

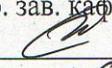
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический  
Кафедра энергетика

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина  
« 20 » 06 2019 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция открытых распределительных устройств напряжением 110, 35 кВ подстанции Благовещенск Амурской области

Исполнитель  
студент группы 542 -об 1

 19.06.19  
подпись, дата

Д.А. Солдатов

Руководитель  
профессор,  
канд.техн.наук

 19.06.19  
подпись, дата

А.Г. Ротачева

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

 01.06.2019  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

 20.06.2019  
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

«01» 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Солдатов Рениса Александровича

1. Тема бакалаврской работы: Ремонтирование открытых распределительных устройств напряжением 110, 35 кВ подстанций Благовещенск  
(утверждено приказом от 04.04.19 № 759-44)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 07.06.19

3. Исходные данные к бакалаврской работе: Исходная схема электрической сети, ГОСТы, ПЭЭ и другая нормативно-справочная литература

4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Характеристика района реконструкции. Выбор силовых трансформаторов

Ремонт головок короткого замыкания, Выбор оборудования

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 16 рисунков,

13 таблиц, 77 формул, 84 страницы, 23 источника.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к разделам)

Безопасность и экологичность - А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 05.04.19

Руководитель

выпускной квалификационной работы: Ротачева А.Г., доцент. 

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

Задание принял к исполнению (дата):  05.04.19  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 78 с., 18 рисунков, 23 источников, 18 таблицу, 86 формул.

ПОДСТАНЦИЯ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ТРАНСФОРМАТОР СОБСТВЕННЫХ НУЖД, ТОКОПРОВОД, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ОПН, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ТОК, ЗАЩИТА, ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В данной выпускной квалификационной работе была проведена реконструкция открытых распределительных устройств напряжением 110 и 35 кВ подстанции Благовещенская в Амурской области, а также был произведен расчет контура заземления и молниезащиты подстанции и заземляющая сетка. Были рассчитаны токи короткого замыкания, ударный ток и рабочие токи для проведения проверки электрического оборудования и уставок релейной защиты трансформатора. Сделан анализ экологичности и пожарной безопасности на подстанции.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА	7
1.1 Географическая характеристика района	7
2. АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ	
2.1 Анализ существующего состояния энергосистемы Амурской области	
3. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	12
3.1 Описание существующей подстанции	
3.2 Алгоритм расчета токов КЗ	12
3.2 Расчет токов короткого замыкания	16
4. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ	18
4.1 Выбор и проверка оборудования на 110 кВ	
4.1.1 Выбор и проверка выключателей	18
4.1.2 Выбор и проверка разъединителей	23
4.1.3 Выбор и проверка силовых трансформаторов	25
4.1.4 Выбор и проверка трансформаторов тока	27
4.1.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	30
4.9 Выбор ОПН	36
5. РЕКОНСТРУКЦИЯ ОРУ 35 КВ	
6. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИИ	41
7. ИЗОЛЯЦИЯ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ	43

7.1 Общие положения	43
7.2 Расчет заземлителя подстанции	44
7.3 Расчет молниезащиты	49
7.4 Анализ грозоупорности	52
8. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА	56
8.1 Основные типы защит трансформаторов	56
8.2 Газовая защиты трансформатора	57
8.3 Дифференциальная защита трансформаторов	58
8.4 Расчет защит трансформатора	64
9 ЭКОНОМИКА	80
10. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ	67
10.1 Безопасность	67
10.1.2. Требования к обслуживающему персоналу	67
10.1.3 Основные электрозащитные средства	68
10.1.4 Безопасность при обслуживании устройств РЗиА	69
10.2 Экологичность	70
10.2.1 Электроэнергетика и экологичность	70
10.2.2 Воздействие электроэнергетической подстанции на окружающую среду	71
10.2.3 Акустические шумы	71
10.2.4 Загрязнение трансформаторным маслом	74
10.3. Пожароопасность	77
10.3.1 Общие положения	77
10.3.2 Средства пожаротушения	78
10.3.3 Общие требования	79
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	81
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	82

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВКР – выпускная квалификационная работа

КЛ – кабельная линия

ТТ – трансформатор тока

КЗ – короткое замыкание

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

МТЗ – максимальная токовая защита

ТО – токовая отсечка

ВН – высокое напряжение

НН – низкое напряжение

ГПП – главная понизительная подстанция

ОЗЗ – однофазные замыкания на землю

КРУ – комплектное распределительное устройство

ПС – подстанция

ВЛ – воздушная линия

РЗиА – релейная защита и автоматика

ОПН – ограничитель перенапряжения

ПС – подстанция

ВЛ – воздушная линия

РЗиА – релейная защита и автоматика

ОПН – ограничитель перенапряжения

ТП – трансформаторная подстанция

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

ПП – прямая последовательность

## ВВЕДЕНИЕ

Россия обладает крупнейшей в мире электроэнергетикой, большая часть которой объединена в единую энергосистему - технически, технологически и экономически связанные предприятия с вертикальной схемой управления и планирования, контроля и ценообразования, оперативно-диспетчерского регулирования производства, передачи и распределения энергии. Это позволяет экономить капиталовложения, обеспечивать высокую надежность энергоснабжения в разных частях страны и в любое время суток.

В области электроснабжения потребителей эти задачи предусматривают повышение уровня (качества) проектно-конструкторских работ, использование и рациональную эксплуатацию высоконадежного электрооборудования, внедрение микропроцессорных систем телемеханики, релейной защиты и автоматики, волоконно-оптических линий связи, уменьшение непроизводительных расходов на выработку, передачу и распределение электроэнергии.

При этом необходимо снижать себестоимость электроэнергии до минимальной при соблюдении всех правил и норм проектирования, монтажа, эксплуатации и, самое главное, требований к качеству электрической энергии, т.е. к постоянству (допустимым отклонениям и колебаниям) частоты и напряжения, симметричности и синусоидальности токов и напряжений так как всякое отклонение от норм ГОСТ 13109-97 ведет к ухудшению работы электроприемников, уменьшению срока их службы, выходу их из работы, к ложной работе или отказам устройств релейной защиты, автоматики, телемеханики и связи. Все это снижает надежность электроснабжения потребителей, которая является одним из важнейших показателей электроэнергетических систем (сетей, подстанций), так как любое отключение электроэнергии – плановое и, особенно аварийное, приносит огромный ущерб потребителям и самой энергоснабжающей организации

Кроме этого энергетические объекты должны удовлетворять требованиям техники безопасности и экологичности, а также обладать средствами для обнаружения, локализации и ликвидации последствий возможных чрезвычайных ситуаций. Амурская область – это территория где располагаются основные генерирующие источники ОЭС Востока. Её площадь составляет 361 913 км<sup>2</sup>.

Население Амурской области 816 910 чел. (2013). Административным центром является город Благовещенск, который был основан в 1856 году. На схеме электроснабжения Благовещенск входит в центральный энергорайон.

В настоящее время электроснабжение центрального энергорайона амурской области осуществляется от Благовещенской ТЭЦ, от энергосистемы по сетям 110–220 кВ, к тому же основная часть поступающей по сети 220кВ энергии идет на экспорт в КНР с ПС Благовещенская.

Сеть 220 кВ представлена одной двухцепной ВЛ 220кВ Амурская – Благовещенская со стороны Зейской ГЭС. Со стороны Бурейской ГЭС и Энергосистемы Хабаровского края питание осуществляется по сети 110кВ, представленной ВЛ 110кВ Хвойная – Озерная – Полевая – Ивановка – Волково и ВЛ 110кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка – Тамбовка – Волково. Эти две цепи питают центральный энергорайон через одноцепную ВЛ 110кВ Центральная – Волково, на которой расположен переход через реку Зeya.

Анализ современного состояния сети показывает, что действующая схема не отвечает современным требованиям и не позволяет обеспечить электроснабжение района с требуемой степенью надёжности по следующим причинам:

1. Отключение обеих ВЛ 220кВ Амурская – Благовещенская приведет к нарушению статической устойчивости (СУ), для восстановления СУ необходимо снизить величину экспорта электроэнергии с ПС Благовещенская.

2. Отключение двух АТ 220/110кВ ПС Благовещенская приведет к нарушению СУ, для восстановления СУ необходимо снизить величину экспорта электроэнергии с ПС Благовещенская по ВЛ 110 кВ Благовещенская – Хэйхэ.

3. Отключение ВЛ 220кВ Амурская – Благовещенская, выполненной проводом АС-400 одновременно с (вариантно): ВЛ 110 кВ РайГРЭС – Михайловка, ВЛ 110 кВ Хвойная – Озерная или АТ 220/110 кВ РайГРЭС вызовет перегрузку провода оставшейся в работе второй ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская и АТ ПС Хвойная.

4. Отключение АТ 220/110кВ Райчихинской ГРЭС и ВЛ 110 кВ Центральная – Волково приведет к нарушению СУ, для восстановления СУ необходимо снизить нагрузку района г. Благовещенск и полное отключение экспортной нагрузки по ВЛ, отходящим от ПС Благовещенская.

При любых отключениях со стороны ПС Амурская, перегружается переход через реку Зея по ВЛ 110кВ.

Требуется дополнительная связь со стороны Бурейской ГЭС параллельно сети 110кВ с еще одним переходом через реку Зея.

Целью данной бакалаврской работы является замена открытых распределительных устройств на комплектные распределительные устройства на класс напряжения 35 кВ и замена выключателей на напряжение 110 кВ

В ходе работы были определены следующие задачи:

1. Выявление особенностей схемы электроснабжения Амурской области
2. Анализ подключения реконструируемой ПС
3. Выбор и проверка основного оборудования
4. Проверить целесообразность проекта(экономическое обоснование)
5. Оценить безопасность эксплуатации и влияние на экологию

Для решения поставленных задач будет произведен расчет токов короткого замыкания и произведен выбор и проверка основного силового оборудования, сделана графическая часть подключения в энергосистему и проведена оценка безопасности и экологичности

Реконструируемая подстанция 220/110/35/10 Благовещенская предназначена для электроснабжения города Благовещенск и поставки электроэнергии в район Китая –город Хэйхе. Данная подстанция обслуживается предприятием ФСК ЕЭС

# 1. КРАТКАЯ ЭНЕРГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

## 1.1. Географическая характеристика района

Левобережный район реки Зeya (район проектирования) характеризуется следующими параметрами:

Температуры воздуха:

Максимальная – 40 °С;

Минимальная – -45 °С;

Средняя за год – 0 °С.

В соответствии с картами районирования территорий страны по скоростным напорам ветра, размером гололедных образований и грозовой активности, имеем следующее:

- Район по ветру – III, т.е. скоростной напор ветра 25 м/с, с повторяемостью 1 раз в 10 лет;

- Район по гололеду – II, т.е. нормативная толщина стенки гололеда 10 мм, с повторяемостью 1 раз в 10 лет;

- Продолжительность гроз в году 40 – 60 часов.

Степень загрязнения атмосферы – 2.

Район проектирования не сейсмичен.

## 2.2. Характеристика потребителей района

Благовещенский РЭС имеет в своем составе различных потребителей.

Суммарная мощность Благовещенского РЭС, в соответствии с контрольным замером 2001 года, составляет 137 МВт.

Процентный состав потребителей Благовещенского РЭС приведен ниже в таблице 2.

Таблица 2 – Структура электропотребления

Отрасль потребления	%
Промышленность	52,7
Сельское хозяйство	16,8
Лесное хозяйство	0,4
Строительство	2,97
Транспорт и связь	5,84
Прочие отрасли	21,29

### **1.3. Краткая характеристика источников питания района**

Центрами питания для Благовещенского РЭС являются:

- Благовещенская ТЭЦ;
- Подстанция «Благовещенская» 220/110/35 кВ.

Благовещенская ТЭЦ имеет, в своем составе, три генератора. Один генератор мощностью 63 МВт, и два генератора мощностью 100 МВт.

Выдачу мощности Благовещенская ТЭЦ осуществляет на напряжении 110 кВ, по шести линиям, в трех направлениях.

Подстанция «Благовещенская» 220/110/35 кВ является крупнейшей подстанцией в Благовещенском РЭС.

На сегодняшний день на подстанции установлены:

- 2 автотрансформатора типа АДЦТГН-125000/220/110/35.

Выдача электроэнергии промышленным и сельскохозяйственным потребителям производится на напряжениях 110, и 35 кВ.

Распределительные устройства 220, 110, 35 кВ выполнены открытыми распределительными устройствами (ОРУ).

ОРУ 220 кВ ПС Благовещенская запитывается по ВЛ 220 кВ от ПС Амурская.

От ОРУ 110 кВ ПС Благовещенская отходят 7 линий.

От ОРУ 35 кВ ПС Благовещенская отходят 3 линии.

Географическое расположение севернее города Благовещенск



Рис. 1 – План подстанции

## 2 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

### 2.1 Анализ существующего состояния энергосистемы Амурской области

Энергетические потоки на участках: энергосистема Амурской области - энергосистема Хабаровского края и энергосистема Хабаровского края - Приморская ГРЭС направлены с запада на восток от ЕЭС (передача электроэнергии на гидроэлектростанцию) в энергосистемы Хабаровского края и Приморского края).

В ежедневном разделе потоки в этих разделах были обратимыми. В дневное время Зейская и Бурейская ГЭС были загружены до максимума, а в часы разгрузки они были разгружены для обеспечения загрузки ТЭЦ в цикле выработки тепла и электроэнергии. В период паводка гидроэлектростанции - Зейская и Бурейская ГЭС - были максимально загружены с максимальной возможной разгрузкой тепловых электростанций, в результате чего участки энергосистемы Амурской области - Хабаровская ГРЭС Сети были направлены только на восток.

В районе Южно-Якутского энергетического округа (ЯНУЭР) - энергосистемы Амурской области, поток электроэнергии имел преимущественное направление в энергосистеме Амурской области. Обратный поток энергии - на ГАЭС - наблюдался в периоды, когда Нерюнгринская ГЭС эксплуатировалась одной ТГ, и во время аварийного отключения оборудования Нерюнгринской ГЭС.

Поступление электроэнергии в энергосистему Забайкальского края осуществлялось для проведения плановых и аварийных ремонтов высоковольтных линий 220 кВ и генерирующих объектов на территории энергосистемы Забайкальского края и в соответствии с утвержденными бухгалтерскими балансами электричества и мощности. Перетоки из энергосистемы Забайкальского края в Амурскую энергосистему были необходимы для ремонта высо-

ковольтных линий 220 кВ на территории энергосистемы Амурской области (в основном на Тынде-Хоргоичи-Лопче-Юктали). Равнина Хани, транзитная цепь).

Для увеличения мощности участка Приморская ГРЭС-Южный Приморский край на Приморской ГРЭС (VL-200) было включено дополнительное генерирующее оборудование во время максимальных зимних нагрузок и шунтирующий реактор 500 кВ на Приморской ГРЭС, а также во время максимальных нагрузок Владивостока, Владивостокские турбогенераторы были дополнительно включены в режим СЦ. ТЭЦ-2 и Партизанская ТЭЦ

### 3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

#### 2.1 Описание существующей подстанции

В настоящее время на Благовещенской подстанции 220 кВ работают 2 автотрансформатора напряжением 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА типа АТДСТН 125000/220/110/35 кВ.

Открытое распределительное устройство 220 кВ Благовещенской подстанции 220/110/35 кВ выполнено по схеме № 220-9 «Одна действующая шинная система с разделителем».

Компактные модульные ячейки HPL Compact с 3-полюсными газовыми изоляторами HPL 245 V1 и трансформаторами тока IMB 245, Компактный модульный модуль LEM 245 компактные модульные элементы с трансформатором напряжения SRVB 245, трансформатор напряжения PEXLIM P 192-ХН 245М и заземляющий выключатель, разъединители установлены в ОРУ. Заземлители SGF 245 и ТЕС 245.

Открытое распределительное устройство 110 кВ выполнено по схеме № 110-12 «Одно рабочее, разделенное выключателем и шунтирующей системой». В ОРУ установлены выключатели масляного бака МКР-110М со встроенными трансформаторами тока, трансформаторами напряжения НКФ и горизонтальными поворотными разъединителями типа RLND-110 / 600U1 с ручными приводами на основном и заземляющем ножах.

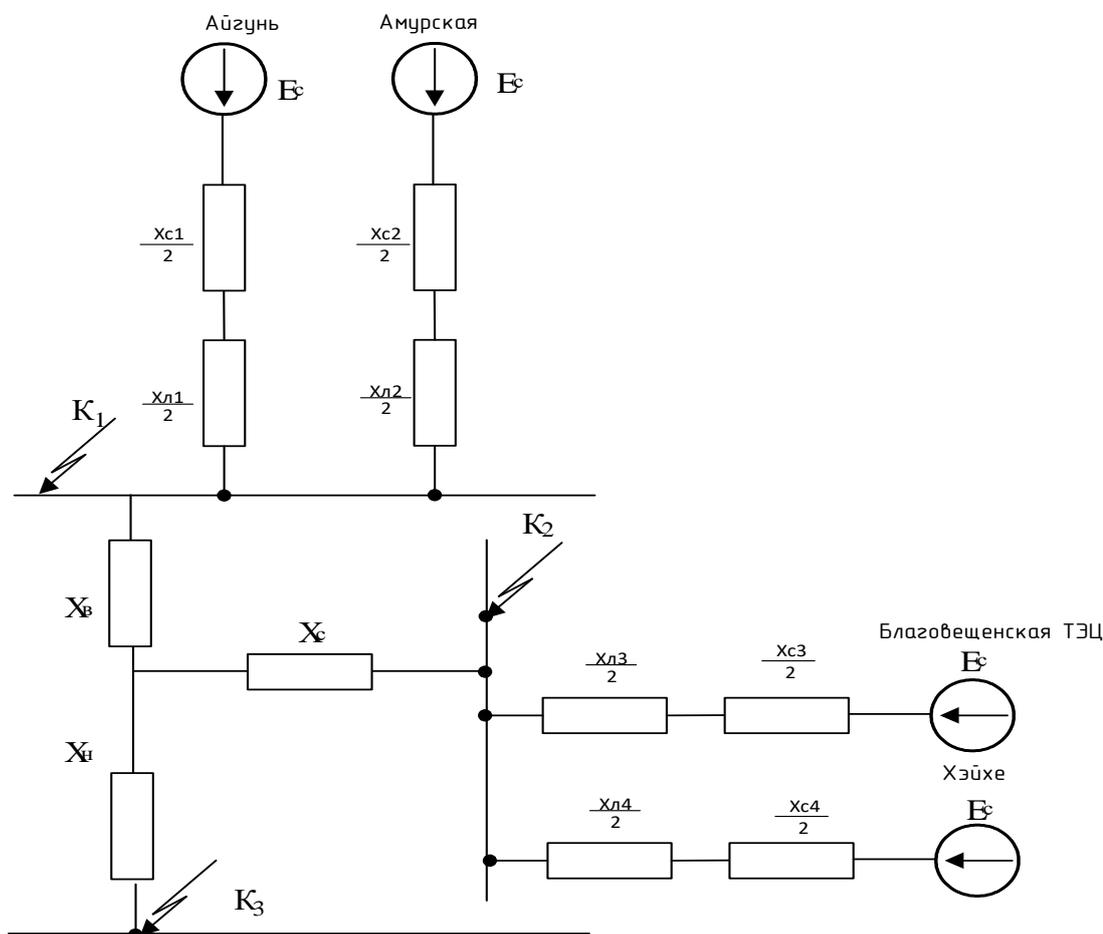
Открытое распределительное устройство 35 кВ выполнено по схеме № 35-9 «Одна работающая система шин с разделителем». В ОРУ устанавливаются масляные выключатели С-35М со встроенными трансформаторами тока, трансформаторы напряжения типа ЗНОМ и горизонтально-поворотные разъединители типа РНДП-35 / 1000У1 с ручными приводами на основном и заземляющем ножах.

Питание вспомогательных нужд обеспечивается от двух вспомогательных трансформаторов напряжением 35 / 0,4 кВ, мощностью 630 кВА каждый. Рабочий ток на подстанции составляет 220 В от двух батареек типа 2 В 275.

На территории подстанции есть два здания. Щиты переменного и постоянного тока, аккумуляторы, панели управления релейной защиты и коммуникационное оборудование расположены как в первом, так и во втором корпусах, а оборудование отдельно для разных подключений. Оборудование 1-й подстанции - для автотрансформаторов, исходящих линий и распределительных устройств 35, 110 кВ. Оборудование 2-го пункта управления - для исходящих линий и ОРУ-220 кВ.

Мы рассчитаем токи короткого замыкания в относительных единицах. Расчетный тип короткого замыкания - трехфазное короткое замыкание. Расчет токов до. выполняется, как правило, без учета активных сопротивлений и проводимости элементов сети, а также сдвигов фаз между векторами эдс. источники. Следовательно, для составления схемы замены для данной электрической цепи необходимо только определить индуктивные сопротивления всех элементов сети и ЭДС. источники, питающие точку kz [2].

На рисунке 1 показана эквивалентная схема с обозначенными точками



## Рисунок 2 – Схема замещения

### 3.1 Алгоритм расчета токов КЗ

- 1) Нужно составить схему замещения для данного участка сети
- 2) Т.к. обычно расчет КЗ принято вести в относительных единицах выбираем базисную мощность  $S_b$ , принимаем  $S_b=100\text{MVA}$
- 3) Определяем параметры схемы замещения по следующим расчетным формулам :

$$X_{ТВ} = \frac{U_{КВ}}{100} * \frac{S_b}{S_T}; \quad (1)$$

$$X_{ТС} = \frac{U_{КС}}{100} * \frac{S_b}{S_T}; \quad (2)$$

$$X_{ТН} = \frac{U_{КН}}{100} * \frac{S_b}{S_T}; \quad (3)$$

$$X_{Л} = X_{уд} * L_{Л} * \frac{S_b}{U_{НОМ}^2}; \quad (4)$$

$$E_C = 1; \quad (5)$$

$$X_C = \frac{S_b}{S_{КЗ}}; \quad (6)$$

где :

$X_{ТВ}$  - индуктивное сопротивление обмотки высшего напряжения трансформатора, о.е.

$X_{тс}$  - индуктивное сопротивление обмотки среднего напряжения трансформатора; о.е.

$X_{тн}$  - индуктивное сопротивление обмотки низкого напряжения трансформатора; о.е.

$U_{кв}, U_{кс}, U_{кн}$  – напряжение короткого замыкания соответствующей обмотки трансформатора, %.

$S_{т}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА.;

$S_{б}$  – базисная мощность, МВА.;

$X_{л}$  – индуктивное сопротивление линии, о.е.;

$X_{уд}$  – удельное индуктивное сопротивление линии, ом/км.;

$L_{л}$  – длина линии, км.;

$U_{н}$  – номинальное напряжение, кВ.;

$E_{с}$  - ЭДС системы, о.е.;

$X_{с}$  – сопротивление системы, о.е.;

$S_{кз}$  – мощность короткого замыкания, МВА.

4) Определяется эквивалентная ЭДС и эквивалентное сопротивление системы относительно заданной точки КЗ по следующим формулам:

Эквивалентное сопротивление при последовательном соединении элементов :

$$X_{эkv} = X_1 + X_2, \quad (7)$$

где:

$X_{эkv}$  – эквивалентное сопротивление, о.е.;

$X_1$  - сопротивление первого элемента, о.е.;

$X_2$  - сопротивление второго элемента, о.е.;

Эквивалентное сопротивление при параллельном соединении элементов :

$$X_{эkv} = (X_1 * X_2) / (X_1 + X_2); \quad (8)$$

Где:  $X_{\text{экв}}$  – эквивалентное сопротивление, о.е.;

$X_1$ - сопротивление первого элемента, о.е.;

$X_2$ - сопротивление второго элемента, о.е.;

Эквивалентная ЭДС двух параллельно соединенных ЭДС:

$$E_{\text{экв}} = (E_1 * X_2 + E_2 * X_1) / (X_1 + X_2); \quad (9)$$

где:

$E_{\text{экв}}$  – эквивалентная ЭДС, о.е.;

$E_1$  – ЭДС первой ветви, о.е.;

$E_2$  – ЭДС второй ветви, о.е.;

$X_1$  – сопротивление первой ветви, о.е.;

$X_2$  – сопротивление второй ветви, о.е.;

Также могут применяться алгоритмы преобразования треугольника сопротивлений в звезду сопротивлений и наоборот ( в данном дипломном проекте не применяются ).

5) Рассчитывается значение тока КЗ по следующим формулам:

$$I_{\text{б.}} = \frac{S_{\text{б.}}}{\sqrt{3} * U_{\text{CP}}} = \frac{100}{\sqrt{3} * 225,2}; \quad (10)$$

$$I_{\text{кз}} = (E_{\text{экв}} / X_{\text{экв}}) * I_{\text{б.}}; \quad (11)$$

$$I_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{y}} \cdot I_{\text{кз}}; \quad (12)$$

$$K_{\text{y}} = 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{\text{a}} \cdot \omega}}; \quad (13)$$

где:

$I_{\text{б}}$  – базисный ток, о.е.;

$S_{\text{б}}$  – базисная мощность, МВА.;

$U_{\text{ср}}$  – среднее напряжение, кВ;

$I_{\text{кз}}$  – ток КЗ;

$E_{\text{экв}}$  – эквивалентная ЭДС, о.е.;

$X_{\text{экв}}$  – эквивалентное сопротивление, о.е.;

$I_{\text{уд}}$  – ударный ток в месте КЗ, кА;

$K_{\text{уд}}$  – ударный коэффициент, б.р.;

$T_{\text{а}}$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с (выбирается по справочнику);

### 3.2 Расчет токов КЗ

Схема замещения приведена на рисунке .

Принимаем  $S_{\text{б}} = 100$  МВА;

По формулам (1) – (6) найдем параметры схемы замещения:

$E_1 = 1$ ;

$$X_{\text{с1}} = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{кз1}}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}} \cdot I_{\text{кз}}}$$

Где  $S_{\text{кз1}}$  – мощность КЗ Айгунь;

$$X_{\text{с1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 225,2 \cdot 7,5} = 0,034$$

$X_{\text{л1}} = (0,306/2) * 5,1 * (100/(225,2^2)) = 0,0059$  о.е.;

$U_{\text{кв}} = 0,5 * (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75$  %;

$U_{\text{кс}} = 0,5 * (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25$  %;

$U_{\text{кн}} = 0,5 * (6,5 + 17,5 - 10,5) = 6,75$  %;

$X_{\text{тв}} = (10,75/100) * (100/40) = 0,268$  о.е.;

$X_{\text{тс}} = (-0,25/100) * (100/40) = -0,00625$

$X_{\text{тн}} = (6,75/100) * (100/40) = 0,169$  о.е.;

Используя формулы (7) – (13), рассчитаем значение тока КЗ на шинах 110 кВ ПС «Благовещенская» ( точка КЗ-1 ):

$X_{\text{экв1}} = (X_{\text{с1}} + X_{\text{л1}}) = 0,04$  о.е.

$E_{\text{экв}} = 1$  о.е.

$$I_6 = 100 / (1,732 * 225,2) = 0,256 \text{ о.е.};$$

$$I_{кз1} = (1/0.04) * 0.256 = 6,4 \text{ кА};$$

$$i_{уд1} = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,4 = 9,05 \text{ кА}$$

Аналогичным образом расчет ведется для остальных точек КЗ.

Результаты расчета заносятся в Таблицу 1

Таблица 1 – Токи короткого замыкания и ударные токи в точках КЗ

Точка КЗ	$I_{ин}$ , кА	$I_{по}$ , кА	$i_{уд}$ , кА
К1	3,69	6,4	9,05
К2	4,85	6,87	9,7
К3	5,18	7,33	10,36

## 4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ

### 4.1 Выбор оборудования на 110 кВ

Сначала, в финальной квалификационной работе, мы выберем оборудование на 110 кВ, а затем восстановим распределительное устройство и заменим его на распределительное устройство, а затем выберем оборудование в нем.

#### 4.1.1 Выбор переключателя

Выключатели являются основными переключающими устройствами и используются для отключения и включения цепей в различных режимах работы, наиболее важной операцией является отключение токов короткого замыкания.

При выборе выключателей необходимо учитывать основные требования к ним. Выключатели должны надежно отключать любые токи нормального режима и короткого замыкания, а также малые индуктивные и емкостные токи, предотвращая возникновение опасных переключающих перена-

пряжений.

Переключатели выбираются по номинальному напряжению  $U_{ном}$ , длительному номинальному току  $I_{ном}$ , отключающей способности, электродинамическому и термическому сопротивлению. Электродинамическое сопротивление характеризуется максимально допустимым током короткого замыкания. (максимальное мгновенное значение общего тока)  $I_{уд\ max}$ . Условие испытания электродинамического сопротивления:

$$I_{уд} < I_{дин\ max}, \quad (14)$$

где  $I_{уд}$  – расчетный ударный ток в цепи.

Отключающая способность выключателя задана номинальным током отключения  $I_{отк}$  в виде действующего значения периодической составляющей тока.

Проверка на термическую стойкость заключается выполняется по следующему условию:

$$W_k \leq I_T^2 \cdot t_T; \quad (15)$$

Тепловой импульс тока КЗ рассчитывается по выражению :

$$W_k = I_k^2 (t_{откл} + T_a), \quad (16)$$

где  $t_{откл}$  – время от начала КЗ до его отключения ,

$T_a$ - постоянная времени затухания аperiodического тока.

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$W_k = 6,4^2 \cdot (0,2 + 0,05) = 10,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Термическая стойкость выключателя :

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

Номинальный ток:

$$I_{н110} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 110} = 656,08 \text{ А ;} \quad (17)$$

Таблица 2 - Выбор выключателя 110 кВ.

Каталожные данные	Расчетные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 3150 \text{ А}$	$I_{p.max} = 656,08$	$I_p \leq I_n$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 10,24 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 6,4 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 6,4 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$

Тип выключателя: ВЭБ – 110 – 40 / 2500 УХЛ1.

Элегазовый выключатель бака ВЭБ110-40 / 2500 УХЛ1. Имеет пружинный привод типа ППРК-2000СМ и встроенные трансформаторы тока. Выключатель оборудован устройствами для электрического нагрева полюсов, которые, когда температура окружающей среды падает до  $-25 \text{ }^\circ\text{C}$ , автоматически включаются и выключаются при минус  $19: 22 \text{ }^\circ\text{C}$ . Контроль утечки газа SF6 из полюсов Переключение осуществляется с помощью электроконтактных сигнализаторов плотности. Полюса выключателя VEB110П \* 40/2500 оснащены аварийным разрывным диском.



Рисунок 2 – Выключатель ВЭБ – 110 – 40 / 2500 УХЛ1

#### 4.1.2 Выбор разъединителей.

Разъединитель - это устройство коммутации контактов, предназначенное для отключения и включения электрической цепи без тока или с небольшим током, которое для безопасности имеет изолирующий зазор между контактами в разомкнутом положении.

Во время ремонтных работ создается видимый зазор между частями, которые остаются под напряжением, и устройствами, снятыми для ремонта. Разъединители не могут отключить токи нагрузки, поскольку в контактной системе отсутствуют искровые устройства, и в случае ошибочного отключения токов нагрузки возникает стабильная дуга, которая может привести к межфазным повреждениям и несчастным случаям с обслуживающим персоналом. Перед работой разъединителей цепь должна быть разомкнута с помощью выключателя.

Надежность разъединителей предъявляет высокие требования. Это объясняется большим количеством разъединителей в электроустановках и их важностью для электрических схем. Чтобы обеспечить надежную и безопасную работу разъединителей, они стремятся использовать трехполюсные разъединители. Чтобы предотвратить ошибочные операции с разъединителями, установите блокировки, которые позволят вам работать с разъединителями в случае отключения соответствующего выключателя.

Разъединители могут быть выполнены с одним или двумя заземляющими ножами. Они выбраны для номинального напряжения  $U_{ном}$ , номи-

нального долгосрочного тока  $I_{ном}$ , в режиме сс. проверка на тепловое и электродинамическое сопротивление. Рассчитанные значения для выбора разъединителей такие же, как для выключателей.

Таблица 5 - Выбор разъединителей. RU-110

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_{p.max} = 656,08 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{уд} = 9,05 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = 10,24 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Тип разъединителя: РГ – 110 / 1000 УХЛ1.

Разъединители РГ-110 для наружного горизонтального вращения предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей, находящихся под напряжением, а также для заземления отключенных участков с помощью заземляющих выключателей (при их наличии), которые встроены в разъединитель.

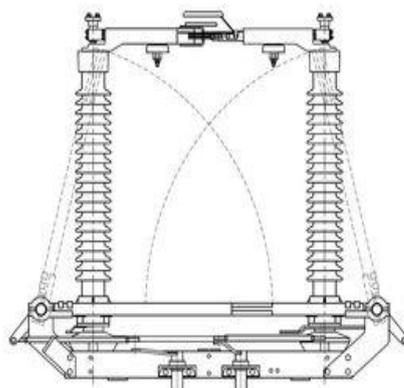


Рисунок 5 – Разъединитель РГ – 110 / 1000 УХЛ1.

#### 4.1.3 Выбор силовых трансформаторов

На подстанциях 35–750 кВ обычно устанавливаются один или два трансформатора (автотрансформатор). Количество и мощность трансформаторов выбирается с учетом требований к надежности электроснабжения, характера нагрузочных графиков и допустимых систематических и аварийных перегрузок трансформаторов по ГОСТ 14209-85.

При постепенном увеличении нагрузки допускается установка одного трансформатора на начальный период работы, если резервирование потребителей осуществляется через сети среднего и низкого напряжения. Аппаратура и проводники в цепях трансформатора, с учетом перспективы, должны, как правило, рассчитываться по номинальному току, току перегрузки и току короткого замыкания для установки более мощных трансформаторов, следуя стандартной шкале номинальной мощности.

Установленные трансформаторы и автотрансформаторы должны иметь встроенное устройство РПН. Дополнительная установка линейных регулирующих трансформаторов для независимого регулирования напряжения в различных сетях требует обоснования. При этом учитываются характер нагрузки потребителей, требования к качеству электроэнергии и параметры трансформаторов (автотрансформаторов).

Проанализировав вышеуказанные требования и данные, предоставленные Службой перспективных разработок ОАО «ДРСК», можно сделать следующие выводы:

На Благовещенской подстанции целесообразно установить два силовых автотрансформатора мощностью 125 МВА. Это обеспечит резервное питание потребителей в случае технологических сбоев на подстанции.

В случае дальнейшего увеличения нагрузки подстанция сможет обеспечивать мощность до 80 МВА, переключая силовые трансформаторы в параллельную работу.

Под условия мощности и напряжения мы выбираем трансформатор АТДСТН-125000/220/110/35 со следующими техническими характеристиками:

Номинальная мощность  $S_{ном} = 125$  МВА;

Напряжение обмотки: ВН - 230 кВ; СН - 121 кВ; НН - 38,5 кВ;

Напряжение короткого замыкания  $U_k$ : ВН-СН - 9,97%;

ВН-НН - 29,6%; СН-НН - 18,3%.

Размеры: длина 6,9 м; ширина 3,9 м; высота бм

#### 4.1.4 Выбор трансформаторов тока

Для управления режимом работы электрического приемника используются измерительные приборы, которые подключены к цепям высокого напряжения через трансформаторы тока. Трансформаторы тока выбираются по значению тока, протекающего в первичной обмотке. Трансформаторы тока для цепи, как и силовые трансформаторы, выбираются одинаково. Первичный ток - это ток, протекающий через первичную обмотку трансформатора тока в аварийном режиме, когда один из трансформаторов отключен, а второй, соответственно, несет нагрузку двух шинных систем, т.е. каждый из трансформаторов тока должен быть спроектирован для протекания суммарного тока нагрузки двух шинных систем

Выбор трансформаторов тока

Для напряжения 110 кВ мы выбираем трансформатор тока марки ТОГФ-110.

$$I_{нагр\Sigma} \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 328,03 \text{ A}$$

Трансформаторы тока ТФЗМ 110Б (далее - трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц.

Основные технические характеристики трансформатора тока приведены в таблице 9



Рисунок 9 – Трансформатор тока ТОГФ-110

Таблица 9 - Основные технические характеристики трансформатора тока ТОГФ-110

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальная частота	50
Номинальный первичный ток, А	300
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество вторичных обмоток, в том числе	1;2
-для измерений и учета	3;4;5
-для защиты	
Класс точности вторичных обмоток для измерений	0,5;0,5S
Класс точности вторичных обмоток для защиты	10P

#### 4.1.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}},$$

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

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

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

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие классу точности, необходимо определить расчетную нагрузку во вторичной цепи  $S_{2\text{ расч.}}$ .

Должно при этом соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{доп}} \quad (21)$$

Мощность измерительных приборов и системы учета равна мощности цифрового мультиметра щитового исполнения. Тогда вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_{2\Sigma} = 6 \text{ ВА}$$

Выбор трансформаторов напряжения на 110 кВ

По справочным данным [3] выбираем трансформатор напряжения типа НАМИ-110 УХЛ1



Рисунок 10 – Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1

Таблица 10 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 400 \text{ ВА}$	$S_p = 6 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

## 5. РЕКОНСТРУКЦИЯ ОРУ

В связи с устаревшим оборудованием проведем реконструкцию ОРУ 35кВ с последующей заменой на КРУ. Шкаф КРУ 35 кВ будет выполнять функции приема и распределения эл.энергии в эл.сетях переменного трехфазного тока частотой 50 Гц и номинальным напряжением 35 кВ

Выбор распред устройства произведен по номинальному напряжению, ном току, токам КЗ. Выбираем КРУ серии СЭЩ



Рисунок 13 - КРУ-35 СЭЩ-70-35 УХЛ1

Таблица 13 – Основные параметры шкафа КРУ серии ВМ-4-35

Технические характеристики	Значение
Номинальное напряжение высшей стороны, кВ	35
Номинальный ток, А	1 000,1 600
Ток электродинамической стойкости, кА	64
Ток термической стойкости, кА	25
Температура окружающего воздуха, °С	-60° +40°

5.1 Выбор выключателя на 35 кВ

$$I_{н35} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 35} = 2061,9 \text{ А} \quad (18)$$

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 7,33^2 \cdot (0,2 + 0,05) = 13,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Термическая стойкость выключателя :

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

Таблица 3 - Выбор выключателя РУ-35кВ.

Каталожные данные	Расчетные	Условия выбора
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$

$I_n = 3000 \text{ A}$	$I_{p.max} = 2061,9$	$I_p \leq I_n$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 13,43 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 7,33 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 7,33 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$

Выбираем выключатель вакуумный высоковольтный ВВУ-СЭЦ-П-35-20/1600 предназначен для использования в закрытых распределительных устройствах 35 кВ, а также в КРУ 35 кВ. Имеет исполнение с пружинно-моторным (ВВУ-СЭЦ-П-35-20/1600) и с электромагнитным приводом (ВВУ-СЭЦ-Э-35-20/1600).



Рисунок 3 – Выключатель ВВУ- СЭЦ-П-35-20/1600

## 5.2 Выбор разъединителя

Разъединители могут выполняться с одним или двумя заземляющими ножами.

Таблица 6 - Выбор разъединителей.РУ-35кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 3000 \text{ A}$	$I_{p.max} = 2061,9 \text{ A}$	$I_p \leq I_n$
$I_{дин} = 63 \text{ кА}$	$I_{уд} = 7,33 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$

$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200 \text{кА}^2 \text{с}$	$B_k = 7,33 \text{кА}^2 \text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
---	-----------------------------------	------------------------------------

Тип разъединителя: РГП – 35 / 1000 УХЛ1.

Разъединители РГП-35 кВ предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрической цепи высокого напряжения 35 кВ, промышленной частоты 50 Гц, токов холостого хода трансформаторов, зарядных токов воздушных линий, а также заземления отключенных участков при помощи встроенных заземлителей.

Р - разъединитель

Г - горизонтально-поворотного типа

П - с полимерной изоляцией, соответствующей II степени загрязнения атмосферы по ГОСТ 9920 (для разъединителей с фарфоровой изоляцией буква отсутствует)



Рисунок 6 – Разъединитель РГП – 35 / 1000 УХЛ1

### **Выбираем трансформаторы тока на напряжение 35 кВ**

На напряжение 35 кВ выбираем трансформатор тока марки ТОЛ-СЭЦ-35

Основные технические характеристики трансформатора тока приведены в таблице 8



Рисунок 8 – Трансформатор тока ТОЛ-НТЗ-35

$$I_{нагр\Sigma} \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 659,8 \text{ A}$$

Таблица 8 - Основные технические характеристики трансформатора ТОЛ-СЭЦ-35

Технические характеристики	Значение
Класс напряжения, кВ	35
Номинальный первичный ток, А	750
Номинальный вторичный ток, А	5
Число вторичных обмоток	до 6
Номинальный класс точности для защиты	10P
Номинальный коэффициент безопасности приборов Кбном вторичной обмотки для измерений	от 2 до 35
Номинальный класс точности для измерений и учета	0,5; 0,5S

## 6. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИИ

На реконструируемой подстанции Благовещенская нужно предусмотреть размещение трансформаторов СН, в камерах трансформаторов проектируемого КРУ-35. Для повышения надежности электроснабжения собственных нужд ПС 220/110/35 кВ «Благовещенская», предусмотрено две секции

СН-0,4(каждая секция запитана от соответствующего трансформатора ТСН-1 и ТСН-2) и СВ СН 0,4 кВ с автоматикой АВР-0,4 кВ.

Потребителями СН подстанции являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, освещение ОРУ и аварийное освещение ОПУ, система пожаротушения, отопление КРУ.

Таблица 14 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		Cos φ	Нагрузка	
	кВт × n	Всего		P <sub>уст</sub> , кВт	Q <sub>уст</sub> , кВт
1	2	3	4	5	6
Подогрев КРУ	-	2*10	1	2*10	-
Отопление и освещение ОПУ	-	100	1	100	-
Отопление и освещение ДП	-	80	1	80	-
Освещение ОРУ	-	10	1	10	-
Прочие	-	46	1	46	-
Итого				261	6

Расчетная нагрузка при  $K_c = 0,8$  :

$$S_{расч} = k_c \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \quad (28)$$

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{261^2 + 6^2} = 208,85 \text{ кВА}$$

$$S_{расч.тр.} = \frac{S_{расч}}{1,4} \cdot \quad (29)$$

$$S_{расч.тр.} = \frac{208,85}{1,4} = 149,18 \text{ кВА}$$

Принимаем два трансформатора ТСН 160/6/0,4

## 7. ИЗОЛЯЦИЯ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

### 7.1 Общие положения

Распределительные устройства (РУ) электростанций и подстанций осуществляются наружной установкой основного оборудования на открытом воздухе (ОРУ).

Во время работы возможно увеличение напряжения выше наибольшего рабочего напряжения - коммутационные и грозовые перенапряжения. Источником энергии внутреннего перенапряжения является ЭДС генераторов системы, а причиной является нормальное или аварийное переключение, сопровождаемое колебательными процессами или резонансными явлениями. Значения внутренних перенапряжений зависят от параметров установки и характера коммутации и носят статистический характер. Причиной грозовых разрядов являются удары молнии в или рядом с электрической установкой в земле. Молния является электрически источником тока. Поскольку значения токов молнии подвержены статистическим колебаниям, а грозовые перенапряжения являются статистическими величинами. Открытые распределительные устройства (ОРУ) защищены стержневыми громоотводами. Для защиты шинных мостов и гибких соединений большой длины используются кабельные молниеотводы. Распределительный щит обычно защищен несколькими молниеотводами. В то же время внешняя часть защиты определяется для каждой пары смещений молнии. Заземляющие выключатели для снятия токов молнии характеризуются импульсным сопротивлением заземляющего проводника. Заземление молниеотводов распределительного устройства в большинстве случаев осуществляется путем их прикрепления к заземляющему устройству подстанции, которое состоит из горизонтальных полос, которые объединяют вертикальные электроды и образуют сетку на площади, занимаемой подстанцией. При монтаже на распределительном устройстве отсоединенных молниеотводов следует соблюдать безопасные расстояния в воздухе и на земле от громоотводов и их заземляющих проводников до частей распределительного устройства [5].

7.2 Расчет заземляющей подстанции  
Контур заземления сетки расположен с оборудованием вне границы 1,5 м (чтобы человек не мог находиться вне плоскости земли при прикосновении к

оборудованию)

[2].

Область использования для заземления:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) \quad (30)$$

$$S = (63 + 2 \cdot 1,5) \cdot (33 + 2 \cdot 1,5) = 2376 \text{ м}^2$$

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

$$d = 20 \text{ мм};$$

Производим проверку выбранного проводника по условиям:

Проверим сечение по условиям механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 \quad (31)$$

$$F_{M.П.} = \pi \cdot 10^2 = 314,16 \text{ мм}^2;$$

Проверим на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (32)$$

где  $T = t_{01} = 0,15$  с – время срабатывания РЗ при его отключении;

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

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{60^2 \cdot 10^6 \cdot 0,15}{400 \cdot 21}} = 253,54 \text{ мм}^2,$$

Проверим сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \quad (33)$$

где  $S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 = 0,102$

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

$$F_{KOP} = 3,14 \cdot 0,102 \cdot (20 + 0,102) = 6,4 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{KOP} + F_{T.C.} \text{ мм}^2; \quad (34)$$

Для средней полосы  $H = 2$  м – толщина сезонных изменений грунта, по которой принимается глубина заложения вертикальных прутков, что позволит  $\rho = const$ .

Если выполняется условие:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} = F_{KOP} + F_{T.C.} \text{ мм}^2;$$

$$F_{M.П.} = 314,16 \geq F_{\min} = 259,92 \text{ мм}^2, \text{ то принимаем } d = 20 \text{ мм}.$$

Принимаю расстояние между полосами сетки:  $l_{П-П} = 10$  м.

Общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{П-П}} \quad (35)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 2376}{10} = 475,2 \text{ м};$$

Уточняется длина горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной  $\sqrt{S}$ .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (36)$$

$$m = \frac{475,2}{2 \cdot \sqrt{2376}} - 1 = 8,74$$

Принимаем:  $m = 10$ .

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 10 \text{ м}; \quad (37)$$

При этом должно соблюдаться условие:

$$1,25 \leq a \leq 40$$

$$1,25 \leq 4,87 \leq 40$$

Величина  $a$  удовлетворяет данному условию.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \text{ м} \quad (38)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{2376} \cdot (10 + 1) = 1072,37 \text{ м}$$

Определяю количество вертикальных электродов.

Принимаю:  $l_B = 5 \text{ м}$  - длина вертикального электрода;

Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = (0,25 \div 8) \cdot l_B$$

$$a = 4 \cdot 5 = 20 \text{ м}$$

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (39)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{2376}}{20} = 9,74$$

Принимаю:  $n_B = 10$ .

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя [2]:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (40)$$

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

Глубина заложения заземлителей от поверхности земли:

$$h_3 = 0 \div 0,1 \cdot \sqrt{S} \text{ м};$$

$$h_3 = 0 \div 10 \text{ м};$$

Принимаю:  $h_3 = 0,7 \text{ м}$ .

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта [2]:

$$\rho_{\text{Э}} = \rho_2 \cdot \left( \frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (41)$$

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

$k$  – коэффициент:

$$k = 0,32 \cdot \left( 1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_0} \right) \quad \text{при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (42)$$

$$k = 0,43 \cdot \left( h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_0} \right) \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (43)$$

Исходя из того, что  $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{50}{30} = 1,67$  расчёт коэффициента  $k$  производится

по формуле:

$$k = 0,32 \cdot \left( 1 + 0,26 \cdot \ln \frac{0,5}{5} \right) = 0,1$$

Теперь определяю:

$$\rho_{\text{э}} = 30 \cdot \left( \frac{50}{30} \right)^{0,1} = 31,57 \text{ Ом/м}$$

Вычисляется расчётное сопротивление  $R$  рассматриваемого искусственного заземлителя:

$$R = 31,57 \cdot \left( \frac{0,4}{\sqrt{2376}} + \frac{1}{1072,37 + 10 \cdot 5} \right) = 0,28 \text{ Ом}$$

где -  $A_{\text{min}}$  - коэффициент подобия; зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{2376}} = 0,102; \tag{44}$$

Принимаю:  $A_{\text{min}} = 0,4$ .

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{э}} + 320) \cdot (I_M + 45)}} \tag{45}$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2376}}{(31,57 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,41;$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \tag{46}$$

$$R_u = R \cdot a_u = 0,28 \cdot 1,41 = 0,394$$

Условие  $R_{II} < 0,5$  выполняется.

### 7.3 Расчет молниезащиты

Здания или сооружения или их части, в зависимости от назначения, интенсивности грозовой активности в этом районе, ожидаемого количества ударов молнии в год, должны быть защищены в соответствии с категориями устройств молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии с помощью молниеотводов различных типов: стержень, кабель, сетка, комбинированные (например, кабель-стержень). Наиболее часто используются молниеотводы [2].

Защитный эффект молниеотвода основан на свойстве молнии поражать самые высокие и наиболее заземленные металлические конструкции. В результате защищенная конструкция, которая ниже высоты громоотвода, вряд ли будет подвергаться воздействию молнии, если она проникает через все ее части в защитную зону громоотвода. Зона молниезащиты считается частью пространства вокруг молниеотвода, который защищает здания и сооружения от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Поверхность защитной зоны имеет самую низкую и наиболее постоянную степень надежности; при перемещении внутри зоны надежность защиты возрастает. Зона защиты типа А имеет степень надежности 99,5% и выше, а типа В - 95% и выше.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений сводится к определению границ зоны молниезащиты, которая представляет собой пространство, защищенное от прямых ударов молнии. Зона защиты однопроволочного громоотвода высотой  $h \leq 150$  м представляет собой круглый конус, который в зависимости от типа защитной зоны характеризуется следующими размерами:

Нормализуются	два	типа	зон:
Зона А	- с	надежностью не менее 0,995	и кВ;
Зона Б	- с	надежностью не менее 0,95	и кВ.

Ударная молния, кабельная молния, а также молниеотводы и металлическая

кровля используются для защиты от прямых ударов молнии. Зона защиты двух одинаковых стержневых громоотводов. При открытом распределительном устройстве 110 кВ мы выполним расчет для защитной зоны типа А с надежностью не менее 0,995 и кВ [9].

Взять высоту громоотвода: м При  $H \leq 150$  м.

Высота зоны защиты:

$$h_{\text{зф}} = 0,85 \cdot H \text{ м.} \quad (47)$$

$$h_{\text{зф}} = 0,85 \cdot H = 0,85 \cdot 31,75 = 26,98 \text{ м.}$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot H \quad (48)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 31,75) \cdot 31,75 = 33 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_x = 11,2 \text{ м.} - \text{ на уровне шинного портала;}$$

$$h_x = 16,7 \text{ м.} - \text{ на уровне линейного портала.}$$

Расстояние между молниеотводами приведено в таблице:

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли при  $H < L \leq 2 \cdot H$  :

$$r_{\text{с0}} = r_0 = 33 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли при  $2 \cdot H < L \leq 4 \cdot H$  :

$$r_{\text{с0}} = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{0,2 \cdot (L - 2 \cdot H)}{H} \right)$$

$$r_{\text{с0}} = 33 \cdot \left( 1 - \frac{0,2 \cdot (70 - 2 \cdot 31,75)}{31,75} \right) = 31,65$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{CX} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L - H) \quad (49)$$

$$h_{CX} = 26,98 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 31,75) \cdot (70 - 31,75) = 20,11$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{CX}^{nm} = r_{C0} \cdot \left( \frac{h_{CX} - h_i}{h_{CX}} \right) \quad (50)$$

$$r_{CX}^{nm} = 33 \cdot \left( \frac{20,11 - 11,2}{20,11} \right) = 14,6$$

Радиус круга зоны защиты защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right) \quad (60)$$

$$r_x = 33 \cdot \left( 1 - \frac{16,7}{26,98} \right) = 12,45$$

Дальше расчет молниезащиты выполняется аналогичным образом, результаты расчета приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Результат расчета молниезащиты.

Молниеотводы	$L, м$	$r_{CX}$ на уровне 1-го защищаемого объекта, м	$r_{CX}$ на уровне 2-го защищаемого объекта, м	$r_{CX}$ на уровне земли, м
1-2	70	14,6	12,45	33
2-3	65	11,4	10,3	33
3-4	70	14,6	12,45	33
4-1	65	11,4	10,3	33

#### 7.4 Анализ грозоупорности

Каждая электроустановка, предназначенная для генерации, передачи или распределения электроэнергии, имеет изоляцию соответствующую ее номинальному напряжению. Рабочее напряжение, приложенное к установке может отличаться от номинального.

Превышение напряжения сверх наибольшего рабочего называется перенапряжением. Перенапряжения подразделяются на внутренние и внешние (грозовые) [5].

Причиной грозовых 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:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{z} \quad (61)$$

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:

$$P_{пр} = e^{-0.04 \cdot I_{кр}} \quad (62)$$

Ток обратных перекрытий при ударах молнии в гирлянду изоляторов:

$$I_{ОП} = \frac{U_{50\%} - 50 \cdot l_{гирл}}{R_u} \quad (63)$$

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

$R_u$  – Импульсное сопротивление заземлителя, Ом.

Вероятность обратных перекрытий при ударах молнии в гирлянду изоляторов [5]:

$$P_{np} = e^{-0.04 \cdot I_{оп}} \quad (64)$$

Число случаев перекрытия изоляции:

$$N_{ПИ} = p_0 \cdot (A + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (B + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (\eta_{np} \cdot p_{\alpha} \cdot P_{np} + \eta_{он} \cdot P_{он}) \quad (65)$$

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:

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}} \quad (66)$$

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

$$N_{нв} = N \cdot N_{гроз\_ч} \cdot l_{оп\_зона} \cdot n_{вл} \cdot (1 - k_{э}) \cdot (p_{\alpha} \cdot \psi_{пр} + \delta_{оп} \cdot p_{оп} \cdot \psi_{оп}) \quad (67)$$

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

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

$l_{оп\_зона}$  – 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:

$$T_{нв} = \frac{1}{N_{нв}} \quad (68)$$

Расчет грозоупорности приведен в приложение В.

Число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий за год равно 0,000789 раз.

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на подстанции из-за грозových разрядов в ОРУ равна 1259 лет.

Число опасных грозových перенапряжений от набегающих волн на подстанцию за год равно 0,00174 раза.

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на подстанции равна 578,6 лет

## 8. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 8.1 Основные виды защиты трансформатора

Трансформаторы конструктивно очень надежны из-за отсутствия движущихся или вращающихся частей. Несмотря на это, во время работы возможны нарушения нормальной работы. В связи с этим трансформаторы оснащены соответствующими устройствами релейной защиты. Межфазные и межвитковые замыкания могут возникать в обмотках транс-

форматоров, а также в коротких замыканиях между обмотками разных напряжений. Межфазные замыкания и замыкания на землю могут также возникать на входах трансформаторов, шин и кабелей.

Из вышеизложенного следует, что защита трансформаторов должна выполнять следующие функции:

- 1) полное отключение трансформатора при его повреждении;
- 2) отсоедините трансформатор от поврежденной части установки, когда через нее проходят большие токи в случае повреждения шин или другого оборудования, связанного с трансформатором, а также повреждения или отказа оборудования или защиты автоматического выключателя;
- 3) подать предупреждающий сигнал дежурному персоналу станции, когда трансформатор перегружен, масло разлагается, уровень масла падает, его температура повышается.

Дифференциальная защита для защиты от обмоток, втулок и трансформаторных шин. Мгновенное отключение тока для защиты трансформатора в случае повреждения его шин, вводов и части обмотки со стороны источника питания. Газовая защита для защиты от повреждения внутри бака трансформатора, сопровождающегося выбросом газа, а также низким уровнем масла. Максимальная сила тока или максимальная направленная защита или такая же защита при запуске напряжения для защиты от перегрузок по току, проходящих через трансформатор, если повреждены как трансформатор, так и другие связанные элементы. Защита от перегрузки по току обычно задерживается. Защита от коротких замыканий на корпусе. Защита от перегрузки срабатывает по сигналу для предупреждения дежурного персонала или отключения на подстанциях без постоянного дежурного персонала. В некоторых случаях для трансформаторов могут использоваться другие типы релейной защиты.

## 8.2 Защита газового трансформатора

Защита газового трансформатора Универсальная защита трансформатора, она также самая чувствительная. Устанавливается на масляных трансформаторах с расширителем масла.

Использование газовой защиты является обязательным на трансформаторах мощностью от 6300 кВА или более, а также на трансформаторах мощностью от 1000 до 4000 кВА, которые не имеют быстродействующей защиты. На трансформаторах 1000 - 4000 кВА использование газовой защиты при наличии другой быстродействующей защиты допускается, но не обязательно. Эффект газовой защиты основан на том, что любое повреждение внутри трансформатора вызывает повышение температуры обмоток, что вызывает разложение масла и изоляцию, эти процессы сопровождаются выделением газа. Образование газа и химический состав газа зависит от характера и степени повреждения. По этой причине газозащита работает в два этапа. Первый этап дает предупреждающий сигнал при медленном газообразовании. Вторая ступень отключает трансформатор в случае интенсивного газообразования или понижения уровня масла, эту ступень защиты можно активировать, минуя первую ступень. В отношении некоторых опасных повреждений действует только он, поскольку другие виды защиты не могут обнаружить определенные виды повреждений. Эти повреждения включают в себя межвитковые цепи, возгорание в стали магнитопровода, сбой в работе устройства РПН и ряд других, что сопровождается локальным повышением температуры частей внутри трансформатора. Танк

### 8.3 Дифференциальная защита трансформаторов

Дифференциальная защита используется в качестве основной защиты быстродействующего трансформатора. Из-за своей сравнительной сложности дифференциальная защита установлена не на всех трансформаторах, а только в следующих случаях:

- 1) на трансформаторах одностороннего действия мощностью от 6300 кВА и выше;
- 2) на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4000 кВА и выше;
- 3) на трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, если отключение по току не обеспечивает необходимой чувствительности ( $I_{дз}$ ), а максимальная за-

щита по току имеет задержку более 1 с. При параллельной работе трансформаторов дифференциальная защита обеспечивает не только быстрое, но и избирательное отключение поврежденного трансформатора.

Дифференциальная защита без временной задержки устраняет только поврежденный трансформатор. Для выполнения дифференциальной защиты трансформатора трансформаторы тока устанавливаются на стороне всех его обмоток. Вторичные обмотки подключены к дифференциальной цепи, а реле тока подключено параллельно к ним. Аналогичным образом выполняется дифференциальная защита автотрансформатора. При рассмотрении принципа дифференциальной защиты условно предполагается, что защищенный трансформатор имеет коэффициент трансформации, равный одному, одинаковому соединению обмоток и одинаковому. Ток срабатывания дифференциальной защиты силового трансформатора на основе микропроцессорных реле должен быть отклонен от скачка тока намагничивания, а также от токов дисбаланса относительно сторон силового трансформатора ВЧ и НЧ:

$$I_{с.з.} \geq \begin{cases} K_{зан1} \cdot I_{номВН}; \\ K_{зан2} \cdot I_{н.б.К-1}; \\ K_{зан3} \cdot I_{н.б.К-2}. \end{cases} \quad (69-71)$$

где  $K_{зан1}$  - коэффициент запаса ( $K_{зан} = 4$ );

$K_{зан2}, K_{зан3}$  - коэффициент запаса ( $K_{зан2} = K_{зан3} = 1,3$ );

$I_{н.б.К-1}, I_{н.б.К-2}$  - токи небаланса от низкой и средней стороны соответственно.

Ток небаланса защиты, относительно стороны НН силового трансформатора:

$$I_{н.б.К-5} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рнн}}{100} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{к.з.К-5}^{(3)}, \quad (72)$$

где  $K_{пер}$  - коэффициент, учитывающий наличие быстронасыщающегося сердечника в трансформаторах тока, наличие переходных режимов ( $K_{пер} = 2$ );

$K_{одн}$  - коэффициент однородности трансформаторов тока, учитывающий наличие трансформаторов тока на разные или одинаковые напряжения (для трансформаторов тока на разные номинальные напряжения  $K_{одн} = 1$ );

$\varepsilon$  - погрешность работы трансформаторов тока, составляющая 5% для выбранных трансформаторов тока, а также для реле на микропроцессорной базе ( $\varepsilon = 0,05$ );

$\Delta f_{добав}$  - величина, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН трансформатора – округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства. По данным фирмы изготовителя значение  $\Delta f_{добав}$  можно принимать равным 0,04;

$\Delta U_{рнн}$  - наибольший относительный предел регулировки напряжения силового трансформатора (при регулировке напряжения  $\pm 9,178\%$ , наибольший относительный предел  $\Delta U_{рнн} = 16,02\%$ )

$$I_{н.б.К-5} = (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + \frac{16,02}{100} + 0,04) \cdot 277,19 = 83,21 \text{ А.}$$

Ток небаланса защиты, относительно стороны СН силового трансформатора:

$$I_{н.б.К-4} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рнн}}{100} + \frac{\Delta U_{нбв}}{100} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{к.з.К-4}^{(3)}, \quad (73)$$

где  $\Delta U_{нбв}$  - наибольший относительный предел регулировки напряжения без возбуждения силового трансформатора (для силового трансформатора, как правило  $\Delta U_{нбв} = 5\%$ ).

$$I_{н.б.К-4} = (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + \frac{16,02}{100} + \frac{5}{100} + 0,04) \cdot 423,25 = 148,22 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} \geq \begin{cases} 4 \cdot 50,2 = 200,8 \text{ А;} \\ 1,3 \cdot 83,21 = 108,173 \text{ А;} \\ 1,3 \cdot 148,22 = 192,68 \text{ А.} \end{cases}$$

Из условия принимаем ток срабатывания защиты, равным 200,8 А.

Ток срабатывания реле определим по формуле:

$$I_{с.р.} = \frac{K_{сх}}{n_{ТА}} \cdot I_{с.з.}; \tag{74}$$

$$I_{с.р.} = \frac{\sqrt{3}}{\left(\frac{100}{5}\right)} \cdot 200,8 = 17,39 \text{ А.}$$

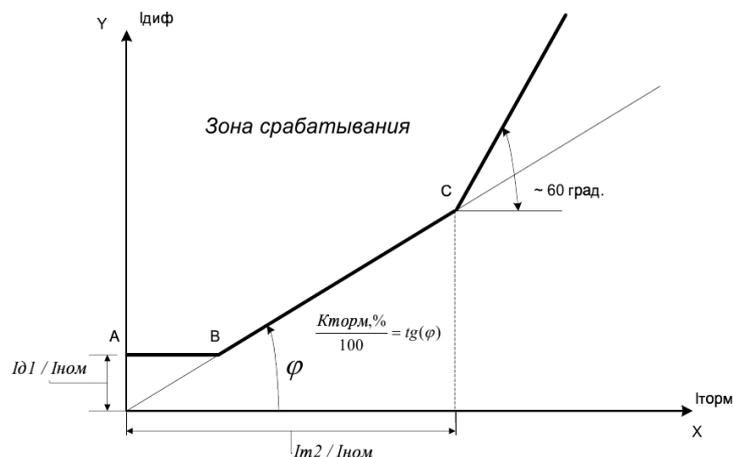


Рисунок 15 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты

Для микропроцессорной релейной защиты представлены значения, указанные на рис. 5, которые представлены в относительных единицах (относительно номинального тока):

$I_1 / I_{НОМ}$  - базовый этап настройки;

$K_{ТОРМ}$  - коэффициент торможения (наклон характеристики торможения на втором сегменте);

$I_{Т2} / I_{НОМ}$  - вторая точка разрыва характеристики торможения;

Базовая настройка  $I_1 / I_{НОМ}$  определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты. Вы должны стремиться к тому, чтобы заданное значение находилось в пределах (0,3–0,5), чтобы обеспечить чувствительность к коротким замыканиям в обмотках с чересстрочной обмоткой и межпроводным коротким замыканиям в любых обмотках.

Коэффициент торможения  $С_{ТОРМ}$  должен обеспечивать, чтобы ступень не работала при сквозных токах, соответствующих второй части характеристики торможения (приблизительно от 1,0 до 3,0  $I_{NH}$ ). Такие токи возможны под действием устройств трансформаторов АВР, секционных выключателей АВР, автоматических линий повторного включения питания.

Если защищенный трансформатор проходит через ток  $I_{skv}$  (внешний ток короткого замыкания), это может вызвать дифференциальный ток (ток баланса):

$$(75)$$

Этот ток вызывает появление тока торможения  $DZT$ , который равен:

$$(76)$$

Формула предполагает, что один ТТ работает точно, второй имеет погрешность равная.

Введем понятие коэффициента снижения тормозного тока:

(77)

Чтобы реле вышло из строя, коэффициент торможения в процентах должен определяться выражением:

(78)

Вторая точка разрыва характеристики торможения.  $I_{T2} / I_{НОМ}$  определяет размер второго раздела характеристики торможения. В режиме нагрузки и аналогичных режимах ток торможения равен сквозному. Появление коротких замыканий катушки лишь незначительно меняет первичное токи, поэтому ток торможения практически не меняется. Для высокой чувствительности к коротким замыканиям в катушке следует, что режим номинальных нагрузок ( $I_T / I_N = 1$ ), режим допустимых непрерывных перегрузок ( $I_T / I_T = 1,3$ ) попадает во второй раздел. Желательно, чтобы режим возможных кратковременных перегрузок (самопроизвольный запуск двигателей после ОВД, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются) попал во вторую секцию.

Поэтому рекомендуется установить  $I_2 / I_{НОМ} = 1,5 - 2$ . Первая точка останова характеристики торможения автоматически рассчитывается в реле и равна:

$$I_{m1}/I_{ном} = (I_{d1}/I_{ном}) 100 / K_{торм} \quad (78)$$

При больших уставках  $I_{d1}/I_{НОМ}$  следует убедиться, что первая точка не заходит за вторую.

Для примера проведем расчет ДЗТ на микропроцессорной базе по вышеизложенной методике для стороны НН:

Для трансформатора, стоящего на ПС Агрокомплекс принимаем

$$I_{d1}/I_{ном} = 0,3.$$

Дифференциальный ток равен:

$$I_{диф} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,1602 + 0,04) \cdot 423,25 = 115,65 \text{ A};$$

$$K_{сн.т} = 1 - 0,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,1602 + 0,04) = 0,85;$$

$$K_{ТОРМ} = 100 \cdot 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,1602 + 0,04) / 0,85 = 100 \cdot 0,390 / 0,85 = 46;$$

$$I_{т1}/I_{ном} = (I_{д1}/I_{ном}) \cdot 100 / K_{ТОРМ} = 0,3 \cdot 100 / 46 = 0,65;$$

$$I_{т2}/I_{ном} = 2;$$

$$I_{т2}/I_{ном} > I_{т1}/I_{ном};$$

Характеристика срабатывания ДЗТ на стороне низкого напряжения примет следующий вид.

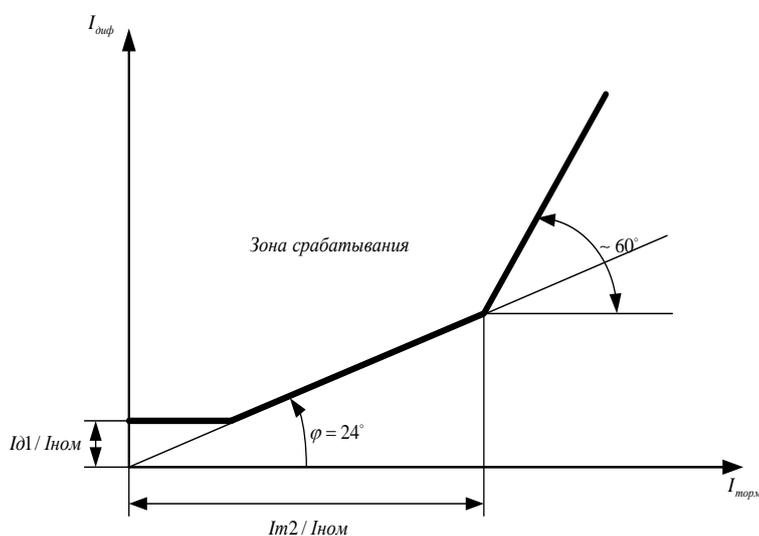


Рисунок 16 – Характеристика срабатывания ДЗТ на стороне НН силового трансформатора

Расчет уставок срабатывания ДЗТ на стороне СН силового трансформатора проводится аналогично.

Также дальнейший расчет защит трансформатора будет приведен для электромеханической базы, а полученные в результате расчета уставки будут актуальными и для релейной защиты на базе микропроцессорных устройств.

#### 7.4 Расчет защит трансформатора

Расчет основных защит трансформатора представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Результаты расчета релейной защиты трансформатора

Наименование величины	Обозначение и метод опре-	Числовое значение для стороны		
		110 кВ	35 кВ	10 кВ
1	2	3	4	5
Первичный ток на сторонах защищаемого тр-ра соответ- ствующей его походной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном,прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 209,9$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 659,8$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2309,4$
Коэффициент трансформации ТТ	$K_I$	300/5	750/5	3000/5
Схема соеди- нения ТТ	–	Д	Д	У
Вторичный ток в плечах защи- ты, соответ- ствующий проходной мощности Т, А	$I_{ном,В} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_I}$	$\frac{209,9 \cdot \sqrt{3}}{300 / 5} = 6,05$	$\frac{659,8 \cdot \sqrt{3}}{750 / 5} = 7,61$	$\frac{2309,4 \cdot \sqrt{3}}{3000 / 5} = 6,66$
<b>МТЗ</b>				
Рабочий максималь- ный ток, А	$I_{р.мах} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 209,9$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 659,8$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2309,4$

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5
Коэффициент чувствительности	$K_q = \frac{I_k \left( \frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{I_{MTЗ}}$	$\frac{14,1 \cdot \left( \frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{0,592} = 20,6$	$\frac{5,037 \cdot \left( \frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{1,8629} = 2,34$	$\frac{11,1 \cdot \left( \frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{6,5206} = 1,47$
Коэффициент чувствительности	$K_q = \frac{I_k \left( \frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{I_{MTЗ}}$	$\frac{14,1 \cdot \left( \frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{0,592} = 20,6$	$\frac{5,037 \cdot \left( \frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{1,8629} = 2,34$	$\frac{11,1 \cdot \left( \frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{6,5206} = 1,47$
<b>Защита от перегрузки</b>				
Ток срабатывания защиты, А	$I_{CЗ.П} = \frac{K_{омс}}{K_B} \cdot I_{ном}$	$\frac{1,05}{0,85} \cdot 209,9 = 259,28$	$\frac{1,05}{0,85} \cdot 659,8 = 815,04$	$\frac{1,05}{0,85} \cdot 2309,4 = 2852,8$
Вторичный ток защиты, А	$I_{втор.П} = K_{сх} \cdot \frac{I_{CЗ.П}}{n_T}$	$\frac{259,28}{40} \cdot 1,732 = 11,22$	$\frac{815,04}{240} \cdot 1,732 = 10,08$	$\frac{2852,8}{600} \cdot 1,732 = 8,235$

## 9 ЭКОНОМИКА

В данном разделе будет произведен расчет стоимости установки проектируемой подстанции, оценка оборудования

Таблица 18 – Укрупненные стоимостные показатели ПС благовещенская

Тип оборудования	Затраты	Величина затрат, тыс. руб.
КРУ-35 кВ	4*200	800
Элегазовый выключатель	3*12500	37500
Постоянная часть затрат	47500	47500
Противоаварийная автоматика	1200	1200
Итого:		112600
Стоимость реконструкции ПС (с учетом сопутствующих затрат 25%)*3,73		744508

## 10. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 10.1 Security

В зависимости от характера воздействия на организм человека опасных факторов выделяют следующие виды производственного травматизма:

- механические повреждения (ушибы, травмы, вывихи, переломы, сотрясение мозга и т. Д.);
- поражение электрическим током (поражение электрическим током, поражение электрическим током);
- тепло (ожоги, тепловой шок, обморожение);
- химический (ожоги, острые отравления);
- комбинированные, вызванные одновременным воздействием нескольких факторов с различными последствиями.

Причины производственного травматизма можно разделить на следующие основные группы: технические, санитарно-гигиенические, организационные, психофизиологические.

10.1.2. Требования к обслуживающему персоналу  
Согласно требованиям ПУЭ, на любом объекте электроэнергетики должен проводиться постоянный и периодический мониторинг технического состояния электроустановок. Постоянный мониторинг должен осуществляться обслуживающим и обслуживающим персоналом энергообъекта. Периодические проверки оборудования должны проводиться лицами, ответственными за их безопасность. Персонал, ответственный за технический надзор за оборудованием, также должен быть назначен. Периодичность проверок устанавливается техническим руководителем энергообъекта. Результаты проверок должны быть зарегистрированы в специаль-

ном

журнале.

Лица, ответственные за состояние и безопасную эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений, должны обеспечивать соблюдение технических условий при эксплуатации энергообъектов, с учетом их состояния, расследовании и регистрации отказов электростанций и их компонентов, ведении документации по техническому обслуживанию и ремонту. , Технический персонал, проводящий проверки и ремонт электроустановок, должен подтвердить свои знания правил техники безопасности, сдав экзамен РТВ для соответствующей группы и выдав сертификацию. Кроме того, персонал должен знать рабочие схемы, должностные инструкции и инструкции по эксплуатации, а также характеристики оборудования.

10.1.3 Основные электротехнические средства

Основным фактором в обслуживании электрооборудования, является поражение персонала электрическим током. Поэтому подстанция должна быть оснащена средствами индивидуальной защиты. Персонал, обслуживающий электроустановки, подразделяется на рабочие группы, обслуживающие подстанции и распределительные сети, и персонал централизованного ремонта подстанций, воздушных и кабельных линий. Количество команд и их состав с учетом электробезопасности групп определяется исходя из условий труда. Электрооборудование, которое используется оперативно-пропагандистскими и ремонтными группами или для индивидуального использования персонала, должно храниться в коробках, сумках и чехлах. Средства защиты при эксплуатации проходят периодические испытания, их условия и виды испытаний стандартизированы в [1]. В дополнение к набору аутрич-команды и команды по техническому обслуживанию существуют стандарты найма RP, p / st, щитов и пультов дистанционного управления. В таблице 1 приведены правила покупки защитного снаряжения n / ст.

Таблица – 16 средства защиты.

Средства защиты	Наименование, допустимое количество
1.Изолирующая штанга.	2 шт.
2.Указатель напряжения.	2 шт.
3.Изолирующие клещи.	по 1 шт. на 10 и 35 кВ.
4.Диэлектрические перчатки.	не менее 2 пар.
5.Диэлектрические боты.	1 пара
6.Переносное заземление.	не менее 2 на каждое напряжения
7.Шланговый противогаз.	2 шт.
8.Защитные очки.	2 пары.

Цены комплектации минимальны. Используемые средства размещаются в специально отведенных местах. Складские помещения должны иметь списки средств защиты.

#### 10.1.4 Безопасность при проверке и обслуживании устройств релейной защиты и автоматики

Для обеспечения безопасности работ, выполняемых в цепях измерительных приборов и устройств релейной защиты, все вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения должны быть постоянно заземлены. В цепях релейной защиты для группы электрически подключенных вторичных обмоток трансформаторов тока, независимо от их количества, заземление допускается только в одной точке. В случае необходимости обрыва цепи тока измерительных приборов и реле цепь вторичной обмотки трансформатора тока предварительно замыкается на специально предназначенные для этого клеммы. В цепях между трансформаторами тока и клеммами, где установлено короткое замыкание, запрещается выполнять работу, которая может привести к

замыканию цепи. При работе с трансформаторами тока или их вторичными цепями необходимо соблюдать следующие меры безопасности:

а) шины первичных цепей не следует использовать в качестве вспомогательных проводников во время монтажа, во время сварки не используйте их в качестве токонесущих цепей.

б) подключить измерительные и защитные цепи к клеммам указанных трансформаторов тока после завершения установки вторичных цепей;

в) при проверке полярности устройства, с помощью которых он изготовлен, до подачи импульса тока на первичную обмотку надежно подключаются к вторичным клеммам.

Работа в цепях устройств релейной защиты, электроавтоматики и телемеханики выполняется по исполнительным схемам, работа с памятью запрещена.

При проверке цепей измерения, сигнализации, управления и защиты, при необходимости, разрешается оставаться в электроустановочном помещении с напряжением выше 1000 В на одного человека из бригады в соответствии с условиями работы; лицо, отдельное от производителя, должно иметь группу не менее 3 человек; Этот человек должен быть предоставлен производителем с необходимыми инструкциями по безопасности.

При работе в цепях трансформаторов напряжения с подачей напряжения от постоянного источника предохранитель снимается с верхних и нижних напряжений, а автоматы отключаются от вторичных обмоток.

## 10.2 Экологичность

### 10.2.1 Электричество и экологичность

Электроэнергетика является одной из самых опасных отраслей с точки зрения экологической безопасности. Негативное воздействие объектов электроэнергетики на окружающую среду имеет несколько составляющих: дым, электромагнитные воздействия, тепловые воздействия, радиоактивные воздействия (АЭС), пыль, химическое загрязнение, повреждение живых организмов электрическим током и ряд других.

В данной дипломной работе обсуждается проектирование релейной защиты и

автоматики. Устройства релейной защиты и автоматики предназначены для предотвращения развития аварийных ситуаций в энергосистеме, во время которых, как правило, наибольшее негативное влияние на окружающую среду оказывают многие из перечисленных выше факторов, которые служат устройствами релейной защиты и управления. как барьер между энергетическими объектами и биосферой.

#### 10.2.2 Воздействие на окружающую среду электростанции.

Негативное влияние подстанции на окружающую среду в основном имеет следующие аспекты:

- повышенный уровень акустического шума, возникающего при эксплуатации трансформаторов и автотрансформаторов;
- опасность загрязнения почвы и подземных (поверхностных) вод трансформаторным маслом;
- повышенный уровень электромагнитных полей.

#### 10.2.3 Акустические шумы

Трансформаторы являются источниками акустического шума из-за работы их электромагнитных систем и систем охлаждения.

Уровень шума трансформатора при его эксплуатации на рабочем месте определяется по методике, приведенной в [12].

Перед установкой трансформатора АДЦТН 125000/220/110/35 необходимо проверить на приемлемый уровень шума

Уровень шума, создаваемого трансформатором, на расстоянии  $R$  от трансформатора определяется по формуле, дБА:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R^2) \quad (79)$$

Принимаем, что трансформаторы располагаются от расчетной точки на одном и том же расстоянии. Корректированный уровень звуковой мощности от нескольких источников шума, дБА:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot L_{PAi}} \quad (80)$$

Для определения минимального расстояния используем допустимый уровень звука  $DU_{LA}$ , который определяется для различных типов территорий, дБА:

$$DU_{LA} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R_{\min}^2) \quad (81)$$

Отсюда: 
$$r_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - L_A)}}{2 \cdot \pi}}$$

Таблица – 17 Исходные данные для расчета

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной масла (система охлаждения вида ДЦ)	125	220	Территории, непосредственно прилегающие к зданиям домов отдыха и пансионатов.

Расчетные данные трансформаторов:

$S_{НОМ} = 125 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ,  $U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$ , трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха. Для данного типа трансформаторов скорректированный уровень звуковой мощности  $L_{РА} = 108 \text{ дБА}$ .

Корректированный уровень звуковой мощности от двух трансформаторов:

$$L_{РА} = 10 \lg(2 \cdot 10^{0,1 \cdot 108}) \text{ дБА}$$

Согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» допустимый уровень звука в период с 23<sup>00</sup> до 7<sup>00</sup> составляет 45 дБА:

$$ДУ_{LA} = 45 \text{ дБА}$$

Определяем минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму:

$$r_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(108 - 45)}}{2 \cdot 3,14}} = 570 \text{ м.}$$

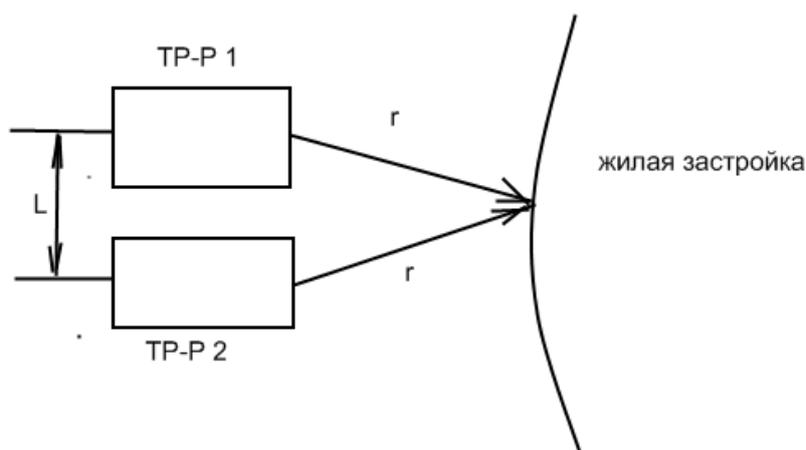


Рисунок - 17 Общий вид подстанции открытого типа, расположенной вблизи жилой застройки

PS 220 Благовещенская расположена на расстоянии более 800 метров от близлежащих зданий, поэтому мы заключаем: на этом расстоянии от источника шума уровень шума соответствует санитарно-гигиеническим нормам.

#### 10.2.4 Загрязнение трансформаторным маслом

Во избежание распространения масла и распространения огня в случае повреждения маслонаполненных силовых трансформаторов весом более 1 т в блоке (один бак) и переключателей резервуаров 220 кВ и выше, маслоприемники, выходы масла и маслоборники должны быть сделано.

Размеры маслоприемника для трансформатора марки АТДЦТН-125000/220/110/35 должны соответствовать размерам электрооборудования не менее 1,5 м.

В этом случае размер маслоприемника берется менее чем на 0,5 м со стороны стены или перегородок, расположенных на расстоянии не менее 2 м.

Объем маслоприемника рассчитан на одновременный прием 100% масла, содержащегося в корпусе трансформатора.

Для трансформаторов с мощностью до 10 МВА допускается выполнять приемники масла без слива масла. В то же время маслоприемники должны быть выполнены на глубине, рассчитанной для полного количества масла, содержащегося в оборудовании, установленном над ними, и покрыты металлической решеткой, поверх которой наносится слой чистого гравия или вымытого графитового щебня толщиной не менее 0,25 м или непористый щебень следует обсыпать другой породой с частицами от 30 до 70 мм.

Удаление масла и воды из закопанного приемника нефти должно быть обеспечено переносной насосной установкой.

На ОРУ 220 кВ реконструированной подстанции «Благовещенск» предлагается установить два трансформатора АТДЦТН-125000/220/110/35. Размеры трансформатора: длина  $A = 10,65$  м; ширина  $B = 5,326$  м; высота  $H = 7,31$  м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе составляет  $m = 46$  тонн. Плотность нефти составляет  $\tau / \text{м}^3$ .

Чтобы предотвратить распространение масла по распределительному устройству и пожару, маслонаполненный трансформатор окружен маслоприемником, расчет которого необходимо выполнить.

Зная массу масла и его плотность, вы можете определить 100% объем масла.

$$V_{TM} = \frac{m}{\rho} = \frac{46}{0,85} = 54,12 \text{ м}^3 \quad (82)$$

Зная объем, который занимает масло, а так же длину  $A=10,65$  м, ширину  $B=5,326$  м и высоту  $H=7,31$  м до крышки трансформатора, можно определить площадь, отводимую под маслоприемник и высоту маслоприемника:

$$S_{МП} = (A+2 \cdot 0,15) \cdot (B+2 \cdot 0,15) = 113,65 \cdot 5,626 = 639,2 \text{ м}^2$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A+B) \cdot H, \text{ м}^3 \quad (83)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (10,65 + 5,326) \cdot 7,31 = 240,8 \text{ м}^2;$$

Объем маслоприемника с отводом масла рассчитывается исходя из того, что он должен принять 100% объема масла, залитого в трансформатор.

Определяем высоту уровня полного объема масла:

$$H_{УРОВНЯ} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}}, \text{ м}, \quad (84)$$

$$H_{УРОВНЯ} = 54,12 / 113,65 = 0,47$$

Высота маслоприемника:

$$H_{МП} = H_{УРОВНЯ} + h_{Г} + h_{ПЛ}$$

где  $H_{УРОВНЯ}$  – высота уровня полного объема масла;

$h_{Г}$  – толщина щебня;

$h_{ПЛ}$  – расстояние от уровня окружающей планировки до щебня.

$$H_{МП} = 0,47 + 0,25 + 0,075 = 0,795 \text{ м}.$$

Мы принимаем конструкцию маслоприемника утопленного типа с установкой металлического гриля на маслоприемнике. На рисунке 26 четко

показаны основные размеры маслоприемника. Дно маслоприемника выполнено с уклоном 0,005 м в направлении слива масла, через которое осуществляется полное удаление масла и воды из средств пожаротушения в масляный поддон. Маслосборники должны быть закрытого типа и содержать полное количество масла отдельного оборудования (трансформаторов, реакторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80% воды от огнетушащих веществ, основанных на поливе боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0,2 л / с · м<sup>2</sup> в течение 30 мин. и должен быть оборудован водной сигнализацией с выводом сигнала на панель управления [6].

Объем маслосборника:

$$V_{МСБ(ТМ+Н_2О)} = V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{Н_2О}, \text{ м}^3, \quad (85)$$

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{Н_2О} = t \cdot I \cdot S_{БПТ}, \text{ м}^3, \quad (86)$$

где  $t$  – нормативное время пожаротушения тушения,  $t = 1800$  с;

$I$  – интенсивность пожаротушения,  $I = 0,2$  л/с · м<sup>2</sup>;

$S_{БПТ}$  - площадь боковых поверхностей трансформатора.

$$V_{Н_2О} = 1800 \cdot 0,2 \cdot 233,6 = 84096 \text{ л} = 84,096 \text{ м}^3$$

$$V_{МСБ(ТМ+Н_2О)} = 54,12 + 0,8 \cdot 84,096 = 121,4 \text{ м}^3$$

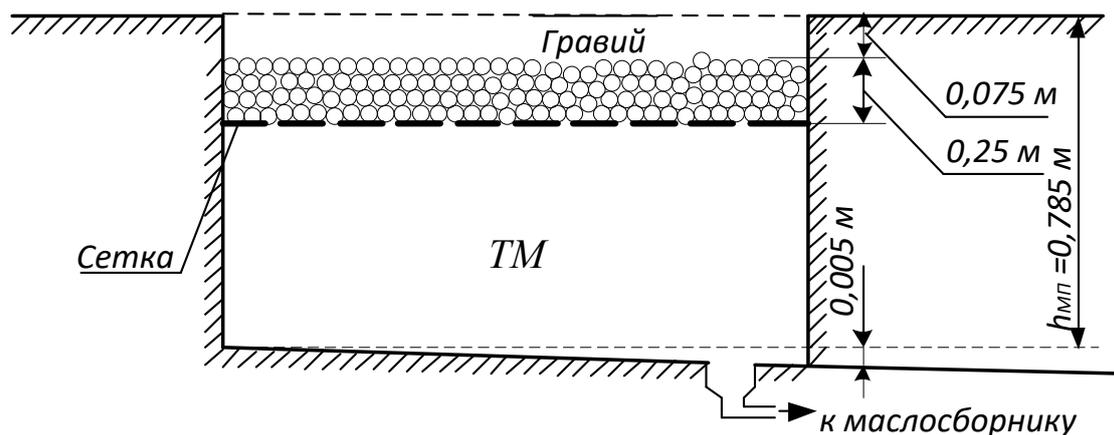


Рисунок - 18. Конструкция маслоприемника с отводом масла

Таким образом, при расчете основных размеров маслоприемника мы получили следующие параметры: площадь -  $113,65 \text{ м}^2$ ; объем масла  $54,12 \text{ м}^3$ ; глубина -  $0,795 \text{ м}$ ; объем маслоборника -  $121,4 \text{ м}^3$

### 10.3. Пожарная безопасность

#### 10.3.1 Общие положения

Проектирование и эксплуатация оборудования, зданий и сооружений в соответствии с ПУОС должны соответствовать требованиям ТУВВ, подробно изложенным в [9]. Работники энергообъектов должны проходить инструктаж по пожаротушению, повышать знания пожарной безопасности при повышении квалификации. На каждом энергообъекте должен быть установлен режим противопожарной защиты и должны быть приняты противопожарные меры на основе производственных характеристик и разработанного оперативного плана пожаротушения.

Стационарные установки пожаротушения, которые включают специальные устройства с автоматическим или дистанционным (ручным) пуском, должны поддерживаться в рабочем состоянии, чтобы обеспечить пожаротушение без непосредственного участия персонала в зоне горения.

Установки пожаротушения с дистанционным (ручным) запуском должны обеспечивать подачу огнетушащих веществ в зону сгорания при воздействии

на них соответствующего персонала компании (кнопки, клавиши, электропривод и т. Д.).

Оборудование, входящее в противопожарную установку (насосы, трубопроводы, клапаны и арматура, спринклеры, пеногенераторы, пожарные извещатели и т. Д.) Находится в постоянной готовности к эксплуатации, не имеет дефектов и соответствует технологическим параметрам согласно паспортным данным и технические условия.

В соответствии с [1] противопожарные установки должны находиться под постоянным наблюдением работников предприятия. Документ о присвоении площадей обслуживания и оборудования мастерским предприятия, определение численности персонала (бригады или группы) и лиц, ответственных за содержание противопожарных установок и их готовности к работе, утверждается руководством предприятия.

#### 10.3.2 Средства пожаротушения

Первичное оборудование пожаротушения, находящееся в производственных помещениях и других сооружениях и сооружениях, передается соответствующим должностным лицам на ответственное хранение.

Чтобы указать местонахождение основных средств тушения пожара, знаки должны быть установлены в соответствии с действующим государственным стандартом на видных местах внутри и снаружи помещений.

Переносные огнетушители на подстанции расположены на расстоянии не менее 1,2 м от проема двери и на высоте не более 0,5 м от уровня пола, считая от нижнего конца огнетушителя. Разрешается устанавливать огнетушители в тумбах или шкафах, конструкция которых должна позволять визуально определять тип огнетушителя и обеспечивать к нему доступ.

На пожарных щитах размещаются только первичные средства пожаротушения, которые можно использовать в данной комнате, сооружении или установке.

#### 10.3.3 Общие требования

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, светильники, заборы,

несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния должны быть выбраны и установлены таким образом, чтобы:

- 1) силы, вызванные нормальными условиями электрической установки - нагрев, электрическая дуга или другие явления, сопровождающие его работу, не могут вызвать повреждение оборудования и короткое замыкание или короткое замыкание на землю, а также не причинить вреда обслуживающему персоналу;
- 2) в случае нарушения правильных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, вызванных действием короткого замыкания;
- 3) при снятии напряжения в любой связанной с ним цепи токопроводящие части и конструкции могут быть подвергнуты безопасному осмотру, замене и ремонту без нарушения нормальной работы соседней цепи.
- 4) была предусмотрена возможность удобной транспортировки техники.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе была проведена реконструкция подстанции 220/110/35 Благовещенская. Были рассчитаны все параметры для выбора и проверки оборудования, т.е. токи короткого замыка-

ния трехфазные и однофазные. Выбрано и проверено все электрическое основное оборудование. Произведен расчет молниезащиты, заземления, рассчитан маслоприемник и зона по трансформаторному шуму. В разделе безопасность и экологичность были описаны методы защиты окружающей среды от загрязнения трансформаторным маслом; поставлен вопрос о пожарной безопасности на подстанции Благовещенская описаны первичные средства пожаротушения, индивидуальной защиты. Была рассчитана релейная защита и автоматика, выбраны основные и второстепенные защиты.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 176 с.
- 2 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ.ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2009. – 964 с.
- 3 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 1995, – 86 с.
- 4 ГОСТ 21130-75 «Изделия электротехнические. Зажимы заземляющие и знаки заземления. Конструкция и размеры» / Межгосударственный стандарт – М.: ИПК Издательство стандартов, 1975.
- 5 Дьяков, В. И. Типовые расчеты по электрооборудованию: практ. пособие / В. И. Дьяков; Министерство образования Российской Федерации, Ивановский государственный энергетический университет. – Иваново, 2003. – 148 с.
- 6 Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения. Справочные материалы по электрооборудованию: Учебное пособие./А.В. Кабышев, С.Г. Обухов – Томск: Том.политех.ун-т, 2005. – 168 с.
- 7 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов./Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», 2002. – 320 с
- 8 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции : Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. – Благовещенск : Изд-во АмГУ. 2013. – 201 с.
- 9 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб.пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд.,- Изд-во БХВ- 2013. – 608 с
- 10 Нормы пожарной безопасности НПБ 105-03 "Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности" (утв. приказом МЧС РФ от 18 июня 2003 г. N 314)
- 11 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). РД 153-34.0-03.301-00/ РАО «ЕЭС России» – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004. – 128 с.

- 12 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей: ПТЭЭП. – Москва, 2003 г. – 386 с.
- 13 Приложение к приказу управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области от 25.12.2013 №289-ПР/Э.
- 14 РД 153-34.0-20.525-00. Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок. – М. : 2000. – 33 с.
- 15 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М. : 2012. – 151 с.
- 16 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.
- 17 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 10-500 кВ. Расчеты. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 96 с.
- 18 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
- 19 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий : учеб. пособие : доп. Мин. высш. и сред. спец. обр. СССР / А. А. Фёдоров, Л. Е. Старкова. - М. : Энергоатомиздат, 2010. – 368 с.
- 20 Шабад, М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. – СПб. : ПЭИПК, 2003. – 555 с.
- 21 Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: методическое пособие для курсового проектирования / В.П. Шеховцов. – М. : ФОРУМ, 2012. – 214 с.
- 22 Электрическая часть станций и подстанций / Под ред. А. А. Васильева. Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1990.

23 Электротехнический справочник. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ.ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: издательство МЭИ, 2001. – 518 с