таким образом, опорный изолятор ИО-10-3,75У1 проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

8.5 Выбор трансформаторов собственных нужд

В зависимости от типа и мощности подстанции питание потребителей собственных нужд должно осуществляться от специально установленных трансформаторов. Такими потребителями являются: система охлаждения силовых трансформаторов, обогрев шкафов с установленной в них электроаппаратурой, система пожаротушения и другие. При установке трансформаторов мощность их берется по полной суммарной мощности потребителей собственных нужд:

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{\sum S_{\text{СН}}}{2 \cdot k_3}, \quad (35)$$

Таблица 23 – Мощности основных потребителей собственных нужд

№п/п	Потребители	Потребляемая мощность, кВА
1	Система охлаждения трансформаторов ТДН 16000-110/10 УХЛ1	3x2
2	Подогрев выключателей и приводов на три полюса ОРУ 110 кВ	0,5
3	Подогрев шкафов в КРУ	2
4	Подогрев релейного шкафа	1
5	Отопление, освещение, вентиляция КРУ совмещенного с ОПУ	5
6	Зарядно-подзарядный агрегат	2x15
7	Освещение территории ПС	12
8	Эксплуатационные и ремонтные нагрузки, нагрузочный резерв	100
Итого		156

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{156}{2 \cdot 0,7} = 111,43 \text{ кВА}$$

На основании таблицы 23 для каждой секции шин выбирается к установке по одному трансформатору собственных нужд марки ТСЗ-160.

8.6 Выбор аккумуляторных батарей

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения станции используются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется переменный ток или выпрямленный специальными тиристорными (вентильными) преобразователями постоянный ток. Использование переменного или выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих мощных аккумуляторных батарей и существенно упростить оперативные цели.

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Число основных элементов в батарее определяется [4]:

$$n_0 = \frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{ПА}}}, \quad (36)$$

где $U_{\text{ш}}$ – напряжение на шинах;

$U_{\text{ПА}}$ – напряжение на элементе в режиме подзарядки;

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 108$$

Общее число элементов:

$$n = \frac{220}{1,75} = 125$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{\text{доб}} = n - n_0, \quad (37)$$

$$n_{\text{доб}} = 125 - 108 = 17$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{\text{ав}}}{j}, \quad (38)$$

где $I_{ав}$ - нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;

j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера.

$$N = 24$$

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК – 24.

$$k_{пер} \cdot N \geq I_{Тmax}, \quad (39)$$

где $I_{Тmax}$ - максимальный толчковый ток для данного вида батарей;

$$I_{Тmax} = 1269 \text{ A};$$

$k_{пер} = 46$ – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot 24 = 1104 \text{ A}.$$

Значение получилось меньше необходимого, следовательно, надо выбрать аккумулятор с другим типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{46} = 27,58;$$

Окончательно принимаем к установке 125 аккумуляторных батарей марки СК – 28.

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_{П}, \quad (40)$$

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot 28 + 20 = 24,2 \text{ А}$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0, \quad (41)$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot 125 = 260 \text{ В}$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП – 380/260 – 40/80.

8.7 Выбор системы оперативного тока

Совокупность источников питания, кабельных линий, шин питания переключающих устройств и других элементов оперативных цепей составляет системы оперативного тока данной электроустановки.

К системам оперативного тока предъявляют требования высокой надежности при коротких замыканиях и других ненормальных режимах в цепях главного тока. На РУ применяются следующие системы оперативного тока:

- постоянный оперативный ток – система питания оперативных цепей, при которой в качестве источника питания применяется аккумуляторная батарея;

- переменный оперативный ток – система питания оперативных цепей, при которой в качестве основных источников питания используются измерительные трансформаторы тока, напряжения, трансформаторы собственных нужд;

- выпрямленный оперативный ток – система питания оперативных цепей переменным током, в которой переменный ток преобразуется в постоянный

(выпрямленный) с помощью блоков питания и выпрямительных силовых устройств;

– смешанная система оперативного тока – система питания оперативных цепей, при которой используются разные системы оперативного тока.

Из вышеописанного следует, что для проектируемой подстанции, по требованию высокой надежности, подойдет только постоянный оперативный.

В качестве источника постоянного оперативного тока для подстанции используется система выпрямленного оперативного тока, выбранные ранее аккумуляторные батареи будут использоваться лишь в качестве аварийного источника питания.

8.8 Выбор ОПН

Ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН) является одним из основных элементов системы защиты от перенапряжений, обеспечивающий защиту электрооборудования распределительного устройства подстанций и линий от коммутационных и грозовых перенапряжений. Конструкция ОПН весьма проста – в ее основе лежит столб из нелинейных сопротивлений (варисторов), имеющий лишь две геометрические характеристики – высоту колонки и ее диаметр. Оказывается, что многие характеристики современных ОПН различных производителей связаны друг с другом и определяются его наибольшим рабочим напряжением (зависит от высоты колонки варисторов) и энергоемкостью (зависит от диаметра колонки варисторов). Поэтому обращать внимание необходимо, прежде всего, на две эти величины.

К основным параметрам ограничителя относятся [16]:

- Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- Номинальное напряжение, номинальный разрядный ток, класс пропускной способности;
- Уровни остающихся напряжений при коммутационных и грозовых импульсах;
- Величина тока срабатывания противозрывного устройства;
- Длина пути утечки внешней изоляции.

Выбор ОПН на напряжение 110 кВ:

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия [16]:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ} \quad (42)$$

Принимаем первоначально ОПН-П1-110/77/10/400 УХЛ1 по номинальному напряжению 110 кВ.

$$110\text{кВ} \geq 110\text{кВ}$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ} \quad (43)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot U_{РАБ}}{\sqrt{3}} \quad (44)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 73\text{кВ}$$

$$77\text{кВ} \geq 73\text{кВ}$$

Величина неограниченных перенапряжений:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (45)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжения в месте ее возникновения, принимается равным 420 кВ;

k – коэффициент полярности, принимается равным $0,2 \cdot 10^{-3}$;

l – длина защитного подхода, определяется из ПУЭ и принимается 2,5

$$U = \frac{420}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,5 \cdot 420} = 347 \text{ кВ}$$

Время распространения волны:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (46)$$

где β – коэффициент затухания волны, принимается 0,91;

c – скорость распространения волны, составляет 300000 км/с.

$$T = \frac{3 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 3000000} = 10,99 \text{ мкс}$$

Энергия, пропускаемая ОПН во время грозового импульса в сетях 110-750 кВ определяется как [16]:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z_B} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (47)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений;

$U_{ост}$ – остающиеся напряжение на ограничителе (305 кВ);

Z_B – волновое сопротивление линии с учетом импульсной короны, составляет 640 Ом;

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов, равное 1.

$$\mathcal{E} = \left(\frac{347 - 305}{640} \right) \cdot 305 \cdot 2 \cdot 10,99 \cdot 1 = 439,94 \text{ кДж}$$

Удельная энергоёмкость ОПН [16]:

$$\mathcal{E}' = \frac{\mathcal{E}}{U_{НОМ}} \quad (48)$$

$$\mathcal{E}' = \frac{439,94}{110} = 4 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$$

Используется ОПН третьего класса энергоёмкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах $3,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$

Таблица 24 – Параметры ОПН-П1-110/77/10/400 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П1-110/77/10/400 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	77
Номинальный разрядный ток, кА	10
Ток пропускной способности-амплитудное значение прямоугольного импульса тока длительностью 2000 мкс, А	400
Остающееся напряжение, кВ	274
Длина пути утечки, см	227
Удельная энергоёмкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

Выбор ОПН на напряжение 10 кВ:

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ} \quad (49)$$

Принимаем первоначально ОПН-П1-10/10,5/10/550 УХЛ1 по номинальному напряжению 10 кВ.

$$10\text{кВ} \geq 10\text{кВ}$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ} \quad (50)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 6,64\text{кВ}$$

$$10,5\text{кВ} \geq 6,64\text{кВ}$$

Энергию, пропускаемую ОПН во время грозового импульса для сетей 3-35 кВ определяется отлично от метода, рассмотренного выше [16]:

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot C \cdot \left[(K_{П} \cdot 0,82 \cdot U_{НР})^2 - (1,77 \cdot U_{Н.Д})^2 \right], \quad (51)$$

где C – емкость кабельной линий;

$K_{П}$ – кратность резонансных перенапряжений, равная 2,5;

$U_{НР}$ – наибольшее рабочее напряжение сети;

$U_{нд}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН.

Ёмкость кабельной линий определяется как:

$$C = l \cdot C_0, \quad (52)$$

где $C_0 = 0,25 \frac{\text{мкФ}}{\text{км}}$ – удельная емкость кабеля АПВВНГ(А)-LS-3х50/16-10,

который использован в сети 10 кВ;

$l = 4,35 \text{ км}$ – условная длина самой протяженной линии в сети 10 кВ.

$$C = 4,35 \cdot 0,25 = 1,1 \text{ мкФ}$$

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot 1,1 \cdot \left[(2,5 \cdot 0,82 \cdot 10)^2 - (1,77 \cdot 10,5)^2 \right] = 41,17 \text{ кДж}$$

Удельная энергоёмкость ОПН составит:

$$\mathcal{E}' = \frac{41,17}{10} = 4,12 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$$

Используется ОПН третьего класса энергоёмкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах $3,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,12 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$.

Таблица 25 – Параметры ОПН-П1-10/10,5/10/550 УХЛ1

Характеристика	Величина
1	2
Тип ОПН	ОПН-П1-10/10,5/10/550 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	10,5

1	2
Номинальный разрядный ток, кА	10
Ток пропускной способности-амплитудное значение прямоугольного импульса тока длительностью 2000 мкс, А	550
Остающееся напряжение, кВ	37
Длина пути утечки, см	88
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

Выбранные нелинейные ограничители перенапряжений полностью соответствуют требуемым параметрам сети для всех классов напряжений и позволяют обезопасить подстанцию от коммутационных и набегающих грозových перенапряжений.

9 ОРГАНИЗАЦИЯ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ

Для защиты подстанции от грозовых перенапряжений для обеспечения безопасности обслуживающего персонала и эксплуатируемого оборудования будем использовать молниеотводы, устанавливаемые на линейных, шинных порталах 110 кВ и на прожекторной мачте.

Схема молниезащиты представлена на листе 5.

Рассчитаем параметры зон защиты пар молниеотводов, для которых расстояние между ними соответствует условию [17]:

$$h < L \leq 2h, \quad (52)$$

где L -расстояние между молниеотводами;

h -высота молниеотводов.

Произведем расчет для пары молниеотводов М1-М3:

Высота молниеотвода:

$$h = 21,5 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{M13} = 29,5 \text{ м};$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h; \quad (53)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 21,5 = 18,28 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h; \quad (54)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot 21,5) \cdot 18,28 = 22,73 \text{ м};$$

Ширина средней части зоны защиты определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \frac{h_c - h_x}{h_c}, \quad (55)$$

где h_c – высота средней части двойного стержневого молниеотвода;

r_{c0} – ширина средней части зоны защиты на уровне земли.

Ширина средней части зоны защиты на уровне земли при условии

$$h < L_M < 2h:$$

$$r_{c0} = r_0 = 22,73 \text{ м};$$

Определим для молниеотводов 1 и 2 высоту средней части зоны защиты двойного стержневого молниеотвода.

$$h_c = h_{\rightarrow\phi} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{M12} - h) \quad (56)$$

$$h_c = 18,23 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 21,5) \cdot (34,55 - 31,5) = 16,74 \text{ м}.$$

Определим ширину средней части зоны защиты на уровне всех защищаемых объектов:

На уровне линейного портала 110 кВ:

$$r_{cx} = 22,73 \cdot \frac{16,74 - 14,5}{16,74} = 3,04\text{м}$$

На уровне высоковольтных вводов трансформатора:

$$r_{cx} = 22,73 \cdot \frac{16,74 - 6}{16,74} = 15,58\text{м}$$

Радиусы зон защиты на уровне защищаемых объектов определяются как:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) \text{м}, \quad (57)$$

где h_x – высота защищаемого объекта

Радиус зоны защиты на уровне линейного портала 110 кВ:

$$r_x = 22,73 \cdot \left(1 - \frac{14,5}{18,28} \right) = 4,69\text{м}$$

Радиус зоны защиты на уровне высоковольтных вводов трансформатора:

$$r_x = 22,73 \cdot \left(1 - \frac{6}{26,78} \right) = 15,26\text{м}$$

Расчеты для пар молниеотводов М2-М4, М5-М7, М6-М8, М8-М7 производятся аналогично, результаты расчета сведены в таблицу 26.

Рассчитаем параметры зон защиты пар молниеотводов, для которых расстояние между ними соответствует условию [17]:

$$L \leq h$$

Произведем расчет для пары молниеотводов М4-М6.

Высота молниеотвода:

$$h = 21,5 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{M46} = 20,3 \text{ м};$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 21,5 = 18,28 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 18,28) \cdot 18,28 = 22,73 \text{ м};$$

Ширина средней части зоны защиты на уровне земли при условии $L_M \leq h$:

$$r_{C0} = r_0 = 22,73 \text{ м};$$

Высота средней части зоны защиты:

$$h_c = h_{\text{эф}}$$

$$h_c = 18,28 \text{ м}.$$

Радиус зоны защиты на уровне порталов 110 кВ:

$$r_x = 22,73 \cdot \left(1 - \frac{14,5}{18,28}\right) = 4,69\text{м}$$

Радиус зоны защиты на уровне высоковольтных вводов трансформаторов 110 кВ:

$$r_x = 22,73 \cdot \left(1 - \frac{6}{18,28}\right) = 15,26\text{м}$$

Ширина средней части зоны защиты на уровне порталов 110 кВ:

$$r_{cx} = r_x$$

$$r_{cx} = 4,69\text{м}$$

Аналогично на уровне высоковольтных вводов трансформаторов:

$$r_{cx} = 15,26\text{м}$$

Аналогичный расчет производится для пары молниеотводов М2-М5.

Таблица 26 – Результаты расчета молниезащиты подстанции

	L, м	r0, м	r110, м	rT, м	rc110, м	rcT, м
1	2	3	4	5	6	7
М1-М3	29,5	22,73	4,69	15,26	3,04	15,58
М5-М7	23,3	22,73	4,69	15,26	4,35	15,12
М6-М8	26	22,73	4,69	15,26	3,8	14,9
М8-М7	37,5	22,73	4,69	15,26	1,06	13,76

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6	7
M2-M4	29,5	22,73	4,69	15,26	3,04	15,58
M4-M6	20,3	22,73	4,69	15,26	4,69	15,26
M2-M5	17,4	22,73	4,69	15,26	4,69	15,26
M1-M2	20,3	22,73	4,69	15,26	4,69	15,26
M3-M4	20,3	22,73	4,69	15,26	4,69	15,26
M5-M6	20,3	22,73	4,69	15,26	4,69	15,26

10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА ПОДСТАНЦИИ

Проектирование заземляющего устройства производится в соответствие с требованиями седьмого издания ПУЭ, глава 1.7 [5]. Согласно ПУЭ величина допускаемого сопротивления заземляющих устройств в установках свыше 110 кВ составляет не более 0,5 Ом.

Принимаем двухслойную модель грунта. Из геологической карты Республики Саха (Якутия) для Алданского района, где расположена проектируемая подстанция определяем, что на этой территории преобладают лугово-черноземовидные почвы с удельным сопротивлением $\rho_1=60$ Ом · м и $\rho_2=200$ Ом · м. Для 3 климатической зоны толщина слоя сезонного изменения грунта 2,2

Расчет заземляющего устройства будем вести по методике, представленной в [19].

Определяем эквивалентное сопротивление неоднородного грунта по графику, представленному в РД 153-34.3-35.125-99:

Алгоритм выбора:

Определим соотношение $\frac{\rho_1}{\rho_2}$:

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{60}{200} = 0,3$$

Определим кривую, на которую нужно опустить перпендикуляр:

$$\frac{h_{13} - h_3}{l_3} = \frac{2,5 - 0,5}{4} = 0,5$$

Определяем $\rho_{\text{экв}}$ из полученного соотношения:

$$\frac{\rho_{\text{экв}}}{\rho_2} = \frac{\rho_{\text{экв}}}{200} = 0,5$$

$$\rho_{\text{экв}} = 200 \cdot 0,5 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Эквивалентное сопротивление грунта составляет $\rho_{\text{экв}} = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Определяем площадь контура заземления [19].

Контур заземлителя расположен с выходом за границы ПС на 1,5 м для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя.

Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её генерального плана [лист б].

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (58)$$

где $A = 41$ м-длина ПС;

$B = 54$ м-ширина ПС.

$$S = (41 + 2 \cdot 1,5) \cdot (54 + 2 \cdot 1,5) = 2508 \text{ м}^2$$

Принимаем диаметр вертикальных и горизонтальных электродов $d = 12$ мм

Тогда их сечение:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (59)$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 12^2}{4} = 113 \text{ мм}^2$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{\text{тер}} = \sqrt{\frac{I^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (60)$$

где I - максимальный ток однофазного короткого замыкания,

принимаем согласно расчетам главы 6 равным 1,098 кА;

T - время срабатывания РЗ при его отключении, складывается из полного времени отключения выключателя и выдержки времени, принимается равным 0,56 с [7];

β - коэффициент термической стойкости для ОРУ, для стали принимается равным 21 [7].

$$F_{\text{тер}} = \sqrt{\frac{1098^2 \cdot 0,56}{400 \cdot 21}} = 8,97 \text{ мм}^2$$

$$113 \text{ мм}^2 > 8,97 \text{ мм}^2$$

Сечение проходит проверку по термической стойкости.

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

Коррозийная зона выбирается по СТО-56947007-29.130.15.114-2012 и принимается К4.

$$F_{\text{КОР}} = \pi \cdot S_{\text{CP}} \cdot (d + S_{\text{CP}}) \quad (61)$$

$$S_{\text{CP}} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + d_k, \quad (62)$$

где $T=240$ мкс- время использования заземлителя за 20 лет;

a_k, b_k, c_k, d_k - справочные коэффициенты, зависящие от коррозионной зоны и соответственно равны 0,0026; 0,0092; 0,0104; 0,0224.

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3(240) + 0,0092 \cdot \ln^2(240) + 0,0104 \cdot \ln(240) + 0,0224 = 0,784$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,784 \cdot (12 + 0,784) = 31,47 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F \geq F_{КОР} + F_{тер} \quad (63)$$

$$F_{КОР} + F_{тер} = 31,47 + 8,97 = 40,44 \text{ мм}^2$$

$$113 \text{ мм}^2 > 44,44 \text{ мм}^2$$

Выбранное сечение удовлетворяет условию.

Найдем общую длину полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{l_{\text{п-п}}} + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{\text{п-п}}}, \quad (64)$$

где $l_{\text{п-п}}$ - расстояние между полосами сетки, по ПУЭ принимаем 6 м.

$$L_{\Gamma} = (41 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(54 + 2 \cdot 1,5)}{6} + (54 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(41 + 2 \cdot 1,5)}{6} = 836 \text{ м}$$

Определим число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (65)$$

$$m = \frac{836}{2 \cdot \sqrt{2508}} = 8,35$$

Принимаем $m=9$

Длина стороны ячейки:

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (66)$$

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{2508}}{9} = 5,56 \text{ м}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1) \quad (67)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{2508} \cdot (9+1) = 1002 \text{ м}$$

Определяем количество вертикальных электродов.

$$n_{\text{В}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (68)$$

где a - расстояние между вертикальными электродами, принимается

равное 6 м.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{2508}}{6} = 33,88$$

Принимаем $n_B = 34$ шт

Принимаем вертикальные электроды диаметром $d=12$ мм, и длиной $l=4$ м. В этом случае вертикальные электроды будут находится в слое грунта, не подверженному сезонным изменениям.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_S = \rho_{\text{экр}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right) \quad (69)$$

где A – коэффициент подобия, определяется по РД 153-34.3-35.125-99,

зависит от отношения: $A = \frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0,081$ и принимается равным 0,4.

$$R_S = 100 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{2508}} + \frac{1}{1002 + 34 \cdot 4} \right) = 0,431 \text{ Ом}$$

Определим импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{\text{и}} = R_S \cdot \alpha_{\text{и}}, \quad (70)$$

где $\alpha_{\text{и}}$ - импульсный коэффициент, определяется как:

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экр}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (71)$$

где I_M - значение тока молнии, принимается равный 60 кА.

$$\alpha_n = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2508}}{(100+320) \cdot (60+45)}} = 1,14$$

$$R_n = 0,431 \cdot 1,14 = 0,49 \text{ Ом}$$

Как видно полученные стационарное и импульсное сопротивление заземляющего устройства не превышают 0,5 Ом, следовательно, проектирование выполнено верно.

Схема заземляющего устройства представлена на листе 6.

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА

11.1 Описание принятой цифровой защиты

В качестве цифровой релейной защиты трансформатора рассматривалась защита на базе RET670, разработанной компанией ABB. RET670 обеспечивает быстродействующую и селективную защиту, мониторинг и управление двух- и трехобмоточных трансформаторов, трансформаторов, блоков генератор-трансформатор, фазорегуляторов, специальных трансформаторов для применения в железнодорожной промышленности и шунтирующих реакторов. RET670 предназначен для правильного функционирования в условиях широкого изменения частоты энергосистемы во время аномальных режимов, а также переходных режимах включения/отключения генератора, мощного двигателя [8].

11.2 Расчет параметров срабатывания защиты

Проектирование защиты будет осуществляться по методике, изложенной в [20]. Проведем расчет параметров срабатывания устройства RET670 при его использовании для защиты трансформатора типа ТДН-16000-110/10 УХЛ1 с параметрами, представленными в таблице 27.

Таблица 27 – Исходные данные

Наименование параметра	Значение
1	2
Схема соединения	У/Д-0-11
Номинальная мощность, МВА	16
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	110
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	10
Величина регулирования напряжения со стороны ВН для крайнего отрицательного положения РПН, %	8x1.5
Величина регулирования напряжения со стороны ВН для крайнего положительного положения РПН, %	8x1.5

Проверка обеспечения цифрового выравнивания токов плеч защищаемого трансформатора.

Рабочие номинальные токи каждой стороны:

$$I_{\text{номВН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 114,06 \text{ А} ;$$

$$I_{\text{номНН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1255 \text{ А} .$$

Рабочие токи, протекающие в ТТ:

$$I_{\text{ном.вт.ВН}} = \frac{114,06}{\frac{115}{5}} = 4,96 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.вт.НН}} = \frac{1255}{\frac{1300}{5}} = 4,83 \text{ А} .$$

Номинальные токи входов устройства для плеч защиты сторон ВН, НН принимаются равными 5 А, а относительная погрешность выравнивания принимается равной максимальному значению из соответствующих рассматриваемым двум сторонам $\Delta f_{\text{выр}} = 0,03$ [20].

Таблица 28 – Выбор рабочих ответвлений токовых входов устройства

Вторичный ток в номинальном режиме, А	Номинальный ток входа устройства, А	Относительная погрешность выравнивания
1	2	3
5-20	5	0,03
1-5	5	0,02

1	2	3
0,5-1	1	0,02
0,125-0,5	1	0,03
0,1-0,125	1	0,05

Затем производится проверка обеспечения цифрового выравнивания:

$$0,1 < \frac{I_{\text{раб.макс.вт}}}{I_{\text{ном.т}}} < 4, \quad (72)$$

где $I_{\text{раб.макс.вт}}$ – первичный рабочий максимальный ток присоединения, подключенного к рассматриваемому аналоговому входу;

$I_{\text{ном.т}}$ – номинальный ток рассматриваемого аналогового входа устройства.

Для стороны ВН:

$$0,1 < 0,53 < 4;$$

Для стороны НН:

$$0,1 < 0,56 < 4.$$

Для всех сторон условия выполняются, т.е. цифровое выравнивание амплитуд токов плеч обеспечивается.

Проверка обеспечения требований к трансформаторам тока в схемах дифференциальной токовой защиты.

Как известно, полная погрешность ТТ в установившемся режиме не должна превышать 10% при максимальном токе внешнего КЗ (или максималь-

ном сквозном токе). В переходных режимах КЗ часто происходит насыщение ТТ, которое приводит к увеличению их погрешностей и искажению формы кривой вторичного тока. Возрастание погрешностей ТТ приводит к появлению значительных токов небаланса дифференциальной защиты.

Параметрирование данных об трансформаторе.

Номинальные напряжения сторон задаются в соответствии с исходными данными защищаемого трансформатора, т.е. равными соответственно:

$$U_{\text{ном.ВН}} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ном.НН}} = 10 \text{ кВ}.$$

Номинальные токи обмоток ВН и НН, соответственно рассчитываются по выражению:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (73)$$

$$I_{\text{номВ}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 114,06 \text{ А}$$

$$I_{\text{номН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1255 \text{ А}$$

Схемы соединения обмоток трансформатора (звезда или треугольник) для сторон ВН и НН задаются следующими:

$U_{\text{В}} - \text{Y}$ (треугольник);

$U_{\text{Н}} - \text{D}$ (звезда).

Алгоритм защиты должен работать с вычитанием токов нулевой последовательности для стороны ВН, а для стороны НН вычитание токов нулевой последовательности не должно использоваться.

Расчет и выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты устройства RET670.

Параметр K_1 , определяющий тормозной ток принимается равным 1,15 [20].

Начальный дифференциальный ток срабатывания I_{dmin} рассчитывается по условию отстройки от токов небаланса в переходных режимах работы трансформатора при малых сквозных токах по выражению:

$$I_{dmin} = K_{отс} \cdot K_{нб.расч} \cdot K_1, \quad (74)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$K_{нб.расч}$ – расчетный коэффициент небаланса, рассчитывается по формуле:

$$K_{нб.расч} = \sqrt{(K'_{пер} \cdot \varepsilon_{ТТ} + \varepsilon_{ПТТ})^2 \cdot (1 + 2 \cdot (\Delta U_{рег} + \Delta f_{выр}) + (\Delta U_{рег} + \Delta f_{выр})^2)}, \quad (75)$$

где $K'_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, принимается равным 1,5 [20];

$\varepsilon_{ТТ}$ – полная относительная погрешность ТТ в установившемся режиме,

принимается равная 0,1 [20];

$\varepsilon_{ПТТ}$ – полная относительная погрешность промежуточных ТТ, принимается равная 0, так как ПТТ не используются;

$\Delta f_{выр}$ – относительная погрешность выравнивания токов, выше была выбрана 0,03 [20];

$\Delta U_{\text{рег}}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора, вычисляется по формуле:

$$\Delta U_{\text{рег}} = \frac{\max(U_{(-\text{PO})}; U_{(+\text{PO})})}{100\%} \quad (76)$$

$$\Delta U_{\text{рег}} = \frac{\max(-12\%; 12\%)}{100\%} = 0,12$$

$$K_{\text{нб, расч}} = \sqrt{(1,5 \cdot 0,1 + 0)^2 \cdot (1 + 2 \cdot (0,12 + 0,03) + (0,12 + 0,03)^2)} = 0,23$$

$$I_{\text{dmin}} = 1,2 \cdot 0,23 \cdot 1,15 = 0,31$$

Таблица 29 – Перечень параметров АТ, подлежащих заданию в устройстве

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Выбранное значение
1	2	3	4	5	6
$U_{\text{номВ}}$	кВ	0,05-2000	0,05	400	230
$U_{\text{номН}}$	кВ	0,05-2000	0,05	10,5	11
$I_{\text{номВ}}$	А	1-99999	1	577	158
$I_{\text{номН}}$	А	1-99999	1	7173	1680
$U_{\text{В}}$	-	Y D	-	Y	Y
$U_{\text{Н}}$	-	Y D	-	D	D

Полученное значение параметра срабатывания $I_{dmin}=0,31$ больше минимального рекомендуемого значения 0,20. Параметр срабатывания I_{dmin} принимается равным 0,32.

Параметр K_2 , определяющий тормозной ток принимается равным 2 [20].

Коэффициент торможения второго участка тормозной характеристики рассчитывается по выражению:

$$S_2 \geq \frac{(I_{диф.расч} - I_{dmin}) \cdot 100\%}{K_2 - K_2}, \quad (77)$$

где $I_{диф.расч}$ – расчетный дифференциальный ток, определяется по формуле:

$$I_{диф.расч} = K_{отс} \cdot K'_{нб.расч} \cdot K_2, \quad (78)$$

где $K_{отс}$ принимается 1,1, $K''_{пер}$ принимается 2,5 [20].

$$K_{нб.расч} = \sqrt{(2,5 \cdot 0,1 + 0)^2 \cdot (1 + 2 \cdot (0,12 + 0,03) + (0,12 + 0,03)^2)} = 0,32$$

$$I_{диф.расч} = 1,1 \cdot 0,32 \cdot 2 = 0,71$$

$$S_2 \geq \frac{(0,71 - 0,31) \cdot 100\%}{2 - 1,15} = 46,435\%$$

Параметр S_2 принимается равным 46 % [20].

Параметр S_3 , определяющий коэффициент торможения третьего участка тормозной характеристики принимается равным 50 % [20].

Для проверки чувствительности на горизонтальном участке характеристики рассматриваются те режимы, в которых $I_{торм.расч}^* < K_1$.

Расчетными являются режимы:

$$\text{№ 1: } I_{\text{торм.расч}^*} = 1,05 < K_1 = 1,15;$$

$$\text{№2: } I_{\text{торм.расч}^*} = 1,04 < K_1 = 1,15;$$

$$\text{№3: } I_{\text{торм.расч}^*} = 0,99 < K_1 = 1,15.$$

При этом минимальный дифференциальный ток наблюдается для режима №1 и составляет 1,45. При этом коэффициент чувствительности равен:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф.расч}}}{I_{\text{dmin}}} \quad (79)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1,45}{0,31} = 4,62 > 2$$

Итак, чувствительность защиты на горизонтальном участке обеспечивается.

Чувствительность для наклонных участков характеристики проверяется по соотношению относительного начального дифференциального тока и тока начала торможения, которое не должно превышать 0,5:

$$\frac{I_{\text{dmin}}}{K_1} = \frac{0,314}{1,15} = 0,27 < 0,5 \quad (80)$$

Условие выполняется, значит, чувствительность защиты на наклонных участках характеристики будет обеспечиваться всегда.

Расчет и выбор параметра срабатывания токового органа дифференциальной отсечки I_{dUnre} выполним с учетом двух условий:

- обеспечение отстройки от режима броска тока намагничивания;
- обеспечение отстройки от режима максимального тока, текущего через защищаемый трансформатор при внешнем КЗ.

По условию отстройки от режима максимального тока, текущего через защищаемый трансформатор при внешних повреждениях, параметр срабатывания рассчитывается по выражению:

$$I_{dUnre} \geq K_{отс} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{кз.макс}' , \quad (81)$$

где $K_{отс}=1,2$ –коэффициент отстройки [20];

$K_{нб(1)}=0,65$ –отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока, текущего через защищаемый трансформатор при внешнем повреждении [20].

$$I_{кз.макс}' = \frac{I_{кз.макс}}{I_{ном.опор}} = \frac{1255}{114,06} = 19,17 , \quad (82)$$

где $I_{кз.макс}'$ –относительный максимальный ток при внешнем трехфазном КЗ;

$I_{кз.макс}=1255A$ –максимальный ток при внешнем трехфазном КЗ на шинах НН, когда включены обе системы и в работе находится только защищаемый трансформатор, приведенный к опорной стороне;

$I_{ном.опор}=158A$ –номинальный ток опорной стороны (стороны ВН) защищаемого трансформатора.

$$I_{dUnre} \geq 1,2 \cdot 0,65 \cdot 19,17 = 14,95$$

Полученное значение параметра удовлетворяет условию отстройки от режима броска намагничивающего тока:

$$I_{dUnre} = 14,95 \geq 5.$$

Параметр срабатывания принимается равным $I_{dUnre} = 15$.

Выбранные параметры функции дифференциальной защиты устройства сведены в таблицу 30.

Таблица 30 – Параметры функции дифференциальной защиты

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Рассчитанное значение
1	2	3	4	5	6
Функция дифференциальной защиты PDIF, 87T					
K_1	В долях от $I_{ном.опор}$	0,2-1,5	0,01	1,25	1,15
I_{dmin}	В долях от $I_{ном.опор}$	0,1-0,6	0,01	0,3	0,31
K_2	В долях от $I_{ном.опор}$	1-10	0,01	3	2
S_2	%	10-50	0,1	40	46
S_3	%	30-100	0,1	80	50
I_{dUnre}	В долях от $I_{ном.опор}$	1-50	0,01	10	15

11.3 Газовая защита трансформатора.

Газовая защита трансформаторов является наиболее чувствительной и универсальной защитой от внутренних повреждений. Она устанавливается на трансформаторах и трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла [8].

Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах (трансформаторах) мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах (трансформаторах) мощностью 1000 – 4000 кВА, не имеющих быстродействующей защиты.

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже незначительные повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора (трансформатора) вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа.

К повреждениям, на которые реагирует газовая защита относятся: замыкания между витками обмоток, пожар в стале магнитопровода, неисправности переключателей устройств РПН и ряд других, сопровождающихся местным повышением температуры частей трансформатора, находящихся внутри бака.

Первая ступень ГЗ срабатывает при незначительном выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал.

Вторая ступень ГЗ срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

На нижеприведенном рисунке показана установка газового реле на масляный трансформатор, с указанием основных элементов: 1 – газовое реле; 2 – краник; 3 – выхлопная труба; 4 – расширитель; 5 – мембрана.

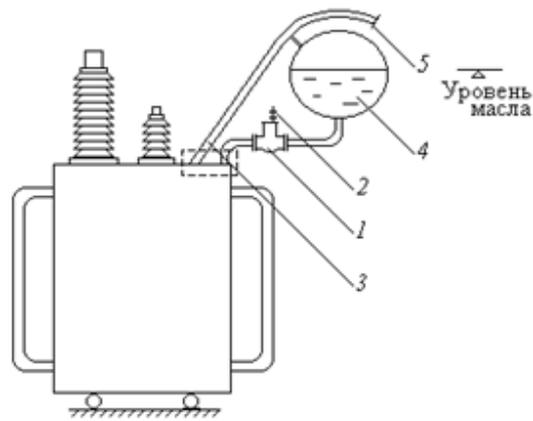


Рисунок – 8 Установка газового реле на трансформаторе.

На рассматриваемом трансформаторе применяется газовое реле марки ВР 80\Q.

11.4 Защита от перегрузки трансформатора

Перегрузка трансформаторов обычно бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью максимальной токовой защиты, включенной на ток одной фазы. Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях — на разгрузку или отключение трансформаторов.

На трансформаторах защита от перегрузки устанавливается на всех трех сторонах напряжения. Расчет параметра срабатывания производится одинаково для всех сторон. Рекомендуется вести расчет в первичных величинах, приведенных к той стороне трансформатора, с которой установлена рассматриваемая защита.

Первичный ток срабатывания измерительного органа максимального фазного тока отстраивают от номинального тока обмотки защищаемого трансформатора [8]:

$$I_{с.з} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{ном}, \quad (83)$$

где $K_{отс} = 1,05$ – коэффициент отстройки;

$K_B=0,95$ —коэффициент возврата;

$I_{ном}$ —первичный номинальный ток обмотки трансформатора с учетом регулирования напряжения для той стороны, на которой установлена рассматриваемая защита.

Увеличение номинального тока не должно превышать 5 % номинального тока среднего положения РПН.

Для высокой стороны:

$$I_{с.з.ВН} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 158,14 = 174,79 \text{ А}$$

Для низкой стороны:

$$I_{с.з.НН} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 1680 = 1857 \text{ А}$$

Соответствующие им токи вторичный цепей ТТ для высокой, средней и низкой стороны напряжения соответственно равны:

$$I_{ном.вт.ВН} = \frac{174,79}{\frac{300}{5}} = 2,91 \text{ А};$$

$$I_{ном.вт.НН} = \frac{1857}{\frac{3000}{5}} = 3,1 \text{ А}.$$

В данном разделе были рассчитаны основные параметры цифровой дифференциальной защиты трансформатора ТДН 16000-110/10 УХЛ1 кВ, на базе RET670. Для газовой защиты трансформатора применено газовое реле марки ВФ 80\Q. Так же были определены уставки срабатывания защиты от перегрузки.

12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

12.1 Безопасность

При проектировании и реконструкции станций, подстанций, линий электропередачи, трансформаторов и других электроэнергетических объектов, важнейшей задачей в комплексе проектирования является обеспечение безопасности использования всех вышеназванных объектов человеком. Для этого необходимо строго соблюдать требования ПУЭ – Правила устройства электроустановок, требования ПТЭ, технику безопасности при строительном–монтажных работах в энергетике и др [21].

При устройстве электроустановок реконструируемой подстанции выполняются ниже перечисленные требования.

Распределительные устройства 110 кВ и выше оборудуются оперативной блокировкой, исключающей возможность:

- включения выключателей, отделителей и разъединителей на заземляющие ножи и короткозамкватели;
- включения заземляющих ножей на ошиновку, не отделенную разъединителями от ошиновки, находящейся под напряжением;
- отключения и включения отделителями и разъединителями тока нагрузки, если это не предусмотрено конструкцией аппарата [21].

На заземляющих ножах линейных разъединителей со стороны линии допускается устанавливать только механическую блокировку с приводом разъединителя и приспособление для запираания заземляющих ножей замками в отключенном положении [22].

Для РУ с простыми схемами электрических соединений рекомендуется применять механическую (ключевую) оперативную блокировку, а во всех остальных случаях – электромагнитную. Разъединители и ОРУ–110 оборудуются электромагнитной блокировкой.

В качестве блокирующих устройств испытательных камер применяют электрические замки, которые можно отпереть лишь при снятии напряжения с оборудования. Цепь питания оборудования высокого напряжения испытательных камер, как правило, оснащаются вспомогательными контактами, автоматически размыкающимися при открытии двери.

Действующие электроустановки оборудованы стационарными заземляющими ножами, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки, как правило, без применения переносного заземления.

В местах, в которых стационарные заземляющие ножи не могут быть применены, на токоведущих и заземляющих шинах подготавливаются контактные поверхности для присоединения переносных заземляющих проводников.

При наличии трансформаторов напряжения заземление сборных шин осуществляется заземляющими ножами разъединителей трансформаторов напряжения.

Сетчатые и смешанные ограждения токоведущих частей и электрооборудования имеют высоту над уровнем планировки для ОРУ и открыто установленных трансформаторов 2 и 1,6 м; сетки должны иметь отверстия размером 10x10 мм, а также приспособления для запираания их на замок. Нижняя кромка этих ограждений в ОРУ располагается на высоте 0,1–0,2 м [22].

Указатели уровня и температуры масла маслonaполненных трансформаторов и аппаратов и другие указатели, характеризующие состояние оборудования, должны быть расположены таким образом, чтобы обеспечить обеспечены удобные и безопасные условия для доступа к ним и наблюдения за ними без снятия напряжения.

Для отбора проб масла расстояние от уровня пола или поверхности земли до крана трансформатора или аппарата составляет не менее 0,2 м или предусмотрен соответствующий приямок [21].

Территория подстанции «Хвойный» ограждены внешним забором высотой 2,5 м.

Вспомогательные сооружения (мастерские, склады, ОПУ и т. П.), расположенные на территории ОРУ, огораживаются внутренним забором высотой 1,6 м.

При производстве работ в действующих электроустановках необходимо руководствоваться ПТБ, инструкциями по охране труда, а также инструктивными указаниями, полученными при допуске к работе. Средства защиты, используемые в соответствии с ПТБ должны удовлетворять требованиям государственных стандартов, а также РД 34.03.603 «Правил применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках».

Применяемые при работах механизмы и грузоподъемные машины, компрессорные установки и воздухохорники, приспособления и инструмент должны быть испытаны и должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями стандартов безопасности труда, правилами Госгортехнадзора и РД 34.03.204 «Правилами безопасности при работе с инструментом и приспособлениями», а также инструкциями заводов–изготовителей.

Инструкции по охране труда для рабочих и служащих приводятся в соответствии с ПТБ.

Порядок обучения и проверки знаний работающих должен соответствовать «Руководящим указаниям по организации работы с персоналом на энергетических предприятиях и в организациях».

Рабочие и инженерно–технические работники, занятые на работах с вредными и опасными условиями труда, должны проходить медицинский осмотр в порядке и в сроки, установленные Минздравом РФ [22].

При производстве всего комплекса строительно–монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительно–монтажных работ должны соответствовать предусмотренных в технологических картах на произ-

водство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности [21].

При монтаже проводов под действующими ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению подхлестывания проводов. Когда требования СНиП в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

Работы вблизи действующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда – допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током на подстанции предусматривается защитное заземление.

12.2 Экологичность

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами (трансформаторами) проектом, согласно “Нормам технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35–750 кВ”, предусматривается сооружение под трансформаторами маслоприемников с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслосорник [23].

Диаметр маслоотводов выбирается из расчета отвода 50% масла и полного количества воды от пожаротушения гидрантами за 15 минут.

Сеть маслоотводов от трансформаторов (трансформаторов) выполняется из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечения с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра.

Емкость маслоборника рассчитывается на прием полного объема масла единичного трансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также расхода воды от гидрантов.

Факторы влияния ОРУ и линий электропередачи на окружающую среду крайне разнообразны. Прежде всего, это воздействие электромагнитного поля на живые организмы и человека, действующее на сердечно–сосудистую, центральную и периферийную нервные системы, мышечную ткань и другие органы.

Различают следующие виды воздействия:

– непосредственное (биологическое): проявляется при пребывании человека в электрическом поле. При этом возможны изменения давления и пульса, сердцебиения, аритмия, повышенная нервная возбудимость и утомляемость. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем.

– косвенное: воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека, имеющего хороший контакт с землей, к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов, протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным объектам. Такие явления объясняются наличием повышенных потенциалов и ЭДС, наведенных электромагнитным полем на машинах, механизмах или протяженных металлических предметах, изолированных от земли.

– акустический шум и радиопомехи: возникают при короне на проводах, частичных разрядах и короне на изоляторах и деталях арматуры. В России акустический шум от проводов ВЛ не нормируется. На уровень радиопомех оказывают влияние радиус проводов, условия погоды, состояние поверхности провода (загрязнения, осадки). Для устранения радиопомех в охранной зоне снижается допустимая напряженность на поверхности провода [22]. Указанные воздействия электромагнитного поля устанавливают определенные условия труда и

возможности пребывания населения в охранной зоне ВЛ, имеющей границы в виде параллельных линий.

Для проектируемой подстанции 110/10 кВ «Хвойный» проведем расчет размеров маслоприемника для трансформатора ТДН – 16000/110/10 УХЛ1. Требуемые для расчета данные получены из технических характеристик трансформатора и занесены в таблицу 31.

Таблица 31 – Исходные данные для расчета маслоприемника трансформатора ТДН – 16000/110/10 УХЛ1

Масса трансформаторного масла, т	Длина, м	Ширина, м	Высота, м
1	2	3	4
12,8	5,845	3,57	5,47

Определение ширины и глубины маслоприемника:

Исходя из ПУЭ расстояние Δ от трансформатора до края маслоприемника должно быть не менее 1,5 м при массе масла в трансформаторе от 10 до 50 т [24].

Отсюда габариты маслоприемника будут равны:

$$A' = A + 2 \cdot \Delta \quad (84)$$

$$B' = B + 2 \cdot \Delta \quad (85)$$

где А и В-длина и ширина трансформатора соответственно;

A' и B' -длина и ширина маслоприемника соответственно.

$$A' = 5,845 + 2 \cdot 1,5 = 8,845 \text{ м}$$

$$B' = 3,57 + 2 \cdot 1,5 = 6,57 \text{ м}$$

Площадь поверхности маслоприемника:

$$S_{МП} = A' \cdot B' \quad (86)$$

$$S_{МП} = 8,845 \cdot 6,57 = 58,1 \text{ м}^2$$

Определение глубины маслоприемника:

Высота маслоприемника определяется по формуле:

$$h_{МП} = h_{Г} + h_{В} + h_{ТМ+H_2O}, \quad (87)$$

где $h_{Г}$ – высота подсыпки гравия, согласно ПУЭ примем равным 0,25 м;

$h_{В}$ – высота воздушного слоя между решеткой и возможной смесью масла с водой, согласно ПУЭ примем равным 0,05 м;

$h_{ТМ+H_2O}$ – высота 100 % объема масла и 80% объема воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин.

$h_{ТМ}$ рассчитаем по формуле:

$$h_{ТМ} = \frac{V_{ТМ}}{S_{МП}}, \quad (88)$$

где $V_{ТМ}$ -объем трансформаторного масла, который определяется как:

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}}, \quad (89)$$

где ρ_{TM} - плотность трансформаторного масла равная $890 \frac{кг}{м^3}$.

$$V_{TM} = \frac{12800}{890} = 14,38 м^3$$

$$h_{TM} = \frac{14,38}{58,1} = 0,25 м$$

h_{H_2O} рассчитаем аналогично:

$$h_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{S_{МП}}$$

Объем воды определяется по формуле:

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \quad (90)$$

где $I=0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$ – секундный расход воды,
 $t=30 \text{ мин}=1800\text{с}$;

$S_{БПТ}$ - площадь боковой поверхности трансформатора, определяется как:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H \cdot (A + B) \quad (91)$$

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot 5,47 \cdot (5,845 + 3,57) = 103 \text{ м}^2$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (58,1 + 103) = 46,4 \text{ м}^3$$

$$h_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{46,4}{58,1} = 0,8 \text{ м}$$

Суммарно высота маслоприемника составит:

$$h_{\text{МПТ}} = 0,25 + 0,05 + 0,25 + 0,8 = 1,35 \text{ м}$$

Схематичное изображение маслоприемника представлено на рисунке 19.

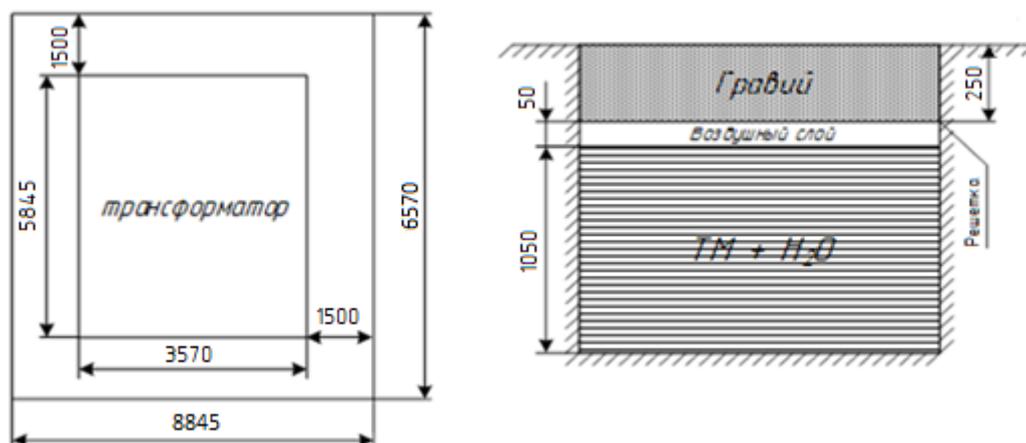


Рисунок – 9 Эскиз маслоприемника

12.3 Чрезвычайные ситуации

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия.

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться “Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций”.

Порядок тушения пожара на энергообъекте:

1. Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2. Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3. После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4. До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5. Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6. Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7. Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8. Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц [24].

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Для пожаротушения трансформаторов 16 МВ·А, учитывая их важность, на подстанции может быть предусмотрена автоматическая система пожаротушения распыленной водой, включающая в себя насосную станцию пожаротушения с насосами ДЗ20–50, камеру переключения задвижек, сухо-трубопроводов, трубную обвязку трансформаторов с оросителями ОПДР–15 и пожарные резервуары. Расход воды на тушение одного трансформатора составляет 70,4 л/с [23].

Аппаратная маслохозяйства и насосная станция пожаротушения оборудуются пожарными кранами для внутреннего пожаротушения с расходом 5 л/с.

Наружное пожаротушение осуществляется передвижными устройствами от пожарных гидрантов с расходом 10 л/с.

Противопожарный запас в объеме 160 м³ хранится в двух резервуарах емкостью 100 м³.

Восстановление пожарного запаса предусмотрено в течение 36 часов от двух скважин, одна из которых – рабочая, вторая – резервная.

Кроме этого, как уже было сказано, с целью ограничения пожара в случае загорания масла под трансформатором оборудуется специальная маслоприемная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. При пожаре трансформатора масло из бака через нижний спускной кран сливают через гравий в яму.

Пуск средств пожаротушения осуществляется при срабатывании датчика пожарной сигнализации в помещении и при срабатывании защит трансформатора, реагирующих на внутренние повреждения (газовой или дифференциальной).

Автоматический пуск должен дублироваться дистанционным пуском со щита управления и ручным пуском у места установки в безопасном от пожара месте.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов – отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами [24].

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ–5, ОУ–8) или углекислотные–бромэтиловые (ОУБ–3, ОУБ–7) огнетушители, а также распыленную воду.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

Для обеспечения взрывобезопасности в помещении аккумуляторной предусматривается принудительная вентиляция с резервом оборудования, а также установка электродвигателей вентиляторов и светильников во взрывобезопасном исполнении.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной выпускной квалификационной работе было произведено проектирование подстанции 110/10 кВ Хвойный, с целью организации электроснабжения потребителей АО «Золото Селигдара». В ходе выполнения работы были использованы и применены все полученные в ходе обучения знания и навыки. При проектировании подстанции были определены классы номинальных напряжений, выбран источник питания, которым является ПС 220 кВ Томмот. Для всех классов напряжений выбраны обеспечивающие необходимую надежность и экономическую целесообразность схемы электрических соединений. В качестве распределительного устройств на стороне 110 кВ выбрано ОРУ, на стороне 10 кВ применено КРУ марки «СИБЭЛЕКТРОЩИТ». На шинах ПС были рассчитаны токи короткого замыкания и проведены выборы и проверки оборудования. На подстанции к эксплуатации приняты трансформаторы ТДН-16000-110/10. Определены уставки срабатывания для дифференциальной защиты трансформатора, выполненной на базе АВВ RET670. Так же был произведен расчет молниезащиты и заземляющего устройства ПС, были выбраны ОПН. В разделе «Безопасность и экологичность» рассмотрен вопрос пожаробезопасности на подстанции.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 46 с.
- 2 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 2011, – 86 с.
- 3 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов./Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», 2012. – 320 с.
- 4 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.
- 5 Правила устройства электроустановок (седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.
- 6 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2014 – 576 с.
- 7 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования./А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова– М.: Энергоатомиздат, 2012 – 368 с.
- 8 РЗА.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <http://www.rza.ru/catalog/zashchita-i-avtomatika-prisoedineniy-vvodov-i-bsk-dla-setey-6-35-kv/sirius-2-1-i-sirius-21-1.php>. (дата обращения 14.06.2020).
- 9 Конюхова, Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. – М. : Издательский дом МЭИ, 2014. – 510 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/723>. (дата обращения 17.06.2020).
- 10 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012–376 с.

11 СТО 59012820-29.240.30.003-2009. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения - М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2009. – 132 с.

13 Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015

14 Вебсор.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: https://www.websor.ru/va_99m.html. (дата обращения 29.05.2020).

15 РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2011.

16 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.–Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2010. – 353 с.

17 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : ФОРУМ, 2009. – 480 с.

18 БалтЭнергоМаш.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <https://www.baltenergomash.ru>. (дата обращения 20.06.2020).

19 Рябков, Е. Я. Заземление в установках высокого напряжения. М.: ЭНЕРГОИЗДАТ, 2013.

20 ООО «Исследовательский центр «Бреслер». Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» – Чебоксары : ФСК ЕЭС, 2014. –184с.

21 Булгаков, А.Б.Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации

22 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.– Москва, 2–е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. – 319 с.

23 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). – Москва.: Издательство «НЦ ЭНАС», 2015.

24 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.

25 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии".

26 Материалы преддипломной практики

27 Барыбин, Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения/Под ред. Ю.Г. Барыбина и др.-М.: Энергоатомиздат, 1990.-576 с.