

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

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция подстанции участка Рябиновый напряжением 110/6кВ
в городе Алдан в Якутии

Исполнитель

студент группы 942-об1

подпись, дата

К.М. Иванов

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст.преподаватель

подпись, дата

Л.А.Мясоедова

Благовещенск 2023

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

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Иванова Константина Максимовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: : Реконструкция подстанции участка Рябиновыи напряжение 110/6 кВ в городе Алдан в Якутии

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794 – Уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: электрическая схема подстанции, однолинейные схемы подстанций, контрольные замеры

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): общая характеристика района проектирования, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка оборудования, проектирование подстанции и защит, расчет заземления и молниезащиты.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 7 рисунков, 26 таблиц, 25 источников.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – Андрей Борисович Булгаков, доцент, канд.техн.наук

7. Дата выдачи задания 19.04.2023 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович,
профессор , канд.техн.наук

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 03.04.2023

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа содержит 101 с., 7 рисунков, 26 таблиц, 30 источников

ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ,ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРА ,ТОКИ КОРОТОКОГО ЗАМЫКАНИЯ,ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ,ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, НАДЕЖНОСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Целью данной бакалаврской работы является реконструкция подстанции участка Рябиновый напряжением 110/6 кВ с заменой двух силовых трансформаторов в связи увеличением мощности на участке из-за увеличения объёма золотодобычи.

Актуальность работы заключается в том, что участок Рябиновый самый окупаемый участок компании ПАО «Селигдар». Реконструкция подстанции позволит увеличить объём золотодобычи, что в свою очередь вызовет большие отчисления в бюджет Алданского района.

В работе помимо замены двух трансформаторов, будет выбрано новое оборудование подстанции, рассчитано заземление и молниезащита, затронут вопрос безопасности и экологичности, рассчитана релейная защита, и показана оценка надежности реконструированной подстанции.

Результат данной выпускной квалификационной работы позволит показать возможный вариант реконструкции подстанции участка Рябиновый.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень сокращений и условных обозначений	6
Введение	7
1 Общая характеристика района проектирования	8
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Алдана	9
2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	10
3 Расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования	11
3.1 Общие положения	13
3.2 Составление расчетной схемы замещения и определение её параметров	14
3.3 Расчет токов КЗ	15
4 Выбор и проверка оборудования	21
4.1 Общее положение	21
4.2 Выбор выключателей и разъединителей	21
4.3 Выбор трансформаторов тока	26
4.4 Выбор трансформаторов напряжения	31
4.5 Выбор шинных конструкций	34
4.6 Выбор жестких шин на напряжение 6.3 кВ	36
4.7 Выбор ОПН	38
4.8 Выбор трансформаторов собственных нужд	42
4.9 Выбор комплексных распределительных устройств	43
4.10 Выбор аккумуляторных батарей	46
5 Заземление и молниезащита	50
5.1 Общие положения	50
5.2 Расчет заземления	50
5.3 Расчет защиты от прямых ударов молнии	55

5.4 Расчет грозоупорности	57
6 Релейная защита и автоматика	61
6.1 Общая информация	61
6.2 Дифференциальная защита трансформаторов	62
6.3 Расчет максимальной токовой защиты на стороне 110 кВ	67
6.4 Защита от перегрузок	68
6.5 Газовая защита трансформатора	69
6.6 Автоматика ПС Рябиновая	70
7 Надежность схемы РУ 110 кВ	72
8 Экономическая часть проектирования	78
9 Безопасность и экологичность	81
9.1 Общие положения	81
9.2 Безопасность	81
9.3 Экологичность	84
9.4 Чрезвычайные ситуации	90
Заключение	97
Библиографический список	98

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КВЛ – кабельно-воздушная линия;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

РЗиА – релейная защита и автоматика;

СН – собственные нужды;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ЭС – энергетическая система;

ВВЕДЕНИЕ

Тему данного ВКР мне предложили энергетики компании ПАО «Селигдар».

Актуальность данной темы заключается в том, что из плана стратегии устойчивого развития компании следует увеличение золотодобычи участка Рябиновый как и на золотоизвлекательной фабрике, так и на участках кучного выщелачивания, но мощности подстанции не будет хватать на планируемый объём.

Новизна данной темы в том, что за 4 года никто не делал реконструкции подстанции золотодобывающего участка.

Практическая значимость данной темы, то что участок Рябиновый является самым окупаемым участком компании, и то что участок сможет приносить больший объём золота, а значит и денег, даст компании большее развитие, и отчисления в структуру города Алдан. А также создаст больший приток рабочих в район.

Цель работы это рассмотреть один из вариантов реконструкции подстанции участка Рябиновый, не только для увеличения мощности, но и для соответствия современным требованиям надежности и качества электроэнергии.

Задачи данной ВКР являются: выбор и проверка оборудования, расчет заземления и грозоупорности, расчет релейных защит, и проверка надежности подстанции. После выполнения всех этих задач подстанция участка должна обеспечить бесперебойную работу в течении нормативного срока в 20 лет.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались программно-вычислительные комплексы MathCad 15, Microsoft Office Visio, MathType 6.0 Equation.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Алдана

В данном разделе приводятся основные данные по погодным условиям района расположения подстанции участка Рябиновый республика Саха(Якутия), город Алдан, который расположен в южной части республики

Число грозных часов в году необходимо для оценки грозных перенапряжений. Продолжительность зимних и летних дней в году учитывается при расчетах электрических нагрузок. Климат района резко континентальный с продолжительной(более шести месяцев) суровой зимой в которой исключены оттепели с декабря по февраль и теплым летом. Среднегодовая температура -5,2 градусов. Самые низкие температуры отмечаются в январе – 30,1 град. Самые высокие в июле +23,3 град. Абсолютный минимум температуры равен -61 град. Абсолютный максимум +38 град. Наибольшая за зиму высота снежного покрова 52см, иногда достигает 70-80 см

За год выпадает 760 мм осадков, из них 594 выпадает в теплый период (апрель – октябрь). В холодный период 166мм

Среднегодовая относительная влажность воздуха 64%. Самые сухие месяцы апрель и май (65%). Максимальные среднемесячные значения (80%) отмечаются в зимние месяцы. Число часов грозной активности 40 часов. Преобладающее направления ветров северо-западное.

Средний годовой уровень осадков составляет 760 мм. Рекордный максимум осадков за сутки составил 243,5 мм. Среднегодовое давление составляет 763 мм ртутного столба.

Основные климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия

Наименование	Показатели
1	2
Район по гололеду	II
Район по ветру	I
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	15
Нормативное ветровое давление, Па	500(29м/с)
Интенсивность пляски проводов	умеренная
Степень загрязнения атмосферы	I
Относительная влажность воздуха, %	64-80

На территории Алданского района преобладает горный рельеф.

2. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Мощность трансформаторов при нормальных условиях работы должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, питаемых этой подстанцией. При выборе числа трансформаторов нужно учитывать категорию потребителей, подключенных к этой подстанции, на ПС Рябиновая потребители второй и третьей категории, а как известно при наличии первой и второй категории потребителей нужно устанавливать два трансформатора для бесперебойной работы. В случае аварии на одном трансформаторе, второй должен обеспечить полной мощностью потребителей.

Расчетная мощность силового двухобмоточного трансформатора определяется по следующей формуле (МВА) :

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}}{N_T + K_3^{\text{опт}}}, \quad (1)$$

Где S_p - расчетная мощность трансформатора (МВА);

$P_{\text{ср}}$ - средняя активная мощность в зимний период (МВт);

$Q_{\text{неск}}$ - максимальная некомпенсированная реактивная мощность в зимний период;

N_T - число трансформаторов;

$K_3^{\text{опт}}$ - оптимальный коэффициент загрузки принимаем равным 0.7

Проверка выбранного трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_H = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2}}{N_T \cdot S_{Tном}}, \quad (2)$$

$$K_A = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2}}{(N_T - 1) \cdot S_{Tном}}, \quad (3)$$

Максимальная нагрузка ПС после увеличения объёмов золотодобычи, согласно данным, составит 10 МВт. Другие нагрузки сведены в таблицу 2.

Таблица 2- Характеристики нагрузки

ПС “Рябиновая”	
Активная мощность максимальная (МВт)	10
Активная мощность средняя (МВт)	9.4
Активная мощность эффективная (МВт)	9.4
Реактивная мощность максимальная (МВАр)	6.6
Реактивная мощность средняя (МВАр)	6.3
Реактивная мощность эффективная (МВАр)	6.3

По этим данным определим расчетную мощность трансформаторов на ПС “Рябиновая”:

$$S_p = \frac{\sqrt{9.4^2 + 6.3^2}}{2 \cdot 0.7} = 8.083(\text{МВА}),$$

Принимаем к установке трансформаторы типа ТМН10000/110-УХЛ1. Данный трансформатор охлаждается в виде естественной циркуляции воздуха с естественной циркуляцией масла, так же оснащен системой регулирования под нагрузкой (РПН), номинальной мощностью 10 МВА, номинальным напряжением высокой стороны 115 кВ. Предназначен для установки в холодных регионах.

Определим коэффициенты загрузки в нормальном режиме и послеаварийном режиме.

$$K_H = \frac{\sqrt{9.4^2 + 6.3^2}}{2 \cdot 10} = 0.566,$$

$$K_A = \frac{\sqrt{9.4^2 + 6.3^2}}{1 \cdot 10} = 1.132,$$

Коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме должен быть в пределах 0.5-0.7, для аварийного режима 1-1.4, исходя из этого мы можем сделать вывод что выбранный трансформатор удовлетворяет условиям загрузки

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ДЛЯ ВЫБОРА И ПРОВЕРКИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

3.1 Общие положения

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям к.з. необходимо предварительно определить:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. и значение этой составляющей в расчетный момент времени (к моменту начала расхождения дугогасительных контактов выключателей и к моменту погасания дуги);

- начальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;

- ударный ток к.з.

Расчет тока к.з. аналитическим методом включает в себя:

- составление эквивалентной схемы замещения и определение значений параметров ее элементов;

- преобразование схемы с целью приведения ее к простейшему виду;

- определение искомого тока к.з.

Расчетный ток к.з. определяют в зависимости от назначения расчета:

- проверку на электродинамическую стойкость по току трехфазного или двухфазного к.з.;

- на термическую стойкость по току трехфазного или двухфазного к.з.;

- на отключающую способность выключателей по току трехфазного к.з.;

- а для сетей 110 кВ и выше дополнительно по току однофазного к.з.

Расчет токов к.з. с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, весьма

сложен. Можно ввести допущения упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие:

- считают, что трехфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток к.з. учитывают приближенно;

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов

- не учитывают емкостную проводимости линий;

- не учитывается влияние нагрузки;

- при вычислении тока к.з. обычно пренебрегаю активным сопротивлением цепи, если отношение x/r более трех. Однако активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной затухания апериодической составляющей тока к.з. $-T_a$. В нашем случае T_a будем определять приближению.

- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов к.з. (погрешность практических методов расчета не превышает 10%, что принято считать допустимым)

3.2 Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров

Расчеты будем выполнять приближенным методом, который позволяет значительно быстрее и проще получить примерную схему замещения. При этом установленный средний ряд напряжений будет выглядеть так:

Расчет будем выполнять в относительных величинах приближенным методом при принятой базисной мощности $S_b = 100$ МВА.

Базисное напряжение для точки $K1 = 115$ кВ, для точки $K2 = 6.3$ кВ.

Составим исходную схему электрической сети - Рисунок 1.

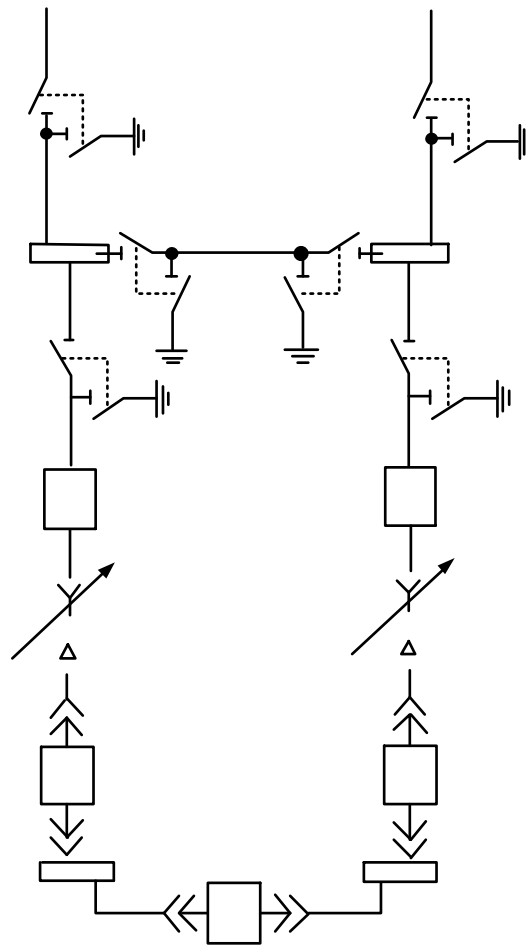


Рисунок 1- Исходная схема электрической сети

По рисунку 1, составим схему замещения- Рисунок 2.

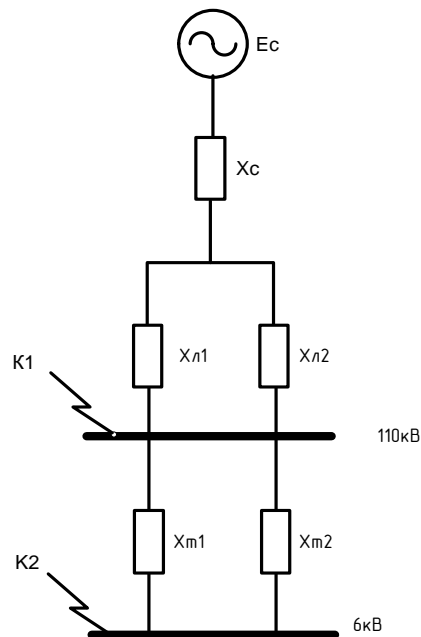


Рисунок 2- Схема замещения сети

После составления схемы замещения, по ней нужно провести расчет параметров схемы замещения

Установлены два трансформатора мощностью $S_{T.ном} = 10 \text{ МВА}$

Напряжение короткого замыкания трансформатора, %:

$$U_{к\%} = 10.5\% ,$$

Сопротивление системы можно определить по формуле:

$$X_c = \frac{S_6}{S_k} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{кз}} , \quad (4)$$

где S_6 - базисная мощность, МВА;

$I_{кз}$ - ток к.з на шинах.

$$X_c = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 6} = 0.084 \text{ о.е.} ,$$

Базисный ток найдем по формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} , \quad (5)$$

$$I_{6110} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0.502 \text{ А} ,$$

$$I_{66.3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 9.164 \text{ А} ,$$

Сопротивление линий:

$$X_{л1} = X_2 = X_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_{НОМ}^2}, \quad (6)$$

$$X_{л1} = 0.44 \cdot 0.27 \cdot \frac{100}{115^2} = 0.09 \text{ о.е.},$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов определяются по формуле:

$$X_{т1} = X_{т2} = \frac{U_{кз} \cdot S_{сб}^2}{100 \cdot S_{н}}, \quad (7)$$

$$X_{т1} = X_{т2} = \frac{10.5 \cdot 100}{100 \cdot 10} = 1.05 \text{ о.е.},$$

3.3 Расчет токов КЗ

Для расчета токов короткого замыкания необходимо составить схему замещения, которую затем необходимо преобразовывать в процессе эквивалентирования. На рисунке 3 изображена схема замещения до преобразования.

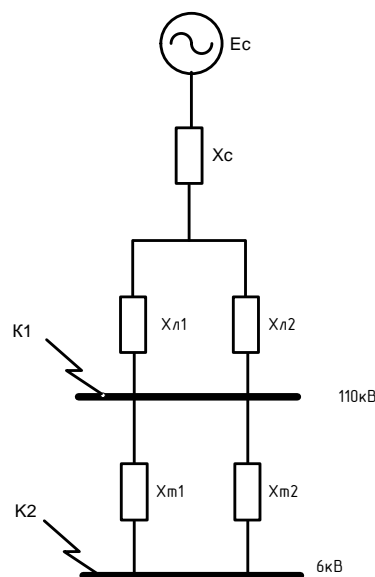


Рисунок 3- Исходная схема замещения до преобразования

ЭДС системы принимаем как систему бесконечной мощности ($E_c=1$)

Преобразуем схему:

$$X_1 = X_c + \frac{X_{л1} \cdot X_{л2}}{X_{л1} + X_{л2}}, \quad (8)$$

$$X_1 = 0.085 + \frac{0.09 \cdot 0.09}{0.09 + 0.09} = 0.13 \text{ о.е.},$$

$$X_2 = \frac{X_T \cdot X_T}{X_T + X_T}, \quad (9)$$

$$X_2 = \frac{1.05 \cdot 1.05}{1.05 + 1.05} = 0.525 \text{ о.е.},$$

С учетом всех преобразований схема примет вид:

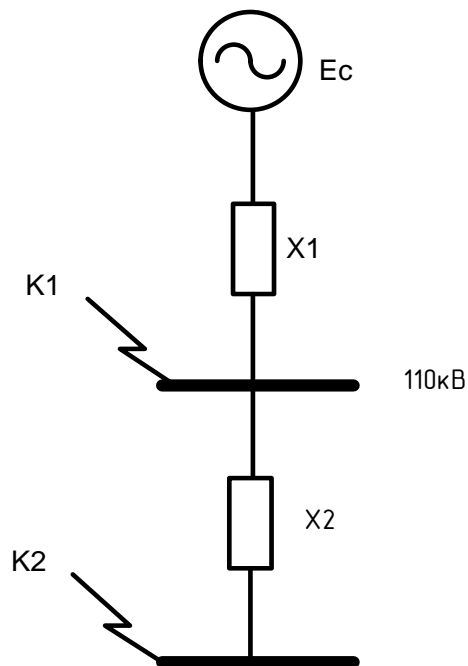


Рисунок 4- Схема замещения после преобразований

Так же необходимо рассчитать токи кз в режиме максимальных нагрузок

1) КЗ на стороне ВН

2) КЗ на стороне НН

Периодический ток КЗ в начальный момент времени:

Для точки К1:

$$I_{\text{по1}}^{(3)} = \frac{E_3}{X_1} \cdot I_6, \quad (10)$$

$$I_{\text{по1}}^{(3)} = \frac{1}{0.13} \cdot 0.502 = 3.9 \text{кА},$$

Для точки К2:

$$I_{\text{по2}}^{(3)} = \frac{E_3}{X_2 + X_1} \cdot I_6, \quad (11)$$

$$I_{\text{по2}}^{(3)} = \frac{1}{0.129 + 0.525} \cdot 9.164 = 14.021 \text{кА}.$$

Расчет ударного ток короткого замыкания:

$$I_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по}}^{(3)}, \quad (12)$$

где $K_{\text{уд}}$ - ударный коэффициент, для К1=1.8, для К2=1.6.

$$I_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot 3.9 = 9.9 \text{кА},$$

$$I_{\text{уд2}} = \sqrt{2} \cdot 1.6 \cdot 14.021 = 31.727 \text{кА},$$

Полученные результаты расчета токов КЗ представлены в таблице 3.

Таблица 3- Результаты расчетов токов КЗ

Точка КЗ	Тип тока КЗ		
	$I_{\text{по}}^{(3)}$ кА	$I_{\text{по}}^{(1)}$ кА	$I_{\text{уд}}^{(3)}$ кА
К1	3.9	1.14	9.9
К2	14.021		31.727

4. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ

4.1 **Общее положение**

Выбор оборудования на ПС “Рябиновая” ведется на основе напряжения, максимального рабочего тока, климатических условий района и проверяются по термической и динамической стойкости.

Все элементы распределительного устройства (РУ) подстанции должны надежно работать в условиях длительно нормального режима, а так же обладать достаточной термической и динамической стойкостью при возникновении коротких замыканий. Поэтому при выборе аппаратов, шин, кабелей и других элементов РУ очень важна проверка соответствия их параметров длительно рабочим и кратковременным аварийным режимам, которые могут возникнуть.

4.2 **Выбор выключателей и разъединителей**

В моей дипломной работе я буду устанавливать вакуумные выключатели, так как элегазовые выключатели уступают в холодной среде вакуумным, из-за сжижения газа и требует отдельного подогрева.

Выключатель это аппарат, предназначенный для включения и отключения цепей высокого напряжения в нормальных и аварийных режимах.

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках высокого напряжения

К выключателям высокого напряжения применяются следующие требования:

- надежное отключение токов любой величины
- быстрота действия, то есть наименьшее время выключения
- пригодность для автоматического повторного включения (АПВ)
- удобство ревизии и осмотра контактов, удобство обслуживания
- взрыво и пожаробезопасность

Для определения наибольших рабочих токов электроустановки учтем возможные перегрузки в ремонтном и послеаварийных режимах.

Наибольший рабочий ток через трансформатор, принимается с учетом длительно допустимой перегрузки трансформатора.

Максимальный ток, протекающий на стороне трансформатора определим по формуле.

$$I_{p\max} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (13)$$

Где S_n - номинальная мощность трансформатора(МВА);

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение стороны трансформатора(кВ).

Выбор выключателей ОРУ 110кВ производим по следующим параметрам:

- По напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (14)$$

- По длительному току

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}, \quad (15)$$

Определим максимальные рабочие токи на стороне высшего и низшего напряжения подстанции:

$$I_{p\max 110} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0.05 \text{кА},$$

$$I_{p_{\max 6}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 0.916 \text{кА}.$$

На шинах РУ ВН 110 кВ выбираем вакуумный выключатель типа ВРС 110-31.5/2500 УХЛ1. При этом производим следующую проверку.

Тепловой импульс тока кз, определяется по формуле:

$$W_K = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (16)$$

Где T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания, принимаем равным 0.05с;

$t_{\text{откл}}$ - время отключения выключателя.

Время отключения выключателя рассчитываем по формуле:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{ов}}, \quad (17)$$

Где $t_{\text{рз}}$ - время отключение релейной защиты(с);

$t_{\text{ов}}$ - время отключение выключателя(с);

$$t_{\text{откл}} = 1.6 + 0.05 = 1.65 \text{с},$$

Расчетное значение термической устойчивости выключателя;

$$W_{K110} = 3.9^2 \cdot (1.65 + 0.05) = 25.931 \text{кА}^2,$$

$$W_{K6.3} = 9.87^2 (1.65 + 0.05) = 334.24 \text{кА}^2$$

Для проверки возможности отключения выключателем апериодической тока КЗ, нужно определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени:

$$I_{\text{аном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{отклном}}}{100}, \quad (18)$$

где $\beta_{\text{н}}$ - нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе для данного выключателя, и равно 40%.

$$I_{\text{аном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 31.5}{100} = 17.819 \text{кА},$$

Определим апериодическую составляющую тока КЗ в момент расхождения контактов по формуле:

$$t_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а}}}}, \quad (19)$$

где τ - наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов в секундах, определим по формуле:

$$\tau = t_{\text{рзmin}} + t_{\text{св}}, \quad (20)$$

где $t_{\text{рзmin}}$ - минимальное время срабатывания релейной защиты, для 35-750кВ равное 0.01с;

$t_{\text{св}}$ - собственное время отключения выключателя, равное 0.032 с;

$$I_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 3.9 \cdot e^{\frac{-0.042}{0.05}} = 2.384 \text{кА},$$

Выбор выключателей на напряжение 110кВ приводится в таблице 4.

Таблица 4 – Выбор выключателей ВРС 110-31.5/2500 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 2500 \text{ А}$	$I_{\max} = 50 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{ОТКЛ} = 31.5 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 3,9 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$I_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 17,9 \text{ кА}$	$I_{Пт} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{Д.С.} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,9 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$B_{К.НОМ} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} = 24,931 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.НОМ}$
$i_{аНОМ} = 36,65 \text{ кА}$	$i_{at} = 2.384 \text{ кА}$	$i_{at} \leq i_{аНОМ}$

Выбор выключателей 6.3кВ

Выключатель на 6.3 кВ установлен в КРУ, которое будет выбрано позже в данном разделе, и там же будет выполнена проверка выключателя встроенного в КРУ.

Выбор разъединителей 110 кВ

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения электрической цепи без тока, или с незначительным током.

При проведении ремонтных работ, создает видимый разрыва между частями оставшимися под напряжением, и объектами, выведенными в ремонт.

К надежности разъединителей предъявляют высокие требования. Для обеспечения надежной и безопасной работы разъединителя, стараются использовать разъединитель трехполюсного типа. Чтобы предотвратить ошибки при работе с разъединителем, устанавливают блокировки, которые не допускают оперировать с разъединителем, в случае, когда выключатель включен в работу.

Выбор разъединителя происходит по аналогии с выключателями, по номинальному напряжению, и длительному току, но не проверяют на

коммутационную способность, потому что разъединители не размыкают цепи под нагрузкой. Расчетные данные для выбора разъединителей такие же, как и для выключателей.

Результаты расчета параметров и их сравнение, приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Выбор разъединителей 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$	$I_{\max} = 50 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,9 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$B_{К.НОМ} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} = 25,931 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.НОМ}$

В результате выбираем двух колонковые разъединители типа РГП2-110/1000 УХЛ1 с ручными приводами типа ПРГ-6, имеют два заземляющих ножа, и по выдержке высокого испытательного напряжения, могут использоваться в горных районах.

4.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичных токов до значений, нужных для измерительных приборов и реле, и также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения

Трансформаторы тока выбирают по напряжению и максимальному рабочему току. Номинальный ток должен быть максимально близок к рабочему току, чтобы уменьшить погрешность. Так же трансформаторы тока выбирают по классу точности и конструкции, и проверяются по термической стойкости и динамической устойчивости, а также по вторичной нагрузке. В этой работе трансформаторы тока выбираются для подключения устройств релейной защиты.

Трансформатор тока выбираем по выражениям.

- по напряжению установки :

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (21)$$

где $U_{\text{уст}}$ - напряжение установки, кВ;

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение.

- по длительному допустимому току;

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (22)$$

где $I_{\text{мах}}$ - максимальный рабочий ток;

$I_{\text{ном}}$ - номинальный ток ТТ, кА;

- по электродинамической стойкости:

$$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}, \quad (23)$$

где $I_{\text{уд}}$ - ударный ток КЗ в цепи ТТ, кА;

$I_{\text{дин}}$ - наибольший пик тока электродинамической стойкости, кА;

- по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (24)$$

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (25)$$

- по конструкции;

- по классу точности.

Перед выбором трансформаторов тока, нужно определить число и тип измерительных приборов, подключаемых во вторичную цепь, и иметь данные о длине соединительных проводов. Сечения проводов должны быть минимум 2.5 мм^2 по меди, и 4 мм^2 по алюминиевым. Максимальные сечение 6 и 10 мм^2 соответственно.

Вторична нагрузка трансформатора тока состоит из сопротивлений приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}}, \quad (26)$$

Сопротивления контактов принимаем равным $r_{\text{к}} = 0.1 \text{ Ом}$.

Сопротивление соединительных проводов рассчитаем по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F}, \quad (27)$$

где $\rho = 0.0283 (\text{Ом} \cdot \text{мм}^2) / \text{м}$ - удельное сопротивление алюминия;

l - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ принимаем 80 м, для РУ 6.3 кВ – 60 м

F - сечение соединительного провода, $F = 4 \text{ мм}^2$.

Тогда сопротивление соединительных проводов для 110 кВ:

$$r_{\text{пров}} = \frac{0.0283 \cdot 80}{4} = 0.566 \text{ Ом},$$

Сопротивление соединительных проводов для 6.3 кВ:

$$r_{\text{пров}} = \frac{0.0283 \cdot 60}{4} = 0.425 \text{ Ом},$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2}, \quad (28)$$

где $S_{\text{пр}}$ - мощность потребляемая приборами:

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока равный 5 А.

Мощность потребляемая приборами подключенных к трансформаторам тока приведена в таблице 6 и 7 .

Таблица 6 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы
Амперметр	Э-350	0.5
Ваттметр	Д-335	0.5
Варметр	Д-335	0.5
Счетчик АЭ	Delta+	0.12
Счетчик РЭ		

Таблица 7 – Вторичная нагрузка трансформатора тока 6.3 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы
Амперметр	Э-350	0.5
Счетчик АЭ	Delta+	0.12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110 кВ
 $S_{\text{пр}} = 1.62 \text{ВА}$

Рассчитаем нагрузку приборов на 110 кВ:

$$S_{\text{пр}} = \frac{1.62}{1^2} = 1.62 \text{А},$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 6.3 кВ
 $S_{\text{пр}} = 0.62 \text{ВА}$.

Рассчитаем нагрузку приборов на 6.3 кВ:

$$S_{\text{пр}} = \frac{0.62}{1^2} = 0.62 \text{А},$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока на стороне 110 кВ:

$$Z_{2110} = 1.62 + 0.566 + 0.1 = 2.286 \text{А},$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока на стороне 6.3 кВ:

$$Z_{210} = 0.62 + 0.425 + 0.1 = 1.145 \text{А},$$

Принимаем масляный трансформатор тока на стороне 110 кВ ТФЗМ-110-II-1100/5 УХЛ1.

Результаты сравнения параметров выбранного трансформатора тока приведены в таблице 8.

Таблица 8- Проверка трансформатора тока 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 115 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 100 \text{ А}$	$I_{\max} = 60 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{СКВ} = 20 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 3,9 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{СКВ}$
$B_{К.НОМ} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} = 25,931 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.НОМ}$
$Z_{2НОМ} = 20 \text{ А}$	$Z_2 = 2.286 \text{ А}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$

Принимаем трансформатор тока по стороне 6.3 кВ ТОЛ-6.3-1000/5 УХЛ1, сравнение параметров приведено в таблице 9.

Таблица 9 – Проверка трансформатора тока 6.3 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 6.3 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 6.3 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$	$I_{\max} = 916 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{СКВ} = 20 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 14,021 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{СКВ}$
$B_{К.НОМ} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} = 334,24 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.НОМ}$
$Z_{2НОМ} = 10 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1.145 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

4.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения (ТН) предназначен для питания приборов учета и контроля аппаратов релейной защиты и автоматики

Трансформаторы напряжения выбираются:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{НОМ},$$

где $S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, ВА

Так же, как и с выбором трансформатора тока, необходимо знать расчетную нагрузку во вторичной цепи, вторичная нагрузка трансформатора напряжения приведена в таблице 10.

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на стороне 110 кВ

Тип прибора	Тип	Количество приборов	Потребляемая мощность В А
Вольтметр	Э-335	2	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	2	10
Частотометр	Н-397	2	7
Варметр	Д-355	2	1.5
Ваттметр	Д-355	2	1.5
Счетчик АЭ	Delta+	2	1
Счетчик РЭ			
Сумма			44

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1

Таблица 11- проверка трансформатора напряжения 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0.5	250ВА	44 ВА	$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$

Данный трансформатор подходит.

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 6.3 кВ

Вторичные нагрузки трансформаторов напряжения на стороне 6.3 кВ представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на стороне 6.3 кВ

Тип прибора	Тип	Количество приборов	Потребляемая мощность В А
Вольтметр	Э-335	2	2
Счетчик АЭ	Delta+	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			9

Принимаем на стороне 6.3 кВ трансформатор напряжения типа НТМИ 6.3 УХЛ1

Таблица 13- Проверка трансформатора напряжения на стороне 6.3 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0.5	75ВА	9 ВА	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Данный трансформатор подходит.

4.5 Выбор шинных конструкций

В РУ выше 35 кВ применяются гибкие шины, выполненные проводами марки АС, согласно ПУЭ шины и ошиновка в пределах ОРУ не выбираются по экономической плотности тока, а выбор производят по нагреву (допустимому току).

$$I_{расч} \leq I_{доп} \quad (29)$$

где $I_{\text{расч}}$ - расчетный ток утяжеленного режима электроустановки, А;

$I_{\text{доп}}$ - допустимый ток для шин выбранного сечения.

$$I_{\text{расч}} = 1.4 \cdot I_{\text{макс}}, \quad (30)$$

- по термической стойкости проверка не требуется, так как шины расположены на открытом воздухе, и выполнены голыми проводами.

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения составляет 50А, исходя из этого принимаем сечение провода для данного напряжения АС 120/19 с максимально допустимым током 450 А, фазы расположены горизонтально, расстояние между фазами 300 см.

При токах КЗ меньше 20 кА как в случае данной работы, проверка шин на схлестывание не требуется.

Проведем проверку по условиям коронирования, определим начальную критическую напряженности в проводе по формуле:

$$1.07 \cdot E \leq 0.9 \cdot E_0 \quad (31)$$

где E_0 - максимальное значение начальной критической напряженности поля, при которой происходит коронирование (кВ/см);

E - напряженность электрического поля около поверхности провода.

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (32)$$

где m - коэффициент учитывающий шероховатость провода;

r_0 - радиус провода (см)

$$E = \frac{0.354 \cdot U}{r_0 \cdot 1_g \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (33)$$

где U - линейное напряжение на проводе

D_{cp} - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см

$$D_{cp} = 1.26 \cdot D \quad (34)$$

$$D_{cp} = 1.26 \cdot 300 = 378 \text{ см},$$

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{0.744}} \right) = 33.459 \text{ кВ/см},$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 115}{0.744 \cdot 1_g \frac{378}{0.744}} = 20.222 \text{ кВ/см},$$

Проверка на коронирование по условию:

$$1.07 \cdot E \leq 0.9 \cdot E_0$$

$$21.63 \leq 30.113 \text{ кВ/см}.$$

Сечение проходит по условию проверки, принимаем сечение АС 120/19

4.6 Выбор жестких шин на напряжение 6.3 кВ.

Произведем выбор жестких шин на стороне низкого напряжения.

Максимальный рабочий ток на этой стороне составляет 960 А. Тогда принимаем минимальное сечение алюминиевой шины размеров

80·6мм(4.8см²), длительно допустимый ток данного сечения 1630 А. Шины ставятся плашмя, с расстоянием между фазами 0.4м

Проверим шины на термическую стойкость, сперва определив минимальное сечение по условию нагрева токов КЗ.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (35)$$

где B_k - интеграл джоуля, рассчитан при выборе выключателей;

C - коэффициент для алюминия 91.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{21.85}}{91} = 0.051 \text{ мм}^2,$$

Проверим шины на механическую прочность, определим пролет при условии, что частота собственных колебаний составит более 200 Гц.

$$l \leq \sqrt{\frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}}, \quad (36)$$

где J - момент инерции шины (см³·см);

q - сечение проводника, в этом случае 4.8 (см²).

Момент инерции определим по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \cdot \frac{1}{12} \quad (37)$$

$$J = 0.6 \cdot 8^3 \cdot \frac{1}{12} = 25.6 (\text{см}^3 \cdot \text{см})$$

$$l \leq \sqrt{\frac{173.2}{200}} \cdot \sqrt{\frac{25.6}{4.8}} = 1.4 \text{ кг/см}^2,$$

Согласно расчетам примем пролет равным 1 м.

Определим наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ по формуле:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a}, \quad (38)$$

где $i_{уд}$ - ударный ток короткого замыкания (А);

a - расстояние между фазами 0.4 (м).

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{31.727^2}{0.4} = 360.063 \text{ (Н/ м)},$$

Далее нужно определить момент сопротивления по формуле:

$$W = b \cdot h^2 \cdot \frac{1}{6}, \quad (39)$$

$$W = 0.6 \cdot 8^2 \cdot \frac{1}{6} = 6.4 \text{ (см}^3\text{)},$$

Определим расчетное давление напряжения в проводе при протекании ударного тока КЗ по формуле:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (40)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{33.127^2 \cdot 1^2}{6.4 \cdot 0.4} = 6.3(\text{МПа}),$$

Разрушающее давление напряжения для материала секции шин составляет 63 Мпа, расчетное давление напряжения не превышает разрушаемое, сечение выбрано верно.

4.7 Выбор ОПН

ОПН- ограничитель напряжения нелинейный. Предназначен для защиты электрооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений. ОПН состоит из колонок металл оксидных варисторов, изготовленных из керамических резисторов содержащих добавки на основе оксида цинка с добавлением других металлов. Эти колонки заключают в полимерные или фарфоровые покрышки.

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются.

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительное допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Чтобы определить расчетную величину рабочего напряжения ОПН, необходимо знать величину максимального допустимого на ОПН напряжения, которое выше номинального на 5%, а значит для сетей 100 кВ будет равно 115,5 кВ.

Время действия воздействия (время срабатывания релейной защиты) составляет – 0.5 сек. Следовательно коэффициент КВ, учитывающий увеличение допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условия теплового баланса, имеет значение равное 1.52.

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ОПН определяется по формуле:

$$U_{\text{рнр}} = \frac{U_{\text{нр}}}{K_{\text{в}}}, \quad (41)$$

$$U_{\text{рнр}} = \frac{115.5}{1.52} = 75.98 \text{кВ},$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН-П-110/83/10/760УХЛ1. Характеристики ОПН приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Характеристики ОПН

Название	U _{нр} , кВ	I _{ном} , кА	U _{ост} , при ком, имп, тока 500А, кВ	U _{ост} , при ком, имп, тока 5А, кВ	I _{вб} ,кА	Э, кДж
ОПН-П- 110/83/10/760УХЛ1	83	10	206	237	40	760

Чтобы исключить взрывное разрушение ОПН при его внутренних повреждениях нужно чтобы нормируемый ток взрывобезопасности превышал наибольший ток КЗ в точке подключения ОПН.

$$I_{\text{кз}} \cdot 1.2 \leq 40, \quad (42)$$

$$4.3 \leq 40 \text{кА},$$

$$0.6 \leq 40 \text{кА},$$

При выборе ОПН так же нужно рассчитать поглощаемую энергию, которая определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{\text{ост}}}{Z} \cdot U_{\text{ост}} \cdot 2T \cdot n, \quad (43)$$

где $U_{\text{ост}}$ - остающееся напряжение на ограничителе, равное 237 кВ;

U - величина неограниченных перенапряжений;

Z – волновое сопротивление линии, равное 470 Ом;

T – время распространения волны;

N – количество последовательных импульсов тока.

Значение U рассчитаем по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (44)$$

где U_0 -напряжение волны перенапряжений в месте возникновения;

k – коэффициент полярности, равный $0.2 \cdot 10^{-3}$;

l – длина защищенного подхода.

ОПН обеспечивает защиту от перенапряжений, если оставшееся напряжение ограничителя при воздействии на него коммутационного импульса тока, меньше испытательного напряжения коммутационного импульса для защищаемого электрооборудования с запасом 15-20%

$$U_{\text{ост}} \leq \frac{U_{\text{ки}}}{1.2}, \quad (45)$$

Для электрооборудования 6-220 кВ необходимы одноминутные испытательные напряжения частотой 50 Гц. Для нашего ОПН по паспорту это 200 кВ.

Переход от испытательного напряжения к выдерживаемому изоляцией электрооборудования уровню коммутационных перенапряжений рассчитывается по формуле:

$$U_{\text{ки}} = K_{\text{И}} \cdot K_{\text{К}} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{\text{исп}}, \quad (46)$$

где $K_{\text{И}}$ - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одноминутным, равен 1.35;

$K_{\text{К}}$ - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжения и возможное старение изоляции, равное 0.9.

$$U_{\text{ки}} = 1.35 \cdot 0.9 \cdot \sqrt{2} \cdot 200 = 343.564 \text{кВ},$$

$$237 \leq \frac{343}{1.2} \text{кВ},$$

$$237 \leq 285 \text{кВ},$$

Так же нужно рассчитать удельную энергоемкость выбранного ограничителя, рассчитаем по формуле:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{ном}}}, \quad (47)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{760}{110} = 6.9 \text{кДж / кВ},$$

Выбранный ОПН соответствует второму классу энергоемкости.

Оставляем выбранные ОПН.

4.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Трансформатор собственных нужд (ТСН) нужен для питания оперативных цепей, систем связи, систем пожаротушения, систем охлаждения трансформаторов, систем освещения, систем обогрева выключателей, шкафов КРУ.

Мощность ТСН выбирается по нагрузкам выше перечисленных систем с учетом коэффициентов загрузки и одновременности. В результате выбирается ТСН, предельная мощность каждого не должна быть более 630 кВ. По ориентировочным данным определим основные нагрузки собственных нужд. Нагрузку собственных нужд приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Нагрузка собственных нужд

Вид нагрузки	Расчетная мощность потребления (кВА)
Привода выключателей	8.5
Обогрев приводов	2.5
Обогрев ЗРУ 10 кВ	12
Освещение ЗРУ 10 кВ	4
Освещение ячеек	1
Освещение ОРУ	7
Полная мощность	35

По расчетной мощности потребления собственных нужд, определим мощность трансформатора собственных нужд по формуле 1:

$$S_p = \frac{S_n}{n_t \cdot K_3},$$

$$S_p = \frac{35}{0.7 \cdot 2} = 25 \text{кВА}$$

Примем к установке ТСЗ типа ТСЗ 40/10/0.4 УХЛ1 в количестве двух штук. Номинальная мощность 40 кВА, исполнен в защитном кожухе.

4.9 Выбор комплексных распределительных устройств.

Комплексное распределительное устройство (КРУ) – электроустановка, основная функция которой прием и распределение электроэнергии, состоящая из шкафов закрытого исполнения, встроенными в них приборами измерительного и защитного действия и вспомогательными устройствами.

В данной работе будет выбран КРУ в выкатном исполнении, так как с ним легче проводить ремонтные работы.

Каждый шкаф КРУ состоит из нескольких силовых частей: часть с выключателем, часть сборных шин и часть кабельная. В каждой части установлены все вспомогательные приборы. Достоинствами КРУ являются.

- возможность быстрой замены аппаратов;
- компактность устройств;
- защита токоведущих частей от прикосновения и пылезащита;
- простой монтаж.

Монтаж шкафов происходит в порядке: собранные шкафы с готовым оборудованием отправляются на место монтажа, где соединяют шины, подводят силовые кабели.

В данном проекте на напряжение 6.3 кВ примем КРУ-СВЭЛ-К-1.4, данное КРУ имеет следующие преимущества:

- защита от дугового замыкания в пределах отсека, защита от поражения продуктами горения дуги у персонала благодаря специальным замкам ячейки:
 - защита от совершения ошибочных действий персонала;
 - при съеме элементов на ремонт, не теряется стойкость отсеков;
 - автоматическое управление подогревов внутри КРУ.
 - наличие смотровых окон для наблюдения за оборудованием под напряжением;
 - автоматическое зашторивание при выкатывании тележки в ремонтное положение, что защищает персонал от прикосновения к токоведущим частям.
- КРУ имеет вакуумный выключатель ВВ/TEL SHELL 6.3-31.5/1600. Проверка данного выключателя представлена в таблице 16.

Таблица 16- Выбор выключателя 6.3 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 6.3 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 6.3 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 1600 \text{ А}$	$I_{\max} = 916 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{ОТКЛ} = 31.5 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 14,021 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$I_{ВКЛ} = 31.5 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 11,9 \text{ кА}$	$I_{Пт} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{Д.С.} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 31,727 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$B_{К.НОМ} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} = 334,34 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.НОМ}$
$i_{аНОМ} = 51 \text{ кА}$	$i_{ат} = 3.387 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{аНОМ}$

Срок службы КРУ 30 лет.

Выбор КРУ в своих параметрах схож с выбором выключателей, поэтому сравнение данных выбора КРУ приведены в таблицу 17.

Таблица 17 – Сравнение выбранного КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 6.3 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 6.3 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 1600 \text{ А}$	$I_{\max} = 916 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{пр скв} = 80 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 14,021 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{пр.скв}$
$I_{откл} = 31.5 \text{ кА}$	$I_{по} = 9,87 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл.}$
$I_{пр скв.} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 31,727 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{пр скв.}$
$B_{К.НОМ} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} = 334,34 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.НОМ}$

В КРУ установлены трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, их так же следует проверить. Для проверки нужно знать вторичную нагрузку трансформаторов. Вторичная нагрузка трансформаторов тока приведена в таблицу 18.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформатора тока.

Прибор	Тип	Нагрузка фазы
Амперметр	ВТ-01-ТК	0.5
Ваттметр	ВТ-01-ТК	0.5
Варметр	ВТ-01-ТК	0.5
Счетчик АЭ	Альфа 1440	1.1
Счетчик РЭ	Альфа 1440	1.1
Итого		3.7

Проверка трансформатора тока ТОЛ-10 приведена в таблицу 19.

Таблица 19 – проверка трансформатора тока встроенного в КРУ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 6.3 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 6.3 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$	$I_{\max} = 960 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{СКВ} = 20 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 14,021 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{СКВ}$
$B_{К.НОМ} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} = 334,34 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.НОМ}$
$Z_{2НОМ} = 10 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0.673 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$

Трансформатор тока подходит и в замене не нуждается.

Для проверки трансформаторов напряжения так же нужно знать вторичную нагрузку. Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения ЗНОЛ-10 приведена в таблицу 20.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения в КРУ.

Тип прибора	Тип	Количество приборов	Потребляемая мощность В А
1	2	3	4
Вольтметр	Э-335	3	2

1	2	3	4
Счетчик АЭ	Альфа 1440	5	1.1
Счетчик РЭ	Альфа 1440		
Сумма			11.5

Проверку трансформаторов напряжения сведем в таблицу 21.

Таблица 21 - Проверка трансформатора напряжения, встроенного в КРУ.

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0.5	20ВА	11.5 ВА	$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$

Оставляем встроенный трансформатор напряжения.

4.10 Выбор аккумуляторных батарей.

Аккумуляторная батарея служит для питания цепей оперативного тока, но в нормальном режиме она не питает цепи оперативного тока, но всегда готова для включения в работу. Оперативный ток нужен для питания щитов релейной защиты, приборов учета, и других вспомогательных устройств.

Для определения аккумуляторной батареи нужно знать нагрузки батареи в аварийном режиме, это сумма временной нагрузки и постоянно подключенных потребителей. При расчетах будем использовать приближенные значения. Приближенное значение постоянно подключенных потребителей на подстанциях 110 кВ 30А. Временную нагрузку для подстанции 110 кВ приближенно можно принять 70 А.

Обычно аккумуляторные батареи используются вместе с подзарядом, напряжение в начала заряда составляет 2,15 В, а в конце полного разряда в получасовом разряде принимается равным 1,75 В. Максимальное напряжение 2.6 В.

Сперва определим количество элементов присоединяемых в режиме постоянного подзаряда по формуле:

$$n_0 = \frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{зар}}}, \quad (48)$$

где n_0 - число элементов в батарее;

$U_{\text{ш}}$ - напряжение на шинах;

$U_{\text{зар}}$ - напряжение при подзарядке.

Количество в режиме подзарядки на максимальном напряжении 2.6 В.

$$n_{\text{max}} = \frac{110}{2.6} = 43 \text{ элемента,}$$

Количество в режиме начальной подзарядки при напряжении 2.15 В.

$$n_0 = \frac{110}{2.15} = 52 \text{ элемента,}$$

Количество в режиме аварийной подзарядки при напряжении 1.75.

$$n_{\text{min}} = \frac{110}{1.75} = 63 \text{ элемента,}$$

Типовой номер батареи типа СК выбираем по формуле:

$$1.05 \cdot \frac{I_{\text{AB}}}{J} \leq N, \quad (49)$$

где I_{AB} - нагрузка батареи в аварийном режиме;

1.05 - коэффициент запаса;

J – допустимая нагрузка разряда приведенная к номеру аккумулятора,
равная $24 \frac{A}{N}$.

$$N \geq 1.05 \cdot \frac{100}{24} = 4.3,$$

Полученное значение следует округлить до ближайшего целого, в нашем случае это 5, поэтому выбираем батарею СН-5

Выбранную батарею нужно проверить по наибольшему толчковому току по формуле:

$$46 \cdot N \geq I_{T \max}, \quad (50)$$

где 46 – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку;

$I_{T \max}$ - максимальный толчковый ток, считается по формуле:

$$I_{T \max} = I_{ав} + I_{пр}, \quad (51)$$

где $I_{пр}$ - ток потребляемый приводами выключателей, равен 60 А.

$$I_{T \max} = 100 + 60 = 160 \text{ А},$$

$$46 \cdot 5 = 230 \geq 160,$$

Также нужно выбрать подзарядное устройство, ток подзаряда рассчитаем по формуле:

$$I_{\text{пз}} \geq 0.15 \cdot N + I_{\text{п}}, \quad (52)$$

$$I_{\text{пз}} \geq 0.15 \cdot 5 + 30 = 30.75 \text{ A},$$

Напряжение подзарядного устройства найдем по формуле:

$$U_{\text{пз}} \geq 2.15 \cdot n_0, \quad (53)$$

$$U_{\text{пз}} \geq 2.15 \cdot 52 = 112 \text{ В},$$

В качестве подзарядного устройства выбираем выпрямительный агрегат типа УЗА 150-120 УХЛ.С номинальным напряжением 380 В, и работой

Зарядное устройство рассчитывается на ток подзаряда по формуле:

$$I_{\text{зу}} = 5 \cdot N + I_{\text{п}}, \quad (54)$$

$$I_{\text{зу}} = 5 \cdot 5 + 30 = 55 \text{ А},$$

И определяем напряжение в конце заряда 2.6 В на один элемент по формуле:

$$U_{\text{зу}} = 2.75 \cdot n_{\text{max}}, \quad (55)$$

$$U_{\text{зу}} = 2.75 \cdot 43 = 118 \text{ В},$$

Генератор постоянного тока выбираем серии П с регулировкой напряжение 220-380 В. Берем П-91 с параметрами: $U_{\text{ном}}=270/360 \text{ В}$, $P_{\text{ном}}=48 \text{ кВт}$, $I_{\text{ном}}=159 \text{ А}$.

5 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

5.1 Общие положения.

В процессе работы подстанции на ней возможны перенапряжения-внутренние и грозовые.

Если источником внутренних перенапряжений являются генераторы системы и их причиной нормальные или аварийные коммутации, которые сопровождаются колебательными процессами или резонансным процессом. Значение внутренних перенапряжений зависит от характеристик установки и характера коммутации и имеют статический характер.

Источник грозовых перенапряжений — это удар молнии в саму электроустановку или в близь нее в землю. Молния является источником тока. Поскольку токи молнии подвержены статистическим разбросам, то и грозовые перенапряжения есть величина статистическая.

Для защиты открытых распределительных устройств используют стержневые молниеотводы, присоединенные к заземлителю исполненном в виде сетки из электродов расположенный на площади подстанции. При установке на ОРУ нескольких молниеотводов, должны соблюдаться безопасные расстояния по земле и воздуху. Для защиты шинных мостов могут применять тросовые молниеотводы.

5.2 Расчет заземления

Сопrotивление заземлителя на подстанции не должно превышать 0,5 Ом, согласно ПУЭ. Контур заземления должен выходит на 1.5 м за границы оборудования, чтобы человек при прикосновению к оборудованию не находился за границей заземления.

Размеры подстанции в данной работе 25 метров в ширину, 94 метра в длину.

Площадь контура заземления определяем по формуле:

$$S = (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5), \quad (56)$$

$$S = (94 + 2 \cdot 1.5) \cdot (25 + 2 \cdot 1.5) = 2716 \text{ м}^2,$$

Диаметр электродов принимаем равным: $d = 0.025$ (м).

Проверим сечение по условию механической прочности по формуле:

$$F_{\text{м.п}} = \pi \cdot R^2, \quad (57)$$

$$F_{\text{м.п}} = 3.14 \cdot 12.5^2 = 490 \text{ мм}^2,$$

Проверка сечения на термическую стойкость по формуле:

$$F_{\text{тс}} = \sqrt{\frac{I_m^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (58)$$

где I_m - ток молнии;

T - время работы защиты в секундах;

β - коэффициент термической стойкости электрода, равный 21.

$$F_{\text{тс}} = \sqrt{\frac{60^2 \cdot 0.15}{400 \cdot 21}} = 253 (\text{мм}^2),$$

Сечение прошло проверку на термическую стойкость.

Проверка сечения на устойчивость к коррозии проведем по формуле:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot S_{\text{ср}} \cdot (d + S_{\text{ср}}), \quad (59)$$

где $S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T - \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0$;

T - время использования заземления, равное 240 мес;

$\alpha_3, \alpha_2, \alpha_1, \alpha_0$ - коэффициенты, зависящие от грунта.

$$S_{CP} = 0.005 \cdot \ln (240)^3 + 0.0036 \cdot \ln (240)^2 - 0.05 \cdot \ln (240) + 0.0224 = 0.707,$$

$$F_{кор} = 3.14 \cdot 0.707 \cdot (0.707 + 25) = 57 \text{ мм}^2,$$

Сечение электродов должно проходить по условию:

$$F_{M.П} \geq F_{min} \geq F_{кор} + F_{тс}, \quad (60)$$

$$F_{кор} + F_{тс} = 310 \text{ мм}^2,$$

$490 \geq 310$ условие выполняется, диаметр электрода оставляем.

Расстояние между полосами сетки принимаем равным 5 м.

Общая длина горизонтальных полос в сетке рассчитаем по формуле:

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot S}{l_{п-п}}, \quad (61)$$

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot 2716}{5} = 1086 \text{ м},$$

Количество горизонтальных полос по длине рассчитаем по формуле:

$$n_{ГА} = \frac{A + 3}{l_{п-п}}, \quad (62)$$

$$n_{\Gamma A} = \frac{94 + 3}{5} = 19.4 \text{ шт.},$$

Количество горизонтальных полос по ширине рассчитаем по формуле

$$n_{\Gamma B} = \frac{B + 3}{l_{\text{п-п}}}, \quad (63)$$

$$n_{\Gamma B} = \frac{25 + 3}{5} = 5.6 \text{ шт.},$$

Общее количество горизонтальных полос по обеим сторонам найдем по формуле:

$$n_{\Gamma} = n_{\Gamma A} + n_{\Gamma B}; \quad (64)$$

$$n_{\Gamma} = 19.4 + 5.6 = 25 \text{ шт.},$$

Определим количество вертикальных электродов по формуле:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (65)$$

где a - расстояние между вертикальными электродами, считаем по формуле:

$$a = \left(\frac{8}{0.25}\right) \cdot l_B, \quad (66)$$

где l_B - длина вертикальных электродов равная 4 м

$$a = \left(\frac{0.25}{8}\right) \cdot 4 = 16 \text{ м},$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{2716}}{16} = 13 \text{ шт},$$

Далее определяем стационарное сопротивление заземления по формуле:

$$R_C = \rho \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_r + l_B \cdot n_B} \right), \quad (67)$$

где A - коэффициент принимается по ЭТС, и равен по формуле:

$$A = \frac{l_B}{\sqrt{S}}, \quad (68)$$

$$A = \frac{4}{\sqrt{2716}} = 0.077,$$

Принимаем $A=0.3$.

$$R_C = 50 \cdot \left(0.3 \frac{1}{\sqrt{2716}} + \frac{1}{1076 + 4 \cdot 13} \right) = 0.332 \text{ Ом},$$

Находим импульсные коэффициенты по формуле:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (69)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2716}}{(50 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1.418,$$

Определяем импульсное сопротивление заземления по формуле:

$$R_u = R_c \cdot \alpha_u, \quad (70)$$

$$R_u = 0.332 \cdot 1.418 = 0.471 \text{ (Ом)},$$

$$0.471 \leq 0.50 \text{ Ом},$$

Заземление выбрано правильно.

5.3 Расчет защиты от прямых ударов молнии

Согласное ПУЭ открытые подстанции 110 кВ должны быть защищены от прямых ударов молнии. Защита от прямых ударов молнии на подстанции осуществляется стержневыми и тросовыми молниеотводами.

Высота самого высокого элемента подстанции составляет 11 м, это линейные порталы, а так как высота других элементов ниже, они тоже попадут под зону защиты молниеотвода.

Высоту молниеотвода на линейном портале 110 кВ-23 м.

Т.к высота молниеотвода меньше 150 м, то его параметры определяются следующими формулами:

Эффективная высота стержневого молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0.85 \cdot h, \quad (71)$$

$$h_{\text{эф}} = 0.85 \cdot 23 = 19.55,$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне земли по формуле:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h, \quad (72)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot 23) \cdot 23 = 24.242 \text{ м},$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне линейного и шинного портала по формуле:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right), \quad (73)$$

где h_x - высота защищаемого объекта, для линейного портала 11 м, для шинного 7.5 м.

$$r_{\text{ли}} = 24.242 \cdot \left(1 - \frac{11}{19.55} \right) = 10.602 \text{ м},$$

$$r_{\text{ши}} = 24.242 \cdot \left(1 - \frac{7.5}{19.55} \right) = 14.593 \text{ м}.$$

Расстояние между молниеотводами находится в пределе $h \leq L_{\text{м-м}} \leq 2h$.

Тогда найдем наименьшую высоту внутренней зоны молниеотводов 1-2 по формуле:

$$h_c = h - \frac{L}{7}, \quad (74)$$

$$h_c = 23 - \frac{24.2}{7} = 19.543 \text{ м}.$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \frac{h_c - h_x}{h_c}, \quad (75)$$

$$r_{cxл} = 24.242 \cdot \frac{19.523 - 11}{19.523} = 10.597 \text{ м},$$

$$r_{cxш} = 24.242 \cdot \frac{19.523 - 7.5}{19.523} = 14.939 \text{ м}.$$

Аналогичный расчет проводится для других пар молниеотводов, результаты расчета сведены в таблицу 22. Так же результаты расчета молниезащиты представлены в графической части.

Таблица 22 – Параметры зон молниезащиты.

Молниеотводы	L(м)	h(м)	h _{эф} (м)	h _с (м)	r ₀ (м)	r _{хл} (м)	r _{схл} (м)	r _{хл} (м)	r _{схл} (м)
1-2	24.2	23	19.55	19.5	24.24	10.6	10.5	14.9	14.9
2-3	24.2	23	19.55	19.5	24.24	10.6	10.5	14.9	14.9
3-4	24.2	23	19.55	19.5	24.24	10.6	10.5	14.9	14.9

5.4 Расчет грозоупорности

Определение грозоупорности подстанции производится по ожидаемому числу лет безаварийной работы М. Чаша всего значение М, на порядок превосходит расчетный срок работы оборудования подстанции, и измеряется сотнями лет.

$$M = \frac{1}{\beta_1 + \beta_2 + \beta_3}, \quad (76)$$

где β_1 - коэффициент, учитывающий вероятность прорыва молнии в зону защиты молниеотвода;

β_3 - коэффициент, учитывающий отключение подстанции из-за набегающих волн грозовых перенапряжений, равен нулю так как считается, что защитные аппараты обеспечивают 100% защиту от набегающих волн грозовых перенапряжений;

β_2 - коэффициент, учитывающий вероятность отключения подстанции из-за перекрытия с молниеотвода на ошиновку при протекании тока молнии через молниеотвод при прямом ударе молнии в молниеотвод;

Среднее число ударов молнии в поверхность земли на 1 км^2 принимается равным 0.07 удара за один грозовой час. Количество ударов молнии за 100 грозовых часов, рассчитывается по формуле:

$$n_{\text{уд}} = 6.7 \cdot (A + 7h) \cdot (B + 7h) \cdot 10^{-6}, \quad (77)$$

$$n_{\text{уд}} = 6.7 \cdot (94 + 7 \cdot 23) \cdot (25 + 7 \cdot 23) \cdot 10^{-6} = 0.318,$$

$$\beta_1 = n_{\text{уд}} \cdot P_{\text{пр}} \cdot P_{\text{пер}} \cdot \frac{D_{\text{г}}}{100}, \quad (78)$$

где $P_{\text{пр}} = 0.005$, вероятность прорыва молнии в зону защиты;

$D_{\text{г}}$ - число грозовых часов в год, для Алданского района это от 20 до 40, принимаем равным 40;

$$P_{\text{пер}} = e^{-0.04 \cdot I_{\text{пр}}} - \text{вероятность прорыва изоляции}; \quad (79)$$

$$\text{где } I_{\text{пр}} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{z};$$

где $U_{50\%}$ - половина разрядного напряжения гирлянды изоляторов при грозовых импульсах;

$z = 410$ Ом- волновое сопротивление провода.

$$I_{\text{пр}} = \frac{2 \cdot 1200}{410} = 5.85 \text{ кА},$$

$$P_{\text{пер}} = e^{-0.04 \cdot 5.85} = 0.791 \text{ кА},$$

$$\beta_1 = 0.318 \cdot 0.005 \cdot 0.791 \cdot \frac{40}{100} = 0.503 \cdot 10^{-3}.$$

Вероятность при ударе молнии в молниеотвод найдем по формуле:

$$\beta_2 = n \cdot P_{\text{пр}} \cdot P_{\text{обр}} \cdot \frac{D_r}{100}, \quad (80)$$

где $P_{\text{обр}}$ - вероятность перекрытия изоляции при ударе молнии.

$$P_{\text{обр}} = e^{-0.04 \cdot I_{\text{пер}}}, \quad (81)$$

$$I_{\text{пер}} = \frac{U_{50\%} - 50 \cdot L}{R_u}, \quad (82)$$

где L - высота линейного портала.

$$I_{\text{пер}} = \frac{1200 - 50 \cdot 11}{15} = 43.3,$$

$$P_{\text{обр}} = e^{-0.04 \cdot 43.3} = 0.17,$$

$$\beta_2 = 0.318 \cdot 0.005 \cdot 0.177 \cdot \frac{40}{100} = 0.126 \cdot 10^{-3},$$

$\beta_3 = 0$ т.к. выше я написал что считается что защитные аппараты способны на 100% справиться с набегающим с волн перенапряжением.

$$M = \frac{1}{0.503 \cdot 10^{-3} + 0.126 \cdot 10^{-3} + 0} = 160 \text{ лет.}$$

Таким образом система молниеотводов по данной методике подобрана верно, расчеты показали что ожидаемое число лет безаварийной работы 160 лет.

6. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

6.1 Общая информация

Система релейной защиты и автоматики электроэнергетических систем совершенствовалась с каждым годом на протяжении последнего столетия. На сегодняшний день при появлении нового первичного оборудования требуется разработка современных микропроцессорных комплексов защиты.

Наряду с современными микропроцессорными системами защиты оборудования, в энергосистеме большое количество еще не модернизированных комплексов релейной защиты, а значит, для грамотной эксплуатации требуется уметь выполнять выбор и расчет для уже существующих электромеханических комплексов релейной защиты и автоматики.

В работе трансформаторов могут возникать различные короткие замыкания, как и в обмотках трансформатора, и на вводах трансформаторов, и в кабелях так же могут возникать короткие замыкания на землю и между фазами.

Так же через трансформаторы могут проходить сверхтоки, падать уровень масла, повышаться температура.

Исходя из выше написанного следует что защита трансформаторов должна выполнять следующее:

- отключать трансформатор при повреждении;
- отключать трансформатор при повреждении смежного оборудования;
- показывать сигналом дежурному при его повреждении, перегрузке, снижения уровня масла, повышения температуры.

Для защиты обмоток трансформатора, вводов и ошиновки устанавливают дифференциальную защиту (ДЗТ).

Для защиты от сверхтоков проходящих по самому трансформатору так и по смежному оборудованию устанавливают максимальную токовую защиту (МТЗ).

Для контроля за уровнем масла и повреждений масляного бака трансформатора устанавливают датчик контроля масла

И так же устанавливают защиту от перегрузок на ВН и НН.

6.2 Дифференциальная защита трансформаторов

ДЗТ применяется как основная защита трансформатора. Но ДЗТ устанавливается лишь в некоторых случаях:

- на трансформаторах мощность выше 6300 кВА;
- на параллельно работающих трансформаторах мощностью выше 4000 кВА;
- на трансформаторы мощностью выше 1000 кВА, в случае если токовая отсечка не имеет необходимой чувствительности.

В случае когда трансформаторы работают параллельно, ДЗТ обеспечивает не только быстрое отключение, но и выборочно отключает поврежденный трансформатор.

При вычислениях дифференциальной защиты условно принимаем что трансформатор имеет одинаковое соединение обмоток и одинаковые ТТ с обеих сторон и коэффициент трансформации равен 1.

Если схема ДЗТ выполнена правильно и ТТ одинаковые, то при прохождении через них токов нагрузки и токов сквозного КЗ, ток в реле ДЗТ будет отсутствовать, то и ДЗТ на них реагировать не будет.

При расчете релейной защиты трансформатора следует учитывать повреждения и ненормальные режимы работы, такие как:

- многофазные замыкания в обмотках и выводах;
- однофазные замыкания в обмотках и выводах;
- витковые замыкания в обмотках;
- внешние замыкания;
- повышение напряжения;

- токи при перегрузках обмоток;
- понижение уровня масла или его возгорания.

Для защиты трансформаторов с установленным в них РПН, применяют ДЗТ 11.

ДЗТ 11 имеет одну тормозную обмотку в реле НТТ, что дает возможность не отстраивать ток срабатывания защиты от токов небаланса при внешних повреждениях, и тем самым когда имеется тормозная обмотка, не действие защиты происходит как раз торможением.

Первичный рабочий ток обмотки ВН трансформатора уже посчитан в работе выше и равен:

$$I_{\text{рабВН}} = 50\text{А},$$

$$I_{\text{рабНН}} = 916\text{А},$$

На стороне ВН у нас стоит ТТ с коэффициентов трансформации 100/5, а на стороне НН с коэффициентом трансформации 1000/5.

Для компенсации сдвига токов по фазе, вторичные обмотки ТТ со стороны трансформатора включенных в схему звезда, собирают в треугольник, а со стороны треугольника трансформатора в звезду.

Вторичный ток в защите определим по формуле:

$$I_{\text{Свтор}} = \frac{I_{\text{рабС}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{ТТ}}}, \quad (83)$$

где $K_{\text{сх}}$ - коэффициент схемы, равен 1 при соединении ТТ в звезду, и $\sqrt{3}$ при соединении в треугольник;

$K_{\text{ТТ}}$ - коэффициент трансформации ТТ.

$$I_{\text{ННвтор}} = \frac{960}{1000/5} = 4.8\text{А},$$

Ток срабатывания ДЗТ определяется по условию отсрочки от броска тока намагничивая при включении ненагруженного трансформатора под напряжение. Ток срабатывания рассчитывается по стороне с более нагруженным вторичным током, в нашем случае по стороне 6.3 кВ

$$I_{\text{ср.р}} = k_n \cdot I_{\text{рабНН}}, \quad (84)$$

где k_n - коэффициент отсрочки для ДЗТ-11 равен 1.5

$$I_{\text{ср.р}} = 1.5 \cdot 960 = 1440 \text{ А},$$

Ток срабатывания реле находим по формуле:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{I_{\text{ср.р}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{ГТ}}}, \quad (85)$$

$$I_{\text{ср.р}} = \frac{1440 \cdot \sqrt{3}}{1000 / 5} = 12.471 \text{ А},$$

Далее определим число витков уравнивающей обмотки на стороне 6.3 кВ по формуле:

$$\omega_{\text{расчосн}} = \frac{F_{\text{ср.р}}}{I_{\text{ср.р}}}, \quad (86)$$

где $F_{\text{ср.р}}$ - магнитодвижущая сила (МДС) срабатывания реле, для ДЗТ-11 принимается 180 Ав

$$\omega_{\text{расчосн}} = \frac{180}{12.471} = 14.433 \text{ ВИТКОВ,}$$

На первой уравнильной обмотке устанавливаем 15 витков

Определение числа витков на стороне 110 кВ по формуле:

$$\omega_{\text{расчнесн}} = \omega_{\text{расчосн}} \cdot \frac{I_{\text{ННвтор}}}{I_{\text{ВНвтор}}}, \quad (87)$$

$$\omega_{\text{расчнесн}} = 15 \cdot \frac{4.8}{4.3} = 16.6 \text{ ВИТКОВ.}$$

Число витков на стороне 110 кВ устанавливается 17 витками.

Далее считается число витков тормозной обмотки, необходимое для бездействия защиты при внешнем КЗ.

$$\omega_{\text{торм}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot I_{\text{нб}} \cdot \omega_{\text{расчнесн}}}{I_{\text{кмакс}} \cdot \text{tg}\alpha}, \quad (88)$$

где $\text{tg}\alpha = 0.8$;

$I_{\text{кмакс}}$ - максимальный ток кз на стороне 6.3 кВ;

$I_{\text{нб}}$ - ток небаланса ДЗТ;

$$I_{\text{нб}} = I_{\text{нб1}} + I_{\text{нб2}} + I_{\text{нб3}}, \quad (89)$$

где $I_{\text{нб1}}$ - ток небаланса погрешности ТТ;

$I_{\text{нб2}}$ - ток небаланса обусловленный РПН;

$I_{\text{нб3}}$ - ток небаланса обусловленный неточностью витков на уравнильных обмотках реле.

$$I_{\text{нб1}} = I_{\text{кмакс}} \cdot k_{\text{апер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon, \quad (90)$$

где $k_{\text{апер}}$ - коэффициент переходного режима, для ДЗТ-11 равен 1;
 $k_{\text{одн}}$ - коэффициент схожести трансформаторов тока, равен 1;
 ε - значение погрешности ТТ, равен 0.1.

$$I_{\text{нб1}} = 3.9 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.1 = 390 \text{ А},$$

$$I_{\text{нб2}} = I_{\text{кмакс}} \cdot U_{\text{рпн}}, \quad (91)$$

где $U_{\text{рпн}}$ - полный диапазон РПН равен 0.16.

$$I_{\text{нб2}} = 3900 \cdot 0.16 = 624 \text{ А},$$

$$I_{\text{нб3}} = \frac{\omega - \omega_{\text{расчосн}}}{\omega_{\text{расчосн}}} \cdot I_{\text{кмакс}}, \quad (92)$$

$$I_{\text{нб3}} = \frac{15 - 14.3}{14.3} \cdot 3900 = 190.9 \text{ А},$$

$$I_{\text{нб}} = 390 + 624 + 190 = 1205 \text{ А},$$

$$\omega_{\text{торм}} = \frac{1.5 \cdot 1205 \cdot 15}{3900 \cdot 0.8} = 8.6 \text{ витков.}$$

На тормозной обмотке устанавливаем 9 витков.

Данная схема дифференциальной защиты выполняется на ДЗТ-11 по всем требованиям ПУЭ удовлетворяет, так же подходит по требованиям к чувствительности и защиты от различных видов КЗ.

6.3 Расчет максимальной токовой защиты на стороне 110 кВ

Максимальная токовая защита является не основной защитой трансформатора, но полностью защищает трансформатор, и также защищает от токов внешних коротких замыканий.

Ток срабатывания защиты определим по формуле:

$$I_{\text{сз\textsubscript{МТЗ}}} = \frac{K_{\text{над}} \cdot K_{\text{вз}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{р\textsubscript{мак}}} , \quad (93)$$

где $K_{\text{в}}$ - коэффициент самозапуска, равен 2;

$K_{\text{над}}$ - коэффициент надежности, равен 1.1;

$K_{\text{вз}}$ - коэффициент возврата, равен 0.8.

$$I_{\text{сз\textsubscript{МТЗ}}} = \frac{1.1 \cdot 2}{0.8} \cdot 50 = 137.5 \text{ А} ,$$

Ток срабатывания реле определим по формуле:

$$I_{\text{сз\textsubscript{р\textsubscript{МТЗ}}}} = \frac{K_{\text{сх}} \cdot I_{\text{сз\textsubscript{МТЗ}}}}{K_{\text{т\textsubscript{ТТ110}}}} , \quad (94)$$

где $K_{\text{сх}}$ - коэффициент схемы при соединении обмоток треугольником равен $\sqrt{3}$.

$$I_{\text{сз\textsubscript{р\textsubscript{МТЗ}}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 137.5}{20} = 11.9 \text{ А} ,$$

Коэффициент чувствительности определим по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кЗВН}}^{(1)}}{I_{\text{сЗМТЗ}}}, \quad (95)$$

где $I_{\text{кЗВН}}^{(1)}$ - ток однофазного кз, равен 1200 А.

$$K_{\text{ч}} = \frac{1200}{137.5} = 8.7 \geq 1.2,$$

Значение чувствительности подходит.

Выдержку времени МЗТ нужно срабатывать защиты отходящей линии, и это время равно 1.5с.

$$t_{\text{сЗМТЗ}} = 1.5 + 0.5 = 2\text{с}.$$

Расчеты для стороны 6.3 кВ производим аналогично и сведем результаты в таблицу 23.

Таблица 23 – Расчет реле МТЗ

Сторона	$I_{\text{рмах}}$	$I_{\text{сммтз}}$	$I_{\text{смрмтз}}$	$K_{\text{ч}}$
ВН	50	137.5	11.9	8.7
НН	916	2519	218	5.5

6.4 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки действует аналогично МТЗ, но является основной защитой трансформатора и работает на сигнал при наличии дежурного персонала, а при его отсутствии работает на разгрузку или отключение трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки определим по формуле:

$$I_{\text{сзпер}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{раб.макс}}}{K_{\text{в}}}, \quad (96)$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отсрочки, равный 1.05.

$$I_{сзпер110} = \frac{1.05 \cdot 50}{0.8} = 65.625 \text{ A},$$

$$I_{сзпер6.3} = \frac{1.05 \cdot 916}{0.8} = 1202 \text{ A},$$

Вторичные токи срабатывания защиты от перегрузки найдем по формуле:

$$I_{2сзпер} = \frac{I_{српер}}{K_{тт}}, \quad (97)$$

$$I_{2сзпер110} = \frac{65.625}{20} = 3.281 \text{ A},$$

$$I_{2сзпер6.3} = \frac{1200}{200} = 6 \text{ A}.$$

6.5 Газовая защита трансформатора

Газовая защита основана на газообразовании в масле при повреждении его в баке трансформатора. От характера и размера повреждения зависит количество газообразования. От этого газовая защита способна различать степень повреждения, и действовать от сигнала или отключения.

В России широко часто используют газовое реле с двумя шаровидными пластмассовыми поплавками типа РГТ-80. Хотя он и имеет конструктивные особенности, но принцип работы остается такой же, как и других реле.

У газовой защиты есть ряд преимуществ: высокая чувствительность и защита почти от всех видов повреждения внутри бака; маленькое время

срабатывания; простота в исполнении, и также способность реагировать при недопустимом понижении масла по ряду причин.

Но также у газовой защиты есть ряд недостатков, таких как: газовая защита не реагирует на повреждения между зоной вне бака и выключателей. Защита может подействовать ложно если попадет воздух в бак, а попасть он может, например при доливке масла, при монтаже системы охлаждения и т.д. Также ложно может сработать при повреждении в ходе землетрясения. Но в этих случаях допускается перевод действия выключения на сигнал. Из вышеописанного можно сделать вывод что газовая защита не может быть единственной защитой трансформатора от внутренних повреждений.

Так же газовая защита может не среагировать на начальную стадию виткового замыкания, т. к. оно может не сопровождаться появлением дуги и в следствии чего газообразования не будет, а значит защита не сработает и замыкание останется не замеченным.

6.6 Автоматика ПС «Рябиновая»

Автоматика установленная на ПС «Рябиновая» останется без изменений, и в данном пункте будет описана автоматика ПС «Рябиновая».

АВР – автоматический ввод резерва. Предназначен для подключения резервных источников питания в случае отключения основного. Так же повышает надежность системы электроснабжения.

АВР работает через реле минимального напряжения, подключенных к ТН. Когда напряжение на участке пропадает, реле подает сигнал в схему АВР, но чтобы АВР сработал, нужно чтобы нижеописанный ряд условий:

- На участке нет КЗ. Если пропала напряжения связана с КЗ, то включение дополнительных источников питания в цепь с КЗ недопустимо.
- Ввод включен. Это нужно чтобы АВР не сработал, когда напряжение пропало из-за намеренного выключения вводного выключателя.
- На участке куда нужно доставить напряжение после включения АВР, напряжение имеется, так как данное переключение не имеет смысла.

АПВ – автоматическое повторное включение. Нужен для повторного включения, выключенного под действием релейной защиты выключателя через промежуток времени, в некоторых системах возможно до 8 циклов АПВ.

АЧР – автоматическая частотная разгрузка. Автоматика, направленная на повышение надежности работы. Предотвращает образование лавины частоты, тем самым сохраняет целостность системы. Работа АЧР заключается в отключении менее важных потребителей при внезапно возникшем дефиците активной мощности в системе. Бывает два вида АЧР: АЧР 1 и АЧР 2.

АЧР 1 – работа данного вида АЧР заключается в отключении потребителей с целью остановить образование лавины падения частоты. Диапазон уставок лежит от 48.5 Гц до 46.5 Гц с шагом в 0.1 Гц. Выдержка времени а АЧР 1 лежит от 0.3 до 0.5 секунд.

АЧР 2 – работа данного АЧР поднять частоту в системе после остановки лавины частоты что сделала АЧР 1 до значений 49 Гц. Срабатывает от 47.5-48.5 Гц. Выдержка времени у АЧР 2 колеблется от 5-10 до 70-90 секунд. Такая выдержка времени обусловлена тем, что система может долго работать 49.2 Гц, поэтому нет смысла отключать потребителей, которые могут получать электроэнергию без вреда для системы, чтобы восстановить частоту до номинального.

7 НАДЕЖНОСТЬ СХЕМЫ РУ 110 КВ

При определении надежности подстанции проведем расчет относительно шин 10 кв. На рисунке показана упрощенная схема электроснабжения подстанции. При расчете надо указать следующее: ремонтная перемычка в нормальном режиме работы отключена, расчет проведем для одной цепи, а результаты будут равны параллельному соединению двух этих цепей.

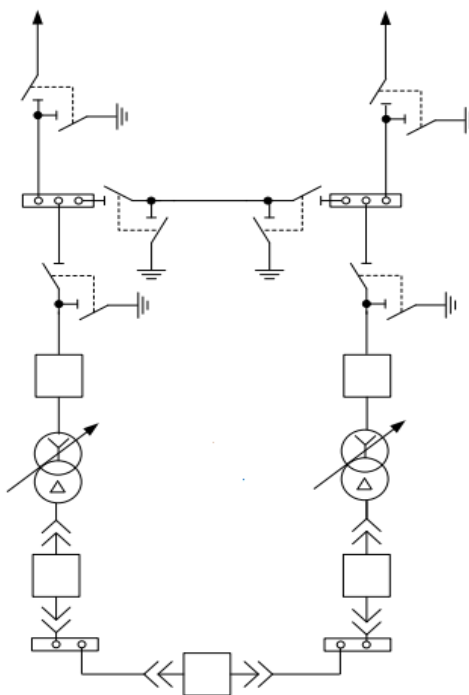


Рисунок 5 – Упрощенная схема электроснабжения подстанции
«Рябиновая»

Параметрами для расчета надежности являются: параметр отказов в год λ (1/год), среднее время восстановления $t_{в}$ (час), частота намеренных отключений $\lambda_{пр}$ (1/год), среднее время намеренных отключений $t_{пр}$ (час).

Параметры элементов сведены в таблицу 24.

Таблица 24 – Параметры элементов для расчетов надежности.

Элемент	λ , 1/год	t_v , часов	$\lambda_{пр}$, 1/год	$t_{пр}$, часов
Воздушная линия 110 кВ	1.7	7	0.8	15
Разъединитель 110 кВ	0.01	7	0.83	5
Выключатель 110 кВ	0.002	21	0.8	12
Трансформатор	0.02	10	0.75	28
Выключатель 10 кВ	0.003	20	0.86	8
Сборные шины 10 кВ	0.03	7	0.834	2

Вероятность отключения элементов подстанции определим по следующим формулам:

Для воздушной линии 110 кВ:

$$q_{вл} = \frac{\lambda_{вл} \cdot t_v}{T_r} \cdot l \cdot \frac{1}{100}, \quad (98)$$

где T_r - число часов в году, равное 8760 часам;

l - длина линии.

$$q_{вл} = \frac{1.7 \cdot 7}{8760} \cdot 27 \cdot \frac{1}{100} = 3.87 \cdot 10^{-4},$$

Для разъединителей 110 кВ:

$$q_{разд} = \frac{\lambda_{разд} \cdot t_v}{T_r}, \quad (99)$$

$$q_{разд} = \frac{0.01 \cdot 7}{8760} = 7.99 \cdot 10^{-6},$$

Для трансформаторов:

$$q_{\text{тр}} = \frac{\lambda_{\text{тр}} \cdot t_{\text{в}}}{T_{\text{г}}}, \quad (100)$$

$$q_{\text{тр}} = \frac{0.02 \cdot 10}{8760} = 2.28 \cdot 10^{-5},$$

Для шин 10 кВ:

$$q_{\text{шин}} = \frac{\lambda_{\text{шин}} \cdot t_{\text{в}}}{T_{\text{г}}} \cdot n_{\text{пр}}, \quad (101)$$

$$q_{\text{шин}} = \frac{0.03 \cdot 7}{8760} \cdot 7 = 1.68 \cdot 10^{-4}.$$

Для выключателей и шин расчет ведется с учетом смежных элементов системы. Для выключателя 110 кВ смежные элементы это воздушная линия и трансформатор. Для выключателей 10 кВ смежные элементы это трансформатор и шины 10 кВ. Для шин 10 кВ смежные элементы — это все элементы.

Для выключателей 110 кВ.

$$q_{\text{в}} = \frac{\lambda_{\text{в}} \cdot t_{\text{в}}}{T_{\text{г}}} + a_{\text{кз}} \cdot (\sum q_{\text{смеж}}) + a_{\text{оп}} \cdot N_{\text{оп}}, \quad (102)$$

где $a_{\text{кз}}$ - частота отказов при автоматических отключениях отказов смежных элементов равно 0.005;

$q_{\text{смеж}}$ - вероятность отказа смежного элемента;

$a_{\text{оп}}$ - частота отказов выключателя при переключениях равно 0.003;

$N_{\text{оп}}$ - число оперативных переключений в год равно 2.

Для выключателей 110 кВ.

$$q_{\text{в110}} = \frac{0.002 \cdot 21}{8760} + 0.005 \cdot (2.28 \cdot 10^{-5} + 3.67 \cdot 10^{-4}) + 0.003 \cdot 2 = 6 \cdot 10^{-3},$$

Для выключателей 10 кВ.

$$q_{\text{в10}} = \frac{0.002 \cdot 21}{8760} + 0.005 \cdot (2.28 \cdot 10^{-5} + 1.68 \cdot 10^{-4}) + 0.003 \cdot 2 = 6 \cdot 10^{-3},$$

Для шин 10 кВ нужно произвести подробный расчет надежности при передаче мощности только по одной цепи.

Вероятность отказа цепи определим по формуле:

$$q_{\text{цепи}} = \sum q_{\text{смеж}} + \frac{\lambda_{\text{прмакс}} \cdot t_{\text{пр}}}{T_{\text{г}}}, \quad (103)$$

где $\lambda_{\text{прмакс}}$ - максимальная частота намеренных отключений

$$q_{\text{цепи}} = (3.67 \cdot 10^{-4} + 1.68 \cdot 10^{-5} + 7.9 \cdot 10^{-5} + 2.28 \cdot 10^{-5} + 6 \cdot 10^{-5} + 1 \cdot 10^{-5}) + \frac{0.86 \cdot 8}{8760} = 0.013$$

Параметр потокоотказа цепи [5]:

$$\lambda_{\mu} = \sum \lambda_i + \lambda_{\text{прмакс}}, \quad (104)$$

где λ_i - вероятность потокоотказа всех элементов в цепи.

$$\lambda_{\mu} = 0.3 + 0.86 = 1.16,$$

Время восстановления системы из одной цепи:

$$t_{\text{вс}} = \frac{q_{\text{цепи}} \cdot T_{\Gamma}}{\lambda_{\mu} - \lambda_{\text{прмакс}}}, \quad (105)$$

$$t_{\text{вс}} = \frac{0.013 \cdot 8760}{1.16 - 0.86} = 379 \text{ (час)}.$$

Вероятность отказа системы из двух цепей определим по формуле:

$$q_{2\text{цеп}} = q_{\text{цепи}}^2 + 2 \cdot K_{\text{пл}} \cdot \left(\frac{\lambda_{\text{прмакс}} \cdot t_{\text{пр}}}{T_{\Gamma}} \right), \quad (106)$$

где $K_{\text{пл}}$ - вспомогательный коэффициент, найдем по формуле:

$$K_{\text{пл}} = 1 - e^{\left(\frac{-t_{\text{пр}}}{t_{\text{вс}}} \right)}, \quad (107)$$

$$K_{\text{пл}} = 0.021,$$

$$q_{2\text{цеп}} = 0.013^2 + 2 \cdot 0.021 \cdot \left(\frac{0.86 \cdot 8}{8760} \right) = 2.21 \cdot 10^{-4}.$$

Параметр потокоотказа системы из двух цепей определим по формуле:

$$\lambda_{2\text{цеп}} = 2 \cdot \lambda_{\mu} \cdot q_{\mu} + 2 \cdot (\lambda_{\mu} - \lambda_{\text{прмакс}}) \cdot \frac{\lambda_{\text{прмакс}} \cdot t_{\text{пр}}}{T_{\Gamma}}, \quad (108)$$

$$\lambda_{2\text{цеп}} = 2 \cdot 1.16 \cdot 0.013 + 2 \cdot (1.16 - 0.86) \cdot \frac{0.86 \cdot 9}{8760} = 0.031,$$

Среднее время безотказной работы системы определим по формуле:

$$T_c = \frac{1}{\lambda_{2\text{цеп}}}, \quad (109)$$

$$T_c = \frac{1}{0.031} = 32 \text{ (года)},$$

Расчётное время безотказной работы системы определим по формуле:

$$T_p = \frac{0.105}{\lambda_{2\text{цеп}}}, \quad (110)$$

$$T_p = \frac{0.105}{0.031} = 3.5 \text{ (лет)}.$$

8 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Экономическая часть включает в себя расчёт инвестиций, требуемых для реконструкции, и заключается в расчете капитальных вложений.

Обычно расчет затрат производится нахождением капитальных вложений в подстанцию и воздушную линию, но в моей работе мы не находим воздушную линию, и не нуждаемся в её реконструкции, поэтому и капитальные вложения воздушной линии искать не будем. ПС «Рябиновая» является собственностью компании «Селигдар», и не нуждается в окупаемости данной подстанции. В данной работе я буду искать лишь капиталовложения в подстанцию, руководствуясь справочником - Файбисович, Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 – 1150 кВ. / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М. :ЭНАС, 2012. – 376 с.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых [9]:

- капиталовложения на сооружение подстанций, $K_{ПС}$;

$$K = K_{ПС}, \quad (111)$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов, на сооружение ОРУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории [6]:

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}) \cdot K_{П}, \quad (112)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора, зависящая от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{ИНФ}$ – коэффициент инфляции равный 3.84;

$K_{ОРУ}$ – стоимость ОРУ, зависящая от схемы РУ и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат;

$K_{П}$ – районный коэффициент для Дальнего востока, равен 1.3.

В таблице 25 представлены цены на вложение , трансформаторы, и постоянную часть затрат. Цена на трансформаторы была взята с электронного ресурса (<http://russete.ru/prays-transformatory>), цена была актуальна на время обращения 20.05.2023

Таблица 25 – Затраты на капиталовложение.

Вид затрат	Тип	Количество	Стоимость(тыс.руб)
Трансформатор	ТМН10000/110	2	7000
Постоянная часть		1	11000

Капиталовложение в ОРУ мы найдем из расчетов. При расчете принимаем стоимость одной ячейки масляного выключателя высшего и низкого напряжения. Количество ячеек высшего напряжения равно 3, а количество ячеек низшего 11. Стоимость принимается равно согласно средним показателям за 2012 год [4].

$$K_{РУ} = (n_{110} \cdot K_{110} + n_{10} \cdot K_{10}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_{П}, \quad (113)$$

где n_{110} , n_{10} - количество ячеек выключателей на сторонах;

K_{110} , K_{10} - стоимость одной ячейки выключателя на стороне;

$K_{ИНФ}$ – коэффициент инфляции равный 3.84.

$$K_{РУ} = (3 \cdot 3.400 + 11 \cdot 0.210) \cdot 3.84 \cdot 1.3 = 60.9 \text{ (млн.руб)},$$

$$K_{ПОСТ} = K_{пост} \cdot K_{ИНФ} \cdot K_{П}, \quad (114)$$

$$K_{\text{ПОСТ}} = 11 \cdot 3.84 \cdot 1.3 = 54.9 \text{ (млн руб)},$$

$$K_{\text{ТР}} = K_{\text{тр}} \cdot K_{\text{П}}, \tag{115}$$

В данном случае мы не умножаем на коэффициент инфляции, т.к цена на трансформатор актуальна для 2023 года.

$$K_{\text{ТР}} = 2 \cdot 7 \cdot 1.3 = 18.2 \text{ (млн.руб)},$$

$$K_{\text{ИС}} = 60.9 + 54.9 + 18.2 = 134 \text{ (млн.руб)},$$

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

9.1 Общие положения

Электрическая подстанция считается местом повышенной опасности из-за возможности поражения электрическим током. Подстанция так же может быть опасна для экологии почвы, из-за возможных утечек масла и других технически опасных для здоровья жидкостей. Современная подстанция должна быть оборудована всеми возможными средствами защиты как для человека, так и для окружающей среды.

9.2 Безопасность

На подстанции для человека опасны множество факторов, таких как:

- Поражение электрическим током;
- Работа на высоте,
- Химические факторы при разливе технической жидкости;
- Повышенные уровни шумов;
- Вибрация оборудования;
- Воздействие электромагнитным полем;
- Повышенная физическая нагрузка при работе с большим весом;
- Вращающиеся части механизмов;
- Возможное возгорание от электрической дуги.

Для работы электромонтером нужна специальная группа допуска, которую рабочий получает в ходе экзаменов. С каждой новой группой допуска рабочий получает возможность работать на более высоком напряжении, и выполнять более серьезные задачи. Так же с повышением группы допуска, можно получить допуск к работе на высоте. В ходе получения группы допуска рабочий узнает о электробезопасности, которая говорит, что нужно соблюдать чтобы не попасть под действие тока. Для ознакомления с этими всеми требованиями существует определенная документация, которая предписывает определенные действия, и запреты при работе с электрооборудованием.

Самые опасные факторы для электромонтера это – возможное поражение током, возможное поражение электрической дугой или вспышкой от неё, уровень шума, воздействие электромагнитного поля.

Опишу все вышеперечисленные факторы подробно и как защититься от их воздействия.

Поражение электрическим током (удар током) – это попадания организма под действие электрического тока, то есть прохождение тока по организму человека. Сопровождается судорожными сокращениями частей тела. По силе попадания тока через организм, есть 4 группы поражения электрическим током. 1- судорожное сокращение мышц без потери сознания. 2- Потеря сознания, но сохранение дыхания и сердцебиения. 3- Потеря сознания сопровождающаяся потерей или нарушением дыхания и сердцебиения. 4 – клиническая смерть[2].

Тяжесть удара током можно определить по следующим параметрам:

- Значение тока воздействующего на тело человека
- Продолжительность воздействия тока на человека
- Путь прохождения тока через организм(наиболее опасное через руку в голову, и из руки в ногу через сердце)
- Род тока и его частота
- Внешние факторы среды в которой произошло поражение током(влажность, сопротивление человека и т.д)

От поражения удара током существуют средства защиты.

Средства защиты — это изолирующие устройства, которые позволяют не допустить прикосновения работника к токоведущим частям. Так же специальные средства защиты, к которым относятся – диэлектрические перчатки и ботинки, щупы с изоляцией, диэлектрические коврики, переносные заземления, ограждения и знаки.

Электрическая дуга – возгорание воздуха, которое происходит в ходе размыкания контактов оборудования под напряжением, может навредить как яркостью горения, ожогом, и самим поражением током.

Способ защиты от поражения дуги — это четкое соблюдение правил переключений, и наблюдение за показателями есть ли напряжение на установке.

Уровень шума – шум выше 80 дБ на рабочем месте в течении продолжительного времени может навредить слуху. При работе с повышенным шумом работник обязан использовать определённые средства защиты:

- Специальные накладки в виде наушников, антифоны;
- Бируши из специального состава снижающие уровень шума;
- Специальные шлема для защиты слуха.

Электромагнитное поле – особая неосязаемая но измеряемая форма материи, в котором между собой воздействуют заряженные частицы.

Способ защиты от повышенного электромагнитного поля — это использование специального защитного костюма с экранизацией, защищающего от излучения.

Чтобы работники всегда соблюдали и помнили правила техники безопасности на подстанции должны быть указательные знаки сообщающие о возможной опасности или о запрете переключений например при ремонте оборудования, а так же должен быть человек с положенной группой допуска и достаточным количеством знаний, который проводит инструктаж перед началом работ. Так же на предприятиях есть такая вещь как выдача наряда допуска, в котором написано все что требуется сделать, чтобы рабочий выполнял четко указанную работу, при работе так же есть четкая иерархия и ряд мероприятий входе которых соблюдается техника безопасности.

Мероприятия помогающие соблюдать технику безопасности:

- наряд допуск на оформление работы, распоряжение на работу и перечень работ нужных в ходе задания;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места, и к самой работе;
- надзор во время работы;

- время на обеденного перерыва, перевод на другое рабочее место, окончание работы.

На любом предприятии есть лица что отвечают за безопасность при работе, перечислю данные лица:[5]

- выдающий наряд-допуск, утверждающий перечень работ, которые нужно выполнить в ходе задания;

- ответственный руководитель работ;

- допускающий;

- производитель работ;

- наблюдающий;

- член бригады.

На любой подстанции в местах проведения работ, отдыха, и прочих необходимостей должно быть хорошее освещение, достаточного для комфортного нахождения там.

Так же во всех таких местах должны быть средства пожарной сигнализации и средства тушения. Чтобы не допускать возгорания нужно не работать с открытым огнем вблизи легко воспламеняемых материалов или жидкостей, курить в отведенном для этого месте. Персонал должен быть ознакомлен с планом эвакуации и действиями при пожаре. Средства пожаротушения и средства пожарной сигнализации должны быть проверены ответственным за это лицом строго в положенный срок, установленных нормами пожарной безопасности.

9.3 Экологичность

Проблемой для экологии от подстанции может стать шум, и разлив масла из трансформатора в почву.

Современные подстанции должны соблюдать все нормы защиты окружающей среды от шума и пролива масла. Так же на подстанции должно быть место для сбора мусора в ходе работе, и так же для очистки от технических жидкостей. Согласно нормам защиты окружающей среды масло и другие технические жидкости не должны попадать в водоемы, системы

ливневых вод, и в почву. Вывоз использованных жидкостей должен быть в герметичных баках и в установленном для этого место.

Сперва разберем шум. Подстанция расположена на участке в 23 км от ближайшего населённого пункта. Вблизи подстанции не расположено жилых зданий работников и рабочих мест, а значит расчет по шуму не требуется, т.к шум от трансформаторов не будет мешать большую часть времени работы подстанции. Шум трансформатора мощностью 10 МВа в нагруженном состоянии составляет в среднем составляет 84 дБ, по ГОСТ 12.2.024-87. Что превышает уровень допустимого шума, значит при работе на подстанции рабочий обязан одеть средства индивидуальной защиты защиты слуха.

Что касается разлива масла на почву, при установке трансформатора нужно соорудить под трансформаторами маслосборники с удалением масла и масляных вод из них специальной системой закрытых масло отводов.

У трансформаторов массой более 1 тонны обязаны стоять маслосборники и масло отводы, так как при возможном внешнем повреждении в следствии которого может быть разлив масла и возгорание масла.

На проектируемой подстанции «Рябиновая» установлены два трансформатора ТМН10000/110-УКХЛ1, параметры этой марки приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Параметры трансформатора.

Тип	Мощность, МВа	Масса масла, т	Размеры,мм
ТМН/110-УКХЛ1	10	8	длина 5600 ширина 3200 высота 4800

Габариты маслоприемника для данного трансформатора ТМН/110-УКХЛ1 должны выходить за габариты на 1.5м [2]. Объем маслоприемника должен вмещать в себя единоразовый залив масла в трансформатор.

Если на подстанции установлен трансформатор масса в масла в котором находится в промежутке от 1 до 20 т, то в соответствии с п 4.2.69 ПУЭ-7 редакция, маслоприемник допускается выполнять без отвода масла.

На подстанции «Рябиновая» будет установлен маслоприемник без отвода масла, с закрывающейся металлической крышкой, присыпанной гранитным щебнем слоем 0.25 м. Объем маслоприемника рассчитан на полный объем залитого масла в трансформатор и 80% воды от средств пожаротушения.

Далее проведем расчет размеров маслоприемника согласно [2].

Конструкция маслоприемника без отвода масла показана на рисунке 6

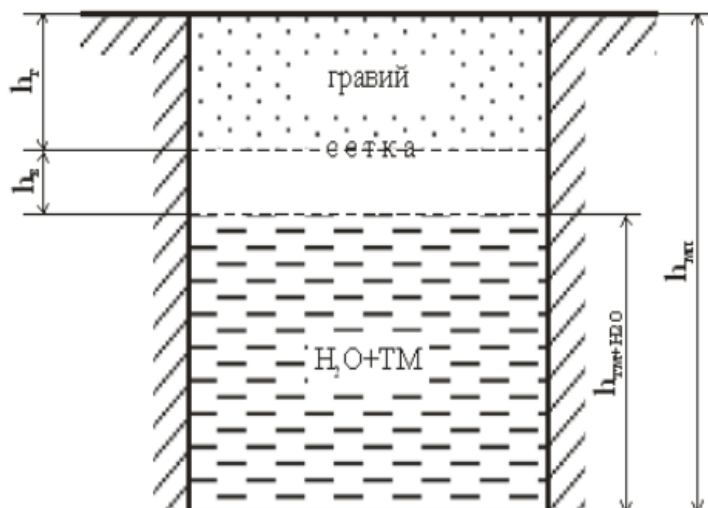


Рисунок 6- Конструкция маслоприемника

На рисунке 7 показаны габариты для расчета маслоприемника.

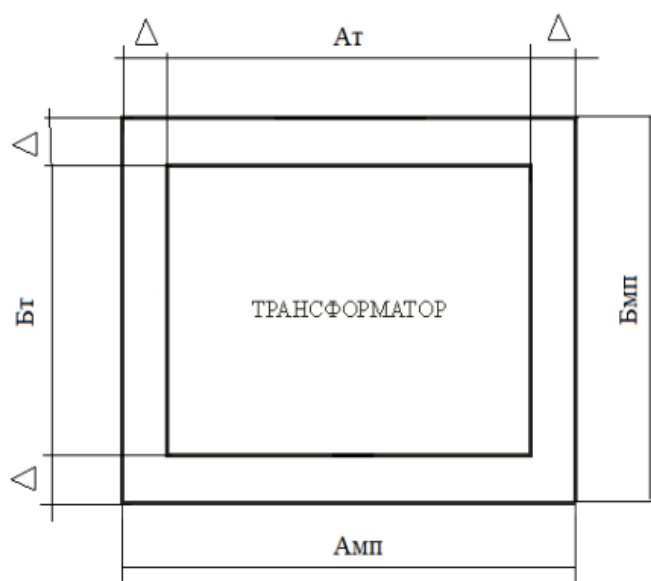


Рисунок 7- Габариты для расчета маслоприемника.

Длину и ширину маслоприемника находим по формуле:

$$A_{МП} = A_T + 2d_{МП}, \quad (116)$$

$$B_{МП} = B_T + 2d_{МП}, \quad (117)$$

где $d_{МП}$ - размеры выхода маслоприемника за границы трансформатора, равное 1.5м;

A_T, B_T - Длина и ширина трансформатора.

$$A_{МП} = 5.6 + 2 \cdot 1.5 = 8.6 \text{ (м)},$$

$$B_{МП} = 3.2 + 2 \cdot 1.5 = 6.2 \text{ (м)}.$$

Далее найдем площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{\text{МП}} = A_{\text{МП}} \cdot B_{\text{МП}}, \quad (118)$$

$$S_{\text{МП}} = 8.6 \cdot 6.2 = 53.3 \text{ (м}^2\text{)},$$

Объём маслоприемника найдем по формуле:

$$V_{\text{МП}} = V_{\text{ТМ}} + 0.8V_{\text{ВОДА}}, \quad (119)$$

где $V_{\text{ТМ}}$ - объём трансформаторного масла, м³;

$V_{\text{ВОДА}}$ - объём воды от средств пожаротушения, м³.

Объём трансформаторного масла находим по формуле:

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{M_{\text{ТМ}}}{\rho_{\text{ТМ}}}, \quad (120)$$

где $M_{\text{ТМ}}$ - масса трансформаторного масла, кг;

$\rho_{\text{ТМ}}$ - плотность трансформаторного масла, равная 880 кг/м³.

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{8000}{880} = 9.09 \text{ (м}^3\text{)},$$

Объём воды от средств пожаротушения найдем по формуле:

$$V_{\text{ВОДЫ}} = 0.8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{\text{МП}} \cdot S_{\text{БПТ}}), \quad (121)$$

где I - интенсивность пожаротушения, равная 0.2 л/с*м²;

t - нормированное время тушения пожара, равное 0.5 час;

$S_{\text{БПТ}}$ - площадь боковой поверхности трансформатора.

Площадь боковой поверхности найдем по формуле:

$$S_{\text{БПТ}} = 2H_{\text{Т}} \cdot (A_{\text{Т}} + B_{\text{Т}}), \quad (122)$$

где $H_{\text{Т}}$ - высота трансформатора.

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot 4.8 \cdot (5.6 + 3.2) = 84.48 \text{ (м}^2\text{)},$$

$$V_{\text{воды}} = 0.8 \cdot 0.2 \cdot 0.5 \cdot (53.3 \cdot 84.48) = 11.02 \text{ (м}^3\text{)}.$$

Таким образом глубина маслоприемника будет равна по формуле:

$$h_{\text{мп}} = \frac{V_{\text{ТМ}}}{S_{\text{мп}}} + \frac{V_{\text{воды}}}{S_{\text{мп}}} + h_{\text{в}} + h_{\text{гр}}, \quad (123)$$

где $h_{\text{в}}$ - глубина воздушного зазора между краем жидкости в маслоприемнике и решеткой, м (не менее 0.05м);

$h_{\text{гр}}$ - толщина отсыпки над решеткой, равная 0.25 м.

$$h_{\text{мп}} = \frac{9.09}{53.3} + \frac{11.02}{53.3} + 0.1 + 0.25 = 0.73 \text{ (м)},$$

Если трансформаторное масло оказалось загрязненным его требуется заменить на свежее. Перед тем как сливать масло нужно убедиться в правильности порядка слива масла, и наличия уплотнений на месте стыков шлангов и других сливных соединений. Сливать масло нужно только в специальные лотки или баки, предназначенные для этого, не в коем случае не сливать масло просто на землю, или в систему водостока и не допускать

разбрызгивания масла, а также во время грозы. При обнаружении свежего масла на земле, необходимо оперативно установить источники маслообразования, и предотвращению его образования с соблюдением всех норм и использованием средств индивидуальной защиты. Масло из маслоприёмника требуется удалять передвижными средствами, и рекомендуется соорудить простейшее устройство для проверки отсутствия жидкости в нем.

Маслоочистительные установки должны быть исправны и иметь техническое стекло для осмотра качества масла.

При ремонте трансформатора в закрытом помещении, масло должно быть слито герметичными шлангами в предназначенные для этого баки. После ремонта все масло необходимо убрать.

9.4 Чрезвычайные ситуации

К самым серьезным и к самым частым чрезвычайным ситуациям на объектах энергетики является пожар вызванный аварией на объекте.

Тяжелые аварии на подстанции — это редкое явление, но если такое случилось то это может повлечь за собой серьезные последствия. В моем случае серьезное последствие это остановка работы участка на продолжительное время. Разберем что такое авария, и чем она может быть вызвана.

Авария — это технологическое нарушение, в результате которого произошло серьезное разрушение или гибель людей, повлекшее за собой остановку производства более чем на сутки (взрыв, пожар и т.д).

Есть еще такое понятие как инцидент которое относится к технологическому нарушению, но не несет за собой гибель людей или серьезных разрушений.

Подстанция является сложным техническим объектом, и работу на ней должны выполнять люди с высокой группой допуска и достаточным стажем, для понимания всех инструкций и порядков работы подстанции. Причин аварий на подстанции есть множество, какие то из них единичны и не требуют

большого внимания, поэтому мы рассмотрим распространённые причины аварий.

Есть распространённый ряд причин, которые могут привести к аварии на подстанции:

1. Первая причина — это ошибки персонала, работающего на подстанции. Вызвано это тем, что, персонал может быть низкоквалифицирован, невнимателен, не знаком с работой данной подстанции, нарушают правила оперативных переключений. Частой ошибкой при работе на подстанции, приводящей к аварии, является подача напряжения коммутационным оборудованием на заземленные токоведущие части. Подача напряжения на оборудование в ремонте или вовсе неисправное оборудование. Ошибки в переключениях цепях вторичного тока и цепях РЗА.

2. Вторая причина — это некачественная сборка или ремонт электрооборудования. При сборке или ремонте электрооборудования могут быть плохо закручены или протянуты места соединений или подключений электрооборудования, неправильно настроенная релейная защита, дефекты заводские, плохая регулировка оборудования. Не затянутые места соединений начинают греться, что может привести к пожару, а также к электрической дуге, и при плохо настроенной релейной защите начинается массовое возгорание оборудования. Так же при плохой сборке ячеек КРУ в них может происходить короткое замыкание. При выкатывании тележки ячейку КРУ, могут открыться и выпасть защитные шторки на токоведущие части, что приводит к короткому замыканию.

3) Третьей причиной является не правильно настроенная релейная защита, а именно: не верно выбранные токовые уставки, из-за чего релейная защита может не работать селективно и не срабатывать при коротком замыкании. Нарушение соединений в цепях релейной защиты, или неисправность в блоках управления релейной защиты. Из-за отказа релейной защиты при коротком замыкании, подстанция может быть полностью уничтожена.

4) Четвертая причина это однофазные замыкания на землю. При однофазном замыкании, у одной из фаз напряжение падает до нуля, а у других поднимается до уровня линейного напряжения. Возникающее перенапряжение, если его не устранить в короткие сроки, вызывает пробой изоляции и возникает электрическая дуга. Это приводит к плавке шин и проводов, уничтожению изоляторов. Чтобы такого не произошло, при работе фаза – земля, необходимо найти нужный участок повреждения, и отключить его для дальнейшего ремонта.

5) Пятая причина — это грозовые и коммутационные перенапряжения в электрической сети. При таких перенапряжениях разрушается изоляция оборудования. Также при неправильной установленной системы молниеотводов, может произойти удар молнии в линейный портал, что повлечет за собой большие разрушения и пожар. Поэтому при приближении времени когда наступают грозы, необходимо проверять систему молниезащиты.

Исходя из всего этого должны быть приняты мероприятия по пожарной безопасности, и действиях при пожаре [6].

За противопожарное состояние подстанции ответственность несет главный энергетик участка. Он обязан организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всех работников кто может попасть на подстанцию, все это происходит из следующих положений:

- Вводной инструктаж по пожарной безопасности;
- Проводить регулярные инструктажи;
- Спец подготовка персонала;
- Занятия по пожаро-техническому минимуму для соответствующей категории персонала;
- Проверка знаний по пожарной безопасности.

На участке «Рябиновый» есть пожарная дружина которая в случае пожара займется тушением пожара, или предотвращением распространения огня до прибытия пожарной бригады.

Для предотвращения возгорания не по вышеперечисленным причинам, территорию подстанции необходимо содержать в чистоте, не допускать скопления воспламеняемого мусора. Выходы и входы на подстанцию и подъезды к ней не должны быть загромождены.[6]

Для предотвращения и тушения пожаров на подстанции должны иметься все доступные для этого методы, порошковые, газовые, жидкостные и водные огнетушители, системы автоматического пожаротушения, например система порошкового пожаротушения. Огнетушители должны быть проверены и опломбированы ответственным лицом четко в установленные сроки, и не должны быть с истекшим сроком годности. Также на подстанции должен быть пожарный щит, в котором находятся ведра, лопаты, ломы, емкость с песком, окрашенные красным цветом и расположенные на видном месте. [6]

Если же пожар начался, то персонал должен действовать четко по инструкциям пожарной безопасности. Порядок тушения пожара на подстанции:

- при возникновении пожара, первый кто заметил пожар, должен немедленно сообщить главному энергетiku или начальнику смены, при наличии связи в пожарную охрану и приступить к тушению пожара

- до прибытия пожарной охраны, руководитель тушения пожара является главным энергетиком или начальником смены который обязан: удалить посторонние лица с места пожара, установление места пожара, проверку включения систем автоматического пожаротушения и в случае отказа вручную включить её, выполнение подготовительных работ для эффективного пожаротушения, тушение пожара персоналом и средствами пожаротушения, встречу пожарной охраны и показать источники воды и места заземлений пожарной техники.

- дежурному персоналу отключить оборудование в зоне пожара по распоряжению главного энергетика или главного смены, дежурный персонал

может выполнять отключение без распоряжения если это выключение необходимо для защиты оборудования, но после обязаны уведомить об этом.

- после прибытия пожарной охраны, ответственный за тушение пожара становится старшим в прибывшей бригаде пожарной охраны, главный энергетик или старший смены передает ему руководства тушения пожара, и должен проинформировать о ранее принятых мерах и организовать дальнейшие действия персонала.

- решение о начале тушения пожара принимается руководителем тушения пожара после проведения инструктажа и выполнения мер безопасности.

- если снять напряжение с горящих установок не удалось, то руководитель тушения пожара может приступить к его ликвидации только после письменного допуска на тушение от главного энергетика или старшего смены, инструктажа состава пожарной бригады и создание условий для визуального контроля за электроустановками.

- во время пожара необходимо исключить попадание посторонних лиц на территорию пожара

При тушении пожара есть требования безопасности:

- при тушении пожара воздушно-механической пеной с заполнением помещений необходимо осуществить заземление пено генераторов и насосов пожарных автомобилей. Водитель пожарного автомобиля должен работать в диэлектрических перчатках и ботах.

- пожары на оборудовании напряжением до 0.4 кВ допускается тушить хладоновыми огнетушителями с безопасным расстоянием не менее 1 метра, пожары на оборудовании до 10 кВ допускается тушить углекислотными огнетушителями с безопасным расстоянием не менее 1 метра. [6].

Для тушения пожаров на подстанции с трансформаторами мощностью 10 МВА, допускают использование автоматические системы пожаротушения с распыленной водой согласно СО 34.49.101-2003 «Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий» Эта

система использует дренчерные оросители ОПДР-15 для тушения трансформаторов.[7].

Вода является наиболее дешевым и распространенным средством тушения пожара. Попадая в зону горения вода нагревается и испаряется, тем самым отнимая большое количество теплоты от объектов горения

Для ограничения пожара в случае возгорания масла используют установленный под трансформатором маслоприемник. При пожаре трансформатора масло из бака можно слить чтобы предотвратить дальнейшее возгорание. За это отвечает газовая защита, установленная в бак трансформатора, которая при возгорании подает сигнал на пульт, где слив масла должны подтвердить, так же можно спустить масло вручную если релейная защита отказалась действовать.[6]

Трансформаторы и другое оборудование, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от высокой температуры путем поливания их водой. Чтобы избежать увеличение площади пожара, масло не следует тушить компактными водными струями.[5]

При тушении щитов управления, релейных щитов, часть которых является более ответственной в оборудовании, следует постараться сохранить аппараты установленные в этих щитах.

На подстанции расположены пожарные краны, к которым должна поступать вода из специальных резервуаров с водой.

При проектировании подстанции были установлены КРУ, помещения под них будут выполнены с огнестойкостью второго класса. Два этих помещения оборудованы средствами пожаротушения необходимыми по их классу напряжения.

Для обеспечения безопасности аккумуляторных батарей в помещении где они установлены необходима принудительная вентиляция с резервным оборудованием, а также взрывобезопасные двигатели для вентиляторов и освещения.

Для лучшего обеспечения пожарной безопасности нужно регулярно проводить проверку оборудования, для выявления неисправностей и рисков возникновения пожара. Следить за выполнением правил пожарной безопасности.

Если не соблюдать вышеперечисленные нормы безопасности и порядок действий при пожаре, то последствия аварии могут стать гораздо серьезнее.

Если не знать нормы пожарной безопасности, можно поддаться панике, в ходе которой могут произойти несчастные случаи, как и с людьми так и с оборудованием.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью ВКР было предложение варианта реконструкции подстанции участка «Рябиновый» напряжением 110/6 кВ в городе Алдан в Якутии.

В ходе работы были выбраны новые трансформаторы мощностью 10МВА, рассчитаны токи КЗ, выбраны и проверены выключатели, разъединители, гибкие и жесткие шины, ОПН, аккумуляторные установки, и КРУН. Выбрана релейная защита. Так же был произведен расчет заземления подстанции и её молниезащиты. Показана примерная стоимость реализации данного варианта реконструкции и расписаны нормы безопасности и экологичности.

Данная выпускная квалификационная работа полностью показывает все необходимые расчеты и обоснования для выбора данного оборудования на подстанцию.

Реализация данного варианта реконструкции позволит увеличить мощность подстанции участка Рябиновый для планового увеличения объёма золотодобычи. Так же позволит работать подстанции в течении всего нормативного срока в 20 лет.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Автоматика управления режимами электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учеб. пособие/ АмГУ, Эн.ф.; сост. А. Н. Козлов. - 2-е изд., испр. . - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 64 с.: ил
- 2 Андреев, Василий Андреевич. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения [Текст]: учеб.: рек. Мин. обр. РФ / В. А. Андреев. – 6-е изд., стер. – М.: Высш. шк., 2008. - 640 с. 4.
- 3 Афонин В.В. Электрические станции и подстанции. Часть 1. Электрические станции и подстанции [Электронный ресурс] : учебное пособие / В.В. Афонин, 9 К.А. Набатов. — Электрон. текстовые данные. — Тамбов: Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2015. — 90 с. — 978-5-
- 4 Безопасность жизнедеятельности: сборник учебно-методических материалов для всех направлений подготовки бакалавров и специалистов / АмГУ;ИФФ;- Благовещенск: Изд-во Амур.гос.ун-та,2017. – 176с.
- 5 Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Б. Булгаков ; АмГУ, ИФФ. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. - 90с.
- 6 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.
- 7 Быстрицкий, Г. Ф. Общая энергетика. Основное оборудование : учебник для академического бакалавриата / Г. Ф. Быстрицкий, Г. Г. Гасангаджиев, В. С. Кожиченков. — 2-е изд., испр. и доп. — М. : Издательство Юрайт, 2019. — 416 с. — (Серия : Университеты России
- 8 Графическая часть курсовых проектов и выпускных квалификационных работ [Электронный ресурс] : учеб. - метод. пособие. Ч. 2

/ АмГУ, Эн.ф.; сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 168с.

9 Козлов, А.Н. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс]: учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 160с

10 Костенко М.В. Заземления в сетях высокого напряжения и средства защиты от перенапряжений. Учебное пособие. – Л: ЛПИ, 2003.

11 Малафеев, С. И. Надежность электроснабжения : учебное пособие / С. И. Малафеев. — 2-е изд., испр. — Санкт-Петербург : Лань, 2021. — 368 с. — ISBN 978-5-8114- 1876-3.

12 Неклепаев Б.Н, Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М: Энергоатомиздат, 2012.

13 Острейковский, В.А. Теория надежности [Текст] : учеб. : рек. УМО / В. А. Острейковский. -2-е изд., испр. . -М. : Высш. шк., 2008. - 464 с

14 Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике [Электронный ресурс] / . — Электрон. текстовые данные. — М. : Издательский дом ЭНЕРГИЯ, 2013. — 36 с. — 978-5-98908-146-2

15 Правила устройства электроустановок. Минэнерго РФ. – 7 изд

16 РД-153.-34.0-03.301-00. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2010.-116с.

17 РД-153-34.0-49.101-2003. Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятия.

18 Релейная защита и автоматика в электрических сетях [Электронный ресурс] / – Электрон. текстовые данные. – М.: Издательский дом ЭНЕРГИЯ, Альвис, 2012. – 632 с. –

19 Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 160с.

20 Савина, Н.В. Надежность систем электроэнергетики [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н.В. Савина – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2011. – 268 с., 1898 Кб. –

21 Савина, Н.В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с

22 Собственные нужды тепловых, атомных и гидравлических станций и подстанций [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Н. Козлов, В. А. Козлов, А. Г. Ротачева ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 315 с. - Б. ц.

23 Собственные нужды тепловых, атомных и гидравлических станций и подстанций [Электронный ресурс] : учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / АмГУ, Эн.ф.; сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, А. Г. Ротачева. - 3-е изд., испр. . - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 315 с

24 Старшинов, В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие [Электронный ресурс] : учеб. пособие / В.А. Старшинов, М.В. Пираторов, М.А. Козина. — Электрон. дан. — Москва : Издательский дом МЭИ, 2015. — 296с.

25 Типовая инструкция по охране труда для электромонтера по оперативным переключениям в распределительных сетях ТИ Р М-070-2002 [Электронный ресурс] / . — Электрон. текстовые данные. — М. : Издательский дом ЭНЕРГИЯ, 2012. — 16 с. — 978-5- 98908-083-Х

26 Файбисович, Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 – 1150 кВ. / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М.:ЭНАС, 2012. – 376с

27 Фролов, Ю.М. Основы электроснабжения [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. — Электрон. дан. — Санкт-Петербург : Лань, 2012. — 432 с. — Режим.

28 Файбисович, Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 – 1150 кВ. / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М.:ЭНАС, 2012. – 376с

29 Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ (ред. от 26.03.2023 г.) «Об охране окружающей среды» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/901808297> (Дата обращения: 11.05.2023);

30 Электротехнический справочник Т.2. Электротехнические изделия и устройства / В. Г. Герасимов и др.: Энергоатомиздат, 2001. – 518 с.