

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция подстанции Волково напряжением 110/35/10 кВ с заменой масляных выключателей 35-110 кВ на элегазовые

Исполнитель

студент группы 742 об1

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

В.С. Ильина

Руководитель

профессор, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

И. А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Ильину Викторю Сергеевну

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция подстанции Волково напряжением 110/35/10 кВ с заменой масляных выключателей 35-110 кВ на элегазовые

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 01.06.2021 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: данные по загрузке трансформаторов подстанций; схема Амурской энергосистемы; однолинейная схема подстанций; нагрузки и напряжения по подстанциям в контрольный день замеров на 2020 г.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Расчет и прогнозирование электрических нагрузок, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка оборудования, заземление и молниезащита, релейная защита

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) расчет заземления и молниезащиты подстанции

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков А.Б. – консультант по части безопасности и экологичности

7. Дата выдачи задания 07.04.2021 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

профессор, канд.техн.наук

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 116 с., 10 рисунков, 41 таблиц, 1 приложение, 29 источника.

ПОДСТАНЦИЯ, РЕКОНСТРУКЦИЯ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, НАДЁЖНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, СРОК ОКУПАЕМОСТИ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В выпускной квалификационной работе была проведена реконструкция подстанции Волково с заменой масляных выключателей 35-110 кВ на элегазовые.

В данной выпускной квалификационной работе был осуществлен расчет и прогнозирование нагрузок рассматриваемых подстанций, были рассчитаны токи короткого замыкания, ударный ток и рабочие токи для проведения выбора и проверки электрического оборудования и уставок релейной защиты трансформатора. Произведен технико-экономический расчет, также была рассчитана безопасность и экологичность данного проекта.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Общая характеристика района проектирования	9
1.1 Климатическая характеристика района подстанции Волково	9
1.2 Характеристика источников питания	10
1.3 Характеристика района проектирования	14
2 Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок	18
2.1 Расчет вероятностных характеристик электрических нагрузок	18
2.2 Прогнозирование электрических нагрузок для подстанций	22
3 Расчёт токов короткого замыкания	24
4 Выбор оборудования	35
4.1 Общие сведения	35
4.2 Выбор и проверка выключателя	35
4.2.1 Техничко-экономический расчет	41
4.3 Выбор и проверка разъединителей	44
4.4 Выбор КРУ	44
4.5 Выбор ограничителей перенапряжения	46
4.6 Выбор и проверка трансформаторов тока	50
4.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	57
4.8 Выбор и проверка жестких шин	61
4.9 Выбор и проверка опорных изоляторов	66
4.10 Выбор аккумуляторных батарей	69
4.11 Выбор высококочастотного заградителя	73
5 Заземление и молниезащита подстанции Волково	74
5.1 Общие сведения	74
5.2 Расчет заземления	75
5.3 Общие сведения о молниезащите	79
5.4 Расчет молниезащиты подстанции Волково	80

6 Релейная защита подстанции	83
6.1 Защита трансформатора	83
6.1.1 Продольная дифференциальная токовая защита	84
6.1.2 Расчет уставок продольной дифференциальной токовой защиты	84
6.1.3 Расчет ДЗТ на микропроцессорной базе	90
6.1.4 Максимальная токовая защита	95
6.1.5 Защита от перегрузки	97
6.1.6 Газовая защита	98
7 Безопасность и экологичность	100
7.1 Безопасность	100
7.2 Экологичность	104
7.3 Чрезвычайные ситуации	110
Заключение	113
Библиографический список	114
Приложение А	117

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

БТЭЦ - Благовещенская теплоэлектроцентраль;

ВКР - выпускная квалификационная работа;

ВЛ - воздушная линия;

ВН - высокое напряжение;

КЗ - короткое замыкание;

КРУ - комплектное распределительное устройство;

ЛЭП - линия электропередачи;

НН - низкое напряжение;

ОПН - ограничитель перенапряжений;

ОРУ - открытое распределительное устройство;

ПС - подстанция;

РГРЭС - Райчихинская государственная районная электростанция;

РУ - распределительное устройство;

СН - среднее напряжение;

ТКЗ - ток короткого замыкания;

ЭЭС - электроэнергетическая система;

## ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика - это очень большая и важная сфера деятельности человека. В наше время большая часть населенной местности электрифицирована. На сегодняшний день от электроэнергии зависят все сферы деятельности человека. Поэтому требуется обеспечить качественную и бесперебойную подачу электроэнергии. Для этого строятся новые объекты и реконструируются старые. От качественной и бесперебойной поставки нередко зависит человеческая жизнь. Наши потребности полностью зависят от электричества. Обеспечение надежности снабжения электроэнергией особенно важная часть для функционирования современной нормальной деятельности человечества.

Важнейшими элементами энергетических и электрических систем, объединяющих ряд электростанций с целью лучшего использования их мощности, являются передающие электрические сети, распределительные устройства и подстанции. В данное время на подстанции Волково 80% электрооборудования находится на грани износа, и сейчас требуют замены или модернизации. Также вопрос стоит о моральном и физическом устаревании оборудования. Есть необходимость замены устаревшего оборудования на совершенно новые, экономичные, более надежные установки. Аварийные и внезапные перерывы электроснабжения потребителей вызывают большой экономический ущерб, обусловленный поломкой оборудования, порчей сырья и материалов, затратами на ремонты, недовыпуском продукции, простоями технологического оборудования и рабочей силы, а также издержками связанными с другими факторами.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается замена масляных выключателей 35-110 кВ на элегазовые.

Актуальность данной темы заключается в том, что эффективность и надежность функционирования электротехнического оборудования электрических подстанций зависит от его технического состояния. Современное электротехническое оборудование имеет достаточно высокие расчетные показатели надежности. Однако в процессе эксплуатации под воздействием различных факторов,

условий и режимов работы исходное состояние оборудования непрерывно ухудшается, снижается эксплуатационная надежность и увеличивается опасность возникновения отказов. В связи с этим остро стоит вопрос правильной эксплуатации и своевременной реконструкции оборудования подстанций.

Целью данного проекта является замена масляных выключателей на элегазовые на подстанции Волково, что позволит снизить потери электроэнергии и повысить надежность электроснабжения.

Исходные данные для реконструкции: данные по загрузке трансформаторов подстанций; схема Амурской энергосистемы; однолинейная схема подстанций; нагрузки и напряжения по подстанциям в контрольный день замеров на 2020 г.

В процессе выполнения дипломного проекта решены следующие задачи:

- Расчет токов короткого замыкания;
  - Выбор и проверка электрических аппаратов;
  - Оценка экономической эффективности предлагаемого варианта выключателей.
- Выбор релейной защиты и автоматики;

Во время выполнения выпускной квалификационной работы применялся пакет офисных приложений Microsoft Office Word, Microsoft Office Visio, а также ПВК MathCAD 14.

# 1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

## 1.1 Климатическая характеристика района подстанции Волково

Амурская область относится к Дальневосточному региону Российской Федерации. Территория области располагается в зоне перехода от континента к океану. Она специфична по всему комплексу природных условий. Ведущим фактором, определяющим своеобразие этой зоны, считается климат, в частности, перераспределение влаги и тепла под влиянием морей и океана.

Село Волково административный центр Волковского сельсовета, находится в Благовещенском районе Амурской области в 10 км от г. Благовещенска и левого берега реки Зеи.

Благовещенский район занимает южный стык Амура-Зейской и Зейско-Бурейской равнины. Граничит со Свободненским, Серышевским, Белогорским, Ивановским, Тамбовским районами. На юге примыкает к — Благовещенску, на западе — государственная граница с КНР. Площадь района — 3,1 тыс. кв. км. Всего земель в административных границах Благовещенского района числится 305961 гектар.

Климат с. Волково резко-континентальный, с чертами муссонности. Средняя годовая температура воздуха 1,5°. Абсолютный максимум составляет +41°. Абсолютный минимум - 45°. Годовое количество осадков составляет 550 мм. Формирование такого климата обусловлено взаимодействием факторов, к которым относятся солнечная радиация, циркуляция воздушных масс и географические факторы. Под географическими факторами понимают многое: широтное положение; удаленность территории от моря; влияние подстилающей поверхности в виде рельефа, растительности, водных объектов.

Местность равнинная, открытая, заболоченная, труднопроходимая вне дорог для всех видов транспорта. Поверхность равнины плоская или слабо волнистая, пересеченная многочисленными речными долинами с плоским заболоченным дном. Для равнины характерно наличие большого количества блюдцеобразных заболоченных впадин. В поймах рек почвы пойменные, пойменно-луговые.

выделено 5 типов почв речных пойм и 9 типов почв надпойменных террас. Из почв, подверженных болотным процессам, в пойме выделены: лугово-болотные, торфянисто-глеевые и торфяно-глеевые. На надпойменных террасах отмечены соответственно: болотно-луговые, луговые заболоченные, перегнойно-глеевые, торфянисто-перегнойно-глеевые и торфянисто-глеевые почвы.

В Благовещенском районе 27 населённых пунктов в составе 25 сельских поселений.

Численность населения района по результатам 01.01.2020 года — 28607 человек.

Таблица 1 – Климатические характеристики

Климатические характеристики	Расчетная величина
Район по гололеду, г/м	III
Район по ветру, Па	III
Низшая температура воздуха, °С	- 45
Среднегодовая температура воздуха, °С	0
Высшая температура воздуха, °С	+ 41
Число грозových часов в год	40-60
Скоростной напор ветра, Па (скорость ветра, м/сек)	360
Годовое количество осадков, мм	550

## 1.2 Характеристика источников питания

В Амурской области источниками питания являются: Зейская ГЭС, Бурейская ГЭС, Благовещенская ТЭЦ, Райчихинская ГРЭС, Нижне-бурейская ГЭС. В районе проектирования находятся Благовещенская ТЭЦ и Райчихинская ГРЭС. Также в районе проектирования располагаются следующие подстанции: Тамбовка, Ивановка, Лозовое, Садовое, Николаевка, Куропатино, Муравьевка, Центральная, Михайловка, Полевая.

Благовещенская ТЭЦ - тепловая электростанция в городе Благовещенск. Входит в состав АО «Дальневосточная генерирующая компания» (входит в группу РусГидро), филиал «Амурская генерация» (рисунок 1).

Установленная электрическая мощность станции - 404 МВт, тепловая – 1005,6 Гкал/ч. Благовещенская ТЭЦ снабжает энергией промышленные предприятия и жителей города, а также является базовым предприятием для амурских учебных заведений, выпускающих энергетиков.

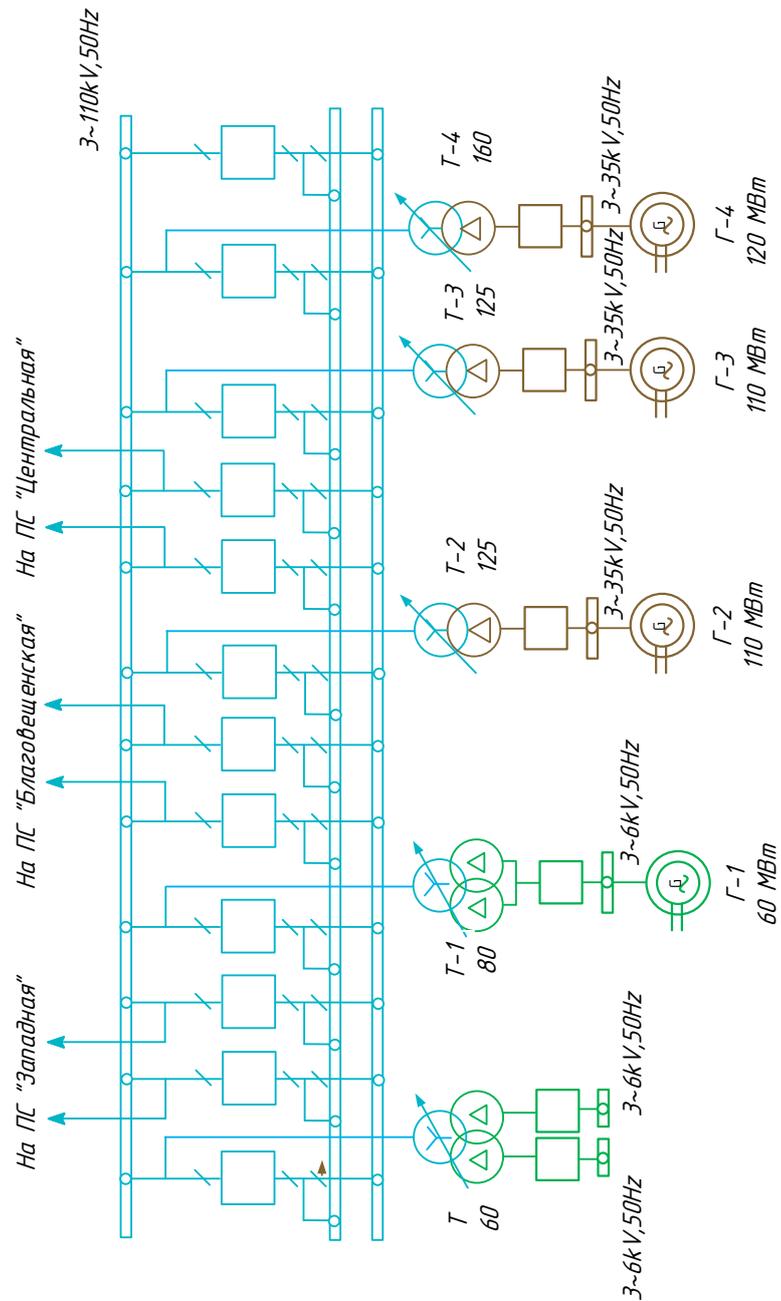


Рисунок 1 - Схема Благовещенской ТЭЦ

Используемое топливо: бурые угли Райчихинского, Ерковецкого (Амурская область) и Харанорского (Читинская область) месторождений, в качестве резервного и растопочного топлива используется мазут.

Основное оборудование:

Турбоагрегаты -

- Т/а ст. № 1 типа ПТ-60-130/13 (введен в строй в 1982 г.);

- Т/а ст. № 2 типа Т110/120-130 (введен в строй в 1983 г.);
- Т/а ст. № 3 типа Т110/120-130 (введен в строй в 1985 г.);
- Т/а ст. № 4 типа Т120/140-12,8 (введен в строй в 2015г.).

Энергетические котлоагрегаты -

- К/А-1 типа БКЗ-420-140-560 (введен в строй в 1982 г.);
- К/А-2 типа БКЗ-420-140-560 (введен в строй в 1983 г.);
- К/А-3 типа БКЗ-420-140-560 (введен в строй в 1985 г.);
- К/А-4 типа БКЗ-420-140-560 (введен в строй в 1994 г.);
- К/А-5 типа Е-420-13,8-560 (введен в строй в 2015г.).

Водогрейные котлы -

- ПВК-1 типа КВГМ-100 (введен в строй 1976 г.);
- ПВК-2 типа КВГМ-100 (введен в строй 1976 г.) [27].

Количество генераторов: 4 генератора: 60, 120, 120, 120 МВт.

Количество трансформаторов: 3 двухобмоточных трансформатора: по 125 МВт, 2 трехобмоточных трансформатора: 60, 80 МВт.

Райчихинская ГРЭС - старейшее энергетическое предприятие Амурской области, находится в поселке Прогресс. Установленная электрическая мощность станции - 83 МВт, тепловая – 173,1 Гкал/ч (рисунок 2).

Используемое топливо: Райчихинский бурый уголь, в качестве резервного и растопочного топлива используется мазут. Основное оборудование станции: 2 котлоагрегата типа ЦКТИ-75-39Ф ст. № 3 и ст. № 4, 4 котлоагрегата типа БКЗ-220-100Ф ст. № 6-9, турбоагрегат типа К-12-29 ст. № 4, турбоагрегат типа Р-7-29/7 ст. № 5, турбоагрегат типа К-50-90 ст. № 6, турбоагрегат типа П-33/50-90/8 ст. № 7 [28].

Количество генераторов: 4 генератора: 33, 50, 12, 7 МВт. Количество трансформаторов: 1 автотрансформатор: 125 МВт, 3 двухобмоточных трансформатора: 125, 10, 15 МВт 1 базисный: 100 МВт, 1 ТСН, 2 трехобмоточных по 80 МВт.

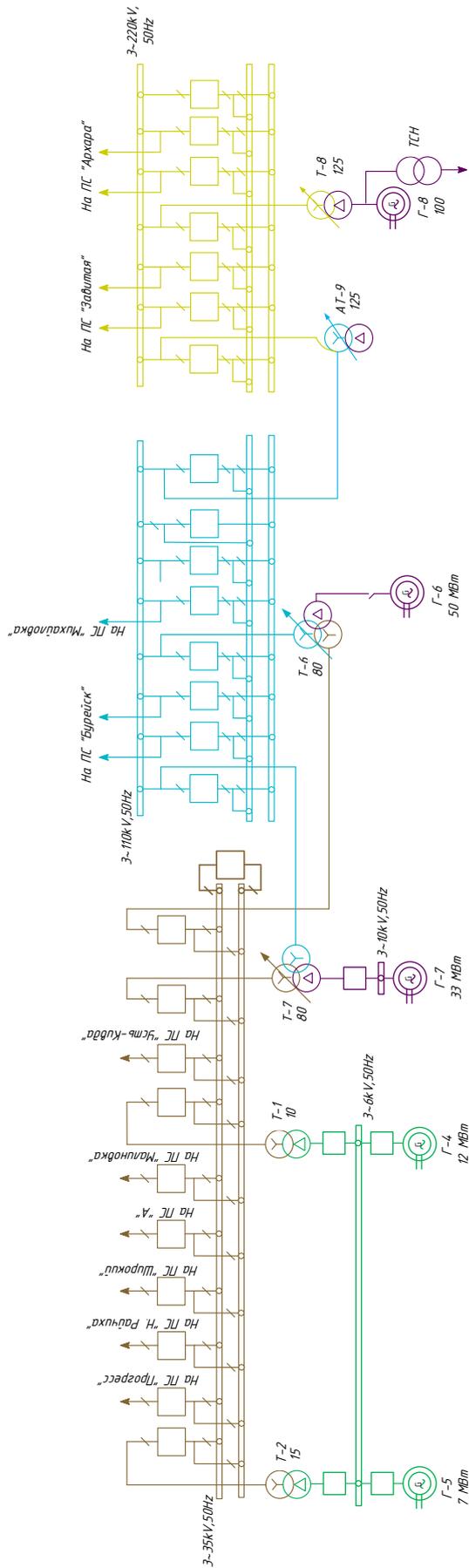


Рисунок 2 - Схема Райчихинская ГРЭС

### 1.3 Характеристика района проектирования

Подстанция Волково 110/35/10 кВ введена в эксплуатацию в 1962 году и служит для электроснабжения потребителей района села Волково, передачи мощности в сеть 110 кВ. ПС питается от трех воздушных линий 110 кВ с проводами АС-120/19 отходящей от ПС «Ивановка» протяженностью ВЛ 22,7 км, с проводами АСК-185/29 отходящей от ПС «Тамбовка» протяженностью ВЛ 27,1 км и от ПС «Центральная».

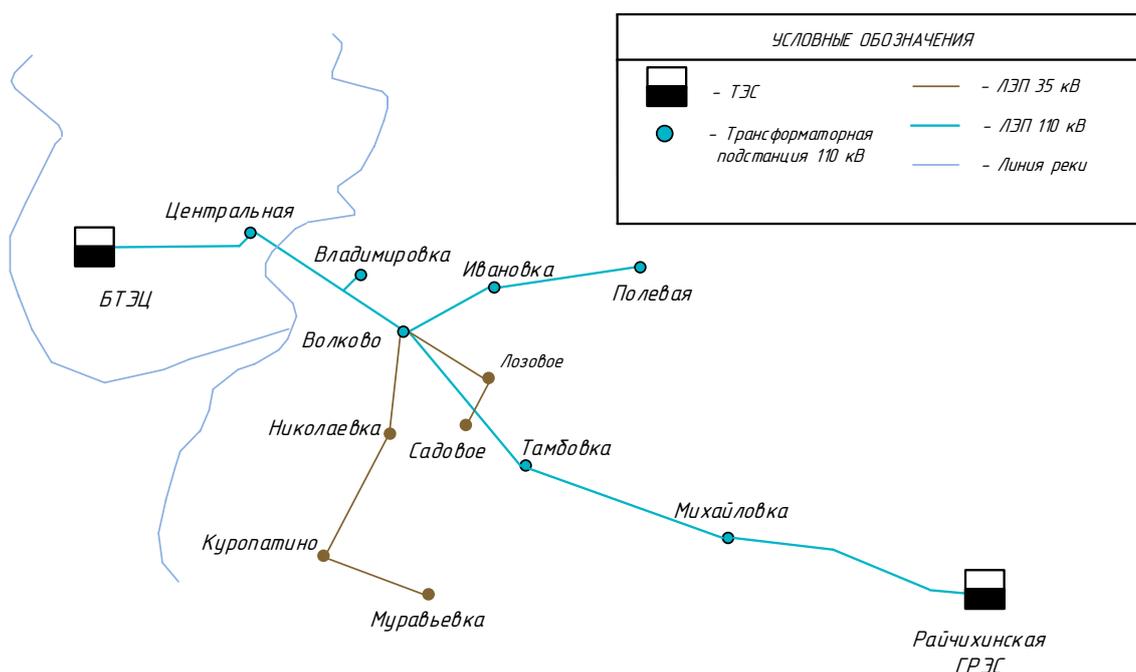


Рисунок 3 – Карта - схема Благовещенского района

Износ оборудования составляет 80%. на ПС 110 кВ Волково. Все оборудования ОРУ-35 и ОРУ-110 выработало свой ресурс и не отвечает критериям надежности. Силовые трансформаторы Т1 и Т2 находятся в работе с 1970 и 1975 годов. Отсутствие секционного выключателя в схеме распределительного устройства 110 кВ снижает надежность транзитной подстанции в целом и создает дополнительные сложности при выводе в ремонт отдельных элементов распределительного устройства 110 кВ. Масляные баковые выключатели (ВМД -35) и разъединители 35 кВ находятся в эксплуатации с конца 60 - х. Отсутствие секционирования в схеме РУ -35 снижает оперативную гибкость (при проведении ре-

монтажных работ или производстве переключений) и общую надежность электропитания данного участка сети. В настоящее время отсутствует возможность подключения новых потребителей по стороне 10 кВ, ввиду не возможности расширения, существующего ЗРУ - 10 без его полной реконструкции.

Распределительное устройство 110 кВ - одна секционированная система шин, секционирование выполнено переключателем включающей в себя 2 разъединителя, данная схема имеет невысокую надежность по сравнению со схемой использующей секционный выключатель, поэтому в данной работе предлагается выполнить реконструкцию данного РУ и изменить схему на одну рабочую секционированную выключателем систему шин. Распределительное устройство 35 кВ – одна секционированная выключателем система шин. Распределительное устройство 10 кВ - одна рабочая система шин, секционированная выключателем.

Трансформаторы тока, напряжения, выключатели, разрядники, разъединители относятся к оборудованию ОРУ 110 кВ.

Чтобы разъединять и подключать участки цепи под напряжением служат разъединители, но без нагрузки. Принцип действия заключается в создании видимого разрыва цепи.

Выключатели наоборот, под нагрузкой включают и отключают цепи. Все это делается как в нормальном, так и в аварийном режиме электрооборудования. Бывают вакуумные, элегазовые, воздушные и масляные.

На подстанции Волково установлены масляные выключатели МКП-110М-630-20 У1 1977 и 1979 гг. выпуска и выключатели ВМД-35/600 1967 и 1969 гг. Срок службы данного класса электрооборудования составляет 25 лет соответственно сейчас период эксплуатации намного превышен и в целях обеспечения надежного электроснабжения потребителей подлежит замене.

Измерительным трансформатором, а также с целью расширения измерительных приборов являются трансформатором тока. А если использовать его в высоковольтных цепях, то его используют в качестве изолирования реле и приборов от напряжения высокого.

А чтобы защитить электрооборудование от перенапряжений используют

ОПН.

Выключатели, трансформаторы напряжения, тока, ошиновка используется на распределительном устройстве 10 кВ обычно закрытом.

Шины используются для передачи электричества, в качестве материала для проводов используется медь, сталь и алюминий. Сечение бывает как круглое так и прямоугольное. Количество шин в полосе на фазу зависит от тока нагрузки.

Предназначение изоляторов является в изолировании токоведущих частей друг от друга электрооборудования и по отношению к земле. Самый надежный материал для изолятора который имеет большую электрическую и механическую прочность называется фарфор. В наши дни в качестве материала используют кремнеорганику или стекло. Различаются на проходные, опорные и подвесные.

Чтобы получить одну величину из другой применяются силовые трансформаторы, чтобы эти все величины преобразовать.

Анализ существующих нагрузок:

Для дальнейшего расчета нужно найти загрузку трансформаторов в существующей системе.

Данные о максимальной загрузке трансформаторов 110 кВ по филиалу АО ДРСК «Амурские электрические сети» по результатам контрольного замера 16.12.2020 г. показаны в таблице 2.

Таблица 2 - Загрузка трансформаторов в режиме максимальных нагрузок.

№ п/п	Наименование ПС	Номер тр-ра	Мощность, МВА	Максимальная загрузка тр-ра, %	Максимальная загрузка при работе 1 тр-ра, %
1	2	3	4	5	6
1	Центральная	Т-1	25	35,57	129,9
		Т-2	25	94,34	
2	Волково	Т-1	10	58,3	109,01
		Т-2	10	50,71	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3	Ивановка	T-1	16	56,27	90,34
		T-2	10	0	
4	Тамбовка	T-1	10	0	87,84
		T-2	25	34,45	
5	Полевая	T-1	10	11,23	11,23
		T-2	10	0	
6	Михайловка	T-1	10	33	66
		T-2	6,3	0	
7	Лозовое	T-1	4	33,73	37,73
		T-2	4	0	
8	Садовое	T-1	4	0	25,01
		T-2	4	25,01	
9	Николаевка	T-1	6,3	29,39	29,39
		T-2	4	0	
10	Куропатино	T-1	2,5	29,01	29,01
		T-2	2,5	0	
11	Муравьевка	T-1	4	0	13,95
		T-2	4	13,95	

## 2 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Расчет и прогнозирование электрических нагрузок является ответственным расчётом, необходимым для проектирования электрических линий, станций и подстанций

Необходимо по данным контрольных замеров в летний и зимний периоды определить летние и зимние вероятностные характеристики электрических нагрузок. К тому же необходимо уточнить максимальные нагрузки, которые будут определяться составом и процентом подключаемых потребителей.

К вероятностно-статическим характеристикам потребителя относятся:

1. средние активные мощности;
2. максимальные мощности;
3. эффективные или среднеквадратические мощности;
4. минимальные мощности.

### 2.1 Расчет вероятностных характеристик электрических нагрузок

*Средней мощностью* называют математическое ожидание вероятных значений нагрузки в течение рассматриваемого периода времени. Этот вид нагрузки используют для расчета электропотребления и для выбора мощности силовых трансформаторов:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i = \frac{P_{max}}{k_{max}} \text{ МВт}; \quad (1)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i = \frac{Q_{max}}{k_{max}} \text{ Мвар},$$

где  $P_{cp}$ ,  $Q_{cp}$  - средняя мощность;

$T$  - период;

$P_i$ ,  $Q_i$  - мощность, соответствующая времени  $t_i$  на графике нагрузок.

*Среднеквадратичная (эффективная) мощность* - это математическое ожидание квадратов мощности за определенный промежуток времени. Эта мощность используется при расчете потерь электроэнергии.

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i} = P_{\text{ср}} \cdot k_{\phi}; \quad (2)$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} = Q_{\text{ср}} \cdot k_{\phi},$$

где  $P_{\text{эф}}$ ,  $Q_{\text{эф}}$  – среднеквадратичная (эффективная) мощность.

Под *максимальной мощностью* понимают некую среднюю мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Максимальная мощность необходима для выбора основного оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий.

$$P_{\text{max}} = K_{\text{max}} \cdot P_{\text{ср}}; \quad (3)$$

$$Q_{\text{max}} = K_{\text{max}} \cdot Q_{\text{ср}}.$$

где  $P_{\text{max}}$ ,  $Q_{\text{max}}$  - максимальная мощность;

$K_{\text{max}}$  - коэффициент максимума, равный 1,2;

Исходные данные для расчёта взяты по результатам контрольных замеров 16.12.2020 г. и представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные данные

Наименование ПС	Максимальная активная мощность ПС, МВт	Максимальная реактивная мощность ПС, МВт
1	2	3
Центральная	8,68	1.91

1	2	3
Волково Т1	5.73	1.11
Волково Т2	4.92	1.22
Ивановка	8.73	2.22
Полевая	1.07	0.35
Тамбовка	8.23	2.53
Михайловка	4.70	1.50
Садовое	0.98	0.30
Лозовое	1.31	0.44
Николаевка	0.82	0.45
Куропатино	0.72	0.23
Муравьевка	0.56	0.18

Для определения вероятностных характеристик воспользуемся усредненными коэффициентами:  $k_\phi = 1,17$ ,  $k_{\max} = 1,2$ ,  $k_{\min} = 0,3$ .

Приведём пример расчёта, для ПС Ивановка:

$$P_{\text{ср.Ивановка}} = \frac{P_{\text{max.Ивановка}}}{k_{\max}} = \frac{8,73}{1,2} = 7,28 \text{ МВт},$$

$$P_{\text{эф.Ивановка}} = P_{\text{ср.Ивановка}} \cdot k_\phi = 7,28 \cdot 1,17 = 8,51 \text{ МВт}.$$

Приведем вероятностные характеристики в таблицы в таблице 4.

Таблица 4 – Вероятностные характеристики графиков нагрузок

Наименование подстанции	Время	$P_{\text{ср}}$ , МВт	$P_{\text{эф}}$ , МВт	$P_{\text{max}}$ , МВт	$Q_{\text{ср}}$ , Мвар	$Q_{\text{эф}}$ , Мвар	$Q_{\text{max}}$ , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8
Центральная	Зима	7,23	8,46	8,68	1,71	2,00	1,91
	Лето	6,15	7,19	7,38	1,45	1,70	1,62
Волково Т1	Зима	4,78	5,59	5,73	0,99	1,16	1,11
	Лето	4,06	4,75	4,87	0,84	0,99	0,94
Волково Т2	Зима	4,10	4,80	4,92	1,09	1,27	1,22
	Лето	3,49	4,08	4,18	0,93	1,08	1,04

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
Ивановка	Зима	7,28	8,51	8,73	1,98	2,32	2,22
	Лето	6,18	7,23	7,42	1,68	1,97	1,89
Полевая	Зима	0,89	1,04	1,07	0,31	0,37	0,35
	Лето	0,76	0,89	0,91	0,27	0,31	0,30
Тамбовка	Зима	6,86	8,02	8,23	2,26	2,64	2,53
	Лето	5,83	6,82	7,00	1,92	2,25	2,15
Михайловка	Зима	3,92	4,58	4,70	1,34	1,57	1,50
	Лето	3,33	3,90	4,00	1,14	1,33	1,28
Лозовое	Зима	1,09	1,28	1,31	0,39	0,46	0,44
	Лето	0,93	1,09	1,11	0,33	0,39	0,37
Садовое	Зима	0,82	0,96	0,98	0,27	0,31	0,30
	Лето	0,69	0,81	0,83	0,23	0,27	0,26
Николаевка	Зима	0,68	0,80	0,82	0,40	0,47	0,45
	Лето	0,58	0,68	0,70	0,34	0,40	0,38
Курапатино	Зима	0,60	0,70	0,72	0,21	0,24	0,23
	Лето	0,51	0,60	0,61	0,17	0,20	0,20
Муравьевка	Зима	0,47	0,55	0,56	0,16	0,19	0,18
	Лето	0,40	0,46	0,48	0,14	0,16	0,15

## 2.2 Прогнозирование электрических нагрузок для подстанций

Определяем прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов на примере максимальной спрогнозированной мощности, МВт:

$$P_{\text{прог}}^{\text{max}} = P_{\text{max}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t}, \quad (5)$$

где  $P_{\text{max}}$  – средняя мощность;

$\varepsilon$  – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,04 [15].

$t_{\text{прог}}$  – год для которого определяется электрическая нагрузка;

$t$  – год в который снимался первый замер.

При проектировании сетей принимаем  $t_{\text{прог}} - t$  равным 5.

Исходные данные для расчёта вероятностных характеристик приведены в таблице 3, и таблице 4.

Далее в таблице 5 приведены вероятностные характеристики с перспективой на 5 лет.

Таблица 5 - Характеристики с перспективой на 5 лет

Наименование подстанции	Время	$P_{\text{ср}}$ , МВт	$P_{\text{эф}}$ , МВт	$P_{\text{max}}$ , МВт	$Q_{\text{ср}}$ , Мвар	$Q_{\text{эф}}$ , Мвар	$Q_{\text{max}}$ , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8
Центральная	Зима	8,80	10,30	10,56	2,07	2,43	2,32
	Лето	7,48	8,75	8,98	1,76	2,06	1,98
Волково Т1	Зима	5,81	6,80	6,97	1,21	1,41	1,35
	Лето	4,94	5,78	5,93	1,02	1,20	1,15
Волково Т2	Зима	4,99	5,84	5,99	1,33	1,55	1,48
	Лето	4,24	4,96	5,09	1,13	1,32	1,26
Ивановка	Зима	8,85	10,36	10,62	2,41	2,82	2,70
	Лето	7,52	8,80	9,03	2,05	2,40	2,30
Полевая	Зима	1,08	1,27	1,30	0,38	0,44	0,43
	Лето	0,92	1,08	1,11	0,32	0,38	0,36
Тамбовка	Зима	8,34	9,76	10,01	2,75	3,22	3,08
	Лето	7,09	8,30	8,51	2,34	2,73	2,62
Михайловка	Зима	4,77	5,58	5,72	1,63	1,91	1,82
	Лето	4,05	4,74	4,86	1,39	1,62	1,55
Лозовое	Зима	1,33	1,55	1,59	0,48	0,56	0,54
	Лето	1,13	1,32	1,35	0,41	0,48	0,46

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8
Садовое	Зима	0,99	1,16	1,19	0,33	0,38	0,36
	Лето	0,84	0,99	1,01	0,28	0,32	0,31
Николаевка	Зима	0,83	0,97	1,00	0,49	0,57	0,55
	Лето	0,71	0,83	0,85	0,42	0,49	0,47
Курапатино	Зима	0,73	0,85	0,88	0,25	0,29	0,28
	Лето	0,62	0,73	0,74	0,21	0,25	0,24
Муравьевка	Зима	0,57	0,66	0,68	0,20	0,23	0,22
	Лето	0,48	0,56	0,58	0,17	0,19	0,19

Таким образом, по исходным данным, мы определили вероятностные и прогнозируемые нагрузки на всех ПС.

### 3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткое замыкание (КЗ) - это непреднамеренное соединение двух точек электрической цепи с различными значениями потенциала, возникает вследствие нарушения изоляции токоведущих элементов в результате соприкосновения между собой.

Короткие замыкания, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов замыкания в электрических аппаратах приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорять старение и разрушение изоляции, вызывать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т. п. Проводники и электрические аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами КЗ, т. е. должны быть термически стойкими.

В электрических сетях различают следующие виды коротких замыканий:

- замыкание фазы на корпус или землю (однофазное);
- замыкание между собой двух фаз (двухфазное);
- замыкание двух фаз между собой и на землю;
- замыкание трех фаз между собой (трехфазное).

От короткого замыкания может возникнуть электрическая дуга, которая может привести к пожару, нарушить функционирование энергосистемы, вызвать тяжелые системные аварии.

В случае замыкания проводов воздушной линии, может привести к обрыву проводов и замыкания их на землю. В зоне обрыва возникает опасность поражения человека «напряжением шага».

Для защиты от короткого замыкания обычно принимают следующие меры:

- в электросистеме устанавливают токоограничивающие реакторы;
- используют распараллеливание электрических цепей;

- применяют понижающие трансформаторы с расщепленной обмоткой;
- применяют отключающее оборудование, то есть быстродействующие автоматические выключатели, плавкие предохранители и т.д.

При расчете токов КЗ аналитическим методом следует по исходной расчетной схеме составить соответствующую схему замещения. Расчетная схема, как правило, включает в себя все элементы электроустановки (в частности подстанции) и примыкающей части энергосистемы.

Расчет токов КЗ начинается с выбора расчетного места КЗ. Место КЗ выбирается таким образом, чтобы выявить наиболее тяжелый случай замыкания.

На рисунке 4 приведена схема ПС с расчетными точками КЗ.

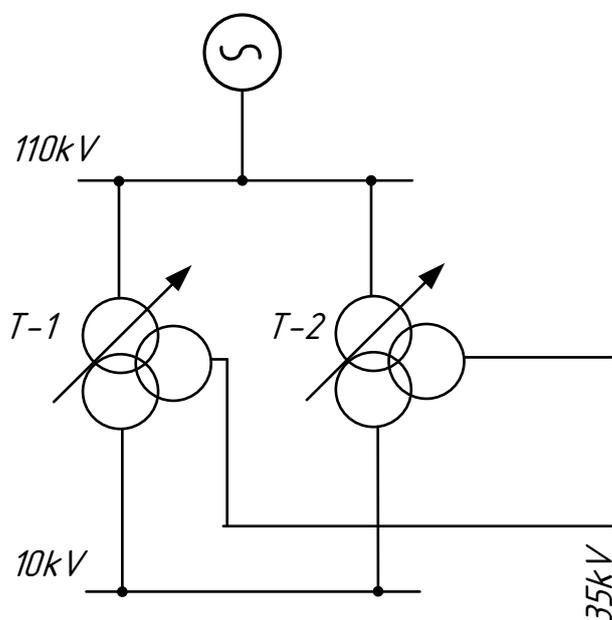


Рисунок 4 - Исходная схема подключения подстанции 110/35/10 кВ Волково к энергосистеме

Составляется исходная эквивалентная схема замещения прямой последовательности (рисунок 5).

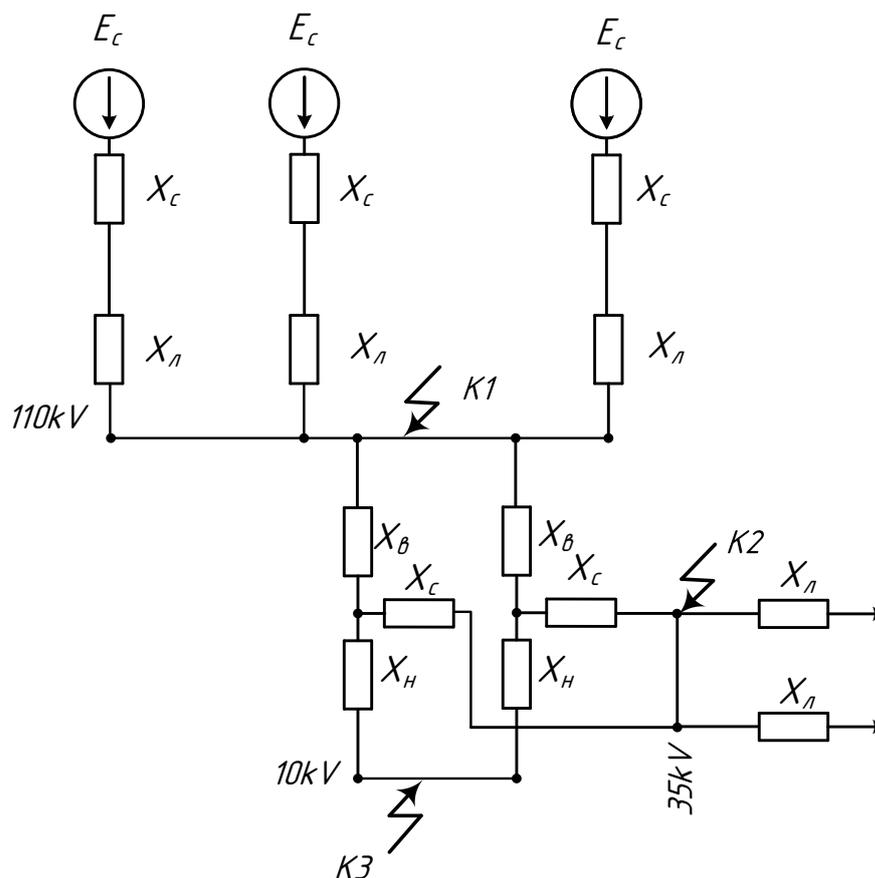


Рисунок 5 – Схема замещения прямой последовательности для расчета токов короткого замыкания

Расчетный вид короткого замыкания, по которому согласно ПУЭ [14], проверяется динамическая устойчивость шин и аппаратов, отключающая способность выключателей, термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов, трехфазное.

Расчеты проводятся с использованием системы относительных единиц. Также, учитываются допущения, допускаемые «Руководящими указаниями по расчету токов короткого замыкания» [11]:

- не учитывать ток намагничивания трансформаторов;
- не учитывать влияние активных сопротивлений различных элементов исходной расчетной схемы на ток короткого замыкания, если активная составляющая не превышает 30% от индуктивной составляющей.

Принимается базисное напряжение  $U_6 = 115$  кВ. Намечаются расчетные точки короткого замыкания – К1 на шинах 110 кВ, К2 на шинах 35 кВ, К3 на

шинах 10 кВ.

Ток трехфазного КЗ, приведенный к напряжению  $U_{cp} = 115$  кВ, задан на шинах 110 кВ:

- в максимальном режиме:  $I_{max} = 8,9$  кА.

Сопротивление системы определяется по формуле:

$$x_c = \frac{S_{\delta}}{S_{K3}}; \quad (4)$$

где  $X_c$  - сопротивление системы, Ом;

$S_{K3}$  - мощность короткого замыкания, МВА;

$S_{\delta}$  - базисная мощность.

Мощность короткого замыкания находится следующим образом:

$$S_{K3} = U \cdot \sqrt{3}; \quad (5)$$

Сопротивление ВЛ определяется по формуле:

$$X_{ВЛ} = X_0 \cdot L_{ВЛ} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}; \quad (6)$$

$L$  - длина линии, км.

Сопротивление трансформатора определяется по формуле:

$$x_T = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{Тном}}; \quad (7)$$

где  $U_k\%$  - напряжение короткого замыкания силового трансформатора;

$S_{Тном}$  - номинальная мощность силового трансформатора, МВА;

$U_{ном}$  - номинальное напряжение, кВ.

Расчетный вид короткого замыкания – трехфазное.

В процессе расчета токов короткого замыкания (ТКЗ) необходимо определить следующие их значения:

- $I_{по}$  - периодическая составляющая тока короткого замыкания;
- $i_y$  - ударный ток короткого замыкания;
- $i_a$  - аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени.

Определяются параметры схемы замещения. Расчет производится в относительных единицах. Базисная мощность принимается равной  $S_б = 1000$  МВА; ЭДС системы  $E_c = 1$ , и ЭДС нагрузки  $E_n = 0,85$  в относительных единицах.

Ток периодической составляющей КЗ рассчитывается по формуле 10:

$$I_{н0} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} I_{\sigma}; \quad (8)$$

Ударные токи определяются следующим образом:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} I_{н0} K_{y\delta}; \quad (9)$$

$$K_{y\delta} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}};$$

где  $K_{y\delta}$  - ударный коэффициент;

$T_a$  - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, равная для 110 кВ - 0,03 с, для 35 кВ - 0,02 с, для 10 кВ - 0,015 с.

Производим расчет параметров схемы замещения системы. Исходные данные: Т1, Т2 – ТДТН 10000/110

$S_n = 10$  МВА;  $U_{кз} = 10,5\%$ ,  $17,5\%$ ,  $6,5\%$ . ВЛ, АС – 120/27,  $x_0 = 0,4$  Ом/км,  $L=16$  км.

Принимаем  $S_б = 1000$  МВА,  $U_{61-63} = 115/37/10,5$  кВ.

Базисный ток ступени короткого замыкания.

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}; \quad (10)$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА},$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА},$$

$$I_{\sigma 3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}.$$

Сопротивления системы рассчитываются по формуле 4:

$$X_{С.Центральная} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15,6 \cdot 115} = 0,322 \text{ о.е.},$$

$$X_{С.Ивановка} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 5,6 \cdot 115} = 0,896 \text{ о.е.},$$

$$X_{С.Тамбовка} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 8 \cdot 115} = 0,627 \text{ о.е.}$$

Сопротивления ВЛ рассчитываются по формуле 6:

$$X_{ВЛ1} = 0,4 \cdot 19,95 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,603 \text{ о.е.},$$

$$X_{ВЛ2} = 0,4 \cdot 22,7 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,686 \text{ о.е.},$$

$$X_{ВЛ} = 0,4 \cdot 27,1 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,819 \text{ о.е.}$$

Эквивалентуем и получаем:

$$X_1 = X_{С.Центральная} + X_{ВЛ1}; \quad (11)$$

$$X_2 = X_{С.Ивановка} + X_{ВЛ2}; \quad (12)$$

$$X_3 = X_{С.Тамбовка} + X_{ВЛ3}; \quad (13)$$

$$X_1 = 0,322 + 0,603 = 0,925;$$

$$X_2 = 0,896 + 0,686 = 1,582;$$

$$X_3 = 0,627 + 0,819 = 1,446.$$

$$X_{эКв} = \frac{1}{\gamma_1 + \gamma_2 + \gamma_3}; \quad (14)$$

$$\gamma_1 = \frac{1}{X_1} = \frac{1}{0,925} = 1,081;$$

$$\gamma_2 = \frac{1}{X_2} = \frac{1}{0,582} = 0,632;$$

$$\gamma_3 = \frac{1}{X_3} = \frac{1}{0,446} = 0,691.$$

$$X_{эКв} = \frac{1}{1,081 + 0,632 + 0,691} = 0,416 \text{ о.е.}$$

Сопротивления трехобмоточных трансформаторов определяются по формулам:

$$X_B = 0,005 \cdot \frac{(U_{кв-с} + U_{кв-н} - U_{кв-н})}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}}; \quad (15)$$

$$X_B = 0,005 \cdot \frac{(10,5 + 17,5 - 6,5)}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 10,75 \text{ о.е.},$$

$$X_C = 0,005 \cdot \frac{(U_{кв-с} - U_{кв-н} + U_{кв-н})}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}}; \quad (16)$$

$$X_C = 0,005 \cdot \frac{(10,5 - 17,5 + 6,5)}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 0,25 \text{ о.е.},$$

$$X_B = 0,005 \cdot \frac{(-U_{кв-с} + U_{кв-н} + U_{кв-н})}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}}; \quad (17)$$

$$X_C = 0,005 \cdot \frac{(17,5 - 10,5 + 6,5)}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 6,72 \text{ о.е.}$$

Относительно К1:

$$X_{экв} = X_{экв1}; \quad (18)$$

$$X_{экв1} = 0,416 \text{ о.е.}$$

Относительно К2:

$$X_{экв2} = X_{экв} + X_B + X_C; \quad (19)$$

$$X_{\text{экв}2} = 0,416 + 10,75 + 0,25 = 11,416 \text{ о.е.}$$

Относительно КЗ:

$$X_{\text{экв}3} = X_{\text{экв}} + X_B + X_H; \quad (20)$$

$$X_{\text{экв}3} = 0,416 + 10,75 + 6,72 = 17,886 \text{ о.е.}$$

Ток периодической составляющей КЗ рассчитывается по формуле 10:

$$I_{n01} = \frac{1}{0,416} \cdot 5,02 = 12,067 \text{ кА.},$$

$$I_{n02} = \frac{1}{11,416} \cdot 15,6 = 1,366 \text{ кА.},$$

$$I_{n03} = \frac{1}{17,886} \cdot 55 = 3,07 \text{ кА.}$$

Мгновенное амплитудное значение ударного тока короткого замыкания.

$$i_{y01} = \sqrt{2} \cdot 12,067 \cdot 1,717 = 29,3 \text{ кА.},$$

$$i_{y01} = \sqrt{2} \cdot 1,366 \cdot 1,607 = 3,1 \text{ кА.},$$

$$i_{y03} = \sqrt{2} \cdot 3,07 \cdot 1,526 = 6,625 \text{ кА.}$$

Значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов  $\tau$  определяемая по формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_A}}; \quad (21)$$

где  $\tau$  - наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, сек; определяемое по формуле

$$\tau = t_{з.мин} \cdot t_{с.в}; \quad (22)$$

где  $t_{з.мин}$  - минимальное время действия релейной защиты, 0,01 сек.,

$t_{с.в}$  - собственное время отключения выключателя, 0,025 сек.;

Результаты расчета токов короткого замыкания в точках К1, К2, К3 сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты расчетов ТКЗ

Точка КЗ	$U_{ср}$ , кА	$I_{п0}$ , кА	$T_a$ , с	$i_{a,\tau}$ , кА	$i_{уд}$ , кА
К1	115	12,067	0,03	5,314	29,3
К2	37	1,366	0,02	0,335	3,1
К3	10,5	3,07	0,015	0,421	6,625

Для выбора электрических аппаратов необходимо также знать рабочие максимальные токи.

Рабочий ток на подстанции в нормальном режиме работы определяется по формуле:

$$I_{раб} = \frac{S_{расч}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (23)$$

Таблица 7 – Токи в нормальном режиме

Напряжение	110	35	10
$I_{раб}$ , кА	52,48	164,9	577,35

В аварийном режиме работы, то есть в таком режиме, когда в работе находится один автотрансформатор из двух, рабочий ток будет равен удвоенному току в нормальном режиме работы:

Таблица 8 – Токи в послеаварийном режиме

Напряжение	110	35	10
$I_{раб2}, \text{кА}$	105	330	1155

Также для выбора выключателя необходимо проверить его по термической устойчивости,  $\text{кА}^2\text{с}$ :

$$B_K = I_{n0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (24)$$

где  $t_{откл}$  – время отключения;

$T_a$  – постоянная времени.

Время отключения находится следующим образом, с:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{выкл} = 2,555; \quad (25)$$

где  $t_{рз}$  – время релейной защитой, равное 2,5 с;

$t_{выкл}$  – полное время отключения выключателя, равное 0,055 с.

Таблица 9 – Токи в послеаварийном режиме

Напряжение	110	35	10
$B_K, \text{кА}^2\text{с}$	376,4	4,8	24,2

## 4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

### 4.1 Общие сведения

В ходе выполнения бакалаврской работы электрической части производится выбор следующих токоведущих частей и аппаратов:

- сборных шин на всех напряжениях;
- токоведущих частей (шин), связывающих основное оборудование с распределительными устройствами и основными аппаратами;
- разъединителей, высоковольтных выключателей и другой коммутационной аппаратуры (выключателей нагрузки, короткозамыкателей, отделителей и т.п.) для всех основных цепей;
- измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- устройств для защиты от перенапряжений;
- контрольных кабелей.

Выбранные электрические аппараты и токоведущие части должны обеспечивать надёжную работу электроустановок, не только в нормальном режиме, но и в аварийном. Следует учитывать при выборе некоторые условия, а именно: географическое расположение электростанции, т.е. род установки (наружный или внутренний), климатические условия. Целесообразно устанавливать в РУ 35 кВ и выше однотипное оборудование, хотя отдельные аппараты могут отличаться своими параметрами [19].

### 4.2 Выбор и проверка выключателей

В настоящее время выключатели с элегазовыми дугогасящими устройствами начинают все больше вытеснять масляные, электромагнитные и воздушные выключатели. Дело в том, что ДУ элегазовые не требуют ремонта по крайней мере в течение 20 лет, в то время как в масляных выключателях масло при отключениях загрязняется частицами свободного углерода и, кроме того, изоляционные свойства масла снижаются из-за попадания в него влаги и воздуха. Это приводит к необходимости смены масла не реже 1 раза в 4 года. Дугогасящие устройства электромагнитных выключателей примерно в эти же сроки требуют

очистки от копоти, пыли и влаги; ДУ элегазовых выключателей заключены в герметичные оболочки, и их внутренняя изоляция не подвергается воздействию внешней среды. Электрическая дуга при отключениях в элегазе также практически не снижает свойств дугогасящей и изолирующей среды.

Основные достоинства элегазового оборудования определяются уникальными физико-химическими свойствами элегаза. При правильной эксплуатации элегаз не стареет и не требует такого тщательного ухода за собой, как масло.

Элегазовому оборудованию также присущи: компактность; большие межреvisionsные сроки, вплоть до отсутствия эксплуатационного обслуживания в течение всего срока службы; широкий диапазон номинальных напряжений (6-1150 кВ); пожаробезопасность и повышенная безопасность обслуживания.

По конструкции различают колонковые и баковые выключатели.

Отличия касаются как конструктивных особенностей, так и принципа гашения электродуги. По внешнему устройству колонковые напоминают маломасляные аналоги: состоят из двух функциональных частей – дугогасительной и контактной, имеют одинаково объемные размеры.

Баковые элегазовые выключатели имеют гораздо меньшие габариты по сравнению с масляными, имеют один общий привод на три полюса, встроенные трансформаторы тока. Они также имеют один разрыв на фазу.

Колонковые выключатели:

- требуют относительно небольшого количества элегаза для заполнения, при этом обеспечивается утечка элегаза на уровне не более 0,5% в год, что достигается специально подобранными материалами для уплотнения и подтверждается многолетним опытом эксплуатации;

- имеют самосмазывающиеся приводные механизмы, надежную, простую дугогасительную камеру и испытанные на практике контактные системы, которые обеспечивают бесперебойную работу силовых выключателей и продлевают срок службы - даже при высокой частоте коммутаций;

- удобны при транспортировке - они перевозятся в полностью собранном и испытанном состоянии или в виде собранных, испытанных на заводе и готовых

к перевозке блоков, что снижает транспортные расходы, затраты на монтаж;

- предназначены для работы в диапазоне температур (-45 ÷ +40) °С.

Баковые элегазовые выключатели имеют ряд преимуществ перед колонковыми выключателями, а именно:

- отличная сейсмостойкость;
- высокий уровень безопасности;
- высокая коммутационная стойкость к большим токам КЗ;
- низкое влияние загрязнений на работу выключателя;
- меньшая площадь для установки, т.к. трансформаторы тока уже встроены

в баковый выключатель.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования: надежное отключение любых токов, быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения. Выключатели высокого напряжения должны длительно выдерживать номинальный ток и номинальное напряжение.

Выключатель выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, а также динамической и термической стойкости к токам коротких замыканий.

Выполним анализ технических и экономических характеристик элегазовых баковых выключателей.

Рассмотрим 2 варианта выключателей 110 кВ:

- 1) Выключатель элегазовый бакового типа ВЭБ-110П\*-40/2500 УХЛ1\*
- 2) Выключатель элегазовый бакового типа ЗАР1ДТ-145/ЕК

Таблица 10 - Основные технические параметры ВЭБ-110П\*-40/2500 УХЛ1\* и ЗАР1ДТ-145/ЕК.

Наименование параметра	ВЭБ-110П*-40/2500 УХЛ1*	ЗАР1ДТ-145/ЕК
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126
Номинальный ток, А	2500	до 3150
Номинальный ток отключения, кА	40	до 63

1	2	3
Ток термической стойкости	40	40
Собственное время отключения, с.	0,035	0,021
Полное время отключения, сек.	0,055	0,044
Собственное время включения, с.	0,070	0,046
Масса выключателя, кг	2660	3530
Срок службы, лет	40	40
Гарантийный срок, лет	5	5
Цена, руб.	4 800 000	5 720 000

Исходя из таблицы 10 делаем вывод, что они удовлетворяют общим требованиям надежной работы, как в длительном режиме, так и в условиях кратковременного аварийного режима, но сравнив стоимость делаем выбор в пользу элегазового выключателя ВЭБ-110П\*-40/2500 УХЛ1\*

Выключатель типа ВЭБ-110П\*-40/2500 УХЛ1\* производства ОАО «Урал-электротяжмаш» г. Екатеринбург,  $f_{\text{ном}} = 50$  Гц;  $U_{\text{ном}} = 110$  кВ,  $U_{\text{ном макс.}} = 126$  кВ,  $I_{\text{ном}} = 2500$  А.

Элегазовый выключатель ВЭБ110П\*40/2500 УХЛ1\* баковый. Имеет пружинный привод типа ППрК-2000СМ и встроенные трансформаторы тока. Выключатель снабжен устройствами электроподогрева полюсов, которые при понижении температуры окружающего воздуха до  $-25^{\circ}$  С автоматически включаются и отключаются при температуре минус  $22^{\circ}$  С. Контроль утечки элегаза из полюсов выключателя осуществляется при помощи электроконтактных сигнализаторов плотности. Полюсы выключателя ВЭБ110П\*40/2500 снабжены аварийной разрывной мембраной.

Рассмотрим 2 варианта выключателей 35 кВ:

- 1) Выключатель элегазовый бакового типа ВГБ-35-12.5/630 УХЛ1
- 2) Выключатель элегазовый бакового типа ВГБЭ-35-12.5/630 УХЛ1

Таблица 11 - Основные технические параметры ВГБ-35-12.5/630 УХЛ1 и ВГБЭ-35-12.5/630 УХЛ1

Наименование параметра	ВГБ-35-12.5/630 УХЛ1	ВГБЭ-35-12.5/630 УХЛ1
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5	40,5
Номинальный ток, А	630	630
Номинальный ток отключения, кА	12,5	12,5
Ток термической стойкости	12,5	12,5
Собственное время отключения, с.	0,040	0,028+0,04
Полное время отключения, сек.	0,060	0,065+0,01
Собственное время включения, с.	0,1	0,09+0,16
Масса выключателя, кг	650	650
Срок службы, лет	40	40
Гарантийный срок, лет	5	5
Цена, руб.	570 000	1 720 000

Исходя из таблицы 11 делаем вывод, что они удовлетворяют общим требованиям надежной работы, как в длительном режиме, так и в условиях кратковременного аварийного режима, но сравнив стоимость делаем выбор в пользу элегазового выключателя ВГБ-35-12.5/630 УХЛ1.

ВГ - выключатель элегазовый;

Б - баковый;

35 - напряжение номинальное, кВ;

12.5 - номинальный ток отключения, кА;

630 - номинальный ток, А;

УХЛ1 - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89.

Проверяем выключатель ВЭБ-110П\*-40/2500 УХЛ1\* по основным параметрам:

Таблица 12 – Выключатель ВЭБ-110П\*-40/2500 УХЛ1\*

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 126 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 52,48 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{по} = 12,067 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{вкл}$
$i_{уд} = 29,3 \text{ кА}$	$i_{пр. с.} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{пр. с.}$
$I_{по} = 12,067 \text{ кА}$	$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{откл}$
$i_{a,\tau} = 5,314 \text{ кА}$	$i_{аном.} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{аном.} \geq i_{a,\tau}$
$B_k = 376,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Аналогичный расчет проводим для остальных уровней напряжений.

Для установки 35 кВ проверяем элегазовый выключатель типа ВГБ-35-12.5/630 УХЛ1. Данные расчетов сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Выключатель ВГБ-35-12.5/630 УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 40,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 52,48 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{по} = 1,366 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{вкл}$
$i_{уд} = 3,1 \text{ кА}$	$i_{пр. с.} = 35 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{пр. с.}$
$I_{по} = 1,366 \text{ кА}$	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{откл}$
$i_{a,\tau} = 0,335 \text{ кА}$	$i_{аном.} = 22,675 \text{ кА}$	$i_{аном.} \geq i_{a,\tau}$
$B_k = 4,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Выключатель проходит по требуемым параметрам.

Для установки 10 кВ проверяем вакуумный выключатель типа ВВ/TEL-10-20/1000.

Расчет проводится аналогично предыдущему.

Таблица 14 – Выключатель ВВ/TEL-10-20/1000

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
1	2	3
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$

1	2	3
$I_{\max} = 577,35 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{ПО}} = 3,07 \text{ кА}$	$I_{\text{ВКЛ}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} < I_{\text{ВКЛ}}$
$i_{\text{уд}} = 6,625 \text{ кА}$	$i_{\text{пр. с.}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} < i_{\text{пр. с.}}$
$I_{\text{ПО}} = 3,07 \text{ кА}$	$I_{\text{ОТКЛ}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} < I_{\text{ОТКЛ}}$
$i_{\text{а,}\tau} = 0,421 \text{ кА}$	$i_{\text{аном.}} = 6,68 \text{ кА}$	$i_{\text{аном.}} \geq i_{\text{а,}\tau}$
$B_{\text{к}} = 24,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тн}}^2 \cdot t_{\text{тн}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < I_{\text{тн}}^2 \cdot t_{\text{тн}}$

Как видно из результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

#### 4.2.1 Технико-экономический расчет

Капитальные вложения определяем по формуле:

$$K = C + T + M ; \quad (26)$$

где  $C$  – цена приобретения вакуумных выключателей за 2021 год, руб.;

$T$  – расходы на доставку, руб.;

$M$  – затраты на монтаж и пуско-наладочные работы, руб.

Цена выключателя на сторону 110 кВ ВЭБ-110П\*-40/2500 УХЛ1\* составляет 4 800 000 руб., цена выключателя на сторону 35 кВ ВГБ-35-12.5/630 УХЛ1 составляет 570 000 руб., их согласно схемы подстанции 3 штук соответственно цена на приобретение масляных выключателей будет определяться:

$$C_1 = C \cdot N = 4800000 \cdot 3 = 14400000 \text{ руб.}, \quad (27)$$

$$C_2 = C \cdot N = 570000 \cdot 3 = 1710000 \text{ руб.}$$

где  $C$  – цена одного вакуумного выключателя, руб.;

$N$  – кол-во выключателей, шт.

Расходы на доставку составляют 12% от стоимости оборудования и опре-

деляются:

$$T_1 = 14400000 \cdot 0,12 = 1728000 \text{ руб.},$$

$$T_2 = 1710000 \cdot 0,12 = 205200 \text{ руб.}$$

Затраты на монтаж и пуско-наладочные работы элегазовых выключателей составляют 20% от стоимости оборудования и определяются:

$$M_1 = 14400000 \cdot 0,2 = 2880000 \text{ руб.},$$

$$M_2 = 1710000 \cdot 0,2 = 342000 \text{ руб.}$$

Определяем капитальные вложения:

$$K_1 = 14400000 + 1728000 + 2880000 = 19008000 \text{ руб.},$$

$$K_2 = 1710000 + 205200 + 342000 = 2257200 \text{ руб.}$$

Расходы на амортизацию составляют 3,5% от капитальных вложений и определяются:

$$A_{o1} = 19008000 \cdot 0,035 = 665280 \text{ руб.},$$

$$A_{o2} = 2257200 \cdot 0,035 = 79002 \text{ руб.}$$

Расходы на ремонт и техническое обслуживание для элегазовых выключателей составляют 15% от капитальных вложений и определяются:

$$P_{mo1} = 19008000 \cdot 0,15 = 2851200 \text{ руб.},$$

$$P_{mo2} = 2257200 \cdot 0,15 = 338580 \text{ руб.}$$

Тогда эксплуатационные затраты будут определяться:

$$\mathcal{E} = A_o + P_{mo}; \quad (28)$$

$$\mathcal{E}_1 = 665280 + 2851200 = 3516480 \text{ руб.},$$

$$\mathcal{E}_2 = 79002 + 338580 = 417582 \text{ руб.}$$

Рассчитываем приведенные затраты:

$$Z = K + \mathcal{E}; \quad (29)$$

$$Z_1 = 19008000 + 3516480 = 22524480 \text{ руб.},$$

$$Z_2 = 2257200 + 417582 = 2674782 \text{ руб.}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 15.

Таблица 15 – Экономическое сравнение элегазовых выключателей.

Показатели	ВЭБ-110П*-40/2500 УХЛ1*	ВГБ-35- 12.5/630 УХЛ1
Капиталовложения, руб.	19 008 000	2 257 200
Эксплуатационные затраты, руб.	3 516 480	417 582
Приведенные затраты, руб.	22 524 480	2 674 782

### 4.3 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

Выбор разъединителей проводится, как и для выключателей, но без проверок на отключающую способность т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током [18].

На стороне ВН проверяем находящиеся в эксплуатации разъединители РНДЗ-16-110/1000.

Сравнение паспортных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 16.

Таблица 16 - Сравнение паспортных и расчетных данных

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 84 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$i_y = 13,5 \text{ кА}$	$i_{пр. с} = 80 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{пр. с}$
$B_k = 14,407 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{mn}^2 \cdot t_{mn} = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Находящиеся в эксплуатации разъединители РНДЗ-16-110/1000 полностью удовлетворяют условиям и не нуждаются в замене.

На стороне СН проверяем находящиеся в эксплуатации разъединители РНДЗ-26-35/1000.

Сравнение паспортных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 17.

Таблица 17 - Сравнение паспортных и расчетных данных

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 260 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$i_y = 5,704 \text{ кА}$	$i_{пр. с} = 63 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{пр. с}$
$B_k = 18,391 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{mn}^2 \cdot t_{mn} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Находящиеся в эксплуатации разъединители РНДЗ-26-35/1000 полностью удовлетворяют условиям и не нуждаются в замене.

#### 4.4 Выбор КРУ

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

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

Для КРУ 6–10 кВ применяются выключатели обычной конструкции, а вместо разъединителей втычные контакты.

Отсек сборных шин устанавливается на корпусе шкафа. Верх отсека имеет поворотную крышку для монтажа сборных шин сверху (после полной установки всех шкафов). Сборные шины связаны с разъединяющим контактом шинами через проходные изоляторы [10].

В данной выпускной квалификационной работе рационально принять КРУ серии КРУ-2-10Э/Э-20. В них мы устанавливаем вакуумный выключатель ВВ/TEL-10- 20/1000. Приведем основные характеристики ячеек КРУ.

Таблица 18 - Основные параметры шкафа КРУ серии КРУ-2-10Э/Э-20

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	6; 6,3; 6,6; 10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	630, 1000, 1600, 3150
Номинальный ток отключения, кА	20
Термическая стойкость, кА	51
Электродинамическая стойкость, кА	20

1	2
Тип выключателя	ВВ/TEL-10-20/1000
Тип привода к выключателю	Электромагнитный
Габариты шкафа, мм: Ширина / глубина /высота	900/1674/2380

#### 4.5 Выбор ограничителей перенапряжения

Одним из наиболее опасных аварийных режимов в электрических сетях является импульсный скачек напряжения при атмосферных разрядах, перехлесте линий или коммутационных операциях. Эта величина значительно опережает нарастание импульсного тока и воздействует на изоляцию электрооборудования и других устройств, поэтому классические автоматы и другие защиты, реагирующие на изменение номинального тока, против нее не эффективны.

Основными аппаратами, защищающими от перенапряжений, долгие годы являлись вентильные разрядники. Но они морально и конструктивно устарели, и еще в конце прошлого века начали вытесняться ограничителями перенапряжений. Поэтому вентильные разрядники уже сняты с производства, а использующиеся в большинстве случаев отслужили свой нормативный срок и к ним на замену пришли ограничители перенапряжения (ОПН).

По сравнению с вентильными разрядниками ограничители перенапряжений обладают следующими преимуществами:

- глубоким уровнем ограничения всех видов перенапряжений;
- отсутствием сопровождающего тока после затухания волны перенапряжения;
- простотой конструкции и высокой надежностью в эксплуатации;
- стабильностью характеристик и устойчивостью к старению;
- оборудования системы электроснабжения буровых установок, погружных электродвигателей, станков-качалок, компрессорных и насосных станций, другого оборудования предприятий нефте- и газодобычи;
- малыми габаритами, весом и стоимостью.

Выбираем ограничитель перенапряжений ОПНп-110/550/88-10-III- УХЛ1.

Технические характеристики:

– класс напряжения сети 110 кВ;

– номинальный разрядный ток 10000 А;

– наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение 88 кВ. Условия

выбора ограничителя перенапряжения приведены в таблице 19.

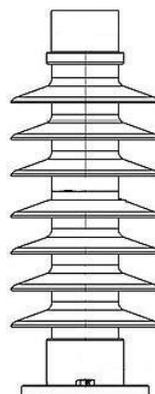


Рисунок 6 – Внешний вид ограничителя перенапряжения ОПНп-110/550/88-10-III-УХЛ1.

Таблица 19 – Условия выбора ограничителя перенапряжения

Условия выбора	Данные сети	Данные аппарата
$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$

Проверка ОПН по условиям взрывобезопасности.

Номинальный взрывобезопасный ток в соответствии с п. 3 [5] должен быть больше:

$$I_{\text{вб}} \geq 1,20 \cdot I_{\text{кз}} ; \quad (30)$$

$$1,20 \cdot I_{\text{кз}} = 1,2 \cdot 8,865 = 10,6$$

Для ОПН-У-110/84-2УХЛ1  $I_{\text{вб}} = 40 \text{ кА}$ .

$$40 \text{ кА} > 10,6 \text{ кА}$$

Выбранные ограничители перенапряжения удовлетворяют всем заданным условиям.

Разрядники РВС-35 вентильные предназначены для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электрооборудования переменного тока частотой 50 Гц. Изготавливались для сетей с любой системой заземления нейтрали.

Основными аппаратами, защищающими от перенапряжений, долгие годы являлись вентильные разрядники. Но они морально и конструктивно устарели, и еще в конце прошлого века начали вытесняться ограничителями перенапряжений. Необходимо иметь в виду, что вентильные разрядники уже сняты с производства, а использующиеся в большинстве случаев отслужили свой нормативный срок.

Выбирается ограничитель перенапряжений ОПНп-35/550/40,5-10-III-У1.

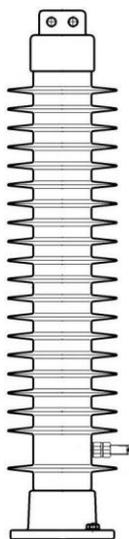


Рисунок 7 – Внешний вид ограничителя перенапряжения ОПНп-35/550/40,5- 10-III-У1.

Условия работы ограничителя:

- ограничитель предназначен для работы на открытом воздухе;
- рабочая температура от  $-60\text{ C}^\circ$  до  $+40\text{ C}^\circ$ ;
- установка над уровнем моря – до 1000м;

Устойчивость ОПН к взрывному разрушению определяется током короткого замыкания:

– при токах КЗ в 40кА – не более 0,02 с;

– при токах КЗ в 800 А – не более 2с.

Краткая характеристика внешней изоляции ОПНп-35/550:

– предельное напряжение грозового разряда в течение 1,2/50 мкс не меньше – 190 кВ;

– предельное напряжение промышленной частоты в течении 1 мин. не меньше – 80 кВ.

Длина пути утечки тока:

– ограничители, изготовленные для III степени загрязнённости - не меньше 3,1 см/кВ;

– ограничители, изготовленные для IV степени загрязненности - не меньше 3,5 см/кВ;

– по договоренности с заказчиком ограничителей высота его для III степени загрязненности может быть снижена на 4 см (длина пути КЗ- не меньше 2,7 см/кВ);

– пятидесятипроцентное разрядное напряжение в условиях загрязненности и увлажнения - не больше 42 кВ;

– изоляция ограничителя выполнена из высокопрочного полимерного материала, который устойчив к трекинг-эрозии, а также к воздействию влаги.

– механическая нагрузка на ОПНп от тяжения проводов в горизонтальной плоскости не более – 300 Н;

– группа требований по эксплуатации в условиях вибростойкости - М6;

– значение частичных разрядов в ограничителе при напряжении  $1,05 \times U_{\text{ндр}}$ ;

– не более 10 пКл, где  $U_{\text{ндр}}$  наибольшее продолжительное допустимое напряжение.

Срок эксплуатации ограничителей/вероятность безаварийной работы - 0,98 - не меньше 30 лет.

Технические характеристики:

- класс напряжения сети 35 кВ;
- номинальный разрядный ток 10000 А;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение 40,5 кВ.

Таблица 20 – Условия выбора ограничителя перенапряжения

Условия выбора	Данные сети	Данные аппарата
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$

Выбранные ограничители перенапряжения удовлетворяют всем заданным условиям.

На стороне НН проверяем ОПН марки ОПН-10.

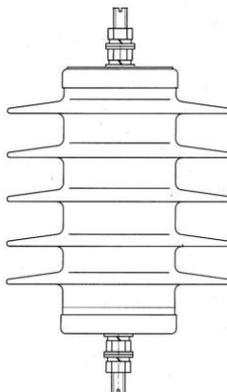


Рисунок 8 - Внешний вид ограничителя перенапряжений ОПН-10

Технические характеристики:

- класс напряжения сети 10 кВ;
- номинальный разрядный ток 10000 А;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение 12,7 кВ.

Таблица 21 – Условия выбора ограничителя перенапряжения

Условия выбора	Данные сети	Данные аппарата
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$

Выбранные ограничители перенапряжения удовлетворяют всем заданным условиям.

## 4.6 Выбор трансформаторов тока

Трансформатором тока называют такое электрическое устройство, которое предназначено для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для деления цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,5.

Трансформаторы тока выбираются:

- по напряжению установки
- по току

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости;
- по вторичной нагрузке

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому  $Z_2 \approx R_2$ . Вторичная нагрузка  $R_2$  состоит из сопротивления приборов  $R_{ПРИБ}$ , соединительных проводов  $R_{ПР}$  и переходного сопротивления контактов  $R_K$ :

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k \quad (31)$$

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2н}^2}, \quad (32)$$

где  $S_{приб}$  - мощность, потребляемая приборами;

$I_{2н}$  - вторичный номинальный ток прибора;

$r_k = 0,05$  Ом – при двух - трех приборах;

$r_k = 0,1$  Ом – при большем числе приборов.

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине  $l$  соединенных проводов. Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что  $Z_{\text{ПРОВ}} = R_{\text{ПРОВ}}$

#### Выбор на сторону ВН

Таблица 22 – Тип и мощность прибора

Прибор	Тип	Класс точности	Потребляемая мощность, ВА
Амперметр	ION-8600	1,5	0,25
Ваттметр		1,5	0,25
Варметр		2,5	0,25
Итого:			0,75

Для обеспечения данного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2p} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (33)$$

где  $r_{\text{приб}}$  – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток приборов;

$r_{\text{пр}}$  – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

$r_{\text{к}}$  – переходное сопротивление контактов (принимается равным 0,01 Ом).

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2}; \quad (34)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,75}{5^2} = 0,15 \text{ Ом} \quad (35)$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм<sup>2</sup>, тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{0,028 \cdot 60}{4} = 0,42 \text{ Ом} \quad (36)$$

где  $l_{расч}$  – длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения = 60 м – расчётная длина провода для РУ 110 кВ;

$\rho = 0,028 \text{ Ом} \cdot \text{мм}/\text{м}$  – удельное сопротивление для алюминия;

$$Z_{2p} = 0,15 + 0,42 + 0,01 = 0,4 \text{ Ом}$$

На сторону ВН выбираем трансформатор тока ТГФ – 110.

Сравнение расчетных и паспортных данных для трансформатора тока представлено в таблице 23.

Таблица 23 – Трансформатор тока ТГФ - 110

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 52,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 1200 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{ном}$
$Z_{2p} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{2p} < Z_{2ном}$
$i_y = 29,3 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 150 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$W_k = 376,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 4610 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Трансформаторы тока ТГФ-110 предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления в сетях переменного тока частотой 50 и 60 Гц напряжением 110 кВ. Конструкция трансформаторов устойчива к воздействию окружающей среды, а высокий класс точности измерительной обмотки (0,5S и 0,2S) позволяет использовать их для коммерческого учета электроэнергии и в АСКУЭ.

Трансформаторы тока выпускаются с шестью и более вторичными обмотками, комплектуются опорными изоляторами, как отечественного, так и зарубежного производства.

Особенностью конструкции является:

- наличие защитной мембраны, исключающей взрыв при пробое изоляции внутри трансформатора (испытания с искусственным перекрытием изоляции внутри корпуса показали полную надежность этой защиты при токах КЗ 50 кА длительностью 0,5с;
- высокая врыво-пожаробезопасность, т.к. элегаз не поддерживает горение;
- обслуживание в эксплуатации, которое сводится к мониторингу давления элегаза в трансформаторе;
- отсутствие необходимости контроля качества элегаза методом взятия проб;
- правильно выбранные и изготовленные уплотнения гарантирующие эксплуатацию трансформатора без подпитки элегазом в течение 20 лет.

Выбор на сторону СН

Таблица 24 – Тип и мощность прибора

Прибор	Тип	Класс точности	Потребляемая мощность, ВА
Амперметр	ION-8600	1,5	0,25
Ваттметр		1,5	0,25
Варметр		2,5	0,25
Итого:			0,75

Для обеспечения данного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2p} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}},$$

где  $r_{\text{приб}}$  – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток приборов;

$r_{\text{пр}}$  – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

$r_{\text{к}}$  – переходное сопротивление контактов (принимается равным 0,01 Ом).

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,75}{5^2} = 0,15 \text{ Ом}$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм<sup>2</sup>, тогда сопротивление про-  
вода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{0,028 \cdot 48}{4} = 0,336 \text{ Ом}$$

где  $l_{расч}$  – длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения  
= 48 м – расчётная длина провода для РУ 35 кВ;

$\rho = 0,028 \text{ Ом} \cdot \text{мм}/\text{м}$  – удельное сопротивление для алюминия;

$$Z_{2p} = 0,15 + 0,336 + 0,01 = 0,496 \text{ Ом}$$

На сторону СН выбираем трансформатор тока 4МА76.

Сравнение расчетных и паспортных данных для трансформатора тока  
представлено в таблице 25.

Таблица 25 – Трансформатор тока 4МА76

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 165 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{ном}$
$Z_{2p} = 0,496 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 0,7 \text{ Ом}$	$Z_{2p} < Z_{2ном}$
$i_y = 3,1 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 120 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$W_k = 4,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 19200 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным усло-  
виям и может быть принят к установке.

Трансформаторы тока 4МА76 предназначены для передачи сигналов изме-  
рительной информации измерительным приборам и/или устройствам защиты и  
управления, применяются в электросетях 35 кВ переменного тока промышлен-  
ной частоты в составе комплектных распределительных устройств.

Трансформаторы тока 4МА76 являются однофазными трансформаторами

с литой изоляцией, выполненной из эпоксидного компаунда. Эпоксидное литье выполняет одновременно функции изолятора и несущей конструкции. Выводы первичной обмотки расположены на верхнем торце трансформаторов, подключение токоведущих шин осуществляется с помощью болтов М12. Вторичные обмотки - измерительная и защитная - изготовлены на номинальные вторичные токи 5 А. Выводы вторичных обмоток помещены на основании трансформатора в контактную коробку, которая закрывается съемной крышкой.

#### Выбор на сторону НН

Таблица 26 – Тип и мощность прибора

Прибор	Тип	Класс точности	Потребляемая мощность, ВА
Амперметр	ION-8600	1,5	0,25
Ваттметр		1,5	0,25
Варметр		2,5	0,25
Итого:			0,75

Для обеспечения данного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2p} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}},$$

где  $r_{\text{приб}}$  – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток приборов;

$r_{\text{пр}}$  – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

$r_{\text{к}}$  – переходное сопротивление контактов принимаем равным 0,01 Ом.

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,75}{5^2} = 0,15 \text{ Ом}$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм<sup>2</sup>, тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{0,028 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом}$$

где  $l_{расч}$  – длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения = 10 м – расчётная длина провода для РУ 10 кВ;

$\rho = 0,028 \text{ Ом} \cdot \text{мм}/\text{м}$  – удельное сопротивление для алюминия;

$$Z_{2p} = 0,15 + 0,07 + 0,01 = 0,23 \text{ Ом}$$

На сторону НН выбираем трансформатор тока ТОЛ – 10 - 1.

Сравнение расчетных и паспортных данных для трансформатора тока представлено в таблице 27.

Таблица 27 – Трансформатор тока ТОЛ – 10 - 1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 577,35 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{ном}$
$Z_{2p} = 0,23 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{2p} < Z_{2ном}$
$i_y = 6,625 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 150 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 24,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

#### 4.7 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения используются для снижения высокого напряжения и для разграничения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке [26].

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (37)$$

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (38)$$

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

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

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{приб} \cdot \cos \varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin \varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}; \quad (39)$$

Если вторичная нагрузка превышает номинальную мощность в выбранном классе точности, то устанавливают второй трансформатор напряжения и часть приборов присоединяют к нему.

Сечение проводов в цепях трансформаторов напряжения определяется по допустимой потере напряжения. Согласно ПУЭ потеря напряжения от трансформаторов напряжения до расчетных счетчиков должна быть не более 0,5%, а до щитовых измерительных приборов – не более 1,5% при нормальной нагрузке.

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

На стороне ВН проверяем существующий трансформатор напряжения

НАМИ - 110 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 28.

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 110 кВ

Прибор	Тип	S <sub>общ</sub> , ВА	Число обмоток	Cos	Sin	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Ват	Q, Вар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	6	10	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	5	15	-
Варметр	Д-355	1,5	2	1	0	5	15	-
Счетчик активной энергии	И-674	3	2	0,38	0,925	5	30	72,5
Счетчик реактивной энергии	И-673	3	2	0,38	0,925	5	30	72,5
Сумма:							100	145

По формуле 39 рассчитываем  $Z_{2\Sigma}$ :

$$Z_{2\Sigma} = \sqrt{(100^2 + 145^2)} = 176 \text{ ВА.}$$

Таблица 29 – Трансформатор напряжения НАМИ - 110 УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$S_{2p} = 176 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 250 \text{ ВА}$	$S_{2p} < S_{2н}$

Как видно из результатов ТН соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На сторону СН выбираем трансформатор напряжения НАМИ - 35 УХЛ2. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на четыре секции шин представлена в таблице 30.

Таблица 30 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ

Прибор	Тип	$S_{\text{общ}}$ , ВА	Число обмоток	Cos	Sin	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Ват	Q, Вар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	5	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	4	3	-
Варметр	Д-355	1,5	2	1	0	4	3	-
Счетчик активной энергии	И-674	3	2	0,38	0,925	4	6	14,5
Счетчик реактивной энергии	И-673	3	2	0,38	0,925	4	6	14,5
Сумма:							23	29

Таблица 31 – Трансформатор напряжения НАМИ - 35 УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$S_{2\text{р}} = 37 \text{ ВА}$	$S_{2\text{н}} = 75 \text{ ВА}$	$S_{2\text{р}} < S_{2\text{н}}$

Как видно из результатов ТН соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ - 10. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на четыре секции шин представлена в таблице 32.

Таблица 32 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	$S_{\text{общ}}$ , ВА	Число обмоток	Cos	Sin	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Ват	Q, Вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	15	3	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Варметр	Д-355	1,5	2	1	0	2	3	
Счетчик активной энергии	И-674	3	2	0,38	0,925	15	6	14,5
Счетчик реактивной энергии	И-673	3	2	0,38	0,925	15	6	14,5
Сумма:							20	19

$$Z_{2\Sigma} = \sqrt{(20^2 + 19^2)} = 27 \text{ ВА.}$$

Таблица 33 - Трансформатор напряжения НАМИ - 10

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$S_{2p} = 27 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 75 \text{ ВА}$	$S_{2p} < S_{2н}$

Как видно из результатов ТН соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

#### 4.8 Выбор жестких шин

В последние годы значительное количество ОРУ 110-500 кВ выполняется с жесткой ошиновкой, которая позволяет создать компактные и экономичные распределительные устройства, занимающие меньшую площадь, имеющие более низкое расположение шин, высоту порталов, чем в ОРУ с гибкой ошиновкой. Благодаря этому сокращается длина контрольных и силовых кабелей, дорог, облегчается очистка изоляторов, ремонт шинных конструкций, улучшается обзор шин и аппаратов. При использовании жесткой ошиновки снижается трудоемкость монтажных работ. На основе конструкций с жесткими шинами созданы конструкции высокой заводской готовности, в том числе, компактные модули и комплектные ПС. Все это позволяет сократить сроки сооружения РУ.

В РУ 110 кВ ошиновки выполняются жесткими алюминиевыми шинами.

Выбираем алюминиевые двухполосные шины прямоугольного сечения марки АД31Т:

$$d = 2 \cdot (50 \times 5) \text{ мм}, S = 250 \text{ мм}^2$$

$$I_{\text{доп}} = 665 \text{ А.}$$

Определяем расчетные типы продолжительных режимов:

$$I_n = 0,7 \cdot \frac{S_{\text{мп ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 0,7 \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 36,78 \text{ А}, \quad (40)$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{мп ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 1,4 \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,6 \text{ А}, \quad (41)$$

где  $S_{\text{ном.тр}}$  - номинальная мощность трансформатора, кВА.

Выбираем сечение алюминиевых шин по допустимому току.

Проверяем шины по условию нагрева в продолжительном режиме:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}};$$

$$73,6 \text{ А} < 665 \text{ А}$$

Проверка по термической стойкости токам КЗ.

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

где  $q_{\text{min}}$  - минимальное сечение по термической стойкости.

Минимальное термически стойкое сечение проводника:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} = \frac{\sqrt{376,4 \cdot 10^3}}{91} = 6,74 \text{ мм}^2, \quad (42)$$

где  $B_k$  - интеграл Джоуля, рассчитанный ранее,  $\text{кА}^2\text{с}$ ;

$C$  – тепловая функция, значение которой для данного проводника (для алюминиевых шин и кабелей) принимается равным  $91 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ .

$$6,74 \text{ мм}^2 < 250 \text{ мм}^2$$

Следовательно, шины термически стойкие.

Проверка шин на механическую прочность.

$$\delta_{расч} = 1,76 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W} \cdot 10^{-8} \leq \delta_{доп}, \text{МПа}, \quad (43)$$

где  $\delta_{расч}$  - максимальное расчётное напряжение в материале шин, расположенных в одной плоскости;

$i_y$  - ударный ток КЗ в амперах;

$a = 0,8 \text{ м}$  - расстояние между соседними фазами;

$l = 2 \text{ м}$  - пролёт между изоляторами;

$W$  - момент сопротивления шин относительно оси, перпендикулярной к направлению действия силы,  $\text{м}^3$ ;

$\delta_{доп}$  - допустимое напряжение в материале шин.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{н0} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 12,067 \cdot 1,6 = 27,3 \text{ кА}, \quad (44)$$

$$\delta_{расч} = 2,2 \cdot \frac{2730^2 \cdot 2^2}{0,8 \cdot 58} \cdot 10^{-8} = 0,09 \text{ МПа}.$$

$$\delta_{расч} \leq \delta_{доп};$$

$$0,09 \text{ МПа} < 48 \text{ МПа}.$$

Следовательно, шины механически прочны.

Определяем расчетные типы продолжительных режимов:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{mp \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 1,4 \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 23,1 \text{ А};$$

Выбираем алюминиевые двухполосные шины прямоугольного сечения марки АД31Т:

$$d = 2 \cdot (50 \times 5) \text{ мм}, S = 250 \text{ мм}^2$$

$$I_{\text{доп}} = 665 \text{ А}.$$

Выбираем сечение алюминиевых шин по допустимому току.

Проверяем шины по условию нагрева в продолжительном режиме:

$$23,1 \text{ А} < 665 \text{ А}.$$

Проверка по термической стойкости токам КЗ.

Минимальное термически стойкое сечение проводника:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} = \frac{\sqrt{4,8 \cdot 10^3}}{91} = 0,76 \text{ мм}^2,$$

$$0,76 \text{ мм}^2 < 250 \text{ мм}^2.$$

Следовательно, шины термически стойкие.

Проверка шин на механическую прочность.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot k_{y0} = \sqrt{2} \cdot 1,366 \cdot 1,6 = 3,09 \text{ кА},$$

$$\delta_{\text{расч}} = 2,2 \cdot \frac{3090^2 \cdot 2^2}{0,8 \cdot 58} \cdot 10^{-8} = 0,018 \text{ МПа}.$$

$$0,018 \text{ Мпа} < 48 \text{ Мпа}$$

Следовательно, шины механически прочны.

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения, так как они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения.

Для лучшей теплоотдачи и удобства эксплуатации шины окрашивают при переменном токе фаза А в желтый, фаза В - зеленый и фаза С - красный цвет; при постоянном токе положительная шина в красный, отрицательная — синий цвет.

Согласно ПУЭ сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений по экономической плотности тока не проверяются.

Принимаем алюминиевые двухполосные шины прямоугольного сечения марки ОД:

$$2 \cdot (6 \times 60) \text{ мм}, S = 357 \text{ мм}^2.$$

$$I_{\text{доп}} = 1555 \text{ А}$$

Определяем расчетные типы продолжительных режимов:

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{мп ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}} = 1,4 \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 80,83 \text{ А};$$

Проверяем шины по условию нагрева в продолжительном режиме:

$$80,83 \text{ А} < 357 \text{ А}.$$

Проверка по термической стойкости токам КЗ.

Минимальное термически стойкое сечение проводника:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} = \frac{\sqrt{24,2 \cdot 10^3}}{91} = 1,7 \text{ мм}^2,$$

$$1,7 \text{ мм}^2 < 160 \text{ мм}^2.$$

Следовательно, шины термически стойкие.

Проверка шин на механическую прочность.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 3,07 \cdot 1,6 = 6,94 \text{ кА},$$

$$\delta_{расч} = 2,2 \cdot \frac{6946^2 \cdot 2^2}{0,8 \cdot 58} \cdot 10^{-8} = 0,09 \text{ МПа}.$$

$$0,09 \text{ МПа} < 75 \text{ МПа}.$$

Следовательно, шины механически прочны.

#### **4.9 Выбор и проверка опорных изоляторов**

Выбор опорные изоляторы происходит по роду установки, напряжению и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор  $F_{расч}$  определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет, в многопролетной шинной конструкции. Расчетная нагрузка не должна превышать 60%, согласно ПУЭ, от разрушающей нагрузки  $F_{разр}$ , указанных в паспортных данных на изоляторы, так же должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \tag{45}$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{дон}. \tag{46}$$

На сторону ВН выбираем опорные изоляторы ОСК-10-110-Г-02-3 УХЛ1 с:

$$F_{\text{разр}} = 10000 \text{ Н.}$$

На механическую прочность при изгибе проверяем изоляторы:

Допустимая нагрузка на головку изолятора, Н:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_{y\partial}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (47)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{29,3^2 \cdot 1,8}{1} \cdot 10^{-7} = 26,7 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

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

Данные расчетов сведены в таблицу 34.

Таблица 34 – Выбор опорных изоляторов 10 кВ

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$F_{\text{расч}} = 26,7 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} = 6000 \text{ Н}$	$F_{\text{расч}} < F_{\text{доп}}$

Таким образом, ОСК-10-110-Г-02-3 УХЛ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

ОСК 10-110-Г-02-3 УХЛ1 — изолятор опорный стержневой полимерный с защитной оболочкой из кремнийорганической резины с нормированной разрушающей нагрузкой на изгиб 10 кН на номинальное напряжение 110 Кв для эксплуатации в районах до 3 степени загрязнения включительно по ГОСТ 9920, климатического исполнения УХЛ, категории размещения 1 — на открытом воздухе.

На сторону СН выбираем опорные изоляторы ОСК-8-35-А-2 УХЛ1 с:

$$F_{\text{разр}} = 8000 \text{ Н.}$$

На механическую прочность при изгибе проверяем изоляторы:

Допустимая нагрузка на головку изолятора, Н:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{3,1^2 \cdot 1,1}{1,15} \cdot 10^{-7} = 159,2 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 8000 = 4800 \text{ Н.}$$

Данные расчетов сведены в таблицу 35.

Таблица 35 – Выбор опорных изоляторов 10 кВ

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$F_{расч} = 159,2 \text{ Н}$	$F_{доп} = 4800 \text{ Н}$	$F_{расч} < F_{доп}$

Таким образом, ОСК-8-35-А-2 УХЛ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

На сторону НН выбираем опорные изоляторы ОСК 12,5-10-2 УХЛ1 с:

$$F_{разр} = 12000 \text{ Н.}$$

На механическую прочность при изгибе проверяем изоляторы:

Допустимая нагрузка на головку изолятора, Н:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{6,625^2 \cdot 1,5}{1,62} \cdot 10^{-7} = 703,8 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 12000 = 7500 \text{ Н.}$$

Данные расчетов сведены в таблицу 36.

Таблица 36 - Выбор опорных изоляторов 10 кВ

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$F_{расч} = 703,8 \text{ Н}$	$F_{доп} = 7500 \text{ Н}$	$F_{расч} < F_{доп}$

Таким образом, ОСК 12,5-10-2 УХЛ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

#### 4.10 Выбор аккумуляторных батарей

На электростанциях и подстанциях необходимо установить постоянный ток с аккумуляторными батареями для питания цепей управления, сигнализации, аварийного освещения, автоматики, а также для электроснабжения важнейших механизмов собственных нужд, которые необходимы для обеспечения сохранения оборудования в работоспособном состоянии (уплотнений вала, маслонасосы смазки).

Получающих питание от аккумуляторной батареи, потребители энергии, можно разделить на три группы:

- кратковременная нагрузка;
- постоянно включенная нагрузка;
- временная нагрузка.

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда определяется по формуле ниже, шт:

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

где  $n_0$  - число основных элементов в батарее;

$U_{ш}$  - напряжение на шинах, принимаем  $U_{ш} = 230 \text{ В}$ ;

$U_{ПА}$  - напряжение на элементе в режиме подзаряда (2,15 В)

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

В режиме заряда при максимальном напряжении на элементе 2,6 В к шинам присоединяется минимальное число элементов:

$$n_{\min} = \frac{230}{2,6} = 88 \text{ шт.}$$

В режиме аварийного заряда при напряжении на элементе 1,75 В к шинам присоединяется:

$$n = \frac{230}{1,75} = 132 \text{ шт.}$$

где  $n$  - общее число элементов батареи.

Количество добавочных элементов:

$$n_{\text{доб}} = n - n_0 = 132 - 108 = 24; \quad (49)$$

По формуле ниже выбирается типовой номер батареи  $N$ :

$$N \geq 1,05 \cdot \left( \frac{I_{AB}}{J} \right), \quad (50)$$

где  $I_{AB}$  - нагрузка установившегося получасового (часового) аварийного разряда, А;

1,05 – коэффициент запаса;

$J$  - допустимая нагрузка аварийного разряда, А/Н, приведенная к первому номеру аккумуляторов, в зависимости от температуры электролита.

Рассчитанный номер округлим до ближайшего большего типового номера

$$N \geq 1,05 \cdot \left( \frac{70}{25} \right) = 2,94 = 3 \text{ шт.}$$

Предварительно принимаем батарею СК – 3. Выбранный аккумулятор проверим по наибольшему толчковому току понеравенству указанному ниже:

$$46 \cdot N \geq I_{T \max}, \quad (51)$$

где 46 – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку.

$$I_{T \max} = 229 \text{ A};$$

$$46 \cdot N = 46 \cdot 3 = 138 \text{ A};$$

Следовательно, надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{229}{46} = 4,97;$$

Окончательно принимаем СК – 5.

Проверяем отклонение напряжения при наибольшем толчковом токе:

$$I_p = \frac{I_{T \max}}{N} = \frac{229}{5} = 45,8 \text{ A}; \quad (52)$$

Определяем напряжение на аккумуляторе равным 85 %. Если принять потерю напряжения в соединительном кабеле - 5 %, то напряжение на приводах будет равно. Допустимое отклонение напряжения на электромагнитах включения составляет 80 - 110 %, таким образом, принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение.

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_{П} \quad (53)$$

где  $I_{П}$  - ток постоянно включенной нагрузки.

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot 5 + 20 = 20,75 \text{ А}$$

Определяем напряжение в конце заряда, В:

$$U_{ПЗ} = 2,2 \cdot n_0 \quad (54)$$

$$U_{ПЗ} = 2,2 \cdot 108 = 236 \text{ В}$$

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

Зарядное устройство рассчитывается на ток разряда, А:

$$I_A \geq 5 \cdot N + I_{П}, \quad (55)$$

где  $I_{П}$  - ток постоянно включенной нагрузки.

$$I_A \geq 5 \cdot 5 + 20 = 45 \text{ А}.$$

Определяем напряжение в конце заряда, В:

$$U_3 = 2,75 \cdot n; \quad (56)$$

$$U_3 = 2,75 \cdot 132 = 363 \text{ В}.$$

Выбираем зарядный агрегат из генератора постоянного тока П – 91.

#### 4.11 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотные заградители предназначены для врезки в линейные провода высоковольтных линий электропередач в качестве высокочастотной обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

Выбор ВЧ - заградителей производим по номинальным и ударным токам.

К установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-630-0,5УХЛ1 с конденсаторами связи СМПВ - 110/3 - 6,4, с фильтром присоединения серии ФПМ.

Сравнение расчетных и паспортных данных для ВЧЗ представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Высокочастотный заградитель ВЗ-630-0,5УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{рmax} = 25 \text{ ВА}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{рmax} < I_{ном}$
$I_{уд} = 29,3 \text{ кА}$	$I_{скв} = 41 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{скв}$
$Вк = 376,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 675 \text{ кА}^2\text{с}$	$Вк < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Как видно из результатов ВЧ – заградитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

## 5 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

### 5.1 Общие сведения

Распределительные устройства (РУ) электрических станций и подстанций проектируются наружной установки базового оборудования на открытом воздухе (ОРУ).

Повышения напряжения возможны в ходе эксплуатации выше наибольшего рабочего - грозовые и внутренние перенапряжения.

Основная причина грозовых перенапряжений - это поражения электроустановки молнией или удар вблизи нее в землю (индуктированные перенапряжения). Молния представляет собой источник тока. Так как значения токов молнии могут быть статистическими разбросами, то и грозовые перенапряжения будут являться статистической величиной [2].

Рабочее заземление сети – это соединение с землей некоторых точек сети (обычно нейтрали обмоток части силовых трансформаторов и генераторов, реакторы поперечной компенсации в дальних ЛЭП) со следующей целью: снижение уровня изоляции элементов электроустановки, эффективная защита сети разрядниками от атмосферных перенапряжений, упрощение релейной защиты от однофазных КЗ, возможность удержания поврежденной линии в работе и т.д.

Защитное заземление – это заземление всех металлических частей электроустановки (каркасы, корпуса, приводы аппаратов, опорные и монтажные конструкции, ограждения и т.д.), которые нормально не находятся под напряжением, но могут оказаться под ним при повреждении изоляции. Защитное заземление выполняется для того, чтобы повысить безопасность эксплуатации, уменьшить вероятность поражения людей и животных электрическим током в процессе эксплуатации электрических установок.

Заземление молниезащиты предназначено для отвода в землю тока молнии и атмосферных перенапряжений от молниеотводов, защитных тросов и разрядников и для снижения потенциалов отдельных частей установки по отношению к земле.

Рабочее и защитное заземления должны выполнять свое назначение в течение всего года, заземление грозозащиты – только в грозовой период.

Так как системы заземления различного назначения в пределах установки не могут быть выполнены изолированно друг от друга и должны иметь при замыкании на землю одинаковый потенциал, то все они объединяются между собой в общую систему заземления станции или подстанции.

Заземляющее устройство любого вида состоит из заземлителя, располагаемого в земле, и проводника, соединяющего заземляемый элемент установки с заземлителем. Заземлитель может состоять из одного или многих вертикальных и горизонтальных электродов и характеризуется сопротивлением, которое окружающая земля оказывает стекающему току. Сопротивление заземлителя определяется отношением потенциала заземлителя к стекающему с него току.

Сопротивление общей системы заземления станции или подстанции должно удовлетворять требованиям к заземлению того электрооборудования, для которого необходимо наименьшее сопротивление заземляющего устройства.

Требования, предъявляемые ПУЭ к заземлениям электроустановки, зависят от режима нейтрали сети, в которой работает установка.

Заземляющие устройства установок напряжением свыше 1000 В с эффективно заземленной нейтралью выполняются с соблюдением требований либо к их сопротивлению, либо к напряжению прикосновения.

## 5.2 Расчет заземления

Под заземлитель размер площади ПС Волково, с учетом того, что контур сетки заземлителя располагается с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при касании к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя):

$$S_1 = (A_1 + 2 \cdot 1,5) \cdot (B_1 + 2 \cdot 1,5), \quad (57)$$

где  $A_1 = 79,5$  – ширина территории, занимаемой заземлителем, м;

$B_1 = 35$  – длина территории, занимаемой заземлителем, м.

$$S_1 = (79,5 + 2 \cdot 1,5) \cdot (35 + 2 \cdot 1,5) = 3135 \text{ м}^2;$$

Определим общую длину полос сетки горизонтального заземлителя:

$$L_{1r} = \frac{2 \cdot S_1}{a_r} \text{ м}, \quad (58)$$

где  $a_r = 5$  – расстояние между полосами сетки, м.

$$L_{1r} = \frac{2 \cdot 3135}{5} = 1254;$$

Определим число горизонтальных ячеек по стороне  $A_1$  и  $B_1$ :

$$m_{A1} = \frac{A_1}{a_r}, \quad (59)$$

$$m_{A1} = \frac{48}{6} = 8 \text{ ячеек по стороне } A_1,$$

$$m_{B1} = \frac{B_1}{a_r}, \quad (60)$$

$$m_{B1} = \frac{36}{6} = 6 \text{ ячеек по стороне } B_1.$$

Примем  $m_{A1} = 8$ ;  $m_{B1} = 6$ .

Найдем длину горизонтальных полос для квадратичной модели со стороны  $\sqrt{S_1} = 55,991$  м. В данном случае число ячеек:

$$m_1 = \frac{L_{1г}}{2 \cdot \sqrt{S_1}} - 1, \quad (61)$$

$$m_1 = \frac{1254}{2 \cdot 55,991} - 1 = 10,198.$$

В расчетной модели длина горизонтальных полос:

$$L_{1г.расч} = 2 \cdot \sqrt{S_1} \cdot (m_1 + 1), \quad (62)$$

$$L_{1г.расч} = 2 \cdot 55,171 \cdot (10,034 + 1) = 993,072 \text{ м.}$$

Количество вертикальных электродов найдем:

$$n_{в.1} = \frac{4 \cdot \sqrt{S_1}}{a_в}, \quad (63)$$

где  $a_в = 12$  – расстояние между вертикальными электродами, м.

Принимаем  $n_{в.1} = 19$  электрода.

Сопротивление грунта эквивалентное удельное:

$$\rho_{ЭКВ} = \frac{h_{1э}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}}, \quad (64)$$

где  $h_{1э} = l_в + h_3 = 5 + 2 = 7$  м – глубина заложения заземлителя;

$\rho_1 = 30$  Ом·м,  $h_1 = 6$  м – соответственно удельное сопротивление и толщина верхнего слоя грунта (глинозём);

$\rho_2 = 70 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $h_2 = 8 \text{ м}$  – соответственно удельное сопротивление и толщина нижнего слоя грунта (суглинки).

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{7}{\frac{6}{30} + \frac{8}{70}} = 22,273 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Выполненного в виде сетки с вертикальными электродами, стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_{\text{СТ.1}} = \rho_{\text{ЭКВ}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S_1}} + \frac{1}{L_{\text{Г}} + n_{\text{В.1}} \cdot l_{\text{В}}} \right), \quad (65)$$

где  $A$  – параметр зависящий от соотношения  $l_{\text{В}}/\sqrt{S_1}$  и равный 0,09.

$$R_{\text{СТ.1}} = 22,273 \cdot \left( \frac{0,40}{55,991} + \frac{1}{993,072 + 19 \cdot 5} \right) = 0,175 \text{ Ом}.$$

Для того, что бы определить импульсное сопротивления рассчитаем импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_1}}{(\rho_{\text{ЭКВ}} + 320) \cdot (I_{\text{М}} + 45)}}, \quad (66)$$

где  $I_{\text{М}}$  – ток молнии, кА.

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 55,991}{(22,273 + 320) \cdot (65 + 45)}} = 1,494$$

$$R_{и.1} = R_{ст.1} \cdot \alpha_{и}, \quad (67)$$

$$R_{и.1} = 0,175 \cdot 1,494 = 0,262 \text{ Ом.}$$

В соответствии с требованиями ПУЭ, сопротивление подстанции не превышает 0,5 Ом [4].

### 5.3 Общие сведения о молниезащите

Любое здание и сооружение должно защищаться в соответствии с типом зоны защиты и категориями устройства молниезащиты, которое зависит от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молний в год. С помощью молниеотводов, защита от прямых ударов молнии проектируется различных типов: сетчатых, комбинированных, стержневых, тросовых. Чаще используются стержневые молниеотводы [2].

Действие молниеотвода заключается в том, что молния поражает высоко и надежно заземленные металлические сооружения. Из-за этого защищаемое сооружение, более низкое, чем молниеотвод по высоте, и не будет поражаться молнией, если оно будет полностью находится зоне защиты молниеотвода. Зона защиты молниеотвода – это пространство вокруг молниеотвода, которое обеспечивает защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Поверхность зоны защиты обладающая постоянной и минимальной по величине степенью надежности; по глубине продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Степень надежности зоны защиты типа А обладает 99,5 % и выше, а типа Б – 95 % и выше.

Расчетом молниезащиты является определение границ зоны действия молниеотводов. Она представляет пространство, защищенное от прямых ударов молнии. Зоной защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой  $h \leq 150$  м определяет собой круговой конус, который зависит от типа зоны защиты соответствует следующим габаритам:

Существует два вида зон:

Зона А - с надежностью не менее 0,995 и  $U \leq 500$  кВ;

Зона Б - с надежностью не менее 0,95 и  $U > 500$  кВ.

Используют тросовые молниеотводы, стержневые молниеотводы для защиты от прямых ударов молнии, а также сетки молниезащитные и металлические кровли.

Зона защиты двух равновеликих стержневых молниеотвода.

В данном дипломном проекте проведен расчет зоны защиты типа – А - с надежностью не менее 0,995 и  $U \leq 500$  кВ, ОРУ-35 кВ. Расчет приведен в приложении В.

#### **5.4 Расчет молниезащиты подстанции Волково**

Защитным действием молниеотвода основанным на свойстве поражения молнии необходимым для наиболее высоким и хорошо заземленным металлическим сооружениям. Из-за этого защищаемые здания, более низкие в сравнении с молниеотводами по высоте, вовсе не будут поражаться молниями, если многими своими частями оно будут входить в зоны защиты молниеотводов. Зонами защит молниеотводов считают части пространства вокруг молниеотводов, обеспечивающих защиты здания и сооружения от прямых ударов молнии с необходимой степенью надежностей. Наименьшим и постоянным по величинам степеней надежности обладают поверхности зоны защит; по продвижению внутрь зона надежности защит увеличивается.

Всю территорию подстанций необходимо защищать от удара молнии.

В современной практике молниезащиты применяют разные типы молниеотвод. Для защит территория подстанция обычно используются стержневые молниеотводы. Они расплогают на линейные порталы, а также на отдельно стоящих конструкциях [5].

От прямого удара молнии защита подстанции осуществляется двумя молниеотводов, установленных на отдельно стоящих конструкциях. Высоту защищаемого объекта принимаем линейный портал высотой  $h_x = 11$  м.

Расстояние между молниеотводами 1 – 2 равно 40 м.

Эффективная высота молниеотводов определяется по формуле:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h, \quad (68)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 40 = 34 \text{ м.}$$

где  $h$  – высота молниеотводов 40 м.

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (69)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 40) \cdot 40 = 40,8 \text{ м.}$$

Радиус внешней зоны при условии  $h < L < 2 \cdot h$ ,  $r_0 = r_{\text{с0}}$  м, что соответствует данному случаю:

$$r_{\text{с0}} = r_0 = 40,8 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты в середине между молниеотводами 2-4:

$$h_{\text{сг}} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h), \quad (70)$$

$$h_{\text{сг}} = 20,4 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 40) \cdot (30 - 40) = 35,82 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте равной высоте защищаемого объекта  $h_x = 11$  м:

$$r_{\text{сх}} = r_{\text{с0}} \cdot \left( \frac{h_{\text{сг}} - h_x}{h_{\text{сг}}} \right), \quad (71)$$

$$r_{CX} = 40,8 \cdot \left( \frac{35,82 - 11}{35,82} \right) = 28,271 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте равной высоте защищаемого объекта возле молниеотвода:

$$r_X = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_X}{h_{\phi}} \right), \quad (72)$$

$$r_X = 40,8 \cdot \left( 1 - \frac{11}{34} \right) = 27,6 \text{ м.}$$

В результате проведенного расчета и соответствующих графических построений (лист графической части) система молниеотводов полностью защищает территорию подстанции на уровне земли от прямых ударов молнии. На высотах 11 метров все элементы на подстанции будут расположены внутри выбранных зон защиты.

Подробный расчет приведен в приложении А.

## 6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Релейной защитой называют комплекс автоматических устройств, которые предназначены для мгновенного определения повреждения, места его возникновения и отделения от ЭЭС повреждённых элементов этой электроэнергетической системы в аварийных ситуациях для обеспечения нормальной работы всей системы. Организация процессов средств релейной защиты осуществляется по принципу непрерывного оценивания технического состояния отдельных контролируемых элементов электроэнергетических систем. Релейная защита (РЗ) создаёт постоянный контроль состояния всех элементов ЭЭС и реагируют на возникновение повреждений и ненормальных режимов.

Основным видом электрической автоматики является релейная защита, без которой не может быть осуществима нормальная работа энергосистем.

Раньше для защиты оборудования на подстанциях использовались только устройства РЗиА электромеханического типа, которые состоят из реле электромеханического принципа работы. Сейчас активно используют устройства РЗиА на микропроцессорной основе, старые электромеханические реле используют все реже и реже [1].

### 6.1 Защита трансформатора

В соответствии с ПУЭ, для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;

Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на выводах трансформатора

ПС "Волково" устанавливается продольная дифференциальная защита с циркулирующими токами, действующая на отключение выключателей силового трансформатора без выдержки времени. В качестве дополнительной защиты и защиты от протекания токов внешних КЗ устанавливается максимальная токовая защита. Также предусматривается защита от перегрузки, действующая на сигнал или на отключение. Кроме этого устанавливаем газовую защиту с действием на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Защиту трансформатора выполняем ДЗТ – 11. ДЗТ – 11 защита предназначена для дифференциальной защиты одной фазы силовых трансформаторов. Реле обеспечивают торможение от одной группы измерительных трансформаторов тока (т. е. имеют по одной тормозной обмотке). Состоит из исполнительного органа и промежуточного насыщающегося трансформатора тока. В роли исполнительного органа выступает реле РТ 40 [17].

#### 6.1.1 Продольная дифференциальная токовая защита

Дифференциальная защита является главной защитой трансформаторов от повреждений в обмотках, на выводах трансформатора, а также на ошиновках. Продольная дифференциальная защита должна быть выполнена так, чтобы в зону ее действия входили соединения трансформатора со сборными шинами.

Поскольку дифференциальная защита имеет строго ограниченную область действия (защита элемента сети), ее можно использовать для быстрого отключения, обеспечивая тем самым селективное отключение только неисправного трансформатора или, более точно, всех объектов, включенных в область защиты. Дифференциальная защита никогда не должна реагировать на повреждения за пределами зоны.

#### 6.1.2 Расчет уставок продольной дифференциальной токовой защиты

Произведем расчет уставок дифференциальной защиты ДЗТ – 11. Для этого проверим выбранные трансформаторы тока по условиям установки. Для расчета дифференциальной токовой защиты трансформатора необходимо знать токи КЗ со всех сторон трансформатора.

Предварительно определим номинальные токи обмоток защищаемого трансформатора по формуле:

$$I_{ном.раб} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном.обм}} ; \quad (73)$$

где  $S_{т.ном}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$U_{ср.ном.раб}$  – среднее напряжение обмотки трансформатора.

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

$$I_{ном.СН} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 154 \text{ А},$$

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

Токи во вторичных цепях трансформаторов тока:

$$I_{2.ном} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{n_{ТА}}, \quad (74)$$

$$I_{2В.ном} = \frac{52 \cdot \sqrt{3}}{\frac{100}{5}} = 4,5 \text{ А},$$

$$I_{2С.ном} = \frac{165 \cdot \sqrt{3}}{\frac{300}{5}} = 4,7 \text{ А},$$

$$I_{2H.ном} = \frac{577 \cdot 1}{\frac{1000}{5}} = 5 \text{ А.}$$

Выбор коэффициентов трансформации трансформаторов тока и расчет вторичных токов в плечах защиты приведен в таблице 38.

Таблица 38 – Данные для расчета ДЗТ

Наименование величины	Значение для стороны		
	110 кВ	35 кВ	10 кВ
1	2	3	4
Первичный рабочий ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	50	154	550
Схема соединения обмоток ТТ	Δ	Δ	Y
Коэффициент трансформации ТТ	100/5	300/5	1000/5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальному току трансформатора, А	4,5	4,7	5
Значение коэффициента схемы	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1

Определяем ток срабатывания дифференциальной защиты:

$$I_{сз} = K_{зан} \cdot I_{раб}, \quad (75)$$

где  $K_{зан}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,1-1,5;

$I_{ном}$  – рабочий ток силового трансформатора, А.

$$I_{сз.ВН} = 1,5 \cdot 50 = 75 \text{ А,}$$

$$I_{сз.ВН} = 1,5 \cdot 154 = 231 \text{ А,}$$

$$I_{сз.НН} = 1,5 \cdot 550 = 825 \text{ А.}$$

Далее определим ток срабатывания реле:

$$I_{c.p} = \frac{I_{cз} \cdot k_{cx}}{k_{ТА}}, \quad (76)$$

где  $k_{cx}$  - коэффициент схемы;

$k_{ТА}$  - коэффициент трансформации.

$$I_{c.p.ВН} = \frac{75 \cdot \sqrt{3}}{20} = 6,5 \text{ A},$$

$$I_{c.p.СН} = \frac{231 \cdot \sqrt{3}}{60} = 6,6 \text{ A},$$

$$I_{c.p.НН} = \frac{825 \cdot 1}{200} = 4,125 \text{ A}.$$

Токи во вторичных цепях трансформаторов тока:

$$I_{ном} = \frac{I_{ном} \cdot k_{cx}}{k_{ТА}}, \quad (77)$$

$$I_{В.ном} = \frac{50 \cdot \sqrt{3}}{20} = 4,3 \text{ A},$$

$$I_{С.ном} = \frac{154 \cdot \sqrt{3}}{60} = 4,44 \text{ A},$$

$$I_{Н.ном} = \frac{550 \cdot 1}{200} = 2,75 \text{ A}.$$

Для того чтобы «реле» сработало сработал, надо чтоб в магнитопроводе

появился  $F=100$  А·витков.

Определяем количество витков, чтобы реле находилась на грани срабатывания для основной стороны:

– число витков на основной стороне:

$$\omega_{осн.расч} = \frac{F_{ср}}{I_{с.р.осн}}, \quad (78)$$

где  $F_{ср}$  – МДС срабатывания для реле ДЗТ-11 (100 Ав);

$$\omega_{осн.расч} = \frac{100}{6,5} = 15,38;$$

Принимаем значение – 15.

С учётом выбранного числа витков определяем уточненные значения тока срабатывания реле и защиты:

$$I_{с.р} = \frac{F_{сз}}{\omega_{осн.расч}} = \frac{100}{15} = 6,6 \text{ А}; \quad (79)$$

$$I_{с.з} = \frac{I_{с.р} \cdot k_{сх}}{k_{ТА}} = \frac{6,5 \cdot 20}{\sqrt{3}} = 75 \text{ А}; \quad (80)$$

Предварительная проверка по чувствительности:

$$I_{с.р} = \frac{I_{\min}^{(3)} \cdot \sqrt{3} / 2}{I_{с.з}} = \frac{4770 \cdot \sqrt{3} / 2}{75} = 54 \geq 2; \quad (81)$$

Данное реле проходит по чувствительности.

Определяем сколько витков должен встретить ток, чтобы защита не действовала при внешних КЗ:

– числа витков на других сторонах:

$$\omega_{1.расч} = \omega_{осн} \frac{I_{В.ном}}{I_{С.ном}}; \quad (82)$$

$$\omega_{1.расч} = 15 \cdot \frac{4,3}{4,44} = 14,6;$$

Принимаем значение – 15.

$$\omega_{2.расч} = \omega_{осн} \frac{I_{В.ном}}{I_{Н.ном}}; \quad (83)$$

$$\omega_{2.расч} = 15 \cdot \frac{4,3}{2,75} = 23,4;$$

Принимаем значение – 23.

Определяем число витков в тормозной обмотке:

$$\omega_{торм} = k_{отс} \cdot \frac{I_{нб.расч} \cdot \omega_{раб}}{I_{торм} \cdot tg\alpha}; \quad (84)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки (1,2);

$\omega_{раб}$  – расчетное число витков в рабочей обмотке НТТ;

$I_{торм}$  – ток в тормозной обмотке;

$tg\alpha$  – тангенс угла можно принять равным 0,75.

Определяем расчетный ток небаланса по формуле:

$$I_{нб.расч} = \left( k_a \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \left( \frac{\Delta U_{рег\%}}{100} \right) + \left| \frac{\omega_{расч} - \omega_{уст}}{\omega_{расч}} \right| \right) \cdot I_{КЗ.внеш.макс}; \quad (85)$$

где  $k_{одн}$  - коэффициент однотипности (1,0);

$I_{к.макс}$  - максимальный ток КЗ через силовой трансформатор.

$\varepsilon$  - полная относительная погрешность ТТ,  $\varepsilon = 0,1$ ;

$\Delta U_{рег\%}$  - относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора равен 1,5.

$$I_{нб.расч.СН} = \left( 1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \left( \frac{1,5}{100} \right) + \left| \frac{14,6 - 15}{14,6} \right| \right) \cdot 12350 = 1712;$$

$$\omega_{торм} = 1,5 \cdot \frac{1712 \cdot 24,58}{12350 \cdot 0,75} = 6,81;$$

На тормозной обмотке ставим 7 витка.

$$I_{нб.расч.НН} = \left( 1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \left( \frac{1,5}{100} \right) + \left| \frac{23,4 - 23}{23,4} \right| \right) \cdot 12350 = 1603;$$

$$\omega_{торм} = 1,5 \cdot \frac{1603 \cdot 6,09}{12350 \cdot 0,75} = 1,58;$$

Принимаем 2.

### 6.1.3 Расчет ДЗТ на микропроцессорной базе

Покажем расчет ДЗТ на базе микропроцессорного терминала «Сириус-Т» производства ЗАО «РАДИУС Автоматика».

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1).

Уставка должна выбираться из двух условий:

- отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора;
- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчётного внешнего КЗ.

Отстройка от броска тока намагничивания силового трансформатора.

При включении силового трансформатора со стороны высшего напряжения отношение амплитуды броска тока намагничивания к амплитуде номинального тока защищаемого трансформатора не превышает 5. Это соответствует отношению амплитуды броска тока намагничивания к действующему значению номинального тока первой гармоники, равному  $5\sqrt{2} = 7$ . Отсечка реагирует на мгновенное значение дифференциального тока и на первую гармонику этого же тока. Уставка по мгновенному значению равна  $2.5I_{\text{диф}}/I_{\text{НОМ}}$ . Минимально возможная уставка по первой гармонике  $I_{\text{диф}}/I_{\text{НОМ}} = 4$ , что соответствует  $2.5 \times 4 = 10$  по отношению амплитуды к действующему значению или  $10/\sqrt{2} = 7$  по отношению амплитуд. Сравнение полученных значений свидетельствует об отстроенности отсечки по мгновенным значениям от возможных бросков тока намагничивания. Расчёты показывают, что действующее значение первой гармоники броска тока намагничивания не превышает 0,35 от амплитуды броска. Если амплитуда равна 7 действующим значениям номинального тока, то действующее значение первой гармоники равно  $7 \times 0.35 = 2.46$ . Следовательно, даже при минимальной уставке в  $4I_{\text{НОМ}}$  отсечка отстроена от бросков тока намагничивания и при реагировании на первую гармонику дифференциального тока.

Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.

Уставка выбирается по условию:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{НОМ}}} \geq k_{\text{отс}} k_{\text{нб}} I_{\text{КЗвнешМАХ*}} \quad (86)$$

где  $k_{\text{отс}}$  - коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$k_{НБ}$  - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведённой амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, если на стороне ВН и НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5А, можно принимать  $k_{НБ} = 0.7$ ;

$I_{КЗвнешМАХ*}$  - отношение тока внешнего расчётного КЗ к номинальному току трансформатора.

$$\frac{I_{Диф}}{I_{НОМ}} \geq k_{ОТС} k_{НБ} I_{КЗвнешМАХ*} = 1,2 \cdot 0,7 \frac{1590}{201} = 6,65.$$

Принимаем уставку 6,7.

Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

Тормозная характеристика защиты приведена на рисунке 7. Она построена в относительных единицах, т.е. токи приведены к номинальному току стороны ВН.

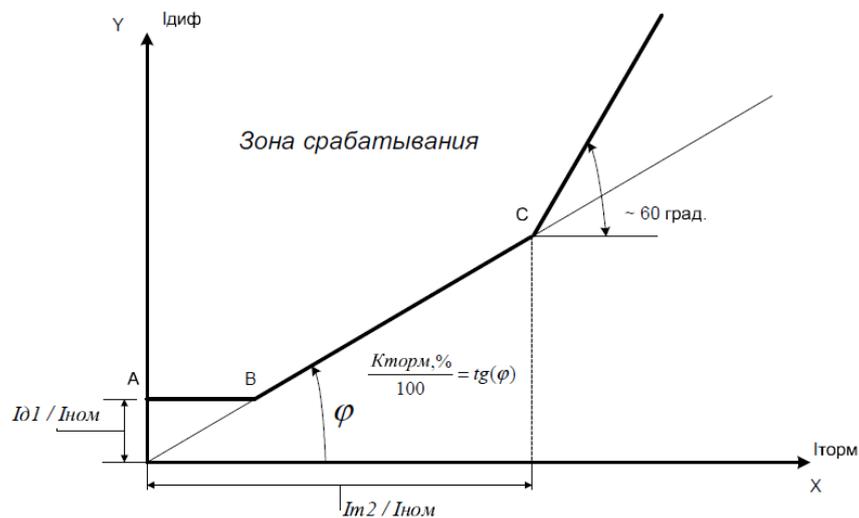


Рисунок 7 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты.

Базовая уставка  $I_{д1}/I_{НОМ}$  определяет чувствительность работы ступени. Рекомендуется принимать равной 0,3-0,5.

Принимаем базовую уставку  $I_{д1}/I_{НОМ} = 0,3$ .

Расчётный ток небаланса определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = (k_{\text{ПЕР}} k_{\text{ОДН}} \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ДОБ}}) I_{\text{СКВ}}, \quad (87)$$

где  $k_{\text{ПЕР}}$  - коэффициент, учитывающий переходный режим, равен 2,5 – когда доля двигательной нагрузки в общей нагрузке трансформатора более 50%,  
2 – если доля двигательной нагрузки менее 50%;

$k_{\text{ОДН}}$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$\varepsilon$  - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta U_{\text{РПН}}$  - относительное значение пределов РПН;

$\Delta f_{\text{ДОБ}}$  - обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН – округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства, принимается равным 0,04;

$I_{\text{СКВ}}$  - сквозной ток.

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) I_{\text{СКВ}} = 0,34 I_{\text{СКВ}}.$$

Дифференциальный ток определяется следующим образом:

$$I_{\text{ДИФ}} = k_{\text{ОТС}} I_{\text{НБ.РАСЧ}}, \quad (88)$$

где  $k_{\text{ОТС}}$  - коэффициент отстройки, принимаем равным 1,3.

$$I_{\text{ДИФ}} = 1,3 \cdot 0,34 I_{\text{СКВ}} = 0,442 I_{\text{СКВ}},$$

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$k_{CH.T} = \frac{I_{ТОРМ}}{I_{СКВ}} = 1 - 0,5(k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) \quad (89)$$

$$k_{CH.T} = 1 - 0,5(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) = 0,83.$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$k_{ТОРМ} = 100 \frac{I_{ДИФ}}{I_{ТОРМ}} = 100 k_{ОТС} (k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) / k_{CH.T} \quad (90)$$

$$k_{ТОРМ} = 100 \cdot 1,3(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) / 0,8 = 53,3.$$

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически и равна:

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = \frac{I_{\partial 1}}{I_{НОМ}} \frac{100}{k_{ТОРМ}}, \quad (91)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = 0,3 \frac{100}{53,3} = 0,563,$$

Уставка блокировки от второй гармоники  $I_{\partial 2} / I_{\partial 1}$  рекомендуется на уровне 12-15%.

$$I_{\partial 2} / I_{\partial 1} = 0,15.$$

Вторая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m2}}{I_{НОМ}} = 2,0 > \frac{I_{m1}}{I_{НОМ}}.$$

## Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ( $I_{\text{д1}}/I_{\text{НОМ}}$ ), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Принимаем следующие значения уставок:

$$I_{\text{д1}}/I_{\text{НОМ}} = 0,1;$$

$$T=10 \text{ с.}$$

### 6.1.4 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита срабатывает при увеличении тока защищаемого элемента сверх установленного тока срабатывания (уставки). Причиной увеличения тока трансформатора может быть и повреждение самого трансформатора, и КЗ на шинах или на отходящих элементах НН, а также самозапуск питаемых электродвигателей после кратковременного перерыва питания или подключения к работающему трансформатору дополнительной нагрузки при срабатывании устройства АВР. На трансформаторах с односторонним питанием МТЗ всегда устанавливается со стороны источника мощности, с тем, чтобы обеспечить и резервирование при КЗ в трансформаторе. [1]

Токковые защиты подразделяются на максимальные токовые защиты и токовые отсечки. Главное различие между этими защитами заключается в способе обеспечения селективности.

Селективность действия максимальных защит достигается с помощью выдержки времени. Селективность действия токовых отсечек обеспечивается соответствующим выбором тока срабатывания.

Ток срабатывания защиты на стороне 110 кВ:

$$I_{c.з} = \frac{k_{отс} \cdot k_3}{k_B} \cdot I_{раб.макс}; \quad (92)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки, 1,2;

$k_3$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки; зависит от удаленности, процентного содержания в нагрузке и порядка отключения двигателей, принимаем равным 2;

$k_B$  – коэффициент возврата, 0,8;

$$I_{c.з} = \frac{1,2 \cdot 1,1}{0,8} \cdot 50 = 82,5 \text{ A};$$

$$I_{c.р} = \frac{I_{c.з} \cdot k_{сх}}{k_{ТА}}; \quad (93)$$

$$I_{c.р} = \frac{50 \cdot 1}{20} = 2,5 \text{ A};$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_q = \frac{I_{минВН}^3}{I_{c.рВ}}; \quad (94)$$

$$k_q = \frac{82,5}{2,5} = 33 \geq 1,5 \text{ - чувствительность обеспечивается.}$$

Токи срабатывания МТЗ на сторонах СН и НН приведены в таблице 39.

Таблица 39 - Токи срабатывания МТЗ

Тип	Ток срабатывания защиты, А	Ток срабатывания реле, А	Коэффициент чувствительности
СН	254	2,75	92
НН	907	5	181

### 6.1.5 Защита от перегрузки

На трансформаторах, находящихся под наблюдением оперативного персонала, РЗ от перегрузки выполняется действующей на сигнал посредством одного токового реле. Чтобы избежать излишних сигналов при КЗ и кратковременных перегрузках, в схеме РЗ предусматривается реле времени, обмотка которого должна быть рассчитана на длительное прохождение тока.

На трехобмоточных трансформаторах защита устанавливается при двухстороннем питании – со стороны основного питания и со стороны обмотки, где питание отсутствует, а при трехстороннем питании – со всех трех сторон.

Защиту реализуем с помощью функциональных блоков максимальной токовой защиты с выдержкой времени ТОС, действие защиты в этом случае осуществляется ступенью с низкой уставкой.

Защита действует на сигнал. Для исключения неселективного срабатывания защиты при набросе тока при внешних КЗ или кратковременных бросках тока нагрузки защита выполняется с выдержкой времени (7 ÷ 9) с.

Защита от перегрузки на стороне ВН (на сигнал):

$$I_{CЗ} = \frac{k_{отс}}{k_B} I_{НАГР.ВН}, \quad (95)$$

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

$k_B$  – коэффициент возврата, 0,8;

$I_{НАГР.ВН}$  – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты

52 А;

$$I_{C3} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 50 = 65 \text{ A};$$

Вторичный ток срабатывания реле тока:

$$I_{CP} = \frac{k_{CX}}{k_1} I_{C3}, \quad (96)$$

$$I_{C3.BH} \geq \frac{1}{20} \cdot 65 = 3,25$$

Токи срабатывания защиты от перегрузки на стороне НН приведены в таблице 40.

Таблица 40 - Токи срабатывания защиты от перегрузки на стороне НН

Ток срабатывания реле тока от перегрузок, А	Вторичный ток срабатывания реле тока, А
721,8	3,6

Время срабатывания защиты от перегрузки, во избежание ложных сигналов, должно превышать время работы защиты и восстановления нормального режима действием автоматики, снижения пускового тока нагрузки до номинального. Она устанавливается одинаковой на всех устройствах сигнализации, не имеющих специальных требований к выдержке времени.

#### 6.1.6 Газовая защита

Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах или автотрансформаторах мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах или автотрансформаторах от 1000 до 4000 кВА не имеющих быстродействующей защиты. Применение газовой защиты обязательно на внутрицеховых трансформаторах или автотрансформаторах мощностью 630 кВА и более независимо от других быстродействующих защит [1].

Действие газовой защиты основано на том, что всякое даже незначитель-

ное повреждение, а также повышение нагрева внутри бака трансформатора или автотрансформатора вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения.

Интенсивность газообразования и химический состав газа зависит от характера и размера повреждения. Поэтому защита выполняется максимальной, чтобы при медленном газообразовании подавался предупреждающий сигнал. А при бурном газообразовании. Что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора или автотрансформатора.

На защищаемом трансформаторе ПС "Волково" устанавливаем газовое реле типа VF80/Q с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками.

## 7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Энергетика – это основа промышленности всего мирового хозяйства. Энергетические объекты по степеням влияний на окружающую среду принадлежат к числу наиболее интенсивно воздействуют на биосферу. Основными тенденциями и темпами развития энергетики настоящее время в большей степени определяют уровни надежности и безопасности, в том числе экологической, электростанциями разного типа, а также защитой от возникновения чрезвычайных ситуаций. В виду этого, для данного проекта будут рассмотрены следующие пункты:

- безопасность работ при монтаже и ремонте;
- экологичность, связанная с защитой от загрязнений трансформаторным маслом;
- возникновение чрезвычайных ситуаций, которые могут появиться в процессе эксплуатации электрооборудования.

### 7.1 Безопасность

7.1.1 Требования к персоналу, выполняющему оперативное обслуживание и осмотра электроустановок

Оперативные переключения должен выполнять оперативный или оперативно-ремонтный персонал, допущенный распорядительным документом руководителя организации. Существуют следующие требования к персоналу, выполняющему монтажные работы:

- 1) вид оперативного обслуживания электроустановки, число работников из числа оперативного персонала в смене определяется руководителем организации или структурного подразделения и закрепляется соответствующим распоряжением;
- 2) единоличный осмотр электроустановок, электротехнической части технологического оборудования может выполнять работник, имеющий группу не ниже III, из числа оперативного персонала, обслуживающего данную электроустановку в рабочее время или находящегося на дежурстве;

3) отключать и включать разъединители, отделители и выключатели напряжением выше 1000 В с ручным приводом необходимо в диэлектрических перчатках.

7.1.2 Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ

При выполнении работ в электроустановках работники должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены в специализированных центрах подготовки персонала. При монтаже так же должны осуществляться нижеуказанные требования:

1) Профессиональная подготовка персонала, повышение его квалификации, проверка знаний и инструктажи проводятся в соответствии с требованиями государственных и отраслевых нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работе персонала.

2) Проверка состояния здоровья работника проводится до приема его на работу. Совмещаемые профессии должны указываться администрацией организации в направлении на медицинский осмотр.

3) Электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях.

4) Работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником.

7.1.3 Охрана труда при выполнении работ на коммутационных аппаратах

Допуск к работе на коммутационном аппарате разрешается после выполнения технических мероприятий, предусмотренных Правилами, обеспечивающих безопасность работы, включая мероприятия, препятствующие ошибочному срабатыванию коммутационного аппарата.

Для пробных включений и отключений коммутационного аппарата при его наладке и регулировке разрешается при несданном наряде временная подача напряжения в цепи оперативного тока, силовые цепи привода, а также подача во-

здуха на выключатели.

Установку снятых предохранителей, включение отключенных автоматов и открытие задвижек для подачи воздуха, а также снятие на время опробования плакатов безопасности должен осуществлять оперативный персонал.

Операции по опробованию коммутационного аппарата имеет право осуществлять производитель работ, если на это получено разрешение выдавшего наряд и подтверждено записью в строке "Отдельные указания" наряда, либо оперативный персонал по требованию производителя работ.

После опробования, при необходимости продолжения работы на коммутационном аппарате, оперативным персоналом должны быть выполнены технические мероприятия, требуемые для допуска бригады к работе.

В электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала, повторного разрешения для подготовки рабочего места и допуска к работе после опробования коммутационного аппарата производителю работ не требуется.

#### 7.1.4 Обеспечение безопасной эксплуатации элегазового оборудования

Безопасность эксплуатации элегазового оборудования обеспечивается соблюдением соответствующих требований. Должны быть проверены [12]:

- выполнение требований СНиП, Правил техники безопасности (ИКЭС-ПР-048-2016), Правил пожарной безопасности и других нормативных, технических и правовых документов;
- выполнение указаний по монтажу заводов-изготовителей КРУЭ;
- выполнение инструкций по монтажу оборудования; - работы по заполнению оборудования с элегазом;
- проведенные пуско-наладочные испытания отдельных узлов оборудования;
- работоспособность оборудования и технологических схем;
- настройки всех систем контроля и управления, устройств защиты, блокировки и сигнализации;
- мероприятия по проведению комплексного опробования оборудования;
- укомплектованность и обученность персонала с проведением проверки

знаний;

- эксплуатационные инструкции, инструкции по охране труда, оперативные схемы, техническая документация по учету и отчетности;
- подготовленные и испытанные средства защиты, инструмент, материалы;
- введенные в эксплуатацию средства связи, сигнализации, пожаротушения и вентиляции.

При проведении пусконаладочных работ результаты измерений, проверок и испытаний отражаются в протоколах испытаний. Объем проверок и испытаний при пусконаладочных работах определяется национальными стандартами и техническими условиями завода-изготовителя КРУЭ. Заключение о пригодности КРУЭ к эксплуатации выдается на основании сравнения результатов испытаний и измерений с их значениями, указанными в паспортах и протоколах заводских испытаний и измерений, а также по совокупности результатов всех проведенных испытаний, измерений и осмотров.

Техническое состояние КРУЭ определяется путем сравнения результатов конкретных испытаний с нормируемыми значениями, а также по совокупности результатов всех проведенных испытаний, осмотров и данных эксплуатации.

Для обеспечения безопасной эксплуатации КРУЭ выполняются следующие виды проверок и испытаний [13]:

- испытания электрической прочности изоляции главных и вспомогательных цепей;
- измерения сопротивления главных и вспомогательных цепей;
- испытания на герметичность (уровень утечки элегаза);
- проверка соответствия сборок чертежам и требованиям изготовителя; - проверка герметичности всех узлов, затяжки болтов и зажимов;
- проверка соответствия цепей вторичной коммутации схемам;
- проверка надлежащей работы электрических, механических и других блокировок;
- проверка надлежащей работы обогрева и освещения;
- определение содержания влаги и других параметров, характеризующих

качество элегаза. Результаты измерений и проверок должны оформляться протоколами и храниться у оперативного персонала на энергообъекте.

**7.1.5 Меры безопасности при работах в помещении загрязненном элегазом и продуктами его разложения**

Перед выполнением работ в закрытом помещении, аппарате или кабельном коллекторе (канале) необходимо включить приточно-вытяжную вентиляцию и провести приборную проверку рабочей зоны, убедившись в том, что воздушная среда пригодна для дыхания человека. Методы определения пригодности воздушной среды для дыхания определяются местными инструкциями по технике безопасности. Работы в помещениях, заполненных элегазом, выполняются персоналом в изолирующих противогазах [13].

Персоналу, обслуживающему элегазовое оборудование, следует помнить, что при быстром выбросе сжатого элегаза его внезапное расширение уменьшает окружающую температуру воздуха. При этом температура газа может упасть ниже 0°C. Персонал, случайно подвергнувшийся воздействию струи газа, например при заполнении газом оборудования, рискует получить серьезное обморожение участков тела при отсутствии защитной одежды и средств защиты глаз.

При выполнении планово-предупредительных работ на оборудовании, заполненном элегазом (заполнение объемов, отбор проб на анализ и т.д.), должна быть постоянно включена вентиляция.

Единоличный вход в помещение, в котором может накапливаться элегаз, запрещается. При необходимости срочного проведения работ по оперативному обслуживанию или ремонту оборудования, находящегося в загрязненной территории, персонал обязан использовать средства защиты: изолирующий противогаз, защитный костюм, защитная обувь и перчатки.

В помещении с элегазовым оборудованием запрещается курить, использовать нагревательные приборы и открытое пламя (газовые горелки, паяльные лампы и т.д.).

## **7.2 Экологичность**

Силовой трансформатор являются характерном источник шума на терри-

тории населенных мест. В зависимости от типовой мощности и класса напряжения в трансформаторах применяют различные системы охлаждения:

- 1) с принудительной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов ДЦ и НДЦ);
- 2) с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д);
- 3) с естественной циркуляцией воздуха и масла (система охлаждения вида М);
- 4) с принудительной циркуляцией воды и масла (системы охлаждения видов Ц, НЦ, МЦ и НМЦ).

На подстанции Волково установлены два силовых трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла серии ТДТН-10000/110У1. Для трансформаторов с таким типом охлаждения характерны электромагнитный и аэродинамический шумы.

Электромагнитный шум возникает по следующим причинам:

- 1) магнитострикционный эффект;
- 2) силы, действующие на витки обмотки трансформатора в магнитном поле;
- 3) силы Максвелла, возникающие в стыках и шиповых соединениях сердечника трансформатора.

Магнитострикционный шум создается сердечником трансформатора. В процессе работы трансформатора как преобразователя напряжения на его сердечник воздействует периодически меняющаяся магнитная индукция. Из-за неизбежного магнитострикционного эффекта периодически изменяется длина сердечника. В результате возникают изгибные колебания ярма и стержней сердечника. У больших трансформаторов звуковая вибрация через масло в баке по «звуковым мостикам» передается на стенки бака и излучается в окружающее пространство в виде воздушного шума. У небольших трансформаторов сам сердечник является излучателем.

Аэродинамический шум вызван движением потока воздуха, который соз-

дается системой механической вентиляции. Спектр аэродинамического шума, вызванный циркуляцией воздуха, непрерывный вследствие случайных распределений многих завихрений, следующих по поверхности вращения. На этот шум с физиологическим эффектом для уха в виде визга наложены высокие тона, частота которых определяется геометрией путей циркуляции охлаждающего воздуха. Аэродинамический шум можно снизить путем подбора малошумных вентиляторов, а также установкой звукопоглотителей.

Суммарный уровень шума трансформаторов определяется, как правило, электромагнитной составляющей, причем в любом случае она существенна в диапазоне частот приблизительно до 800 Гц, т.е. уровни шума в этом диапазоне значительно выше, чем на более высоких частотах. В шуме трансформатора преимущественно ощущаются тональные составляющие, частота которых соответствует удвоенной частоте сети (при частоте сети 50 Гц частота тональной составляющей равна 100 Гц), и их кратные гармоники, что воспринимается на слух как низкое гудение [24].

Для проверки соблюдения норм, необходимо определить минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму. Исходные данные приведены в таблице 41.

Таблица 41 - Исходные данные

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д)	10	110	Территории, непосредственно прилегающие к домам отдыха, жилым домам

1. Определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для

времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов [24].

По таблице 3 колонка № 13 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам, зданиям поликлиник, зданиям амбулаторий, диспансеров, домов отдыха, пансионатов, домов интернатов для престарелых и инвалидов, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек» определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к жилым домам составляет:

$$ДУ_{L_A} = 45 \text{ дБА.}$$

2. Определяем шумовые характеристики источника шума согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора [4].

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (системы охлаждения видов Д) уровень звуковой мощности составляет ( $S_{\text{ном}} = 10 \text{ МВА}$ ,  $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ ):

$$L_{PA} = 87 \text{ дБА.}$$

3. Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТМ, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен  $L_{PA}$ , то в любой точке полусферы радиусом  $R$  уровень шума создаваемый данным источником будет равным  $L_A$  (см. рисунок 9).

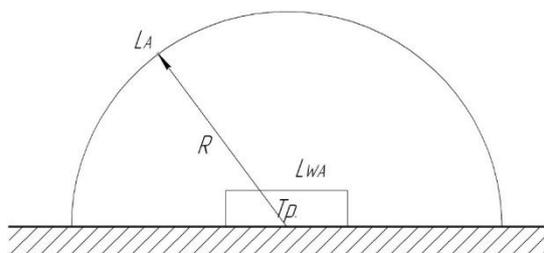


Рисунок 9 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение:

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (97)$$

где  $S$  - площадь поверхности полусферы,  $m^2$ ;

$$S_0 = 1 m^2.$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии  $R$  от трансформатора ( $R > 30$  м) можно определить по формуле

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (98)$$

где  $S = 2\pi R^2$ .

На ПС расположены два трансформатора и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой приведенной на рисунке 10.

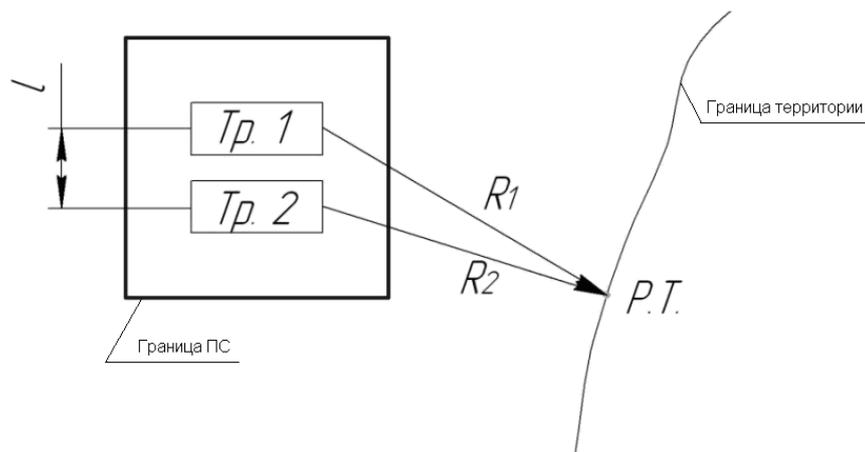


Рисунок 10 - Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами  $l$  небольшое и  $R_1 \gg l, R_2 \gg l$  то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен

$$L_{W_{\Sigma}} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 L_{W_{Ai}}}, \quad (99)$$

$$L_{W_{\Sigma}} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 87} = 90,0.$$

где  $N$  - количество источников шума ;

$L_{W_{Ai}}$  - скорректированный уровень звуковой мощности  $i$ -го источника шума, дБА;

2) на границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука  $L_A(R) = DV_{L_A}$ . Тогда  $R = R_{\min}$ .

Исходя из принятых допущений можно переписать в следующем виде:

$$DY_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}.$$

Разрешив последнее уравнение, относительно  $R_{\min}$  получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DY_{L_A})}}{2\pi}}; \quad (100)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(90,0-45)}}{2\pi}} = 71,04 \text{ м.}$$

ПС 110/35/10 Волково находится на удалении более 150 метров от близлежащих построек. Исходя из расчетов, минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы, прилегающей территории будет равным 71,04 м. В данном случае все санитарные нормы по шуму соблюдаются.

### 9.3 Чрезвычайные ситуации

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей организации на всех стадиях его жизненного цикла оборудования.

Основными системами пожарной безопасности на ПС «Волково» являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты.

Систему предотвращения пожара составляет комплекс мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара.

Предотвращение пожара в данном случае на ПС «Волково» достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты в данном случае составляет комплекс средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита на рассматриваемой ПС обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением различных средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости;
- применением пожарной сигнализации и средств оповещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны объектов электроэнергетики.

Предотвращение распространения пожара на территории ПС «Волково» обеспечивается:

- устройством специальных противопожарных преград;
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков;
- устройством аварийного отключения и переключения электрических аппаратов;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением преграждающих устройств;
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределите-

льного устройства трансформаторов ПС «Волково», классифицируется на следующие группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, огнетушители, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные спасательные устройства.

На ПС широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, большая струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве первичных средств пожаротушения на ПС «Волково» применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижней части огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему [23].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении дипломного проекта были выполнены основные задачи по реконструкции электрической сети с учетом требуемых параметров надежности электроснабжения и качества электрической энергии.

Был определен наиболее экономически целесообразный вариант реконструкции ПС Волково с заменой масляных выключателей 110-35 кВ на элегазовые.

В ходе выполнения проекта были рассчитаны рабочие токи и токи короткого замыкания, необходимый для выбора современного электрооборудования высокого напряжения, а так подобраны необходимые приборы для полноценного контроля за параметрами сети.

Выполнен расчёт молниезащиты и анализ грозоупорности. Осуществлена настройка параметров устройств релейной защиты и автоматики на базе нового автоматизированного оборудования.

Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при эксплуатации оборудования, а также вопросы охраны окружающей среды.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Андреев, В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения / В. А. Андреев. – М. : Высшая школа, 2007. – 639 с.
- 2 Базуткин, В. В. Техника высоких напряжений: Учебник для вузов / В. В. Базуткин. – М. : Энергоатомиздат, 2001. – 487 с.
- 3 Беркович, М.А. и др. Основы техники релейной защиты / М. А. Беркович, В. В. Малчанов, В. А. Семенов – М. : Энерго-атомиздат, 1984. – 376 с.
- 4 Булгаков, А. Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / А. Б. Булгаков. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2014. – 101 с.
- 5 Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – М. : Кнорус. 2014. – 156 с.
- 6 Гуревич, Ю. Е. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах / Ю. Е. Гуревич, Л. Е. Либова, А. А. Окин. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 192 с.
- 7 Жданов, П. С. Вопросы надёжности и устойчивости электрических систем / П. С. Жданов. – М. : Энергия, 2006. – 456 с.
- 8 Идельчик, В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов / В. И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2003. – 592 с.
- 9 Мясоедов Ю. В. Электробезопасность [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 91 с
- 10 Мясоедов Ю. В. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах [Электронный ресурс] : метод. указания к самостоят. работе / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 87 с.
- 11 Неклепаев, Б. В. / Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. В. Неклепаев, И. П. Крючков – М. : Энергоатомиздат, 2002. - 608 с.

12 Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электро-энергетических специальностей вузов / В. М. Блок [и др.] ; под ред. В. М. Блок. – М. : Высш. шк., 1990. – 383 с.

13 Правила техники безопасности при эксплуатации элегазового оборудования икэс-пр-051-2017.

14 Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд. ; Перераб. и доп.– М. : Энергоатомиздат, 2002. – 648 с.

15 Приказ Минэнерго РФ от 30.06.2020 N 508 "Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020 - 2026 годы"

16 Плащанский Л.А. Основы электроснабжения. Раздел «Релейная защита электроустановок»: Учебное пособие. – М. : Изд-во Московского гос. горного ун-та, 2003. – 141 с.

17 Рекомендации по выбору уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» и «Сириус-Т3», ЗАО «Радиус Автоматика». - М. : 2004. – 11 с.

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

19 Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов / Л. Д. Рожкова, В.С. Козулин. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1987 – 647 с.

20 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110–500 кВ. Расчеты. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 96 с.

21 Сибикин, Ю. Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий / Ю. Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин. – М. : ПрофОбр – Издат, 2002. - 432 с.

22 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, об-

ществленных зданий и на территории жилой застройки. – Взамен СН 3223-85 ; введ. – 31.10.96. – М. : Госкомсанэпиднадзор России, 1996. – 13 с.

23 Собурь, С. В. Пожарная безопасность электроустановок / С. В. Собурь. - М. : ПожарКнига, 2010.

24 Тупов, В. Б. Охрана окружающей среды от шума в энергетике / В. Б. Тупов. – М. : Издательство МЭИ, 1999. – 192 с.

25 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. : НТФ Энергопрогресс, 2009. – 391 с.

26 Фёдоров, А. А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: учебное пособие для Вузов / А. А. Федоров, Л. Е. Старкова - М. : Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

27 Характеристика Благовещенской ТЭЦ. [Электронный ресурс]. - Режим доступа <https://dvgk.ru/page/2767>. – 15.04.2021.

28 Характеристика Райчихинской ГРЭС. [Электронный ресурс]. - Режим доступа [http://museum.rao-esv.ru/power\\_facilities/164/](http://museum.rao-esv.ru/power_facilities/164/). – 15.04.2021.

29 Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография / М. А. Шабад. – СПб. : ПЭИПК, 2003. – 555 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчет заземления и молниезащиты подстанции

$$a_T := 79.5 \quad b_T := 35 \quad h_c := 11$$

Расчет заземления ПС:

$$A_1 := 79.5 \quad B_1 := 35$$

$$S_1 := (A_1 + 2 \cdot 1.5) \cdot (B_1 + 2 \cdot 1.5) = 3.135 \times 10^3 \quad a_r := 5$$

$$L_{1r} := \frac{2 \cdot S_1}{a_r} = 1.254 \times 10^3 \quad \sqrt{S_1} = 55.991$$

$$m_{A1} := \frac{A_1}{a_r} = 15.9 \quad m_{B1} := \frac{B_1}{a_r} = 7$$

$$m_1 := \frac{L_{1r}}{2 \cdot \sqrt{S_1}} - 1 = 10.198 \quad m_{1a} := 8$$

$$L_{1r.расч} := 2 \cdot \sqrt{S_1} \cdot (m_1 + 1) = 1.008 \times 10^3 \quad a_B := 12 \quad l_B := 5$$

$$n_{B1} := \frac{4 \cdot \sqrt{S_1}}{a_B} = 18.664 \quad n_{B1a} := 25$$

$$h_1 := 6 \quad \rho_1 := 30 \quad \frac{l_B}{\sqrt{S_1}} = 0.089$$

$$h_2 := 8 \quad \rho_2 := 70$$

$$\rho_{ЭКВ} := \frac{h_{1э}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}} = 22.273$$

$$A_s := 0.4$$

$$R_{CT1} := \rho_{ЭКВ} \cdot \left( \frac{A_s}{\sqrt{S_1}} + \frac{1}{L_{1r} + n_{B1} \cdot l_B} \right) = 0.175 \quad I_M := 65$$

$$\alpha_M := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_1}}{(\rho_{ЭКВ} + 320) \cdot (I_M + 45)}} = 1.494$$

$$R_{M1} := R_{CT1} \cdot \alpha_M = 0.262$$

Расчет молниезащиты ПС:

$$h_{ЛП} := h_c = 11 \quad h := 40$$

$$h_{эф} := 0.85 \cdot h = 34$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчет заземления и молниезащиты подстанции

$$r_0 := (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = 40.8$$

$$h_x := h_{\text{ЛП}}$$

$$r_x := \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{ЭФ}}}\right) \cdot r_0 = 27.6 \quad \text{д} := 2r_x = 55.2$$

$$L_{12} := 30$$

$$h_{\text{СХ}} := h_{\text{ЭФ}} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{12} - h) = 35.82$$

$$r_{\text{С0}} := r_0 = 40.8$$

$$r_{\text{СХ}} := r_{\text{С0}} \cdot \left(\frac{h_{\text{СХ}} - h_x}{h_{\text{СХ}}}\right) = 28.271$$

$$r_{\text{ЭФ}} := r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{ЭФ}}}\right) = 27.6$$