

**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 Озерная напряжением 110/35/10 кВ в  
Амурской области

Исполнитель

студент группы 742-об1

\_\_\_\_\_

подпись, дата

М.С. Песков

Руководитель

доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Г. Ротачева

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

**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 Пескова Максима Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция подстанции Озерная напряжением 110/35/10 кВ в Амурской области.

(утверждено приказом от 19.03.2021 №575 уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 3.06.21

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Исходная схема электрической сети, ГОСТы, ПУЭ и другая нормативно-справочная литература.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Общая характеристика района, расчет токов КЗ, выбор основного электрического оборудования, расчет молниезащиты и заземления, релейная защита и автоматика.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Схема внешнего электроснабжения, однолинейная схема подстанции Озерная, план заземления, план молниезащиты, план разрез, структурная схема блока Сириус ТЗ.

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

7. Дата выдачи задания 07.04.21

Руководитель выпускной квалификационной работы Ротачева А. Г. доцент

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

Задание принял к исполнению (дата): 07.04.21

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 108 страниц, 3 рисунка, 23 таблицы, 24 источников, 1 приложение, 174 формулы.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ПОДСТАНЦИЯ, РЕКОНСТРУКЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ШИНЫ, СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МИКРОПРОЦЕССОРНЫЙ ТЕРМИНАЛ, УСТАВКА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

Данная работа является заключительным этапом в изучении дисциплин, положенных в основу курса обучения по специальности 13.02.03 – «Электроэнергетика и электротехника».

В результате проведенного проектирования были посчитаны токи короткого замыкания. Было выбрано и проверено основное электрооборудование, спроектирована релейная защита трансформаторов на базе микропроцессорных терминалов «Сириус-ТЗ».

В разделе безопасность и экологичность реконструируемой подстанции описаны факторы, влияющие на безопасную работу персонала, экологию в пределах и за пределами подстанции, а также описаны меры предотвращения чрезвычайных ситуаций.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Office Word 2007.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	
Введение	7
1 Характеристика района	8
2 Расчет токов короткого замыкания	10
2.1 Общие положения	10
2.2 Расчёт токов короткого замыкания	10
3 Выбор основного электрического оборудования	14
3.1 Выбор оборудования на стороне 110 кВ	17
3.1.1 Выбор выключателей	17
3.1.2 Выбор разъединителей	18
3.1.3 Выбор трансформаторов тока	21
3.1.4 Выбор трансформаторов напряжения	22
3.1.5 Выбор опорных изоляторов	27
3.1.6 Выбор ограничителей перенапряжений	28
3.1.7 Выбор и проверка жесткой ошиновки	30
3.2 Выбор оборудования на стороне 35 кВ	31
3.2.1 Выбор выключателей	32
3.2.2 Выбор разъединителей	32
3.2.3 Выбор трансформаторов тока	34
3.2.4 Выбор трансформаторов напряжения	36
3.1.5 Выбор опорных изоляторов	38
3.1.6 Выбор ограничителей перенапряжений	39
3.1.7 Выбор и проверка жесткой ошиновки	41
3.3 Выбор оборудования на стороне 10 кВ	43
3.3.1 Выбор выключателей	43
3.3.2 Выбор трансформаторов тока	45
3.3.3 Выбор ограничителей перенапряжения	47
3.3.4 Выбор и проверка жесткой ошиновки	48

3.3.5 Выбор и проверка опорных изоляторов	49
4 Изоляция и перенапряжения	51
4.1 Общие положения	51
4.2 Расчёт заземлителя подстанции	53
4.3 Расчёт молниезащиты	58
4.4 Анализ грозоупорности ОРУ 110 кВ	63
5 Релейная защита и автоматика	67
5.1 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала Сириус ТЗ для трансформатора ТДТН-10000/110	67
5.2 Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-2 )	68
5.3 Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-1)	70
5.4 Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты	71
5.5 Расчет уставок защиты от перегрузки трансформатора	71
5.6 Расчет уставок МТЗ	72
5.7 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала Сириус ТЗ для трансформатора ТМТ-6300/110	76
5.8 Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-2 )	77
5.9 Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-1)	79
5.10 Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты	79
5.11 Расчет уставок защиты от перегрузки трансформатора	80
5.12 Расчет уставок МТЗ	81
5.13 Газовая защита трансформаторов	84
5.14 Автоматика на подстанции Озерная	85
6 Организационно-экономическая часть	88
6.1 Капиталовложения в подстанцию	88
6.2 Эксплуатационные издержки	89
6.3 Срок окупаемости проекта	91
7 Безопасность и экологичность	93
7.1 Безопасность	93
7.1.1 Техника безопасности	93

7.1.2 Безопасность при эксплуатации установок на ПС	94
7.2 Экологичность	95
7.2.1 Общие положения	95
7.2.2 Расчет маслоприемника силового трансформатора	95
7.3 Чрезвычайные ситуации	98
7.3.1 Возникновение чрезвычайных ситуаций	98
7.3.2 Противоаварийные и противопожарные тренировки	99
7.3.3 Предотвращение чрезвычайных ситуаций	100
7.3.4 Обеспечение пожарной безопасности	100
Заключение	104
Библиографический список	105

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВН – высокое напряжение;

ДТЗ – дифференциальная токовая защита;

ЗДЗ – защита от дуговых замыканий;

ЗП – защита от перегрузки;

КЗ – короткое замыкание;

МТЗ – максимальная токовая защита;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила электроустановок;

РЗиА – релейная защита и автоматика;

РПН – устройство регулирования под нагрузкой;

РУ – распределительное устройство;

СН – среднее напряжение;

ТКЗ – токи короткого замыкания;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока.

## ВВЕДЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа является заключительным этапом изучения специальности и позволяет определить результат обучения по данному направлению.

Целью данной выпускной квалификационной работы является реконструкция подстанции 110/35/10 кВ для обеспечения требуемой надежности энергетического оборудования и его экономической эффективности. Подстанция находится в районе села Песчаноозерка амурской области. Реконструкция производится в связи с заменой устаревшего оборудования.

Задачи поставленные для выполнения:

1. Описание реконструируемой подстанции;
2. Описание климатических условий;
3. Определить токи коротких замыканий на разных участках подстанции;
4. Произвести выбор и проверку оборудования подстанции;
5. Произвести расчет молниезащиты и заземление подстанции;
6. Произвести расчет безопасности и экологичности;
7. Произвести технико – экономический расчет;

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались программы: Microsoft Office 2010, Mathcad 14.0, Microsoft Visio. Также за время выполнения были использованы различные методические указания, СТО, ГОСТ.



## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

В Амурской области климат резко-континентальный с чертами муссонности. Взаимодействие солнечной радиации, циркуляции воздушных масс и географических факторов обуславливает формирование такого климата. Под географическими факторами понимают многое: широтное положение; удаленность территории от моря; влияние подстилающей поверхности в виде рельефа, растительности, водных объектов.

Все факторы климатообразования - солнечная радиация, циркуляция атмосферы, географические факторы - взаимодействуют, определяя особенности климата любой территории. Показатели температуры самого холодного и самого теплого месяцев, характеризуют климат. Одинаковые показатели разных мест объединяются изотермами. В январе изотермы с самыми низкими показателями приурочены к горным районам. На севере области средняя январская температура понижается до  $-40^{\circ}\text{C}$ . В межгорных впадинах до  $-50^{\circ}\text{C}$ .

К югу температуры повышаются. На юге проходят изотермы от  $-28^{\circ}$  до  $-24^{\circ}\text{C}$ . Зима в области суровая. Зимой температуры на юге области варьируют от  $-24^{\circ}$  до  $-27^{\circ}\text{C}$ . Бывают морозы до  $-44^{\circ}\text{C}$ .

На юге области лето теплое. Изотермы здесь проходят от  $18^{\circ}$  до  $21^{\circ}\text{C}$ . Теплым бывает лето и в межгорных долинах севера, где летние температуры поднимаются до  $16-17^{\circ}\text{C}$ . В горных районах температура с высотой достигает  $12^{\circ}\text{C}$ . Средние абсолютные максимумы температуры на севере области могут достигать  $38^{\circ}\text{C}$ , а на юге до  $42^{\circ}\text{C}$ .

В области велико годовое количество осадков: в северо-восточных горных и восточных районах их величина составляет от 900 до 1000 мм. Меньше осадков выпадает в районах, тяготеющих к Амуру и нижнему течению реки Зеи. Так, в районе поселка Ерофей Павлович — до 500 мм, в Благовещенске — до 550 мм, а в районе Архары — до 600 мм.

В амурской области муссонность климата обуславливает и характеризует максимальное количество осадков в летний период времени. В летний период времени за три месяца июнь, июль, август бывает вероятность выпадения огромного количества процентов нормы осадков за год. При выпадении осадков в разное время возможны колебания их максимума. В теплый летний период времени с увеличением количества испарений иногда происходит увеличение количества относительной влажности, а с приходом весеннего периода с увеличением сухости воздуха при таянии снежного покрова он в большей степени испаряется и из за этого обстоятельства может происходить незначительный подъем уровней водоемов.

Режим радиации является главным фактором при образовании климата различных районов. В регионах которые располагаются на уровне умеренных широт которым в свою очередь является и амурская область, на всей протяженности года, при изменении в различные дни высоты солнца над уровнем горизонта, происходит и изменение продолжительности дня, а в свою очередь и изменение уровня поступления солнечной радиации. Изменения состояния атмосферы влечет за собой и изменение уровня прСостояние атмосферы влияет на приход солнечной радиации: чем больше повторяемость ясных дней, тем больше приток солнечной энергии. Высота местности и ориентация склонов также сказываются на распределении и величине радиации. Одним из условий, определяющих величину солнечной радиации, является продолжительность солнечного сияния. Продолжительность солнечного сияния, выраженная в часах за год, на севере области составляет величину 1900-2000, а на юге — более 2500. В Благовещенске средняя величина солнечного сияния — 2266 часов, на метеостанции Бысса — 2187. Это довольно высокий показатель. Так, например, в Москве продолжительность солнечного сияния — 1600 часов за год.

## 2 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 2.1 Общие положения

Для выбора и проверки оборудования выполняют расчет токов коротких замыканий. Коротким замыканием называется всякое не предусмотренное нормальными режимами работы замыкание между фазами, а в сетях с заземленными нейтралью (или четырехпроводных) замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод).

При расчете токов коротких замыканий принимаются допущения, которые упрощают расчет. К таким допущениям относятся:

- Отсутствие насыщения магнитных систем
- Отсутствие намагничивающих токов у трансформаторов и автотрансформаторов
- Пренебрежение емкостными проводимостями
- Отсутствие несимметрии в трехфазных системах
- Приближенный учет нагрузок

Для того чтобы выполнить расчет токов короткого замыкания необходимо составить схему замещения и ее параметры которые необходимы для расчета.

Схема замещения необходимая для выполнения расчетов представлена на рисунке 1.

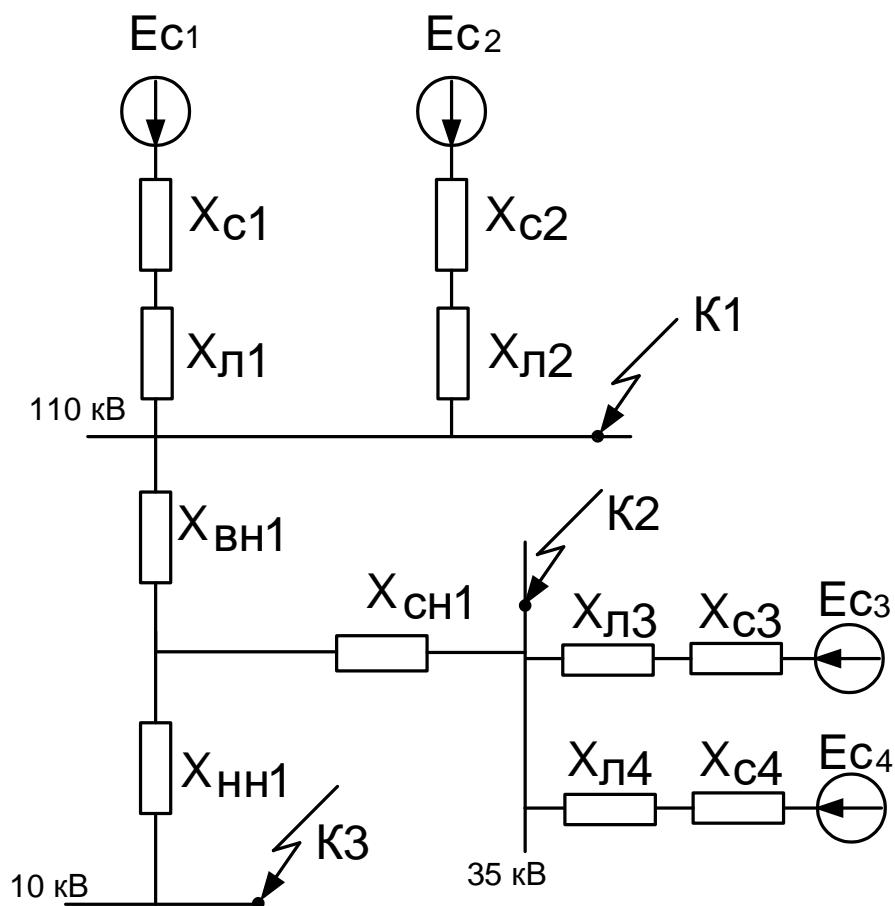


Рисунок 1 – Схема замещения для расчета токов короткого замыкания на ПС «Озерная»

Выполнение расчета будем производить в относительных единицах. Принимаем базисную мощность  $S_B=100$  МВА. За базисное напряжение принимаем:  $U_{б1}=115$  кВ,  $U_{б2}=37$  кВ,  $U_{б1}=10,5$  кВ

По следующей формуле рассчитаем базисный ток:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} \quad (1)$$

$$I_{B1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА};$$

$$I_{B2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА};$$

$$I_{БЗ} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА};$$

Определение сопротивлений системы:

$$X_c = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot I_{по}^{(3)} \cdot U_{Б1}}; \quad (2)$$

$$X_{c1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 5,6 \cdot 115} = 0,09 \text{ о.е.}$$

$$X_{c2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 2,8 \cdot 115} = 0,179 \text{ о.е.}$$

$$X_{c3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 8,1 \cdot 37} = 0,193 \text{ о.е.}$$

$$X_{c4} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,8 \cdot 37} = 1,951 \text{ о.е.}$$

Сопротивления трансформаторов:

$$U_{BH\_CH} = 10,5 \text{ \%};$$

$$U_{BH\_HH} = 17,5 \text{ \%};$$

$$U_{CH\_HH} = 6,5 \text{ \%};$$

$$u_{кВ} = 0,5 \cdot (U_{BH\_HH} + U_{BH\_CH} - U_{CH\_HH});$$

$$u_{кВ} = 0,5 \cdot (U_{CH\_HH} + U_{BH\_CH} - U_{BH\_HH});$$

$$u_{кН} = 0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5) = 10,75;$$

$$u_{кВ} = 0,5 \cdot (6,5 + 10,5 - 17,5) = -0,25;$$

$$u_{кВ} = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75;$$

$$u_{кН} = 0,5 \cdot (U_{ВН_НН} + U_{СН_НН} - U_{ВН_СН});$$

$$X_{ВН} = \frac{u_{кВ}}{100} \cdot \frac{S_{Б}}{S_{НОМТ}}; \quad (3)$$

$$X_{ВН1} = \frac{X_{ВН}}{2};$$

$$X_{СН} = \frac{u_{кС}}{100} \cdot \frac{S_{Б}}{S_{НОМТ}}; \quad (4)$$

$$X_{НН} = \frac{u_{кН}}{100} \cdot \frac{S_{Б}}{S_{НОМТ}}; \quad (5)$$

$$X_{ВН} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{10} = 1,075 \text{ о.е.}$$

$$X_{ВН1} = \frac{1,075}{2} = 0,538 \text{ о.е.}$$

$$X_{СН} = \frac{0}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0 \text{ о.е.}$$

$$X_{НН} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0,675 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линий 110 кВ:

$$X_{Л} = X_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_{Б}}{U_{Б1}^2}; \quad (6)$$

$$X_{л1} = 0,4 \cdot 36,7 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,111;$$

$$X_{л2} = 0,4 \cdot 44,3 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,134;$$

Сопротивление линий 35 кВ:

$$X_{л} = X_{уд1} \cdot L \cdot \frac{S_{Б}}{U_{Б2}^2}; \quad (7)$$

$$X_{л3} = 0,3 \cdot 8,4 \cdot \frac{100}{35^2} = 0,184;$$

$$X_{л4} = 0,3 \cdot 9,5 \cdot \frac{100}{35^2} = 0,208;$$

## 2.2 Расчет токов короткого замыкания

Рассчитаем ток короткого трехфазного замыкания по следующей формуле:

$$I_{по}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{экв}} \cdot I_6; \quad (8)$$

где  $X_{экв}$  – суммарное сопротивление до точки КЗ;

$I_6$  – базисный ток.

Рассчитаем ток короткого двухфазного замыкания по следующей формуле:

$$I_{к}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{по}^{(3)}; \quad (9)$$

Ударный ток в точке короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{по}^{(3)}; \quad (10)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}; \quad (11)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания.

Выполнение расчета тока короткого замыкания в точке К1.

Схема замещения для расчета тока короткого замыкания в точке К1 представлена на рисунке 2.

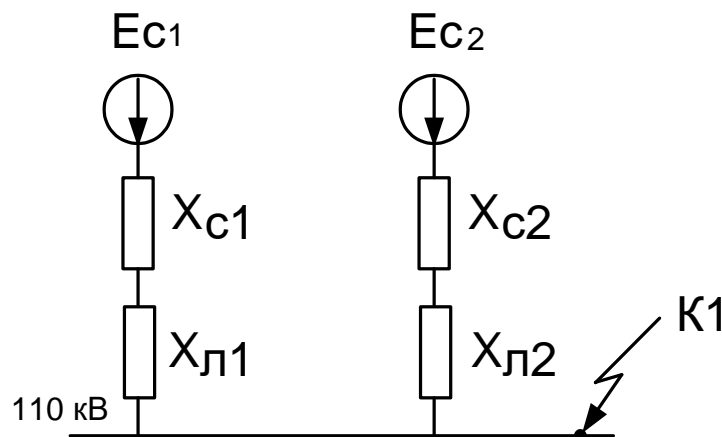


Рисунок 2 – схема замещения для точки К1.

Определяем эквивалентное сопротивление для точки К1.

$$X_{эКВ1} = \frac{(X_{с1} + X_{л1}) \cdot (X_{с2} + X_{л2})}{(X_{с1} + X_{л1}) + (X_{с2} + X_{л2})}; \quad (12)$$

$$X_{эКВ1} = \frac{(0,09 + 0,111) \cdot (0,179 + 0,134)}{(0,09 + 0,111) + (0,179 + 0,134)} = 0,122 \text{ о.е.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{по}^{(3)} = \frac{1}{0,122} \cdot 0,502 = 4,1 \text{ кА.}$$



Ток двухфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{\text{к}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,1 = 3,55 \text{ кА.}$$

Для точки К1 (по таблице 3.8 [1]) принимаем  $T_a = 0,03$ , тогда ударный коэффициент будет равен:

$$k_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 1,717.$$

Для точки К1 ударный ток равен:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,717 \cdot 4,1 = 9,955 \text{ кА.}$$

Для точек К2 и К3 расчет производится аналогично и представлен в приложении А. Результаты расчетов приведены в таблице 1:

Таблица 1 – Результаты расчета токов

Точка КЗ	$I_{\text{пО}}^{(3)}$ , кА	$I_{\text{пО}}^{(2)}$ , кА	$T_a$ , с	$i_y$ , кА
К1 (110 кВ)	4,1	3,555	0,03	9,955
К2 (35 кВ)	7,23	6,261	0,02	16,426
К3 (10 кВ)	2,973	2,543	0,065	6,672

### 3 ВЫБОР ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Выбор основного электрического оборудования является одним из важных этапов при проектировании или реконструкции объектов электроэнергетики, поскольку надежность и бесперебойное питание потребителей зависит от того, насколько правильно сделан выбор.

Все элементы связанные с производством, передачей и распределением электрической энергии должны работать надежно и произвольно долго в нормальных условиях и, кроме того, при коротких замыканиях иметь достаточную термическую и динамическую стойкость. Поэтому при выборе оборудования очень важно проверить соответствие параметров длительным рабочим и кратковременным аварийным условиям, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации.

Номинальные ток и напряжение являются основными параметрами оборудования, которые должны удовлетворять условиям нормального (долгосрочного) режима.

Все выбранное электрооборудование должно быть обязательно проверено на устойчивость к расчетным токам КЗ.

Для лучшей совместимости при выборе любого оборудования рекомендуется использовать устройства одного производителя. Выполняя выбор необходимо руководствоваться статистическими данными о надежности, простоте обслуживания и эксплуатации, а так же стоимости. Соответствие выбранного оборудования выбранной схеме коммутационного устройства является определяющим фактором.

#### **3.1 Выбор оборудования на стороне 110 кВ**

Высоковольтные выключатели способны отключать и включать высоковольтные цепи 6 – 750 кВ в аварийных и нормальных режимах работы оборудования. Отключение токов коротких замыканий для выключателей является наиболее нагруженным режимом работы. Так как они являются важнейшими коммутационными аппаратами и предназначены для включения

и отключения электрических присоединений, а также работы в циклах АПВ к ним предъявляются следующие требования.

- Надежность, безопасность, экологичность;
- Минимальное время отключения аварийных режимов;
- Простота в обслуживании;
- Малые габариты и масса;
- Простота в обслуживании;
- Сравнительно невысокая стоимость;
- Возможность АПВ.

Работоспособность всех элементов электроэнергетической системы зависит от правильности выбора выключателя по условиям его надежности- поэтому этот параметр является одним из наиболее важных при его выборе.

Высокая скорость отключения выключателя оказывает влияние на:

- а) Снижение термического воздействия токов коротких замыканий на остальное оборудование;
- б) Понижение опасности распространения аварийных режимов, в другие части энергосистемы;
- в) Повышение устойчивости электрических сетей;
- г) Уменьшению опасности поражения электрическим током персонала.

### 3.1.1 Выбор выключателя

На реконструируемой подстанции на ОРУ 110 кВ установлен современный выключатель ВГТ-110-40/3150УХЛ1. Колонковый элегазовый выключатель трехполюсного исполнения.

Произведем проверку выключателя по условиям, приведенным выше.

– по напряжению установки:

$$U_P \leq U_H;$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}, \text{ условие выполняется.}$$

– по длительному току:

$$I_{PMAH} \leq I_H;$$

где  $I_{PMAH}$  – рабочий максимальный ток, определяемый по формуле:

$$I_{PMAH} = 1,4 \cdot \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}}; \quad (13)$$

$$I_{PMAH} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,6 \text{ А.}$$

$73,6 \leq 3150 \text{ А}$ , условие выполняется.

– по отключающей способности:

$$I_{ПО} \leq I_{отклном};$$

$4,1 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$ , условие выполняется.

– по току включения:

$$I_{ПО} \leq I_{вклном};$$

$4,1 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$ , условие выполняется.

– по ударному току:

$$i_{уд} \leq i_{скв};$$

$9,96 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА}$ , условие выполняется.

– проверка на термическую стойкость:

$$B_K \leq I_{tc}^2 \cdot t_{тер}; \quad (14)$$

$$B_K = I_{по}^2 \cdot [t_{откл} + T_a]; \quad (15)$$

где  $t_{откл}$  - время отключения КЗ. Рассчитывается как сумма времени срабатывания РЗ и времени полного отключения выключателя.

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

$$B_K = 4,1^2 \cdot (0,055 + 0,25 + 0,03) = 6 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{tc}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$6 \text{ кА}^2\text{с} \leq 4800 \text{ кА}^2\text{с}, \text{ условие выполняется.}$$

Таблица 2 – параметры выключателя ВГТ-110-40/3150УХЛ1

Условия выбора	Каталожные данные оборудования	Расчетные данные
$U_p \leq U_H$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$
$I_{pmax} \leq I_H$	$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{pmax} = 73,6 \text{ А}$
$I_{по} \leq I_{отклном}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 4,1 \text{ кА}$
$I_{по} \leq I_{вкл}$	$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 4,1 \text{ кА}$
$i_{уд} \leq i_{скв}$	$i_{скв} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,955 \text{ кА}$
$B_K \leq I_{tc}^2 \cdot t_{тер}$	$I_{tc}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 6 \text{ кА}^2\text{с}$
Привод	Пружинный ППрМ	

### 3.1.2 Выбор разъединителей

Для того чтобы произвести выбор разъединителей необходимо произвести расчет параметров, алгоритм и методика которого аналогичны выбору выключателя. Главным отличием в выборе разъединителя является то, что при его выборе не производится проверка на отключающую способность, так как они не предназначены для отключения цепей находящихся в работе. Поэтому выбор производится по следующим параметрам и условиям:

- по напряжению установки;
- по длительному току;
- по ударному току;
- проверка на термическую стойкость.

Производим выбор по каталогу и принимаем к установке разъединитель РГ

Выполним проверку выполнения условий выбора разъединителей:

- по напряжению установки:

$$U_P \leq U_H;$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}, \text{ условие выполняется.}$$

- по длительному току:

$$I_{P\text{MAX}} \leq I_H;$$

где  $I_{P\text{MAX}}$  – рабочий максимальный ток, определяемый по формуле:

$$73,6 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}, \text{ условие выполняется.}$$

- по ударному току:

$$i_{уд} \leq i_{СКВ};$$

9,955 кА ≤ 80 кА, условие выполняется.

– проверка на термическую стойкость:

$$B_K \leq I_{tc}^2 \cdot t_{тер}; \tag{16}$$

$$B_K = 4,1 \cdot (0,055 + 0,25 + 0,03) = 6 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{tc}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с};$$

6 кА<sup>2</sup>с ≤ 2977 кА<sup>2</sup>с, условие выполняется.

Таблица 3 – параметры разъединителей РГ-110/1000УХЛ1

Условия выбора	Каталожные данные РГ-110/1000	Расчетные данные
$U_p \leq U_H$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$
$I_{pMAX} \leq I_H$	$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 73,6 \text{ А}$
$i_{уд} \leq i_{СКВ}$	$i_{СКВ} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,955 \text{ кА}$
$B_K \leq I_{tc}^2 \cdot t_{тер}$	$I_{tc}^2 \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 6 \text{ кА}^2\text{с}$
Привод	Ручной ПРГ-6	

### 3.1.3 Выбор трансформаторов тока

Для удобства эксплуатации измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей защиты и измерения от первичных цепей высокого номинального напряжения используют трансформаторы тока, которые уменьшают первичный ток до наиболее удобных значений для эксплуатации вторичных цепей.

Выбор трансформаторов тока выполняют по номинальному напряжению, первичному и вторичному и вторичному токам, по наружной

или внутренней установки, конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при наиболее сложных условиях эксплуатации т.е. при КЗ.

Выбор трансформаторов тока производится по:

- конструкции и классу точности;
- номинальному напряжению установки;

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- по току;

$$I_{PМАХ} \leq I_{ном};$$

Для того чтобы не происходило увеличения погрешностей при недостаточной нагрузке на первичной обмотке, необходимо чтобы номинальный ток по значению был как можно ближе к рабочему току установки.

Выбор по электродинамической стойкости;

$$I_{уд} \leq I_{Эл.д};$$

- по термической стойкости

$$B_K \leq I_{ном}^2 \cdot t_{тер}; \tag{17}$$

где  $t_{тер}$  – время термической стойкости, справочная величина;

- по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2ном};$$



где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока,  
 $Z_{2НОМ}$  – номинальная нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

$$Z_{2НОМ} = \frac{S_{2НОМ}}{I_{2НОМ}^2}; \quad (18)$$

где  $I_{2НОМ}$  – номинальный вторичный ток, равный 5 А.

$S_{2НОМ}$  – номинальная вторичная нагрузка, при классе точности 0,2 равная 30 ВА.

Исходя из этого, допустимая нагрузка трансформатора тока будет равна:

$$Z_{2НОМ} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом};$$

В токовых цепях индуктивное сопротивление достаточно небольшое, поэтому:

$$Z_2 \approx r_2;$$

Вторичная нагрузка  $r_2$  состоит из: сопротивления приборов  $r_{п}$ , переходного сопротивления контактов  $r_{к}$  и сопротивления соединительных проводов:

$$r_2 = r_{п} + r_{пр} + r_{к}; \quad (19)$$

Для того чтобы произвести выбор трансформаторов тока, необходимо знать количество и тип измерительных приборов, подключенных во вторичную цепь и знать какая длина провода  $l$  потребуется для соединения приборов подключаемых во вторичную цепь. При выборе проводов

необходимо соблюдать условия выбора по сечению. Минимальные сечения медного провода составляют 2.5 мм<sup>2</sup> и 4 мм<sup>2</sup> для алюминиевого провода. Максимальные сечения 6 и 10 мм<sup>2</sup> соответственно. После этого необходимо определить сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения, принимая что  $Z_{\text{пров}} = r_{\text{пров}}$ .

Выбираем трансформатор тока ТОГФ-110УХЛ1. Трансформатор тока с фарфоровой изоляцией элегазовый. Классы точности: 0,5S и 5P для измерений и релейной защиты соответственно.

Таблица 4– Измерительные приборы и приборы учета 110 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность, ВА.		
		А	В	С
Амперметр	РА194I – 2К4Т	2,5	2,5	2,5
Ваттметр	ЦП8506-120 ВУ	2,5	-	2,5
Варметр	СТ3021 - 5	2,5	-	2,5
Счетчик	СЕ302-R31	5	5	5
Итого		13	7,5	13

По следующей формуле определяется нагрузка на трансформатор тока:

$$r_2 = \sum r_{\text{п}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}; \quad (20)$$

$$r_{\text{пр}} = r_2 - \sum r_{\text{п}} - r_{\text{к}}; \quad (21)$$

где  $r_2$  – допустимое сопротивление нагрузки подключенной к ТТ;

$r_{\text{пр}}$  – сопротивление проводов;

$\sum r_{\text{п}}$  – суммарное сопротивление подключенный приборов:

$$\sum r_{\text{п}} = \frac{S_{\text{п}}}{I_{2\text{ном}}^2}; \quad (22)$$

где  $S_{\text{п}}$  – мощность, потребляемая подключенными приборами.

$$\Sigma r_{\Pi} = \frac{13}{25} = 0,52 \text{ Ом.}$$

Переходное сопротивление контактов  $r_k$  принимается равным 0,1 Ом.

Сопротивление провода:

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,52 - 0,1 = 0,58 \text{ Ом.}$$

По следующей формуле определяется сечение провода:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}; \quad (23)$$

где  $l$  – длина соединительного провода равная 100 м;

$\rho = 0,0283$  – удельное сопротивление материала провода (алюминий).

$$S = \frac{0,0283 \cdot 35}{0,58} = 17 \text{ мм}^2;$$

По рассчитанным параметрам выбираем подходящий кабель.

Кабель АКРНГ сечением 6 мм<sup>2</sup> подходит под наши условия.

Сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}; \quad (24)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{6} = 0,472 \text{ Ом};$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = 0,52 + 0,472 + 0,1 = 1,092 \text{ Ом.}$$

Таблица 5 – Каталожные и расчетные данные ТОГФ-110УХЛ1

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_p \leq U_H$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$
$I_{p\text{MAX}} \leq I_H$	$I_H = 150 \text{ А}$	$I_{p\text{MAX}} = 73,6 \text{ А}$
$Z_2 \leq Z_H$	$Z_H = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,092 \text{ Ом}$
$I_{уд} \leq I_{эл.д}$	$i_{эл.д} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,955 \text{ кА}$
$B_K \leq I_{tc}^2 \cdot t_{тер}$	$I_{tc}^2 \cdot t_{тем} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 6 \text{ кА}^2\text{с}$

### 3.1.4 Выбор трансформаторов напряжения

В распределительных устройствах подстанций для питания обмоток напряжения приборов учета, контроля, аппаратов релейной защиты и автоматики устанавливаются трансформаторы напряжения. Для правильной работы трансформатора напряжения необходимо правильно произвести выбор, так как при потребляемой мощности больше номинальной происходит увеличение погрешности, а значит не правильная работа трансформатора.

Выбор трансформаторов напряжения производится по:

- напряжению установки;

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

- вторичной нагрузке, которая не должна превышать номинальную

мощность;

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

- конструкции и схеме соединения;

- классу точности;

где  $S_{ном}$  – номинальная мощность для выбранного класса точности;

$S_{2\Sigma}$  - суммарная нагрузка приборов, присоединенных к трансформатору напряжения.

Для питания счетчиков принимаем класс точности 0,2.

Таблица 6 – Вторичная нагрузка ТН на 110 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Кол-во катушек	Суммарная мощность, В·А
Вольтметр	PZ194U-5X1	2	4	1	8
Ваттметр	ЦП8506-120 ВУ	4	2,5	1	10
Варметр	СТ3021 - 5	4	2,5	1	10
Частотомер	Э-362	2	5	2	20
Счетчик АЭ	СЕ302-R31	4	5	1	20
Счетчик РЭ					
Ваттметр	Н395	2	10	2	40
Итого					108

По расчетным данным производим выбор и принимаем к установке трансформатор напряжения ЗНОГ-110. Элегазовый трансформатор напряжения ЗНОГ-110 УХЛ1 предназначен для подключения обмоток напряжения приборов контроля и учета, релейной защиты и автоматики установленной на подстанции.

Таблица 7– Каталожные и расчетные данные по выбору ТН ЗНОГ-110 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n=110$ кВ	$U_p=110$ кВ	$U_p \leq U_n$
$S_n = 400$ ВА	$S_p = 108$ ВА	$S_p \leq S_n$

### 3.1.5 Выбор опорных изоляторов

В распределительных устройствах для закрепления токоведущих частей используются опорные изоляторы.

Выбираем и принимаем к установке опорный изолятор ОСК-10-110-Б-0,1

Производим расчет силы изолятора:

$$F_u = \sqrt{3} \cdot \frac{I_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}; \quad (25)$$

$$F_u = \sqrt{3} \cdot \frac{9964^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 42,9 \text{ Н.}$$

Высота изолятора:

$$H = H_{из} + b + \frac{h}{2}; \quad (26)$$

$$H = 847 + 11 + \frac{1050}{2} = 1383 \text{ мм.}$$

Определяем поправочный коэффициент на высоту шины:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}}; \quad (27)$$

$$K_h = \frac{1383}{847} = 1,6$$

Расчетная сила изолятора, при расположении на ребро:

$$F_{расч} = K_h \cdot F_u; \quad (28)$$

$$F_{расч} = 1,6 \cdot 42,9 = 68,64 \text{ Н.}$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}; \quad (29)$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н.}$$

Должно выполняться условие:

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}; \quad (30)$$

$$68,64 \leq 6000 \text{ Н.}$$

Условие выполняется, выбранный изолятор подходит.

### 3.1.6 Выбор ограничителей перенапряжений

В процессе эксплуатации в электроустановках могут возникать различного рода перенапряжения. Для защиты электроустановок от этого перенапряжений на подстанциях устанавливают устройства ограничивающие возникающие перенапряжения. Одним из видов таких устройств являются ограничители перенапряжения нелинейные являющиеся разрядниками не имеющими искровых промежутков и предназначенными для защиты оборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. Главными условиями выбора и характеристиками ОПН являются:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{с.ном}} - \text{номинальное напряжение};$$

$$U_{\text{нр.ОПН}} \geq U_{\text{нр.с}} - \text{наибольшее длительно допустимое напряжение};$$

$U_{\text{ост}} \leq U_{\text{исп.к}} -$  выдерживаемое напряжение коммутационных перенапряжений.

Сравнение номинальных напряжений:

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ} \geq U_{\text{с.ном}} = 110 \text{ кВ}$$

Сравнение длительно допустимых рабочих напряжений:

$$U_{\text{нр.ОПН}} = 100 \text{ кВ} \geq U_{\text{нр.с}} = 83 \text{ кВ}$$

Выбираем ОПН–П1–110/83/10/2УХЛ1

Таблица 8 – Характеристики ОПН-П1-110/83/10/2УХЛ1.

Напряжение сети	110 кВ
Наибольшее длительно допустимое напряжение	83 кВ
Номинальный разрядный ток	10 кА
Максимальная амплитуда импульсного тока	100 кА
Пропускная способность (не менее)	550 А

### 3.1.7 Выбор и проверка токоведущих частей

Выбор и проверка жесткой ошиновки производится по условиям:

Проверка по длительно допустимому току:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.макс.}}; \quad (31)$$

$$2000 \geq 73,6$$

Проверка жесткой ошиновки на термическую стойкость:

$$q_{\text{min}} \leq q$$

где  $q_{\text{min}}$  – минимальное сечение,  $\text{мм}^2$ .

Минимальное сечение:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_{\text{T}}}; \quad (32)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{6 \cdot 10^6}}{105} = 23 \text{ мм}^2.$$

Далее необходимо произвести механический расчет шин:

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}; \quad (33)$$



Выполним определение расчетного напряжения в материале ошиновки:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{W} \cdot 10^{-8}; \quad (34)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{9,9^2 \cdot 2^2}{160} \cdot 10^{-8} = 4 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\text{расч}} \leq 90.$$

Выбранные шины подходят по всем условиям проверки.

## **3.2 Выбор оборудования на стороне 35 кВ**

### **3.2.1 Выбор выключателей**

На реконструируемой подстанции на ОРУ 35 кВ установлен устаревший масляный баковый выключатель С-35М-630-10 У1, произведем его замену на современный элегазовый колонковый выключатель ВГТ-35-50/3150УХЛ1. Колонковый элегазовый выключатель трехполюсного исполнения.

Произведем проверку выключателя по условиям, приведенным выше.

– по напряжению установки:

$$U_P \leq U_H;$$

35 кВ  $\leq$  35 кВ, условие выполняется.

– по длительному току:

$$I_{\text{PMAx}} \leq I_H;$$

где  $I_{\text{PMAx}}$  – рабочий максимальный ток, определяемый по формуле:

$$I_{P\text{MAX}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{HH}}}; \quad (35)$$

$$I_{P\text{MAX}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 231,2 \text{ А.}$$

231,2 ≤ 3150 А, условие выполняется.

– по отключающей способности:

$$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ОТКЛНОМ}}$$

7,2 кА ≤ 40 кА, условие выполняется.

– по току включения:

$$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛНОМ}}$$

7,2 кА ≤ 40 кА, условие выполняется.

– по ударному току:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{СКВ}}$$

16,4 кА ≤ 102 кА, условие выполняется.

– проверка на термическую стойкость:

$$B_K \leq I_{tc}^2 \cdot t_{\text{тер}}; \quad (36)$$

$$B_K = I_{\text{ПО}}^2 \cdot [t_{\text{ОТКЛ}} + T_a]; \quad (37)$$

где  $t_{откл}$  - время отключения КЗ. Рассчитывается как сумма времени срабатывания РЗ и времени полного отключения выключателя.

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

$$B_k = 7,2^2 \cdot (0,055 + 0,25 + 0,02) = 16,85 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{tc}^2 \cdot t_{тер} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2\text{с};$$

$6 \text{ кА}^2\text{с} \leq 4800 \text{ кА}^2\text{с}$ , условие выполняется.

Таблица 9 – параметры выключателя ВГТ-35-50/3150УХЛ1

Условия выбора	Каталожные данные оборудования	Расчетные данные
$U_p \leq U_H$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$
$I_{pmax} \leq I_H$	$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{pmax} = 231,2 \text{ А}$
$I_{по} \leq I_{отклном}$	$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} = 7,2 \text{ кА}$
$I_{по} \leq I_{вкл}$	$I_{откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} = 7,2 \text{ кА}$
$i_{уд} \leq i_{скв}$	$i_{скв} = 127,5 \text{ кА}$	$i_{уд} = 16,4 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{tc}^2 \cdot t_{тер}$	$I_{tc}^2 \cdot t_{тер} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 16,85 \text{ кА}^2\text{с}$
Привод	Пружинный ППрМ	

### 3.2.2 Выбор разъединителей

Производим выбор по каталогу и принимаем к установке разъединитель РГ

Выполним проверку выполнения условий выбора разъединителей:

– по напряжению установки:

$$U_p \leq U_H;$$

35 кВ ≤ 35 кВ, условие выполняется.

– по длительному току:

$$I_{P\text{MAX}} \leq I_H;$$

где  $I_{P\text{MAX}}$  – рабочий максимальный ток, определяемый по формуле:

231,2 А ≤ 1000 А, условие выполняется.

– по ударному току:

$$i_{уд} \leq i_{СКВ};$$

16,4 кА ≤ 80 кА, условие выполняется.

– проверка на термическую стойкость:

$$B_K \leq I_{tc}^2 \cdot t_{тер}; \tag{38}$$

$$B_K = 7,1 \cdot (0,055 + 0,25 + 0,03) = 16,4 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{tc}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с};$$

16,4 кА<sup>2</sup>с ≤ 4800 условие выполняется

Таблица 10 – параметры разъединителей 35 кВ

Условия выбора	Каталожные данные РГ-35/1000 УХЛ1	Расчетные данные
1	2	3
$U_p \leq U_H$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$

1	2	3
$I_{PMAK} \leq I_H$	$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{PMAK} = 73,6 \text{ А}$
$i_{UD} \leq i_{CKB}$	$i_{CKB} = 40 \text{ кА}$	$i_{UD} = 16,4 \text{ кА}$
$W_K \leq I_{tc}^2 \cdot t_{тер}$	$I_{tc}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K = 7 \text{ кА}^2\text{с}$
Привод	Ручной ПРГ-5УХЛ1	

### 3.2.3 Выбор трансформаторов тока

Выберем марку трансформатора тока ТРГ-35УХЛ1. Элегазовый трансформатор тока. Класс точности 0,5S для измерений: 0,5S и 5P для измерений и защиты соответственно.

Таблица 11 – приборы учета и измерительные приборы

Прибор	Цепь	Тип	Нагрузка, В.А по фазам		
			А	В	С
Амперметр	Ввод 35 кВ	РА194I – 2К4Т	2,5	2,5	2,5
Варметр		ЦП8506-120 ВУ	2,5	-	2,5
Ваттметр		СТ3021 - 5	2,5	-	2,5
Счетчик АЭ		СЕ302-R31	5	5	5
Счетчик РЭ			13	7,5	13
Амперметр	Секционный выключатель	РА194I – 2К4Т	2,5	2,5	2,5
Амперметр	На отходящих линиях 35 кВ	РА194I – 2К4Т	2,5	2,5	2,5
Счетчик АЭ		СЕ302-R31	5	-	5
Счетчик РЭ					
ИТОГО			7,5	2,5	7,5

По следующей формуле определяется нагрузка на трансформатор тока:

$$r_2 = \sum r_{II} + r_{II} + r_K; \quad (39)$$

$$r_{\text{пр}} = r_2 - \sum r_{\text{п}} - r_{\text{к}}; \quad (40)$$

где  $r_2$  – допустимое сопротивление нагрузки подключенной к ТТ;

$r_{\text{пр}}$  – сопротивление проводов;

$\sum r_{\text{п}}$  – суммарное сопротивление подключенных приборов:

$$\sum r_{\text{п}} = \frac{S_{\text{п}}}{I_{2\text{НОМ}}^2}; \quad (41)$$

где  $S_{\text{п}}$  – мощность, потребляемая подключенными приборами.

$$\sum r_{\text{п}} = \frac{13}{25} = 0,52 \text{ Ом.}$$

Переходное сопротивление контактов  $r_{\text{к}}$  принимается равным 0,1 Ом.

Сопротивление провода:

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,52 - 0,1 = 0,58 \text{ Ом.}$$

По следующей формуле определяется сечение провода:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}; \quad (42)$$

где  $l$  – длина соединительного провода равная 100 м;

$\rho = 0,0283$  – удельное сопротивление материала провода (алюминий).

$$S = \frac{0,0283 \cdot 35}{0,58} = 17 \text{ мм}^2.$$

По рассчитанным параметрам выбираем подходящий кабель.

Кабель АКРНГ сечением 6 мм<sup>2</sup> подходит под наши условия.

Сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}; \quad (43)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{6} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = 0,52 + 0,5 + 0,1 = 1,092 \text{ Ом.}$$

Таблица 11- Каталожные и расчетные данные ТРГ-35УХЛ1

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_P \leq U_H$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P = 35 \text{ кВ}$
$I_{P\text{MAX}} \leq I_H$	$I_H = 800 \text{ А}$	$I_{P\text{MAX}} = 73,6 \text{ А}$
$Z_2 \leq Z_H$	$Z_H = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,08 \text{ Ом}$
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{эл.д}}$	$i_{\text{эл.д}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 15,477 \text{ кА}$
$B_K \leq I_{\text{тс}}^2 \cdot t_{\text{тетм}}$	$I_{\text{тс}}^2 \cdot t_{\text{тетм}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 8,314 \text{ кА}^2\text{с}$

### 3.2.4 Выбор трансформаторов напряжения

К установке принимаем трансформатор напряжения НАМИ-35УХЛ1. Трансформатор напряжения антирезонансный с масляным охлаждением с возможностью контроля изоляции.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на 35 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Кол-во катушек	Суммарная мощность, В·А
1	2	3	4	5	6
Вольтметр	PZ194U-5X1	2	4	1	8

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6
Ваттметр	ЦП8506-120 ВУ	2	2,5	1	5
Варметр	СТ3021 - 5	2	2,5	1	5
Счетчик АЭ	СЕ302-R31	8	5	1	40
Счетчик РЭ					
Регистрирующий ваттметр	Н395	1	10	2	20
Итого					78

Таблица 13 – Сравнение каталожных и расчётных данных НАМИ-35УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H=35$ кВ	$U_p=35$ кВ	$U_p \leq U_H$
$S_H =240$ ВА	$S_p = 78$ ВА	$S_p \leq S_H$

### 3.2.5 Выбор опорных изоляторов

К установке принимаем изоляторы опорные керамические С8-200-I УХЛ Т, с минимальной разрушающей силой на изгиб 8000 Н.

Проверка опорных изоляторов:

1) По номинальному напряжению:

$$U_{\text{НОМ.СЕТИ}} \leq U_{\text{НОМ}}$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}$$

2) По допустимой нагрузке:

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{(16,4 \cdot 10^3)^2 \cdot 1}{0,6} \cdot 0,5 \cdot 10^{-7} = 3877 \text{ Н.}$$



$$1457,4 \text{ Н} \leq 8000 \text{ Н}$$

Условия выполняются.

### 3.2.6 Выбор ограничителей перенапряжений

Выбор по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} = 50,6 \text{ кВ} \geq U_{\text{с.ном}} = 35 \text{ кВ}$$

Выбор по наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению:

$$U_{\text{нр.ОПН}} = 40,5 \text{ кВ} \geq U_{\text{нр.с}} = 23,2 \text{ кВ}$$

Для сетей напряжением 35 кВ:

$$U_{\text{нр.с}} = \frac{1,15 \cdot U_{\text{с.ном}}}{\sqrt{3}}; \quad (44)$$

$$U_{\text{нр.с}} = \frac{1,15 \cdot 35}{\sqrt{3}} = 23,2 \text{ кВ}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН-П1-35/40,5/10/3УХЛ1.

Удельная энергоемкость составляет 4,8 кДж/кВ, 2 класс пропускной способности.

Выбор по уровню выдерживаемого напряжения при коммутационных перенапряжениях:

$$U_{\text{ост}} = 137,5 \leq U_{\text{исп.к}}/1,2 = 179,55/1,2 = 149,625 \text{ кВ.}$$

Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения на ограничителе, которое должно быть не менее, чем на 15-20% ниже испытательного напряжения  $U_{\text{исп.к}}$  коммутационным импульсом защищаемого электрооборудованию.

$$U_{\text{исп.к}} = 1,71 \cdot U_{\text{исп50}} = 1,71 \cdot 105 = 179,55 \text{ кВ,}$$

где  $U_{\text{исп50}}$  – испытательное одномоментное напряжение при частоте 50 Гц для электрооборудования класса напряжения 35 кВ.

Таблица 14 – Характеристики ОПН-П1-35/40,5/10/3УХЛ1.

Напряжение сети	35 кВ
Наибольшее допустимое напряжение	40,5 кВ
Номинальный разрядный ток	10 кА
Максимальная амплитуда импульсного тока	100 кА
Пропускная способность (не менее)	550 А
Классификационное напряжение	55 кВ

### 3.2.7 Выбор и проверка жесткой ошиновки

На напряжение 35 кВ производим выбор и принимаем к установке шину ОЖК.35.2000. Жесткая комплектная ошиновка на напряжение 35 кВ, Допустимый длительный ток равен 2000 А. Сечение труб - 80x10. Материал - алюминиевый сплав 1915Т.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_K}}{c} \quad (45)$$

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{8,3}}{0,091} = 31,7 \text{ мм}^2.$$

В процессе эксплуатации жесткие шины, закрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жесткости конструкций. Электродинамические силы, возникающие при КЗ, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты

колебательной системы шины – изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникнет. В большинстве практически применяемых конструкций шин эти условия соблюдаются, поэтому ПУЭ не требует проверки на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний.

Момент сопротивления горизонтально стоящих жестких шин определяется по формуле:

$$J = \frac{3,14(D^4 - d^4)}{32D}, \quad (46)$$

$$J = \frac{3,14(80^4 - 60^4)}{32 \cdot 80} = 343,4 \text{ см}^3$$

Определяем длину пролета в метрах между опорными изоляторами, при которой частота колебаний шины превысит 200 Гц:

$$l = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (47)$$

$$l = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{343,4}{80}} = 1 \text{ м.}$$

Напряжение в материале шины, возникающее при действии этой силы (МПа), должно быть меньше допустимого ( $\sigma_{\text{доп}}$  для сплава марки 1915Т = 223 МПа), определим это напряжение. Шины механически прочны, если  $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$ :

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l_{\text{пр}}^2}{J}, \quad (48)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{16,4^2 \cdot 1,5^2}{10,67} = 98 \text{ МПа.}$$

Напряжение не превышает допустимого  $\sigma_{\text{доп}} = 223 \text{ МПа}$ , следовательно, шины механически прочны и подходят для установки.

### 3.3 Выбор оборудования на стороне 10 кВ

#### 3.3.1 Выбор выключателей

К установке в КРУН 10 кВ принимаем выключатель ВВ-TEL-10-20/1000.

Произведем проверку выключателя по условиям выбора и установки.

– по напряжению установки:

$$U_p \leq U_n$$

10 кВ  $\leq$  10 кВ, условие выполняется.

– по длительному току:

$$I_{\text{PMAH}} \leq I_n$$

где  $I_{\text{PMAH}}$  – рабочий максимальный ток, определяемый по формуле:

$$I_{\text{PMAH}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}}; \quad (49)$$

$$I_{\text{PMAH}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 809,25 \text{ А.}$$

809,25  $\leq$  1000 А, условие выполняется.

– по отключающей способности:

$$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ОТКЛНОМ}}$$

2,97 кА ≤ 20 кА, условие выполняется.

– по току включения:

$$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛНОМ}}$$

2,97 кА ≤ 20 кА, условие выполняется.

– по ударному току:

$$i_{\text{УД}} \leq i_{\text{СКВ}}$$

6,67 кА ≤ 20 кА, условие выполняется.

– проверка на термическую стойкость:

$$B_K \leq I_{tc}^2 \cdot t_{\text{тер}} \quad (50)$$

$$B_K = I_{\text{ПО}}^2 \cdot [t_{\text{откл}} + T_a], \quad (51)$$

где  $t_{\text{откл}}$  - время отключения КЗ. Рассчитывается как сумма времени срабатывания РЗ и времени полного отключения выключателя.

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

$$B_K = 2,97^2 \cdot (0,055 + 0,25 + 0,065) = 3,26 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{tc}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с};$$

$3,26 \text{ кА}^2\text{с} \leq 4800 \text{ кА}^2\text{с}$ , условие выполняется.

Таблица 15 – параметры выключателя

Условия выбора	Каталожные данные выключателя ВВ-TEL-10-20/1000	Расчетные данные
$U_p \leq U_H$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$
$I_{p\text{MAX}} \leq I_H$	$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{p\text{MAX}} = 809,25 \text{ А}$
$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ОТКЛНОМ}}$	$I_{\text{ВКЛ}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 2,97 \text{ кА}$
$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$	$I_{\text{ОТКЛ}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 2,97 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{СКВ}}$	$i_{\text{СКВ}} = 20 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 6,67 \text{ кА}$
$W_K \leq I_{tc}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	$I_{tc}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K = 3,26 \text{ кА}^2\text{с}$

### 3.3.2 Выбор трансформаторов тока

Проверка трансформатора тока на 10 кВ производится аналогичным образом как на 110 и 35 кВ.

Таблица 16 – Измерительные приборы и приборы учета 10 кВ

Прибор	Цепь	Тип	Нагрузка, В.А по фазам		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Амперметр	Ввод 10 кВ	РА194I – 2К4Т	2,5	2,5	2,5
Варметр		ЦП8506-120 ВУ	2,5	-	2,5
Ваттметр		СТ3021 - 5	2,5	-	2,5
Счетчик АЭ		СЕ302-R31	5	5	5
Счетчик РЭ					
ИТОГО				13	7,5

1	2	3	4	5	6
Амперметр	На отходящих линиях 6 кВ	РА194I – 2К4Т	2,5	2,5	2,5
Счетчик АЭ		СЕ302-R31	5	-	5
Счетчик РЭ		СЕ302-R31	5	-	5
ИТОГО				7,5	2,5

$$r_2 = \sum r_{\Pi} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (52)$$

$$r_{\text{пр}} = r_2 - \sum r_{\Pi} - r_{\text{к}}, \quad (53)$$

где  $r_2$  – допустимое сопротивление нагрузки подключенной к ТТ;

$r_{\text{пр}}$  – сопротивление проводов;

$\sum r_{\Pi}$  – суммарное сопротивление подключенных приборов:

$$\sum r_{\Pi} = \frac{S_{\Pi}}{I_{2\text{НОМ}}^2}; \quad (54)$$

где  $S_{\Pi}$  – мощность, потребляемая подключенными приборами.

$$\sum r_{\Pi} = \frac{13}{25} = 0,52 \text{ Ом.}$$

Переходное сопротивление контактов  $r_{\text{к}}$  принимается равным 0,1 Ом.

Сопротивление провода:

$$r_{\text{пр}} = 1,3 - 0, - 0,1 = 0,58 \text{ Ом.}$$

По следующей формуле определяется сечение провода:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (55)$$

где  $l$  – длина соединительного провода равная 100 м;

$\rho = 0,0283$  – удельное сопротивление материала провода (алюминий).

$$S = \frac{0,0283 \cdot 35}{0,58} = 17 \text{ мм}^2.$$

По рассчитанным параметрам выбираем подходящий кабель.

Кабель АКРНГ сечением 6 мм<sup>2</sup> подходит под наши условия.

Сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}; \tag{56}$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{6} = 0,472 \text{ Ом.}$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = 0,52 + 0,472 + 0,1 = 1,092 \text{ Ом.}$$

Таблица 17 – Каталожные и расчетные данные ТЛМ-10

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_p \leq U_H$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$
$I_{p\text{MAX}} \leq I_H$	$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{p\text{MAX}} = 809,25 \text{ А}$
$Z_2 \leq Z_H$	$Z_H = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,092 \text{ Ом}$
$I_{уд} \leq I_{эл.д}$	$i_{эл.д} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 25,751 \text{ кА}$
$B_K \leq I_{tc}^2 \cdot t_{тетм}$	$I_{tc}^2 \cdot t_{тетм} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 33,58 \text{ кА}^2\text{с}$

### 3.3.3 Выбор ограничителей перенапряжений

В процессе эксплуатации в электроустановках могут возникать различного рода перенапряжения. Для защиты электроустановок от этого перенапряжений на подстанциях устанавливают устройства ограничивающие



возникающие перенапряжения. Одним из видов таких устройств являются ограничители перенапряжения нелинейные являющиеся разрядниками не имеющими искровых промежутков и предназначенными для защиты оборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. Главными условиями выбора и характеристиками ОПН являются:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{с.ном}} - \text{номинальное напряжение};$$

$$U_{\text{нр.ОПН}} \geq U_{\text{нр.с.}} - \text{наибольшее длительно допустимое напряжение};$$

$$U_{\text{ост}} \leq U_{\text{исп.к}} - \text{выдерживаемое напряжение коммутационных перенапряжений.}$$

Сравнение номинальных напряжений:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ} \geq U_{\text{с.ном}} = 10 \text{ кВ}$$

Сравнение длительно допустимых рабочих напряжений:

$$U_{\text{нр.ОПН}} = 12 \text{ кВ} \geq U_{\text{нр.с}} = 6,6 \text{ кВ}$$

Выбираем ОПН - 10/12/10/1 УХЛ1

Таблица 18 – Характеристики ОПН - 10/12/10/1 УХЛ1

Напряжение сети	10 кВ
Наибольшее длительно допустимое напряжение	12 кВ
Номинальный разрядный ток	10 кА
Пропускная способность (не менее)	400 А

### 3.3.4 Выбор жесткой ошиновки

В КРУН 10 кВ типа К-59 установлена жесткая алюминиевая ошиновка А5 6х60. Произведем ее проверку по всем необходимым условиям.

Жесткая ошиновка проверяется по условиям:

Проверка по длительно допустимому току:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.макс.}} \tag{57}$$

$$2600 \geq 809,25 \text{ А}$$

Проверка жесткой ошиновки на термическую стойкость:

$$q_{\min} \leq q,$$

где  $q_{\min}$  – минимальное сечение, мм<sup>2</sup>.

Минимальное сечение:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}, \quad (58)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{33,58 \cdot 10^6}}{105} = 55 \text{ мм}^2.$$

Далее необходимо произвести механический расчет шин:

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (59)$$

Выполним определение расчетного напряжения в материале шин:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W} \cdot 10^{-8}, \quad (60)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{6,7^2 \cdot 2^2}{160} \cdot 10^{-8} = 19 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{\text{расч}} \leq 90$$

Установленные шины подходят по всем условиям проверки.

### 3.3.5 Выбор опорных изоляторов

Выбираем изолятор и производим его проверку по условиям.

Принимаем изолятор ИО10-3,75.

Определяем расчетную силу изолятора:

$$F_u = \sqrt{3} \cdot \frac{I_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (61)$$

$$F_u = \sqrt{3} \cdot \frac{6700^2 \cdot 2}{0,9} \cdot 10^{-7} = 19,4 \text{ Н.}$$

Выполним расчет высоты изолятора:

$$H = H_{\text{из}} + b + \frac{h}{2}, \quad (62)$$

$$H = 110 + 15 + \frac{130}{2} = 190 \text{ мм.}$$

Выполним расчет поправочного коэффициента на высоту шины:

$$K_h = \frac{H}{H_{\text{из}}}; \quad (63)$$

$$K_h = \frac{190}{110} = 1,7.$$

Расчетная сила изолятора, при расположении на ребро:

$$F_{\text{расч}} = K_h \cdot F_u; \quad (64)$$

$$F_{\text{расч}} = 1,7 \cdot 19,4 = 32,98 \text{ Н.}$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 3700 = 2220 \text{ Н.}$$

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}; \quad (65)$$

$$32,98 \leq 2220.$$

Выбранный изолятор подходит по всем условиям.

## 4 ИЗОЛЯЦИЯ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

Для того чтобы от случайного удара молнии попавшего в электроустановку находящуюся под напряжением оборудование не вышло из строя на подстанции должна быть грамотно организована молниезащита а также грамотно заземлена подстанция.

Изоляция частей электроустановок является очень важным мероприятием для защиты от поражения электрическим током. В зависимости от условий эксплуатации качество изоляции должно отвечать всем требуемым условиям. Благодаря высокому сопротивлению изоляции создаются безопасные условия эксплуатации электроустановок и уменьшается возможность возникновения возгораний.

### 4.1 Общие положения

В процессе эксплуатации на изоляцию воздушных линий и электроустановок постоянно воздействует рабочее напряжение. Также во время работы электроустановок на их изоляции могут кратковременно возникать значительные повышения напряжения сверх рабочего, которые принято называть перенапряжениями. Источниками перенапряжений могут являться разряды молний в электроустановку или в землю возле нее, а также э.д.с. генераторов электроэнергетической системы, а причинами – нормальные или аварийные коммутации, сопровождающиеся резонансными явлениями в системе или колебательными процессами.

Перенапряжение – кратковременное значительное повышение напряжения в электроустановках, возникающее в процессе эксплуатации или всякое превышение мгновенным значением напряжения на изоляции амплитуды наибольшего рабочего напряжения. Появление перенапряжений связано с повышением в электроустановках потенциалов и разностей потенциалов до значений, значительно превышающих их номинальные значения. Перенапряжения являются основной причиной повреждений и аварий в электроустановках и представляют большую опасность.

Перенапряжения характеризуются кратностью перенапряжений. Кратность перенапряжений – отношение максимального значения напряжения, к амплитуде наибольшего рабочего напряжения.

Существует две группы перенапряжений:

Внешние, грозовые или атмосферные перенапряжения – перенапряжения, которые связаны с разрядами молний в токоведущие части электроустановки или в землю поблизости от нее;

Внутренние перенапряжения – перенапряжения, которые возникают в результате нормальных или аварийных коммутаций в электроэнергетической системе, а также при повторных зажиганиях электрической дуги, вследствие резонансных процессов.

Перенапряжения развиваются за счет энергии подключенных к сети генераторов или реактивных элементов.

Различают два вида изоляции: внешнюю и внутреннюю. Изоляционные промежутки находящиеся в атмосферном воздухе: воздушные промежутки, внешние поверхности твердой изоляции относятся к внешней изоляции. Участки электроизоляционной конструкции, в пределах которых изоляционные промежутки между проводниками заполнены диэлектрическими материалами или их комбинациями, но не атмосферным воздухом – относятся к внутренней изоляции. Главной особенностью внутренней изоляции является ее старение в процессе эксплуатации, т.е. ухудшение требуемых электрических характеристик. Негативным, а также необратимым явлением приводящим к выхода из строя электроустановки является пробой внутренней изоляции, в то время как пробой внешней изоляции – является обратимым явлением, так как после снятия напряжения или гашения дуги внешняя изоляция самовосстанавливается.

На внешней изоляции при поражении молнией возникают очень высокие напряжения, которые приводят к перекрытию изоляции, т.е. к ее пробую. При перекрытии изоляции на проводниках возникают блуждающие волны, распространение которых происходит в обе стороны от места удара

молнии и производят воздействие на внутреннюю изоляцию оборудования электрических станций и подстанций. Повреждение внешней изоляции является менее серьезной аварией, чем повреждение внутренней изоляции. Из этого следует то, что необходимо защищать электроустановки от прямых ударов молний, а так же от набегающих волн перенапряжений.

Вблизи объектов которые необходимо защитить от прямых ударов молнии, устанавливают молниеотводы, а для защиты от набегающих волн перенапряжений - защитные аппараты, такие как длинноискровые разрядники, нелинейные ограничители перенапряжений. При возникновении перекрытия воздушной линии, для устранения образовавшегося дугового разряда, в сетях с глухозаземленной нейтралью производят ее автоматическое отключение с последующим АПВ. В сетях с изолированной нейтралью для эффективного гашения дуги используют компенсацию емкостного тока замыкания на землю.

Из этого следует, что поведение изоляции необходимо рассматривать не только при длительном воздействии рабочего напряжения, но и при кратковременном воздействии перенапряжений.

#### **4.2 Расчет заземлителя подстанции**

Принимаем геометрические размеры подстанции исходя из ее плана.

$A=68$  м,  $B=36,3$  м.

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S=(A+3) \cdot (B+3), \quad (66)$$

$$S=(68+3) \cdot (36,3+3)=2790 \text{ м}^2,$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков диаметром равным:

$$d=10 \text{ мм.}$$

Производим проверку выбранного проводника по условиям:

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{\text{М.П.}} = \pi \cdot R^2, \quad (67)$$

$$F_{\text{М.П.}} = 3,14 \cdot 5^2 = 78,5 \text{ мм}^2.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{\text{Т.С.}} = \sqrt{\frac{I_{\text{МОЛН}}^2 \cdot t_{\text{ОТКЛ}}}{400 \pi \cdot \beta}}, \quad (68)$$

$$F_{\text{Т.С.}} = \sqrt{\frac{49000000 \cdot 0,15}{400 \cdot 21}} = 30 \text{ мм}^2,$$

где  $t_{\text{ОТКЛ}} = 0,15$  с – время срабатывания РЗ;

$\beta = 21$  – коэффициент термической стойкости (для стали).

Проверяем сечение прутка по коррозионной стойкости:

$$F_{\text{КОР}} = \pi \cdot S_{\text{СР}} \cdot (d + S_{\text{СР}}), \quad (69)$$

где  $S_{\text{СР}} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k = 0,78$ ;

$T = 240$  мес – время использования заземлителя – 20 лет;

$a_k, b_k, c_k, \alpha_k$  – справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта соответственно равны 0,0026; 0,00915; 0,0104; 0,0224.

$$F_{\text{КОР}} = 3,14 \cdot 0,78 \cdot (10 + 0,78) = 26,4 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{\text{М.П.}} \geq F_{\text{min}} = F_{\text{КОР}} + F_{\text{Т.С.}}; \quad (70)$$

$$F_{\min}=26,4+30=56,4 \text{ мм}^2;$$

$$78,5 \text{ мм}^2 \geq 56,4 \text{ мм}^2.$$

Условие выполняется, принимаем  $d=10 \text{ мм}$ .

Принимаем расстояние между полосами сетки:  $l_{\text{п-п}}=6 \text{ м}$ . Тогда общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_{\Gamma}=(A+2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(B+2 \cdot 1,5)}{l_{\text{п-п}}}+(A+2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(B+2 \cdot 1,5)}{l_{\text{п-п}}}, \quad (71)$$

$$L_{\Gamma}=(68+2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(36,3+2 \cdot 1,5)}{6}+(36,3+2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(68+2 \cdot 1,5)}{6}=928 \text{ м}.$$

Число ячеек равно:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (72)$$

$$m = \frac{928}{2 \cdot \sqrt{2790}} - 1 = 7,7.$$

Принимаем  $m=8$ .

Длина стороны ячейки:

$$m = \frac{\sqrt{2790}}{8} = 6,6 \text{ м}.$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L=2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1), \quad (73)$$

$$L=2 \cdot \sqrt{2790} \cdot (8+1)=951 \text{ м}.$$



Находим число вертикальных электродов.

Принимаем:  $l_B=3$  м – длина вертикального электрода;

$a=20$  м – расстояние между вертикальными электродами.

Тогда число вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (74)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{2790}}{20} = 10,5.$$

Принимаем  $n_B=11$ .

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_3 = \rho_{ЭР} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (75)$$

где  $\rho_{ЭР}$  – эквивалентное удельное сопротивление грунта.

Глубина заложения заземлителей от поверхности земли

$$h_3 = 0 \div 0,1 \cdot \sqrt{S}, \quad (76)$$

$$h_3 = 0 \div 5 \text{ м.}$$

Принимаем  $h_3=0,5$  м

Расчетное удельное эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{ЭР} = \rho_2 \cdot \left( \frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k, \quad (77)$$

где  $\rho_1, \rho_2$  – удельное электрическое сопротивление верхнего и нижнего слоев грунта, Ом/м;

$k$  – коэффициент;

$$k=0,32 \cdot (1+0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_B}) \text{ при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10, \quad (78)$$

$$k=0,43 \cdot (h_3+0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_B}) \text{ при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (79)$$

Исходя из того, что  $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{50}{80} = 0,625$  расчет коэффициента производим по формуле (79):

$$k=0,43 \cdot (0,5+0,272 \cdot \ln \frac{20 \cdot \sqrt{2}}{3})=0,5$$

Теперь определяем:

$$\rho_{ЭР} = 80 \cdot \left(\frac{50}{80}\right)^{0,5} = 63 \text{ Ом/м.}$$

Вычисляем расчетное сопротивление  $R$  рассматриваемого искусственного заземлителя:

$$R_3 = 63 \cdot \left(\frac{0,05}{\sqrt{2790}} + \frac{1}{951+11 \cdot 3}\right) = 0,15 \text{ Ом.}$$

где  $A$  – коэффициент подобия, зависит от отношения:

$$A^* = \frac{l_B}{\sqrt{S}}, \quad (80)$$

$$A^* = \frac{3}{\sqrt{2790}} = 0,05.$$

Принимаем  $A=0,05$ .

Импульсный коэффициент:

$$a_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{Э}R} + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (81)$$

$$a_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2790}}{(63 + 320) \cdot (50 + 45)}} = 1,5.$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{\text{И}} = R \cdot a_{\text{И}} < 0,5, \quad (82)$$

$$R_{\text{И}} = 0,15 \cdot 1,5 = 0,225 < 0,5.$$

Условие  $R_{\text{И}} < 0,5$  выполняется.

### 4.3 Расчет молниезащиты

Для защиты ОРУ от прямых ударов молнии на подстанции используют молниеотводы.

В таблице приведены молниеотводы, которые установлены на подстанции.

Таблица 19 – Высота молниеотводов

Номер по плану	МП1	МП2	МП3	МП4
Высота Н, м	32,7	25,5	29,45	22,95

Произведем расчет двойного стержневого молниеотвода 1 – 2.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot H, \quad (83)$$

$$h_{\text{эф}1} = 0,85 \cdot 32,7 = 27,8 \text{ м.}$$

$$h_{\text{эф}2} = 0,85 \cdot 25,5 = 21,68 \text{ м.}$$

Средняя эффективная высота:

$$h_{\text{эфс}} = \frac{h_{\text{эф}1} + h_{\text{эф}2}}{2}, \quad (84)$$

$$h_{\text{эфс}} = \frac{27,8 + 21,68}{2} = 24,74 \text{ м.}$$

Средняя высота:

$$H_c = \frac{H_1 + H_2}{2},$$

$$H_c = \frac{32,7 + 25,5}{2} = 29,1 \text{ м.}$$

Радиус защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot H, \quad (85)$$

$$r_{01} = (1,1 - 0,002 \cdot 32,7) \cdot 32,7 = 33,8 \text{ м.}$$

$$r_{02} = (1,1 - 0,002 \cdot 25,5) \cdot 25,5 = 26,75 \text{ м.}$$

Минимальная высота внутренней зоны:

$$h_{\text{сх}} = h_{\text{эфс}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H_c) \cdot (L - H_c), \quad (86)$$

$$h_{\text{сх}} = 24,74 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 29,1) \cdot (73,7 - 29,1) = 17 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте шинного портала:

$$r_{зшп} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{шп}}{h_{эф}}\right) \text{ м}, \quad (87)$$

$$r_{зшп1} = 33,8 \cdot \left(1 - \frac{8,5}{27,8}\right) = 23,5 \text{ м.}$$

$$r_{зшп1} = 26,75 \cdot \left(1 - \frac{8,5}{21,68}\right) = 16,26 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте ячееквого портала:

$$r_{зяп} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{яп}}{h_{эф}}\right) \text{ м}, \quad (88)$$

$$r_{зяп1} = 33,8 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{27,8}\right) = 20 \text{ м,}$$

$$r_{зяп2} = 26,75 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{21,68}\right) = 13 \text{ м.}$$

Произведем расчет двойного стержневого молниеотвода 1 – 3.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot H, \quad (89)$$

$$h_{эф3} = 0,85 \cdot 29,45 = 25 \text{ м.}$$

Средняя эффективная высота:

$$h_{эфс} = \frac{h_{эф1} + h_{эф3}}{2}, \quad (90)$$

$$h_{\text{эфс}} = \frac{27,8+25}{2} = 26,4 \text{ м.}$$

Средняя высота:

$$H_c = \frac{H_1 + H_3}{2}, \quad (91)$$

$$H_c = \frac{32,7+29,45}{2} = 31 \text{ м.}$$

Радиус защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot H, \quad (92)$$

$$r_{03} = (1,1 - 0,002 \cdot 29,45) \cdot 29,45 = 30,66 \text{ м.}$$

Минимальная высота внутренней зоны:

$$h_{\text{сх}} = h_{\text{эфс}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H_c) \cdot (L - H_c), \quad (93)$$

$$h_{\text{сх}} = 26,4 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 31) \cdot (82,3 - 31) = 18,7 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте шинного портала:

$$r_{\text{зшп}} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{\text{шп}}}{h_{\text{эфс}}}\right) \text{ м}, \quad (94)$$

$$r_{\text{зшп3}} = 30,66 \cdot \left(1 - \frac{8,5}{25}\right) = 20,2 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте ячеекочного портала:

$$r_{зяп} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{яп}}{h_{эф}}\right) \text{ м}, \quad (95)$$

$$r_{зяп} = 30,66 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{25}\right) = 16,7 \text{ м}.$$

Произведем расчет двойного стержневого молниеотвода 1 – 4.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot H, \quad (96)$$

$$h_{эф4} = 0,85 \cdot 22,95 = 19,5 \text{ м}.$$

Средняя эффективная высота:

$$h_{эфс} = \frac{h_{эф1} + h_{эф4}}{2}, \quad (97)$$

$$h_{эфс} = \frac{27,8 + 19,5}{2} = 23,65 \text{ м}.$$

Средняя высота:

$$H_c = \frac{H_1 + H_4}{2}, \quad (98)$$

$$H_c = \frac{32,7 + 22,95}{2} = 27,8 \text{ м}.$$

Радиус защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot H, \quad (99)$$

$$r_{04}=(1,1-0,002\cdot 22,95)\cdot 22,95=24 \text{ м.}$$

Минимальная высота внутренней зоны:

$$h_{cx}=h_{эфс}-(0,17+3\cdot 10^{-4}\cdot H_c)\cdot (L-H_c), \quad (100)$$

$$h_{cx}=23,65-(0,17+3\cdot 10^{-4}\cdot 27,8)\cdot (80,2-27,8)=14,3 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте шинного портала:

$$r_{зшп}=r_0\cdot \left(1 - \frac{h_{шп}}{h_{эф}}\right) \text{ м}, \quad (101)$$

$$r_{зшп3}=24\cdot \left(1 - \frac{8,5}{19,5}\right) = 13,5 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте ячеекочного портала:

$$r_{зяп}=r_0\cdot \left(1 - \frac{h_{яп}}{h_{эф}}\right) \text{ м}, \quad (102)$$

$$r_{зяп3}=24\cdot \left(1 - \frac{11,35}{19,5}\right) = 10 \text{ м.}$$

#### 4.4 Анализ грозоупорности ОРУ 110 кВ

Каждая изоляция установленная на электроустановках предназначенных для передачи, преобразования и распределения электроэнергии имеет свое номинальное напряжение. В процессе эксплуатации рабочее напряжение, приложенное к установке может отличаться от номинального.



При повышении напряжения сверх наибольшего рабочего, возникает перенапряжение. Перенапряжения подразделяются на внутренние и внешние (грозовые).

Причиной грозových перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее.

Определяем число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий.

Определяем критический ток перекрытия изоляции:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{z} \quad (103)$$

где  $U_{50\%}$  – Разрядное напряжение для импульса отрицательной полярности, кВ;

$z$  – Волновое сопротивление ошиновки, Ом.

Доля опасных перенапряжений возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку ОРУ, минуя молниеотводы:

$$P_{пр} = e^{-0.04 \cdot I_{кр}} \quad (104)$$

Ток обратных перекрытий при ударах молнии в гирлянду изоляторов:

$$I_{ОП} = \frac{U_{50\%} - 50 \cdot l_{гирл}}{R_u} \quad (105)$$

где  $l_{гирл}$  – Высота подвеса гирлянды на опоре, км;

$R_u$  – Импульсное сопротивление заземлителя, Ом.

Вероятность обратных перекрытий при ударах молнии в гирлянду изоляторов:

$$P_{np} = e^{-0.04 \cdot I_{оп}} \quad (106)$$

Число случаев перекрытия изоляции:

$$N_{ПИ} = p_0 \cdot (A + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (B + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (\eta_{np} \cdot p_{\alpha} \cdot P_{np} + \eta_{он} \cdot P_{он}) \quad (107)$$

где  $P_0$  – плотность разрядов молнии на 1 км<sup>2</sup> поверхности;

$A$  – Длина территории подстанции, м;

$B$  – Ширина территории подстанции, м;

$R_{экв}$  – Эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды, м;

$p_{\alpha}$  – вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ минуя молниеотводы;

$\eta_{np}$  – вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ПС, минуя молниеотводы;

$\eta_{он}$  – Вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при обратных перекрытиях.

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на подстанции из-за грозовых разрядов в ОРУ, лет:

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}} \quad (108)$$

Число опасных грозовых перенапряжений от набегающих волн на подстанцию в целом, т.е. перенапряжений, превышающих допустимые значения за год [5]:

$$N_{нв} = N \cdot N_{гроз\_ч} \cdot l_{оп\_зон} \cdot n_{вл} \cdot (1 - k_{э}) \cdot (p_{\alpha} \cdot \Psi_{пр} + \delta_{оп} \cdot p_{оп} \cdot \Psi_{оп}) \quad (109)$$

где  $N$  – Общее число ударов молнии на 100 км длины линии;

$N_{гроз\_ч}$  – Число грозových часов;

$l_{оп\_зон}$  – Длина опасной зоны, км;

$n_{вл}$  – Количество отходящих линий;

$k_{э}$  – Коэффициент взаимного перекрытия линии внегородской черты (просека);

$\Psi_{пр}$  – Доля опасных для изоляции пс импульсов про прорыве молнии на провода, возникших в пределах опасной зоны;

$\Psi_{оп}$  – Доля опасных для изоляции пс импульсов про обратных перекрытиях изоляции, возникших в пределах опасной зоны;

$\delta_{оп}$  – Доля грозových ударов в опору

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на ПС:

$$T_{нв} = \frac{1}{N_{нв}} \quad (110)$$

Расчет грозоупорности приведен в приложение В.

Число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий за год равно 0,00685 раза.

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на подстанции из-за грозových разрядов в ОРУ равна 1262 лет.

Число опасных грозových перенапряжений от набегающих волн на подстанцию за год равно 0,001737 раза.

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на подстанции равна 577,7 лет.

## 5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

В процессе эксплуатации в электроустановках могут возникать различные виды повреждений и коротких замыканий. Для того, чтобы оборудование подстанции не вышло из строя существует комплекс автоматических устройств называемый релейной защитой, которая состоит из измерительной, логической и выходной частей. Под воздействием измерительной части пусковых и измерительных органов защиты на логическую часть происходит запуск выходной части.

На подстанции Озерная 110/35/10 кВ установлены два трансформатора ТДТН и ТМТ мощностью 10000 и 6300 кВА соответственно. Для защиты трансформаторов выбран терминал релейной защиты «Сириус-ТЗ».

### **5.1 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала Сириус ТЗ для трансформатора ТДТН-10000/110**

Определяем первичные токи для всех сторон трехобмоточного трансформатора:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СР.ВН}}}, \quad (110)$$

где  $S_{\Gamma}$  – мощность трансформатора

$U_{\text{СР.ВН}}$  – среднее значение напряжения.

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,3 \text{ А.}$$

$$I_{\text{НОМ.СН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 156,2 \text{ А.}$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 550,5 \text{ А.}$$

Во вторичных цепях номинальные токи рассчитываем по формуле:

$$I_{\text{НОМ.ВТ}} = \frac{I_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}}, \quad (111)$$

где  $K_{\text{СХ}}$  – коэффициент схемы, учитывающий схему соединения вторичных обмоток трансформатора тока, обмотки которые собраны по схеме «звезда», коэффициент схемы принимается 1.

$$I_{\text{НОМ.ВТ.ВН}} = \frac{50,3 \cdot \sqrt{3}}{40} = 2,2 \text{ А.}$$

$$I_{\text{НОМ.ВТ.СН}} = \frac{156,2 \cdot \sqrt{3}}{60} = 4,5 \text{ А.}$$

$$I_{\text{НОМ.ВТ.НН}} = \frac{550,5}{400} = 1,4 \text{ А.}$$

Результаты расчета уставок дифференциальной защиты трансформатора занесем в таблицу 20.

Таблица 20 – Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Наименование величины	Числовое значение для стороны		
	ВН	СН	НН
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, кА	50,3	156,2	550,5
Коэффициент трансформации трансформатора тока	200/5	300/5	2000/5
Схема соединения трансформаторов тока	Δ	Δ	Y
Вторичный ток в плечах защиты, А	2,2	4,5	1,4

## 5.2 Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-2)

В качестве основной защиты от внутренних повреждений, а также от повреждений на выводах трансформатора используют продольную

дифференциальную защиту. Дифференциальный принцип этой защиты позволяет осуществить быстродействующую защиту трансформатора.

Тормозная характеристика защиты определяется условиями:

$$I_{\text{д}}/I_{\text{НОМ}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}; \quad (112)$$

где  $K_{\text{отс}}$  – показатель, отстраивания принимается равным 1,2.

$I_{\text{нб.расч}}$  – относительный ток небаланса определяется по формуле:

$$I_{\text{нб.расч}} = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}}; \quad (113)$$

где  $K_{\text{пер}}$  – коэффициент определяющий переходный этап который принимается равный 2;

$K_{\text{одн}}$  – коэффициент тождественности ТТ, принимаем равным 1;

$\varepsilon$  - относительная величина погрешности ТТ в установившемся режиме примем равным 0,1;

$\Delta U_{\text{рпн}}$  – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимается равной половине диапазона регулирования;

$\Delta f_{\text{добав}}$  – относительная погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон трансформатора, принимаем 0,04;

$$I_{\text{нб.расч}} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,08 + 0,04 = 0,32 \text{ А.}$$

$$I_{\text{д}}/I_{\text{НОМ}} = 1,2 \cdot 0,32 = 0,4 \text{ А.}$$

Принимаем  $I_{\text{д}}/I_{\text{НОМ}} = 0,4 \text{ А.}$

Расчетный коэффициент торможения:

$$K_{\text{торм}} = 100\% \cdot K_{\text{отс}} \cdot \frac{I_{\text{нб.расч.}}}{K_{\text{сн.т}}}; \quad (114)$$

Где  $K_{\text{сн.т}}$  – коэффициент снижения тормозного тока:

$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - I_{\text{нб.расч.}}}; \quad (115)$$

$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - 0,32} = 0,8$$

$$K_{\text{торм}} = 100\% \cdot 1,2 \cdot \frac{0,32}{0,8} = 48\%$$

Принимаем  $K_{\text{торм}} = 48\%$ .

Значение уставки второй точки излома:

$$I_{\text{т}}/I_{\text{НОМ}} = 2 \text{ А.}$$

Значение уставки блокировки по второй гармонике:

$$I_{\text{дг2}}/I_{\text{дг1}} = 0,15 \text{ А.}$$

### 5.3 Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-1)

Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ:

$$I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot I_{\text{КЗ.вн.макс}}; \quad (116)$$

где  $K_{\text{пер}}$  показатель, определяющий переходный процесс, принимается равным 3;

$I_{\text{КЗ.вн.макс}}$  – относительное значение тока внешнего КЗ, определяется по формуле:

$$I_{\text{КЗ.вн.макс}} = \frac{I_{\text{КЗ}}}{I_{\text{НОМ}}}; \quad (117)$$

$$I_{\text{КЗ.ВН.макс}} = \frac{7200}{50,3} = 90 \text{ А.}$$

$$I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} = 1,5 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,08 + 0,04) \cdot 90 = 105,3 \text{ А.}$$

$$I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} = 106 \text{ А.}$$

#### **5.4 Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3)**

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ( $I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}}$ ), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Принимаем  $I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} = 0,1$ ;  $T = 10 \text{ с.}$

#### **5.5 Расчет уставок защиты от перегрузки трансформатора**

По следующей формуле определяем тока срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{\text{зп.ТР}} = I_{\text{ном.ТР}} \cdot \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}}, \quad (118)$$

где  $K_{\text{отс}} = 1,05$ - показатель отстраивания ЗП;

$K_{\text{в}} = 0,95$  - показатель возврата реле тока ЗП;

Для стороны ВН:

$$I_{\text{зп.ТР}} = 50,3 \cdot \frac{1,05}{0,95} = 55,6 \text{ А.}$$

Во вторичных величинах ток уставки равен:



$$I_{\text{уст.зп.ВН}} = \frac{I_{\text{зп.ВН}}}{K_{\text{тт}}}, \quad (119)$$

$$I_{\text{уст.зп.ВН}} = \frac{55,6}{40} = 1,39 \text{ А.}$$

Для стороны СН:

$$I_{\text{зп.ТР}} = 156,2 \cdot \frac{1,05}{0,95} = 172,6 \text{ А.}$$

$$I_{\text{уст.зп.СН}} = \frac{172,6}{60} = 2,87 \text{ А.}$$

Для стороны НН:

$$I_{\text{зп.ТР}} = 550,5 \cdot \frac{1,05}{0,95} = 608,4 \text{ А.}$$

$$I_{\text{уст.зп.НН}} = \frac{608,4}{400} = 1,5 \text{ А.}$$

## 5.6 Расчет уставок МТЗ

Производим выбор уставок на шинах 110 кВ.

Отстройка по току нагрузки:

$$I_{\text{с.з}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{з}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{НОМ.ВН}}, \quad (120)$$

$$I_{\text{с.з}} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 50,3 = 82,6 \text{ А.}$$

Принимаем  $I_{\text{с.з}} = 82,6 \text{ А.}$

Ток срабатывания по условию обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ на шинах:

$$I_{с.з} = \frac{I_{КЗ.ВН}^{(2)}}{K_{ч}}, \quad (121)$$

$$I_{с.з} = \frac{3555}{1,5} = 2370 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} \cdot K_{сх}}{K_{тт}}, \quad (122)$$

$$I_{с.р} = \frac{2370 \cdot \sqrt{3}}{40} = 102,6 \text{ А.}$$

Принимаем  $I_{с.р}=103$ ;  $I_{с.з}=2370 \text{ А.}$

Отстройка для возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{с.з} \leq \frac{U_{min}}{K_{отс} \cdot K_{в}} \quad (123)$$

где  $U_{min}$  - междуфазное напряжение в месте установки защиты при условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ, выбираем 0,85 от  $U_{ном}$ ;

$$U_{min} = \frac{0,85 \cdot 110000}{1,2 \cdot 1,2} = 65 \text{ кВ.}$$

Произведем выбор уставок на шинах 35 кВ.

Отстройка по току нагрузки:

$$I_{с.з} = \frac{K_{н} \cdot K_{з}}{K_{в}} \cdot I_{ном.сн}, \quad (124)$$

$$I_{с.з} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 156,2 = 236,7 \text{ А.}$$

Примем  $I_{с.з} = 236,7 \text{ А}$

Ток срабатывания по условию обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ на шинах:

$$I_{с.з} = \frac{I_{КЗ.сн}^{(2)}}{K_{ч}}, \quad (125)$$

$$I_{с.з} = \frac{6261}{1,5} = 4174 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} \cdot K_{сх}}{K_{тт}}, \quad (126)$$

$$I_{с.р} = \frac{4174 \cdot 1}{200/5} = 104,35 \text{ А.}$$

Округлять в меньшую сторону нельзя.

Принимаем  $I_{с.р} = 105$ ;  $I_{с.з} = 4174 \text{ А}$ .

Отстройка для возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{с.з} \leq \frac{U_{min}}{K_{отс} \cdot K_{в}} \quad (127)$$

где  $U_{min}$  - междуфазное напряжение в месте установки защиты при условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ, выбираем 0,85 от  $U_{ном}$ ;

$$U_{с.з} = \frac{0,85 \cdot 35000}{1,2 \cdot 1,2} = 20,7 \text{ кВ.}$$

Произведем выбор уставок на шинах 10 кВ.

Отстройка по току нагрузки:

$$I_{с.з} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_B} \cdot I_{НОМ.НН}, \quad (128)$$

$$I_{с.з} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 550,5 = 834,44 \text{ А.}$$

Примем  $I_{с.з} = 834,44 \text{ А}$

Ток срабатывания по условию обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ на шинах:

$$I_{с.з} = \frac{I_{КЗ.НН}^{(2)}}{K_ч}, \quad (129)$$

$$I_{с.з} = \frac{2543}{1,5} = 1695 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} \cdot K_{сх}}{K_{ГТ}}, \quad (130)$$

$$I_{с.р} = \frac{1695 \cdot 1}{2000/5} = 4,238 \text{ А.}$$

Округлять в меньшую сторону нельзя.

Принимаем  $I_{с.р} = 4,24$ ;  $I_{с.з} = 1695 \text{ А}$ .

Отстройка для возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{с.з} \leq \frac{U_{min}}{K_{отс} \cdot K_B}; \quad (131)$$

где  $U_{min}$  - междуфазное напряжение в месте установки защиты при условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ, выбираем 0,85 от  $U_{НОМ}$ ;

$$U_{с.з} = \frac{0,85 \cdot 10000}{1,2 \cdot 1,2} = 5,9 \text{ кВ.}$$

### 5.7 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала Сириус ТЗ для трансформатора ТМТ-6300/110

Определяем первичные токи для всех сторон трехобмоточного трансформатора:

$$I_{НОМ} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{СР.ВН}}, \quad (132)$$

где  $S_T$  – мощность трансформатора

$U_{СР.ВН}$  – среднее значение напряжения.

$$I_{НОМ.ВН} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,5 \text{ А.}$$

$$I_{НОМ.СН} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 37} = 98,3 \text{ А.}$$

$$I_{НОМ.НН} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,4 \text{ А.}$$

Во вторичных цепях номинальные токи рассчитываем по формуле:

$$I_{НОМ.ВТ} = \frac{I_{НОМ} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ}}, \quad (133)$$

где  $K_{СХ}$  – коэффициент схемы, учитывающий схему соединения вторичных обмоток трансформатора тока, обмотки которые собраны по схеме «звезда», коэффициент схемы принимается 1.

$$I_{НОМ.ВТ.ВН} = \frac{31,5 \cdot \sqrt{3}}{20} = 2,7 \text{ А.}$$

$$I_{\text{НОМ.ВТ.СН}} = \frac{98,3 \cdot \sqrt{3}}{40} = 4,3 \text{ А.}$$

$$I_{\text{НОМ.ВТ.НН}} = \frac{346,4}{80} = 0,8 \text{ А.}$$

Результаты расчета уставок дифференциальной защиты трансформатора занесем в таблицу 21.

Таблица 21 – Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Наименование величины	Числовое значение для стороны		
	ВН	СН	НН
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, кА	31,5	98,3	346,4
Коэффициент трансформации трансформатора тока	100/5	200/5	400/5
Схема соединения трансформаторов тока	Δ	Δ	Y
Вторичный ток в плечах защиты, А	1,36	4,2	4,33

### 5.8 Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-2)

В качестве основной защиты от внутренних повреждений, а также от повреждений на выводах трансформатора используют продольную дифференциальную защиту. Дифференциальный принцип этой защиты позволяет осуществить быстродействующую защиту трансформатора.

Тормозная характеристика защиты определяется условиями:

$$I_{\text{Д}}/I_{\text{НОМ}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} \quad (134)$$

где  $K_{\text{отс}}$  – показатель, отстраивания принимается равным 1,2.

$I_{\text{нб.расч}}$  – относительный ток небаланса определяется по формуле:

$$I_{\text{нб.расч}} = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta f_{\text{добав}}, \quad (135)$$

где  $K_{\text{пер}}$  – коэффициент определяющий переходный этап который принимается равный 2;

$K_{\text{одн}}$  – коэффициент тождественности ТТ, принимаем равным 1;

$\varepsilon$  - относительная величина погрешности ТТ в установившемся режиме примем равным 0,1;

$\Delta f_{\text{добав}}$  – относительная погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон трансформатора, принимаем 0,04;

$$I_{\text{нб.расч}} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,04 = 0,24 \text{ А.}$$

$$I_{\text{д}}/I_{\text{НОМ}} = 1,2 \cdot 0,24 = 0,28 \text{ А.}$$

Принимаем  $I_{\text{д}}/I_{\text{НОМ}} = 0,3 \text{ А.}$

Расчетный коэффициент торможения:

$$K_{\text{торм}} = 100\% \cdot K_{\text{отс}} \cdot \frac{I_{\text{нб.расч}}}{K_{\text{сн.т}}} \quad (136)$$

где  $K_{\text{сн.т}}$  – коэффициент снижения тормозного тока:

$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - I_{\text{нб.расч}}}, \quad (137)$$

$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - 0,24} = 0,8$$

$$K_{\text{торм}} = 100\% \cdot 1,2 \cdot \frac{0,32}{0,8} = 48\%$$

Принимаем  $K_{\text{торм}} = 48\%$ .

Значение уставки второй точки излома:

$$I_T/I_{НОМ} = 2 \text{ А.}$$

Значение уставки блокировки по второй гармонике:

$$I_{дг2}/I_{дг1} = 0,15 \text{ А.}$$

### **5.9 Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-1)**

Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ:

$$I_{диф}/I_{баз} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta f_{добав}) \cdot I_{КЗ.вн.макс}, \quad (138)$$

где  $K_{пер}$  показатель, определяющий переходный процесс, принимается равным 3;

$I_{КЗ.вн.макс}$  – относительное значение тока внешнего КЗ, определяется по формуле:

$$I_{КЗ.вн.макс} = \frac{I_{КЗ}}{I_{НОМ}}, \quad (139)$$

$$I_{КЗ.вн.макс} = \frac{6500}{31,5} = 206 \text{ А.}$$

$$I_{диф}/I_{баз} = 1,5 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,04) \cdot 206 = 104 \text{ А.}$$

$$I_{диф}/I_{баз} = 104 \text{ А.}$$

### **5.10 Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3)**

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ( $I_{диф}/I_{баз}$ ), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.



Принимаем  $I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}}=0,1$ ;  $T=10$  с.

### 5.11 Расчет уставок защиты от перегрузки трансформатора

По следующей формуле определяем тока срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{\text{зп.ТР}} = I_{\text{ном.ТР}} \cdot \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}}, \quad (140)$$

где  $K_{\text{отс}} = 1,05$ - показатель отстраивания ЗП;

$K_{\text{в}} = 0,95$  - показатель возврата реле тока ЗП;

Для стороны ВН:

$$I_{\text{зп.ТР}} = 31,5 \cdot \frac{1,05}{0,95} = 34,8 \text{ А.}$$

Во вторичных величинах ток уставки равен:

$$I_{\text{уст.зп.ВН}} = \frac{I_{\text{зп.ВН}}}{K_{\text{тт}}}, \quad (141)$$

$$I_{\text{уст.зп.ВН}} = \frac{31,5}{20} = 1,58 \text{ А.}$$

Для стороны СН:

$$I_{\text{зп.ТР}} = 98,3 \cdot \frac{1,05}{0,95} = 108,6 \text{ А.}$$

$$I_{\text{уст.зп.СН}} = \frac{108,6}{40} = 2,7 \text{ А.}$$

Для стороны НН:

$$I_{\text{зп.ТР}} = 346,4 \cdot \frac{1,05}{0,95} = 382,86 \text{ А.}$$

$$I_{\text{уст.зп.НН}} = \frac{382,86}{80} = 4,8 \text{ А.}$$

### 5.12 Расчет уставок МТЗ

Производим выбор уставок на шинах 110 кВ.

Отстройка по току нагрузки:

$$I_{\text{с.з}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{з}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{НОМ.ВН}}, \quad (142)$$

$$I_{\text{с.з}} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 31,5 = 51,7 \text{ А.}$$

Принимаем  $I_{\text{с.з}} = 51,7 \text{ А.}$

Ток срабатывания по условию обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ на шинах:

$$I_{\text{с.з}} = \frac{I_{\text{КЗ.ВН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}}; \quad (143)$$

$$I_{\text{с.з}} = \frac{3555}{1,5} = 2370 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{I_{\text{с.з}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}}, \quad (144)$$

$$I_{\text{с.р}} = \frac{2370 \cdot \sqrt{3}}{20} = 205 \text{ А.}$$

Принимаем  $I_{\text{с.р}} = 205; I_{\text{с.з}} = 2370 \text{ А.}$

Отстройка для возврата реле после отключения внешнего КЗ

$$U_{с.з} \leq \frac{U_{min}}{K_{отс} \cdot K_B} \quad (145)$$

где  $U_{min}$  - междуфазное напряжение в месте установки защиты при условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ, выбираем 0,85 от  $U_{ном}$ ;

$$U_{с.з} = \frac{0,85 \cdot 110000}{1,2 \cdot 1,2} = 64,9 \text{ кВ.}$$

Произведем выбор уставок на шинах 35 кВ.

Отстройка по току нагрузки:

$$I_{с.з} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_B} \cdot I_{ном.сн}, \quad (146)$$

$$I_{с.з} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 98,3 = 149 \text{ А.}$$

Примем  $I_{с.з} = 149 \text{ А}$

Ток срабатывания по условию обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ на шинах:

$$I_{с.з} = \frac{I_{кз,сн}^{(2)}}{K_ч}, \quad (147)$$

$$I_{с.з} = \frac{5600}{1,5} = 3733 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} \cdot K_{сх}}{K_{тт}}, \quad (148)$$

$$I_{c.p} = \frac{3733 \cdot \sqrt{3}}{40} = 161,5 \text{ А.}$$

Округлять в меньшую сторону нельзя.

Принимаем  $I_{c.p} = 162$ ;  $I_{c.з} = 3733 \text{ А.}$

Отстройка для возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{c.з} \leq \frac{U_{min}}{K_{отс} \cdot K_B} \quad (149)$$

где  $U_{min}$  – междуфазное напряжение в месте установки защиты при условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ, выбираем 0,85 от  $U_{ном}$ ;

$$U_{c.з} = \frac{0,85 \cdot 35000}{1,2 \cdot 1,2} = 20,7 \text{ кВ.}$$

Произведем выбор уставок на шинах 10 кВ.

Отстройка по току нагрузки:

$$I_{c.з} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_B} \cdot I_{ном.нн}, \quad (150)$$

$$I_{c.з} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 346,4 = 525 \text{ А.}$$

Примем  $I_{c.з} = 525 \text{ А}$

Ток срабатывания по условию обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ на шинах:

$$I_{c.з} = \frac{I_{кз.нн}^{(2)}}{K_{ч}},$$

$$I_{c.з} = \frac{1600}{1,5} = 1066 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} \cdot K_{сх}}{K_{тт}}, \quad (151)$$

$$I_{с.р} = \frac{1066 \cdot 1}{13,3} = 13,3 \text{ А.}$$

Округлять в меньшую сторону нельзя.

Принимаем  $I_{с.р} = 13,3$ ;  $I_{с.з} = 1066 \text{ А.}$

Отстройка для возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{с.з} \leq \frac{U_{min}}{K_{отс} \cdot K_{в}}, \quad (152)$$

где  $U_{min}$  - междуфазное напряжение в месте установки защиты, принимаем 0,85 от  $U_{ном}$ ;

$$U_{с.з} = \frac{0,85 \cdot 10000}{1,2 \cdot 1,2} = 5,9 \text{ кВ.}$$

### 5.13 Газовая защита трансформаторов

Для защиты от внутренних повреждений трансформатора надежной и более чувствительной защитой является газовая защита трансформатора. Такой вид защиты устанавливается на масляных трансформаторах, у которых предусмотрен расширитель для масла.

При каком либо повреждении внутри трансформатора, происходит повышенный нагрев масла приводящий к химическому разложению масла находящегося в трансформаторе и органических материалов из которых состоит изоляция обмоток, в результате приводящий к выделению газа.

Выделяющийся газ при внутреннем повреждении производит воздействие на газовое реле, которое сработав подает сигнал предупреждение.

Преимущество газовой защиты в ее реагировании на такие повреждения как замыкание в обмотке трансформатора, на которое дифференциальная и максимально-токовая защита не реагирует из-за слишком малой величины тока короткого замыкания для срабатывания таких видов защит.

Интенсивность газообразования в баке трансформатора зависит от характера повреждений. При медленном развитии повреждения внутри трансформатора, соответственно медленном газообразовании, то в такой ситуации газовая защита реагирует и подает предупреждающий сигнал, при этом не производя отключение трансформатора.

При очень интенсивном газообразовании, свидетельствующем о коротком замыкании, в газовой защите создается сигнал величиной достаточной не только для предупреждения, но и для отключения неисправного трансформатора.

Помимо вышеперечисленных случаев система газовой защиты трансформатора создает предупреждающий сигнал даже при понижении уровня масла в баке трансформатора.

Осуществление газовой защиты трансформатора производится использованием специальных газовых реле, которые монтируются в металлическом кожухе и врезающиеся между расширителем и баком в маслопровод.

#### **5.14 Автоматика на подстанции Озерная**

В процессе эксплуатации главной задачей противоаварийной автоматики является обеспечение устойчивого функционирования системы электроснабжения потребителей в условиях аварийных и послеаварийных режимов. При возникновении повреждения в электроэнергетической системе противоаварийная автоматика должна своевременно ликвидировать возникшее повреждение. Эти задачи выполняют устройства релейной

защиты и устройства автоматического повторного включения. При самоустраняющемся коротком замыкании система АПВ успешно срабатывает и электроснабжение восстанавливается, а при неуспешном срабатывании АПВ система защиты отключает поврежденный элемент. При отключении поврежденного элемента может произойти нарушение электроснабжения потребителей и появиться необходимость подключения к резервному источнику питания, особенно важную роль это играет при электроснабжении потребителей первой и второй категории. Для выполнения этой задачи служит устройство автоматического ввода резерва. При возникновении аварийного режима, а также его ликвидации, может происходить возникновение дефицита мощности и как следствие этого, понижение частоты и напряжения, что обязательно может повлиять на работу электроприемников. Для восстановления нормального режима работы используются различные способы и устройства: устройства автоматической частотной разгрузки используется для восстановления частоты, устройства отключающие часть потребителей, начиная с потребителей третьей категории. Противоаварийная автоматика предназначена для устранения возмущающих воздействий, восстановления нормального режима работы и предотвращения общесистемной аварии при возникновении интенсивных возмущающих воздействий, которые могут угрожать возникновением и развитием аварийных ситуаций в электроэнергетической системе. Противоаварийная автоматика и ее эффективность характеризуется быстроедействием, дозированием управляющих воздействий предназначенных для предотвращения возникновения аварий, которые вырабатываются на основе обширной информации о исходном режиме (предшествующем воздействию возмущения) и информации о переходных процессах происходящих в электроэнергетической системе в режиме реального времени, что в свою очередь является главной особенностью противоаварийной автоматики.

Существует несколько подсистем которые в свою очередь характеризуют систему противоаварийной автоматики, а также решают следующие задачи:

- а) ограничение перегрузки оборудования;
- б) ограничение снижения частоты;
- в) ограничение повышения напряжения;
- г) ограничение повышения частоты;
- д) ограничение повышения напряжения;
- е) предотвращение нарушения устойчивости;
- ж) ликвидация асинхронного режима.



## 6 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 6.1 Капиталовложения в подстанцию

Капиталовложения – это совокупные материальные, финансовые и трудовые ресурсы, которые необходимы для создания и расширения предприятия или его реконструкции и технического перевооружения.

Определяем стоимость капиталовложений в подстанцию:

$$K_{ПС} = (K_{РУ} + K_{ДЕМ} + K_{ПОСТ}) \cdot K_{П} \cdot K_{З}, \quad (153)$$

где  $K_{РУ}$  – основные затраты в РУ;

$K_{ДЕМ}$  – затраты на демонтаж оборудования;

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат;

$K_{П}$  – индекс измерения сметной стоимости;

$K_{З}$  – районный коэффициент равный 1,4;

Капитальные затраты в РУ будут равны:

$$K_{РУ} = (K_{110} + K_{35} + K_{10}), \quad (154)$$

$$K_{110} = n_{В110} \cdot Ц, \quad (155)$$

$$K_{35} = n_{В35} \cdot Ц, \quad (156)$$

$$K_{10} = n_{В10} \cdot Ц, \quad (157)$$

$$K_{110} = 3 \cdot 7340 = 22020 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{35} = 6 \cdot 2560 = 15360 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{10} = 9 \cdot 1980 = 17820 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{PY}=22020+15360+17820=55200 \text{ тыс. руб.}$$

Расходы на демонтаж масляных выключателей:

$$K_{ДЕМ}=3 \cdot 980+6 \cdot 250=4440 \text{ тыс. руб.}$$

Основные расходы на реконструкцию подстанции:

$$K_{ПС}=(55200 + 4440 + 700) \cdot 9,5 \cdot 1,4 = 802552 \text{ тыс.руб}$$

## 6.2 Эксплуатационные издержки

Эксплуатационные издержки – расходы которые необходимы для эксплуатации и поддержания эксплуатируемого оборудования на энергетических объектах и поддержание в работоспособном состоянии продолжительностью в один год. Эксплуатационные издержки состоят из расходов на эксплуатацию подстанции и стоимости потерь электроэнергии.

$$I_{\Sigma}=I_{ЭУР} + I_A + I_{\Delta W}, \quad (158)$$

где  $I_{ЭУР}$  – издержки на ремонт и эксплуатацию оборудования;

$I_A$  – ежегодные амортизационные отчисления в оборудование;

$I_{\Delta W}$  – затраты на передачу электроэнергии.

Амортизационные отчисления – это накопленные за некоторое время средства предприятия или организации для закупки или замены устаревшего или поврежденного оборудования.

Амортизационные отчисления определяются по формуле:

$$I_A=\frac{K_{\Sigma}}{T_{CP}}, \quad (159)$$

где  $T_{CP}$  – срок службы оборудования, принимаем равным 20 лет.

$$I_A = \frac{802552}{20} = 40126 \text{ тыс.руб}$$

Эксплуатационные издержки – это вид издержек выделяемый организацией на поддержание установленного оборудования в рабочем состоянии.

$$I_{Эур} = K_{\Sigma} \cdot a_{НОПС}, \quad (160)$$

$$I_{Эур} = 802552 \cdot 0,0121 = 9710,5 \text{ тыс.руб.}$$

$a_{НОПС} = 0,059$  – нормы отчислений на ремонт подстанции.

Стоимость потерь электроэнергии состоит из величины потерь и стоимости потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (161)$$

где  $\Delta W$  – потери, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь.

Стоимость потерь принимаем равной 2 руб/кВт·ч.

При работе трансформатора в различных режимах, в магнитопроводе, обмотках и других элементах происходят потери активной мощности.

Потери в трансформаторах рассчитывают по формуле:

$$\Delta W = \left( 2 \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_k \cdot \left( \frac{S_{расч}}{S_{ном}} \right)^2 \right) \cdot T_{max}, \quad (162)$$

где  $\Delta P_{xx}$  – потери мощности в трансформаторе;

$\Delta P_k$  – потери в меди при номинальной нагрузке;

$T_{max}$  – продолжительность наибольшей загрузки;

$$\Delta W = \left( (2 \cdot 150 + \frac{1}{2} \cdot 80 \cdot \left(\frac{8,5}{10}\right)^2) \right) \cdot 5800 = 15149 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$I_{\Delta W} = 15149 \cdot 2 = 30289 \text{ тыс.руб}$$

$$I_{\Sigma} = 9710,5 + 40126 + 30289 = 80125,5$$

### 6.3 Срок окупаемости проекта

Срок окупаемости – это период времени в течение которого сумма прибыли покроет сумму средств вложенных в разработанный проект.

Срок окупаемости находим по формуле:

$$T_{ок} = \frac{K}{P_q + I_A}, \quad (163)$$

где  $P_q$  – чистая прибыль;

$I_A$  – амортизационные отчисления.

Чистая прибыль будет равна:

$$P_q = O - I_{\Sigma} - N, \quad (164)$$

где  $O$  – доход от отпуска электроэнергии;

$I$  – сумма издержек;

$N$  – налог на прибыль.

Доход от полезного отпуска электроэнергии определяется по формуле:

$$O = W_{по} \cdot T_{пер}, \quad (165)$$

где  $W_{по}$  – полезный отпуск;

$T_{\text{пер}}$  – тариф на передачу электрической энергии.

Полезный отпуск определяем по формуле:

$$W_{\text{ПО}} = P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}}, \quad (166)$$

$$W_{\text{ПО}} = 17 \cdot 5800 = 98600 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

По следующей формуле находим доход от полезного отпуска энергии:

$$O = 98600 \cdot 2 = 197200 \text{ тыс.руб.}$$

Налог на прибыль:

$$H = 0,2 \cdot (O - I_{\Sigma}), \quad (167)$$

$$H = 0,2 \cdot (197200 - 80125,5) = 4682 \text{ тыс.руб.}$$

Чистая прибыль:

$$П_{\text{ч}} = 197200 - 80125,5 - 4682 = 112392,5$$

Срок окупаемости:

$$T_{\text{ок}} = \frac{802552}{112392,5 + 40126} = 5,3 \text{ лет.}$$

## 7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 7.1 Безопасность

#### 7.1.1 Техника безопасности

Для того чтобы предотвратить вредное воздействие производственных факторов на работников производства, необходимо направить всю работу предприятия по технике безопасности на создание системы организационных мероприятий и технических средств, предназначенных для предотвращения вредных воздействий. При устройстве, эксплуатации и ремонте оборудования, необходимо соблюдать требования нормативных актов по охране труда. В процессе эксплуатации, средства защиты, инструмент и приспособления, который используют при обслуживании оборудования, необходимо подвергать испытаниям и осмотру в соответствии с нормативными актами по охране труда.

Для безопасной работы, на всех предприятиях должны быть разработаны и утверждены инструкции по охране труда для работников отдельных профессий (станочников, электромонтеров, слесарей, электросварщиков, лаборантов и др.), а также производителей отдельных видов работ (монтажные, ремонтные, наладочные, работы на высоте, проведение испытаний и др.) согласно требованиям, которые написаны в «Положении о порядке разработки и утверждения правил и инструкций по охране труда» и «Методических указаниях по разработке правил и инструкций по охране труда». При выполнении работ на рабочем месте каждому работнику необходимо знать и строго выполнять все требования безопасности труда, которые предусмотрены для безопасной работы и относящиеся к обслуживаемому оборудованию и организации труда на рабочем месте.

На энергопредприятиях организация работ по технике безопасности обязательно должна соответствовать отраслевому положению о системе управления охраны труда.

Для выполнения работ по эксплуатации, реконструкции, проектированию, ремонту, испытания оборудования, наладке, зданий и сооружений, входящих в состав электроустановок, а также контроля за состоянием этого оборудования, лицам допускающимся осуществлять эти работы необходимо пройти обучение и проверку знаний соответствующих отраслевых норм и правил, органов государственного надзора и других ведомств распространяющих правила и нормы на электроэнергетику.

#### 7.1.2 Безопасность при эксплуатации установок на ПС

Для обеспечения возможности безопасного обслуживания в конструкции подстанций предусмотрены и организованы следующие технические мероприятия:

а) все оборудование находящееся на подстанции под высоким напряжением необходимо устанавливать на высоте 2,5 м от нулевой отметки до основания изоляторов;

б) при организации и выполнении работ токоведущие части и участки сети ОРУ, конструктивно необорудованные аппаратными ножами заземления, при организации и выполнении работ обязательно должны быть закорочены и заземлены переносными закоротками, находящимися в комплект заводской поставки;

в) для предотвращения ошибочных действий персонала с коммутационным оборудованием, в конструкции подстанций предусмотрены электромеханические блокировки;

г) для ограждения находящихся под напряжением токоведущих частей блоков 110 и 35 кВ друг от друга предусмотрены инвентарные ограждение с возможностью запираания;

д) для местного освещения и осветительных установок из ячейки КРУН 10 кВ собственных нужд подается электрическое питание к розеткам местного освещения для собственного расхода;

е) для осуществления питания ламп местного и переносного освещения в шкафах установленных на блоках ОРУ, необходимо устанавливать розетки на 12 В;

ж) для безопасной эксплуатации все металлические конструкции оборудования: трансформаторов, приводов и блоков, труб, шкафов и оснований аппаратов, электропроводки и кабельных трасс, не находящихся под напряжением в нормальном режиме, в процессе монтажа необходимо надежно заземлить к контуру заземляющего устройства;

з) при выполнении работ по замене ламп конструкции осветительных установок должны позволять осуществить эти работы без снятия напряжения на подстанции;

и) по технике безопасности для хранения средств и инструмента на подстанции необходимо предусмотреть место в ОПУ или помещении для ремонтного персонала.

## **7.2 Экологичность**

### **7.2.1 Общие положения**

Для того чтобы при аварии не произошло загрязнение почвы трансформаторным маслом, в проекте необходимо предусмотреть сооружение маслоприемников под трансформаторами.

Согласно ПУЭ, для предотвращения растекания масла, и распространения пожара при повреждении маслонаполненных силовых трансформаторов с количеством масла более 1 т должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих правил:

### **7.2.2 Расчет маслоприемника силового трансформатора**

Для выполнения расчета необходимо знать данные о габаритах трансформатора установленного на ПС, под который проектируется маслоприемник и масса масла в нем.

Согласно [1] произведем расчет маслоприемника для трансформатора.



Таблица 23 – Габаритные характеристики трансформатора ТДТН 10000/110

Длина А, м	Ширина В, м	Высота Н, м	Масса масла М, кг
5,95	3,4	5,3	13730

В данном случае масса масла составляет менее 20 т. и маслоборник с маслоотводом не предусматривается.

Исходя из этого, для данного типа трансформатора необходимо установить маслоприемник с засыпкой гравием. Габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на  $\Delta = 1,5$  м.

Производим расчет габаритов маслоприемника:

$$A_{МП} = A_T + 2 \cdot \Delta \quad (168)$$

$$B_{МП} = B_T + 2 \cdot \Delta \quad (169)$$

где  $A_{МП}$  и  $B_{МП}$  – длина, и ширина маслоприёмника;

$A_T$  и  $B_T$  – длина, и ширина трансформатора;

$\Delta$  – величина выступа габаритов маслоприёмника за габариты трансформатора, определённая в ПУЭ.

Найдем габариты маслоприемника:

$$A_{МП} = 5,95 + 2 \cdot 1,5 = 8,95 \text{ м,}$$

$$B_{МП} = 3,4 + 2 \cdot 1,5 = 6,4 \text{ м.}$$

Площадь маслоприемника будет равна:

$$S_{МП} = 8,95 \cdot 6,4 = 57,28 \text{ м}^2.$$

Объём воды необходимой для тушения трансформатора вычисляется по формуле:

$$V_{H_2O} = I_{ПТ} \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БТ}), \quad (170)$$

где  $I_{ПТ}$  – коэффициент интенсивности пожаротушения, равен  $0,2 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup>/м<sup>2</sup>·с;

$t$  – время тушения, равное 1800 с;

$S_{БТ}$  – площадь боковой поверхности трансформатора.

Определим площадь боковой поверхности трансформатора по формуле:

$$S_{БТ} = 2 \cdot (A_T + B_T) \cdot H_T, \quad (171)$$

$$S_{БТ} = 2 \cdot (5,95 + 3,4) \cdot 5,3 = 99 \text{ м}^2$$

Объем трансформаторного масла равен:

$$V_{ТМ} = \frac{M}{\rho}, \text{ м}^3. \quad (172)$$

где:  $M$  – масса масла в трансформаторе, кг;

$\rho$  – плотность трансформаторного масла, кг/м<sup>3</sup>.

$$V_{ТМ} = \frac{13730}{880} = 15,6 \text{ м}^3.$$

Объем воды для пожаротушения определяем:

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (57,28 + 99) = 56,3 \text{ м}^3.$$

Расчет объема маслоприемника для приема 100% трансформаторного масла и 80% воды от пожаротушения произведем по следующей формуле:

$$V_{МП} = V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{H_2O}, \quad (173)$$

$$V_{МП} = 15,6 + 0,8 \cdot 56,3 = 60,64 \text{ м}^3.$$

Глубина маслоприёмника определяется через следующее выражение:

$$h_{МП} = \frac{V_{МП}}{S_{МП}} + h_{Г} + h_{В}, \quad (174)$$

где  $h_{Г}$  – толщина слоя гравия, равная 0,25 м,

$h_{В}$  – толщина воздушного промежутка, т.к. гравий укладывается на дно, примем равным 0 м.

$$h_{МП} = \frac{60,64}{57,28} + 0,25 + 0 = 1,3 \text{ м.}$$

### **7.3 Чрезвычайные ситуации**

#### **7.3.1 Возникновение чрезвычайных ситуаций**

Различные обстоятельства, такие как: неправильные действия оперативного персонала, экологическая ситуация или погодные условия, могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций на подстанции. Возникновение чрезвычайных ситуаций может быть вызвано: выходом из строя какого-либо оборудования, отсутствием питания, возникновением пожара, ураганным ветром, сильными морозами или наводнением. В результате чрезвычайной ситуации могут быть нанесен ущерб: гибель людей, экономический ущерб, материальный ущерб в результате выхода из строя оборудования. В электроустановках высокого напряжения и на подстанциях требуется постоянное внимание с точки зрения повышенной пожароопасности.

### 7.3.2 Противоаварийные и противопожарные тренировки

Для предотвращения увеличения вероятности возникновения чрезвычайной ситуации каждому работнику из числа оперативно-ремонтного и оперативного персонала необходимо проверяться в контрольных противоаварийных тренировках один раз в три месяца. Так же один раз в полугодие каждый сотрудник из числа оперативно-ремонтного, ремонтного и оперативного персонала электростанций, электрических и тепловых сетей, работники участков ремонтных подразделений должен быть проверен в контрольной тренировке по противопожарной безопасности.

Для лучших результатов в профессиональной подготовке на вновь введенных объектах в эксплуатацию и на действующих по решению руководителя организации количество тренировок может быть увеличено в зависимости от того какой уровень подготовки показывает персонал на тренировках по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций.

При проведении противоаварийных, а также противопожарных тренировок время затраченное на них включается в рабочее время тренирующегося персонала.

При проведении противоаварийных и противопожарных тренировок персонал использует рабочие места, а также тренажеры. При тренировках допускается использовать другие технические средства. После их проведения все результаты тренировок пройденных персоналом фиксируется в специальном журнале.

При не принятии персоналом участия в тренировке без уважительной причины в сроки установленные графиком, к самостоятельной работе на рабочем месте не допускаются.

При не успешном результате прохождения тренировки работником и как результат получения неудовлетворительной оценки действий при проведении тренировки, работнику в сроки определенные руководителем организации или структурного подразделения необходимо ее повторить.

При получении работником неудовлетворительной оценки повторно он не допускается до работы с оборудованием на рабочем месте самостоятельно и ему необходимо в установленные руководителем сроки пройти обучение и проверку знаний.

### 7.3.3 Предотвращение чрезвычайных ситуаций

При работе на предприятии обязательно неукоснительно соблюдать всеми работниками требования правил пожарной безопасности и принимать меры, направленные на повышение пожарной безопасности:

1. Регулярно проводить занятия и инструктажи по оказанию первой медицинской помощи и пользованию средствами пожаротушения;
2. Проверять наличие и исправность средств индивидуальной защиты;
3. Принимать строгие меры к нарушающим технику пожарной безопасности.

### 7.3.4 Обеспечение пожарной безопасности

На предприятии соблюдение мер пожарной безопасности помогает обеспечить сохранение материальных ценностей предприятия на протяжении всех этапов его жизненного цикла (разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Организационные и технические меры характеризуют систему пожарной защиты которые в свою очередь являются основными системами пожарной безопасности.

Комплекс организационных мер и технических средств является характеристикой системы противопожарной защиты и направлен на исключение возможности возникновения пожара. Существует несколько путей предотвращающих возникновение пожара: устранение возможности образования горючей среды; устранение образования в горючей среде (или введения в нее) источника воспламенения; создание условий для поддержания температуры горючей среды ниже уровня воспламенения; создание условий для поддержания давления в горючей среде ниже максимально допустимого и принятие других мер.

Существует несколько путей обеспечения противопожарной защиты: при возможности максимально возможное использование негорючих веществ и трудновоспламеняющихся материалов вместо огнеопасных веществ, а также ограничение количества горючих веществ и их размещения; максимально возможная изоляция легковоспламеняющейся и горючей сред; применение объектов у которых в конструкции предусмотрены регулируемые пределы огнестойкости и воспламеняемости; системы защиты от дыма; применение в эксплуатации средств пожарной сигнализации; проведение организации системы противопожарной защиты объектов промышленного назначения.

В качестве примера рассмотрим один вид чрезвычайной ситуации – пожар на подстанции и основные меры принимаемые для его устранения.

Вид обслуживания подстанции – оперативно-выездная бригада. Для оперативного обслуживания электроустановок в закрепленной зоне, перечень которых утверждает главным инженером электроэнергетического предприятия, создаются оперативно-выездные бригады при диспетчерских пунктах РЭС или участков. При возникновении пожара первыми на место возгорания приезжают электромонтеры оперативно выездной бригады и отключают электроэнергию, для того чтобы пожарные не смогли попасть под напряжение.

В процессе эксплуатации применение различных горючих материалов изоляции: резины, лаков, масла, и т.п. повышает пожарную опасность.

Существуют различные причины возникновения пожара: электрическая дуга; искры; превышение максимально допустимой мощности передаваемой по проводам; неисправность электрических машин и аппаратов, неправильные действия выполняемые персоналом.

Для безопасного тушения пожаров в электроустановках, которые с большой вероятностью могут оказаться под напряжением, необходимо руководствоваться «Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электрических станций и подстанций».

Последовательность действий при тушении пожара:

1) При возникновении возгорания первый заметивший возникший пожар должен незамедлительно сообщить о произошедшей ситуации в пожарную охрану и старшему по смене на подстанции, после чего ему необходимо приступить к тушению всеми возможными имеющимися средствами.

2) Для предотвращения дальнейшего распространения возгорания старший из числа технического персонала или оперативно-выездной бригады лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

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

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший из числа технического персонала или оперативно-выездной бригады подстанции, руководитель объекта.

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

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из числа технического персонала

или оперативно-выездной бригады, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего из числа технического персонала или оперативно-выездной бригады по соблюдению правил техники безопасности и возможности возгорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий при расстановке сил и средств пожаротушения).

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

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



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Во время выполнения выпускной квалификационной работы было заменено основное электрическое оборудование, спроектирована релейная защита подстанции 110/35/10 кВ, необходимая для защиты подстанционного оборудования.

Также в ходе проектирования было выбрано и проверено основное оборудование подстанции: выключатели, ошиновка, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, ограничители перенапряжений. Была разработана схема распределительного устройства, приведен расчет молниезащиты и заземления подстанции.

При выполнении раздела безопасность и экологичность подстанции, описаны технические и организационные мероприятия, которые в процессе эксплуатации обеспечивают безопасность на рабочем месте оперативного обслуживающего персонала, а так же мероприятия по охране территории в пределах и за пределами подстанции.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Ананичева С.С., Мызин А.Л., Шелюг С.Н. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева. – Учебное электронное издание. – Екатеринбург : Изд-во ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2015 – 52 с.

2 Блок В.М., Обушев Г. К., Паперно Л.Б. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей вузов. – М.: Высш. Шк., 1990. – 383 с.

3 Бредихин, А. Н. Справочник молодого электромонтажника распределительных устройств и подстанций / А.Н. Бредихин, С.С. Хачатрян. - М.: Высшая школа, 1989. - 160 с.

4 ГОСТ 12.1.044-89. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.

5 ГОСТ Р. 12.1.004. -91. Пожарная безопасность. Общие требования.

6 ГОСТ Р 55105-2012 Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем.

7 Красник, В. Эксплуатация электрических подстанций и распределительных устройств. Производственно-практическое пособие / В. Красник. - М.: НЦ ЭНАС, 2011. - 795 с.

8 Козлов А.В., Шмойлов А.В. Экономическая эффективность релейной защиты и автоматики//Энергетика: экология, надежность, безопасность: Матер. VII Всерос. Науч.-техн. конф., Томск, 2001.-С. 112-117.

9 Крючков И.П., Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные и методические материалы для выполнения квалификационных работ: учебно-справочное пособие для вузов / Крючков И.П. – М. : Издательский дом МЭИ, 2015. – 138 с.: ил.

10 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования [Текст]:

Учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с

11 Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750 кВ. РД 153-34.0-35.617-2001. - М.: ИАЦ Энергия, 2012. - 264 с.

12 Правила устройства электроустановок – 7-е изд. - М. : изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 704 с.

13 Приказ Минтруда России от 24.07.2013 N 328н (ред. от 15.11.2018) "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок"

14 Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. - М.: НЦ ЭНАС, 2004. - 168 с

15 Руководство по эксплуатации микропроцессорного устройства «Сириус-ТЗ»- Москва: «РАДИУС Автоматика» 2010 г.

16 СанПиН 2.2.4.1191-03. Электромагнитные поля в производственных условиях.

17 СанПиН 2971-84. Санитарные нормы и правила защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты.

18 СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий, и на территории жилой застройки.

19 Справочник энергетика промышленных предприятий [Текст]: В.А. Гольстрем, А.С. Иваненко, 1977. – 464 с.

20 СТО 56947007-29.240.037-2010. Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании.

21 СТО 56947007-29.240.039-2010. Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при техническом обслуживании и ремонте, ОАО ФСК ЕЭС, 2010.

22 Типовая инструкция по эксплуатации и ремонту комплектных распределительных устройств 6-10 кВ. ТИ 34-70-025-84. РД 34.20.506. - М.: Энергия, 2012. - 452 с.

23 Чернобровов, Н.В. Релейная защита / Н.В. Чернобровов. - М.: Книга по Требованию, 2013. - 624 с.

24 Щеглов А.И., Релейная защита электрических сетей : учеб. Пособие / Щеглов А.И. Новосибирск Изд-во НГТУ, 2015. -144 с.

25 Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / ред. В.Г. Герасимова [и др.]. – 8-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2013. – 964 с.

26 Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учебное пособие для электроэнергетических специальностей вузов. Под ред. Б.Н. Неклопова. 3-е изд., перераб и доп., М., Энергия., 1978., 456 с.