

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 Михайловка филиала АО «ДРСК»
«Амурские электрические сети»

Исполнитель

студент группы 142-об1

подпись, дата

Е.М.Павленко

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

старший преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2025

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 _____ Павленко Екатерины Михайловны

Тема выпускной квалификационной работы: _____ Реконструкция подстанции Михайловка
АО ДРСК «Амурские электрические сети»

(утверждено приказом от 10.04.2025 № ____ 950-уч ____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 20.06.2025
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: характеристика рассматриваемого района, анализ существующей подстанции «Михайловка»
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):
Анализ исходных данных, анализ существующей подстанции, выбор оптимального варианта реконструкции, расчет токов кз, определение максимальных рабочих токов, релейная защита и автоматика.
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 чертежей, 30 рисунков, 6 таблиц, 3 продукта программного обеспечения
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) М
7. Дата выдачи задания _____

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 129 страниц, 30 рисунков, 30 таблиц, 31 источников, 1 приложение.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ПОДСТАНЦИЯ, НОМИНАЛЬНЫЙ ТОК, НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫСОКОВОЛЬТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, ЧРЕЗВЫЧАЙНЫЕ СИТУАЦИИ

В рамках данной выпускной квалификационной работы была выполнена реконструкции и модернизации ПС 110 кВ Михайловка. Основной целью исследования является разработка и обоснование технических решений, направленных на повышение эффективности, надежности и безопасности эксплуатации.

В процессе выполнения работы были рассмотрены и решены основные задачи:

1. Анализ района реконструкции;
2. Технический анализ реконструируемой ПС 110 кВ Михайловка;
3. Разработка вариантов реконструкции;
4. Выбор и проверка силового оборудования;
5. Разработка системы релейной защиты и автоматики силового трансформатора;
6. Выполнен технико-экономический расчет;
7. Рассмотрены вопросы безопасности и экологичности.

Выполненная работа охватывает все ключевые этапы модернизации, обеспечивая не только повышение эксплуатационных характеристик ПС 110 кВ Михайловка, но и соответствие современным требованиям эффективности и безопасности

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Анализ исходных данных	10
1.1 Характеристика района проектирования	10
2 Разработка вариантов реконструкции	12
2.1 Анализ существующей ПС 110 кВ Михайловка	12
2.2 Варианты реконструкции ПС 110 кВ Михайловка	14
3 Выбор оптимального варианта реконструкции	18
3.1 Расчёт капиталовложений	18
3.2 Расчёт издержек	19
3.3 Расчёт эксплуатационных издержек	20
3.4 Определение приведенных статистических затрат	21
3.5 Определение дисконтированных затрат. Расчет ЧДД	21
3.6 Простой срок окупаемости	24
3.7 Выводы	25
4 Расчет токов короткого замыкания	27
4.1 Расчет токов короткого замыкания на шинах ПС 110 кВ Михайловка	27
5 Выбор и проверка оборудования	38
5.1 Определение максимальных рабочих токов	38
5.2 Выбор и проверка выключателей 110 кВ	39
5.3 Выбор и проверка разъединителей и заземлителей 110 кВ	44
5.4 Выбор и проверка трансформаторов тока 110 кВ	46
5.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 110 кВ	50
5.6 Выбор и проверка разъединителей и заземлителей 35 кВ	57
5.7 Выбор и проверка трансформаторов тока 35 кВ	60
5.8 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 35 кВ	64
5.9 Выбор и проверка КРУ 10 кВ	65

5.10 Выбор и проверка выключателей 10 кВ	67
5.11 Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ	72
5.12 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 10 кВ	76
6 Релейная защита и автоматика	79
6.1 Общие требования к РЗА	79
6.2 Общие требования к оснащению и принципам функционирования РЗА трансформаторов 110 кВ и выше	82
6.3 Защита трехобмоточного трансформатора ТДТН-10000/110/35/10 УХЛ1	84
6.4 Описание принятой микропроцессорной защиты	85
6.5 Расчет защит трехобмоточного трансформатора	92
6.5.1 Дифференциальная токовая защита трансформатора (ДЗТ)	92
6.5.2 Защита от перегрузки	98
6.5.3 Газовая защита	99
7 Заземление и молниезащита	101
7.1 Расчёт заземлителя	101
7.2 Молниезащита подстанции ПС 110 кВ Михайловка	106
8 Безопасность и экологичность	110
8.1 Безопасность	110
8.2 Экологичность	117
8.3 Чрезвычайные ситуации	121
Заключение	125
Библиографический список	126
Приложение А	130

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – Воздушная линия;

ГЗ – Газовая защита;

ДЗТ – Дифференциальная защита трансформатора;

ЗП – Защита от перегрузки;

КЗ – Короткое замыкание;

КЛ – Кабельная линия;

МТЗ – Максимальная токовая защита;

ОПУ – Общеподстанционный пункт управления;

ПС – Подстанция;

РЗА – Релейная защита и автоматика;

РУ – Распределительное устройство.

ВВЕДЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа представляет собой итоговый этап профессиональной подготовки специалиста в области электроэнергетики, демонстрирующий комплексное применение полученных теоретических знаний и практических навыков.

В работе была выполнена реконструкция и модернизации ПС 110 кВ Михайловка, расположенной в Амурской области, необходимость которой обусловлена техническими и эксплуатационными несовершенствами.

Проводимая реконструкция и модернизация подстанции ПС 110 кВ Михайловка направлена на комплексное улучшение ее технико-эксплуатационных характеристик и предусматривает ряд существенных изменений.

Основным преимуществом реконструкции и модернизации является повышение надежности энергоснабжения. Это достигается за счет замены физически и морально устаревшего оборудования на современные аналоги, обладающие повышенной устойчивостью к эксплуатационным нагрузкам и увеличенным межремонтным ресурсом. Внедрение современного оборудования с улучшенными техническими характеристиками способствует значительному снижению потерь электроэнергии при ее преобразовании и распределении. Это приводит не только к экономии энергетических ресурсов, но и к снижению эксплуатационных затрат, что имеет существенное значение в условиях растущих тарифов на электроэнергию.

Значительным преимуществом модернизации является снижение аварийности оборудования. Применение современных технических решений и материалов позволяет обеспечить бесперебойное электроснабжения потребителей и поддержание стабильности работы энергосистемы в целом.

С точки зрения нормативного соответствия, реализуемые мероприятия обеспечивают полное соответствие подстанции актуальным требованиям

технических регламентов и экологических стандартов. Это касается как вопросов электробезопасности персонала, так и минимизации потенциального воздействия на окружающую среду.

Реконструкция и модернизация ПС 110 кВ Михайловка позволяет создать современный энергообъект, соответствующий всем требованиям надежности, эффективности и безопасности, что имеет важное значение для развития энергетической инфраструктуры региона.

Методологическая основа исследования построена на системном подходе, объединяющем теоретический анализ, инженерные расчеты и технико-экономическое обоснование. Особое внимание уделено вопросам надежности и безопасности будущей конфигурации подстанции, что нашло отражение в тщательной проработке раздела выбора и проверки силового оборудования, а также разработки системы релейной защиты и автоматики.

Цель работы: обеспечение надежного электроснабжения потребителей, получающих питание от ПС 110 кВ Михайловка.

В процессе выполнения работы были рассмотрены и решены основные задачи: анализ района реконструкции; технический анализ реконструируемой ПС 110 кВ Михайловка; разработка вариантов реконструкции; выбор и проверка силового оборудования; разработка системы релейной защиты и автоматики силового трансформатора; выполнен технико-экономический расчет; Рассмотрены вопросы безопасности и экологичности.

Прикладное значение: Демонстрация комплексного подход к решению типовых задач модернизации энергетического оборудования. Полученные результаты и разработанные решения могут быть применены при реконструкции аналогичных подстанций в энергосистеме региона, что подчеркивает практическую значимость данной работы.

Ожидаемый результат: достижение устойчивого и бесперебойного энергоснабжения подключенных потребителей. Спроектированная система направлена на минимизацию рисков возникновения аварийных ситуаций и технологических нарушений, что обеспечит стабильность подачи

электроэнергии в соответствии с установленными нормативными требованиями.

Ключевыми аспектами ожидаемого результата являются:

- Повышение надежности работы оборудования;
- Снижение вероятности перерывов электроснабжения;
- Соответствие параметров качества электроэнергии действующим стандартам.

Модернизированная система электроснабжения позволит создать технологически устойчивую инфраструктуру, гарантирующую бесперебойное снабжение потребителей электроэнергией требуемого качества.

В процессе разработки и реализации проекта было задействовано специализированное программное обеспечение, обеспечившее решение различных инженерных и проектных задач. Основным инструментом для оформления текстовой документации послужил Microsoft Office Word.

Для выполнения инженерных расчетов, включая расчет токов короткого замыкания, параметров релейной защиты и других вычислений был использован MathCad.

Разработка принципиальных электрических схем и графических материалов осуществлялась с использованием графического комплекса Microsoft Office Visio.

Использование современных программных продуктов значительно повысило качество выполнения выпускной квалификационной работы, позволив реализовать все поставленные задачи на высоком уровне.

1.1 Характеристика района проектирования

Климатогеографические особенности района определяют ключевые проектные решения по выбору оборудования, его защите от внешних воздействий и обеспечению надежной эксплуатации подстанции в целом. Учет температурных режимов, влажности, ветровых нагрузок и других факторов позволяет произвести выбор и проверку эксплуатационных характеристик энергообъекта и его элементов. ПС 110 кВ Михайловка находится в Михайловском районе. На рисунке 1 изображена карта-схема Амурской области с делением на районы.



Рисунок 1 – Карта-схема Амурской области

Климат в районе проектирования отличается резко континентальным характером с ярко выраженными сезонными колебаниями [1]. Для данной местности характерно относительно теплое, но короткое лето, а также продолжительная суровая зима с экстремально низкими температурами.

Особенностью климата являются поздние весенние заморозки, которые могут наблюдаться вплоть до начала лета, и ранние осенние заморозки, наступающие уже в начале сентября [2].

Климатическая характеристика района приведена соответствии с требованиями СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» [3].

Климатические условия рассматриваемого района [4, 5]:

- Район по снегу - I;
- Район по ветру - III;
- Район по толщине стенки гололеда – III;
- Район по продолжительности гроз - от 60 до 80 часов;
- Район по пляске проводов - умеренный;
- Среднегодовая температура - минус 1,2°C;
- Абсолютная минимальная температура воздуха - минус 48°C;
- Абсолютная максимальная температура - плюс 40 °C;
- Преобладающее направление ветра в зимний период - северо-западный;
- Преобладающее направление ветра в летний период – южное;
- Средняя скорость ветра в зимний период - 2,9 м/с;
- Средняя скорость ветра в летний период - 3,1 м/с;
- Количество осадков за период ноябрь-март - 73 мм;
- Количество осадков за период апрель-октябрь - 481 мм.

2.1 Анализ существующей ПС 110 кВ Михайловка

ПС 110 кВ Михайловка осуществляет транзит мощности от Райчихинской ГРЭС до ПС 110 кВ Волково по двум ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка и ВЛ 110 кВ Тамбовка – Михайловка. Также от шин 110 кВ ПС 110 кВ Михайловка отходит одна тупиковая ВЛ 110 кВ (ВЛ 110 кВ Михайловка – Поярково) [6].

От шин 35 кВ ПС 110 кВ Михайловка отходит 3 ВЛ 35 кВ ВЛ 35 кВ Михайловка – Трудовое, ВЛ 35 кВ Михайловка – Поярково, ВЛ 35 кВ Михайловка – Ильиновка. От шин 10 кВ ПС 110 кВ Михайловка выполняется электроснабжение потребителей по ВЛ 10 кВ (Ф-15, Ф-16, Ф-17, Ф-18, Ф-19).

Распределительные устройство 110 кВ и 35 кВ выполнены по нетиповым схемам. На рисунках 2-3 приведено графическое отображение упрощенной схемы РУ 110 кВ и 35 кВ соответственно.

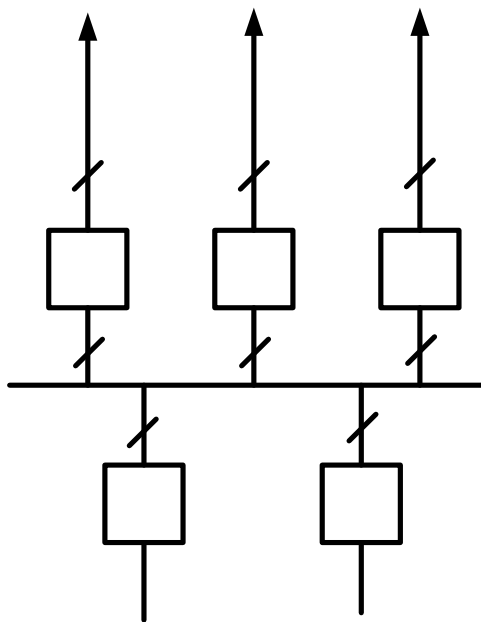


Рисунок 2 – Схема 110 кВ

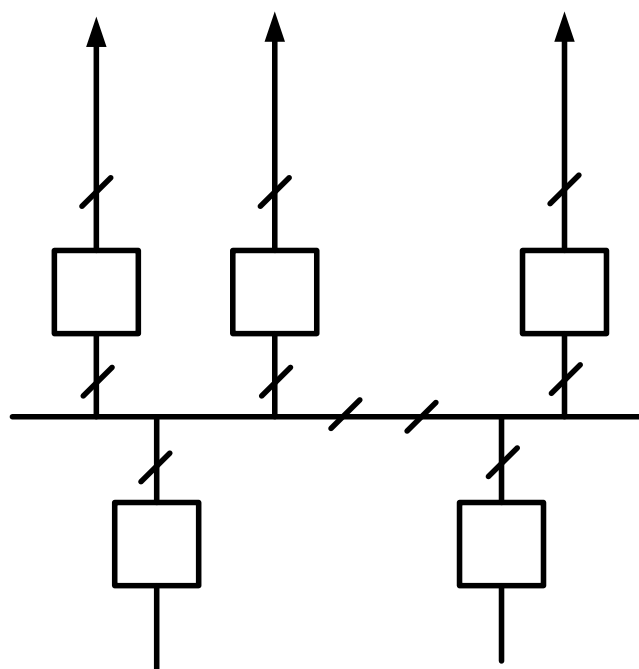


Рисунок 3 – Схема 35 кВ

Распределительное устройство 10 кВ выполнено по схеме № 10-9 «Одна секционированная выключателем система шин» [7]. На рисунке 4 приведено графическое отображение упрощенной схемы РУ 10 кВ.

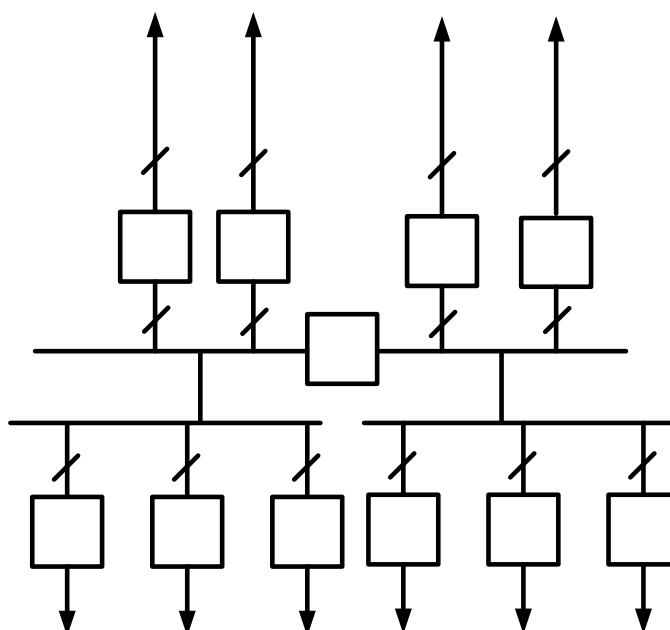


Рисунок 4 – Схема 10 кВ

Количество и мощность силовых трансформаторов, установленных на ПС 110 кВ Михайловка:

- Силовой трансформатор ТМТ-6300/110/35/10 УХЛ 1.
- Силовой трансформатор ТДТН-10000/110/35/10 УХЛ 1.

2.2 Варианты реконструкции ПС 110 кВ Михайловка

В рамках реконструкции и модернизации подстанции 110 кВ Михайловка разработаем и проведем сравнительный анализ двух вариантов схем РУ 110 кВ, соответствующих стандартам ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008 [7] и ГОСТ Р 59279-2020 [8] с учетом Методических указаний по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ, утверждённых приказом Минэнерго России от 15 января 2024 года № 6 [9]. При разработке вариантов реконструкции необходимо учесть такие факторы, как количество подключенных ЛЭП и трансформаторов, классы напряжения, схема подключения к сети ПС 110 кВ Михайловка, категорийность потребителей, требования к надёжности.

1. Вариант 1 (схема № 110-12 12 «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин»):

Данная конфигурация включает:

- Одну рабочую секционированную систему шин;
- Обходную систему шин;
- Семь высоковольтных выключателей;
- Двадцать разъединителей;

Ключевое преимущество схемы - повышенная надежность электроснабжения, обеспечивающая:

- Бесперебойную работу трансформаторов;
- Сохранение транзита мощности при ремонтных работах;
- Вывод в ремонт не требует погашения смежных присоединений;
- Минимизацию последствий отказов оборудования;

На рисунке 5 изображен общий вид схемы РУ № 110-12.

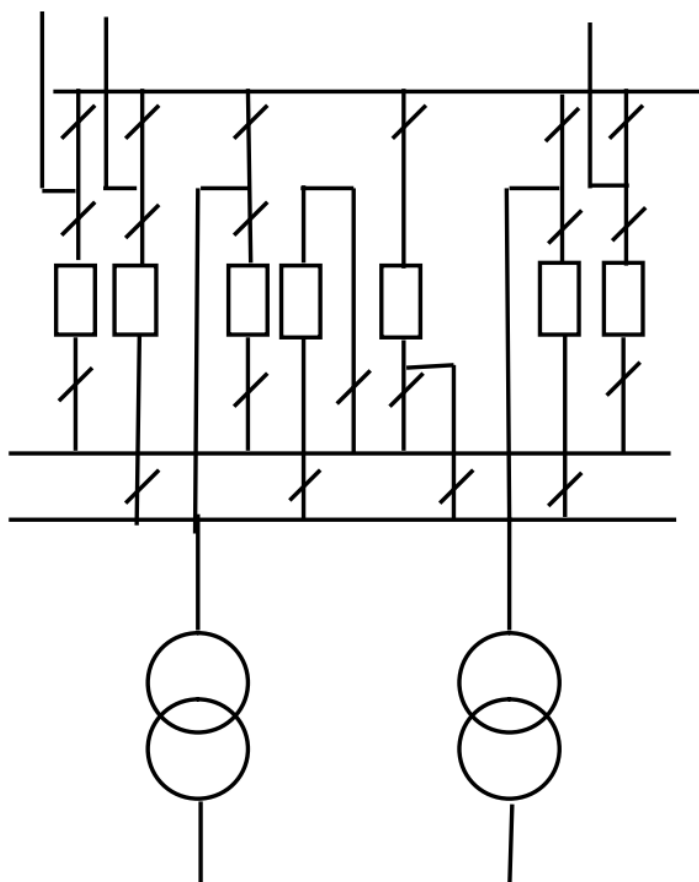


Рисунок 5 – Схема № 110-12

2. Вариант 2 (схема № 110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин»):

Данная конфигурация включает:

- Одну рабочую секционированную систему шин;
- Отсутствием обходной системы;
- Шесть высоковольтных выключателей;
- Двенадцать разъединителей.

Основные эксплуатационные особенности:

- Обеспечение базовых требований по надежности;
- Менее надежна по отношению к схеме № 110-12;
- Ограниченные возможности при ремонтах.

На рисунке 6 изображен общий вид схемы РУ № 110-9.

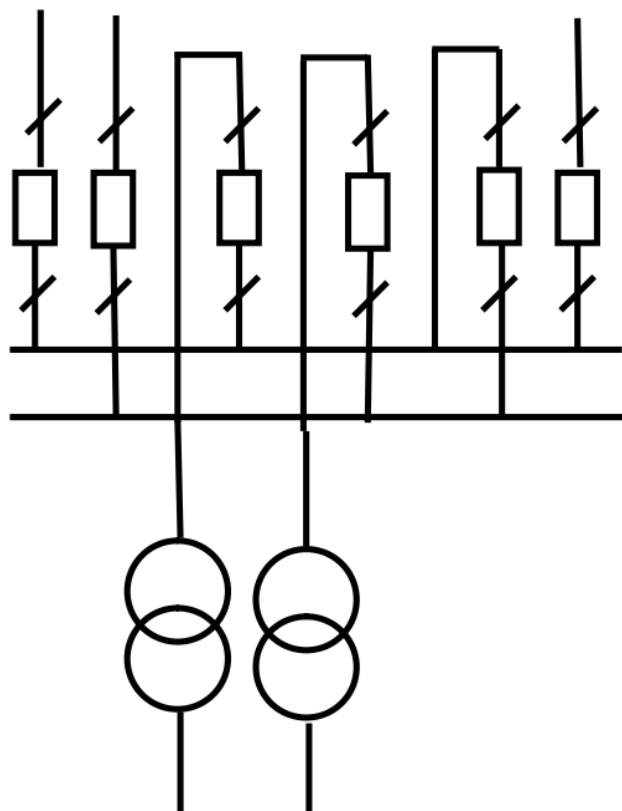


Рисунок 6 – Схема № 110-9

В качестве возможных схем для реконструкции и модернизации РУ 110 кВ на ПС 110 кВ Михайловка были рассмотрены две схемы, каждая из которых имеет свои технико-экономические особенности. Схема № 110-12, предусматривающая одну секционированную рабочую систему шин с обходной системой; обеспечивает более высокий уровень надежности электроснабжения за счет возможности оперативного переключения нагрузок при авариях или плановых ремонтах. Такая конфигурация требует установки 7 выключателей и 20 разъединителей, что существенно увеличивает капитальные затраты на строительство и последующую эксплуатацию оборудования.

Схема № 110-9 с одной секционированной системой шин, хотя и отличается меньшей стоимостью реализации и более простой конструкцией, при этом она не обеспечивает аналогичного уровня надежности.

Для обоснования выбора оптимального варианта в работе представлена детальная спецификация оборудования по схеме № 110-12, включающая наименования оборудования, количество единиц и стоимостные показатели.

Данный подход позволяет комплексно оценить, как технические преимущества, так и экономические последствия реализации каждого из рассматриваемых вариантов.

3 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ

В данном разделе проводится технико-экономическое сравнение вариантов, предложенных в предыдущем разделе, для определения наиболее выгодного.

Для двух вариантов рассчитаем минимум приведенных статистических затрат [10]:

$$З = E \cdot K + И, \quad (1)$$

где E – норматив дисконтирования, принимаемый равным 0,1 1/год;

K – капитальные вложения, руб., необходимые для сооружения сети;

$И$ – эксплуатационные издержки, руб./год.

3.1 Расчёт капиталовложений

Применительно к электрическим сетям капитальные вложения состоят из капитальных вложений на сооружение подстанций ($K_{ПС}$) и капитальных вложений на сооружение линий ($K_{Л}$):

$$K = K_{ПС} + K_{Л} + K_{дем} \quad (2)$$

Капитальные вложения на сооружение подстанций:

$$K_{ПС} = (K_{пост} + K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КУ}), \quad (3)$$

где $K_{пост}$ – постоянная часть затрат;

$K_{ОРУ}$ – затраты на сооружение ОРУ;

$K_{ТР}$ – затраты на трансформаторы;

$K_{КУ}$ – затраты на компенсирующие устройства

$K_{дем}$ – затраты на демонтаж

Расчёт капиталовложений будем проводить по укрупненным стоимостным показателям [11]. Цены на основное оборудование будем брать на уровне 2000 года с учетом коэффициента инфляции [12].

Стоимость трансформаторов берём по укрупнённым стоимостным показателям в зависимости от номинальной мощности, также учтем, что на каждой подстанции установлено два трансформатора. Капиталовложения на сооружения подстанций найдём суммированием всех затрат.

Далее считаем капиталовложения в линиях. Цены на строительство линий берём по укрупнённым стоимостным показателям, на один километр линии, и умножаем на коэффициент инфляции. Цены на линию будут зависеть от сечения проводов и от числа цепей.

3.2 Расчёт издержек

Эксплуатационные издержки – это расходы необходимые для эксплуатации оборудования, и сетей в течение одного года. Ежегодные издержки на эксплуатацию сети включают в себя:

- Издержки на эксплуатацию и ремонт ($I_{Э.Р}$);
- Издержки на амортизацию ($I_{АМ}$);

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (4)$$

где $\alpha_{рэоВЛ} = 0,008$; $\alpha_{рэоПС} = 0,059$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию [10].

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ($T_{СЛ} = 20$ лет), находим по формуле:

$$I_{АМ} = \frac{K}{T_{СЛ}}, \quad (5)$$

Капитальные вложения определяются по укрупненным стоимостным показателям.

3.3 Расчёт эксплуатационных издержек

Издержки находят по формуле [10]:

$$I = I_{AM} + I_{\text{Э}} + I_{\Delta W}, \quad (6)$$

где I_{AM} – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{\text{Э}}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

ΔW – затраты на передачу электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле [10]:

$$I_{\text{Э}} = \alpha_{\text{ВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{ПС}} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (7)$$

где $\alpha_{\text{ВЛ}}$, $\alpha_{\text{ПС}}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ВЛ и ПС ($\alpha_{\text{ВЛ}} = 0,008$; $\alpha_{\text{ПС}} = 0,059$).

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ($T_{\text{СЛ}} = 20$ лет), [10]:

$$I_{AM} = K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{ВЛ}} + K_{\text{ТР}} \cdot \alpha_{\text{ТР}} + K_{\text{В}} \cdot \alpha_{\text{В}}, \quad (8)$$

Подробный расчёт приведён в приложении А.

Результаты расчетов капитальных затрат и издержек приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Техничко-экономические показатели

Показатель	1 Вариант	2 Вариант
Капитальные вложения, тыс. руб.	643 602	579 902
Издержки, тыс. руб.	4 171	3 758

3.4 Определение приведенных статистических затрат

Статистические затраты можно найти по следующей формуле:

$$З = E \cdot K + И \quad (9)$$

где E – норматив дисконтирования ($E = 0,1$);

K – капиталовложения, для сооружения электрической сети;

$И$ – издержки.

После проведения приведенных ранее расчетов необходимо сделать заключение о целесообразности внедрения спроектированного объекта. Для этого проведем экономическую оценку инвестиционного проекта методом чистого дисконтированного дохода.

В этом методе расходы и доходы, разнесенные по времени, приводятся к одному (базовому) моменту времени, за который обычно принимают дату начала реализации проекта.

Рассчитанные показатели сведем в таблицу 2.

Таблица 2 – Технико-экономические показатели

Показатель	1 Вариант	2 Вариант
Среднегодовые приведённые затраты, тыс. руб.	100 712	90 744

С учетом вышеуказанных показателей наиболее оптимальным с незначительным преимуществом является 3 вариант реконструкции сети, принимаем его для дальнейшего проектирования.

3.5 Определение дисконтированных затрат. Расчет ЧДД

Дисконтированные затраты в строительство и эксплуатацию объекта за период времени $t_{расч}$ рассчитываются по формуле:

$$\sum_{t=0}^{t_{расч}} З_{диск} = \sum_{t=0}^{t_{расч}} (K_t + И'_t - K_{ост}) \cdot (1 + E_{нд})^{-t}, \quad (10)$$

где K_t – капитальные вложения в строительство (реконструкцию) в t -ом году ($0 \leq t \leq t_{расч}$);

I_t – издержки на эксплуатацию и ремонт в t -ом году;

$K_{ост}$ – остаточная стоимость демонтируемого оборудования (для объекта реконструкции);

$E_{н.д.}$ - норма дисконтирования.

Подробный расчет дисконтированных затрат на протяжении 20 лет приведен в приложении А.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей $\mathcal{E}_t$, который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств [10]:

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t, \quad (11)$$

где O_{pt} – годовая выручка;

I_t – годовые расходы;

H_t – налог на прибыль организации;

K_t – величина инвестиций в год.

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t + K_{лик.t} = \Pi_{ч.т} + И_{м.т} - K_t + K_{лик.t}, \quad (12)$$

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \frac{1}{(1 + E)^t}, \quad (13)$$

где T_p – расчетный период (для проектов в области энергетики составляет 20 лет);

E – норматив дисконтирования (для энергетических инвестиционных проектов принимают 0,13 о.е.).

Критерием финансовой эффективности инвестиций является условие положительного ЧДД, тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования.

По данным Федеральной налоговой службы ставка налога на прибыль для юридических лиц составляет 25 % [13]. Объектом налогообложения являются доходы, уменьшенные на величину произведенных расходов. Налог на прибыль будет рассчитывать следующим образом:

$$H_t = 0,25 \cdot (Opt - It), \quad (14)$$

Срок реконструкции составляет 3 года. Для анализа проекта реконструкции сети важно учитывать распределение капитальных вложений по годам. В данном случае они распределяются следующим образом:

1 год – 20 %;

2 год – 50 %;

3 год – 30 %.

Результаты расчета представлены на рисунке 7, подробный расчет приведен в приложении А.

Из графика видно, что значения чистого дисконтированного дохода (ЧДД) на протяжении всего срока реализации проекта положительны. Это указывает на то, что проект не только окупает вложенные средства, но и приносит дополнительную прибыль.

Таким образом, проект реконструкции сети является инвестиционно привлекательным и рекомендуется к реализации. Его финансовая эффективность подтверждается положительными значениями ЧДД и коротким сроком окупаемости, что делает его выгодным с точки зрения как финансовых, так и операционных показателей

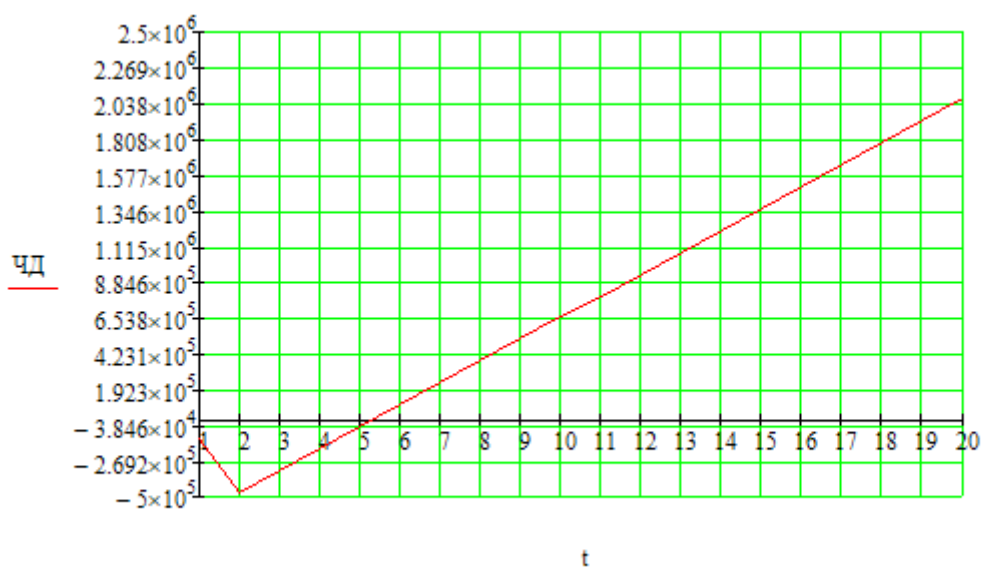
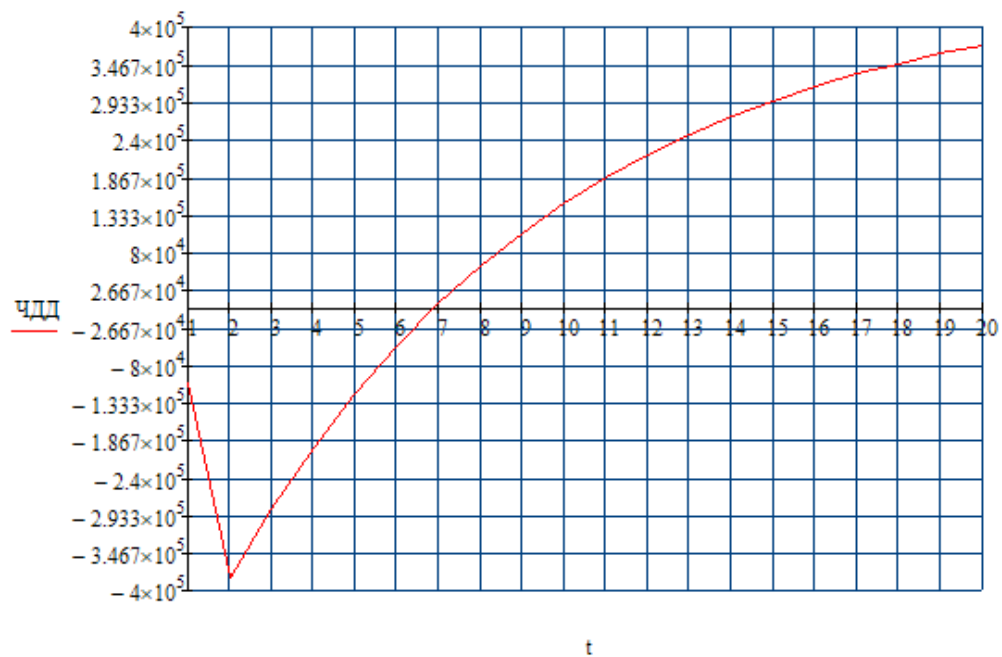


Рисунок 7 – Жизненный цикл варианта реконструкции № 2

3.6 Простой срок окупаемости

Срок окупаемости является ключевым показателем оценки инвестиционной привлекательности проекта и определяется по формуле:

$$T_{ок} = \frac{K}{\Pi_{ч} + И_A}, \quad (15)$$

где K – капитальные вложения;

$И_A$ – амортизационные отчисления.

$П_ч$ – чистая прибыль, определяется по формуле:

$$П_ч = O - И - Н \quad (16)$$

где O – доход от полезного отпуска электроэнергии;

$И$ – суммарные издержки;

$Н$ – налог на прибыль, для юридических лиц с 2025 года составляет 25 %.

Для определения себестоимости воспользуемся формулой:

$$C = \frac{И_{\Sigma}}{W_{\Sigma}}, \quad (17)$$

где W_{Σ} – электроэнергия, полученная потребителем за год, МВт·ч, определяется по формуле:

$$W_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{cpi}^3 \cdot T_3 + \sum_{i=1}^n P_{cpi}^L \cdot T_L, \quad (18)$$

Вычисляем себестоимость:

$C = 7,67$ руб/кВт·ч.

Подробный расчет представлен в приложении А.

3.7 Выводы

Срок окупаемости предложенного варианта составит 6 лет. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности

дисконтированных инвестиций $ИДД > 1$. Рентабельность проекта составит 21,93 % в год, начиная с третьего года 20-летнего расчётного периода.

4.1 Расчет токов короткого замыкания на шинах ПС 110 кВ Михайловка

Исходная схема подстанции изображена на рисунке 8.

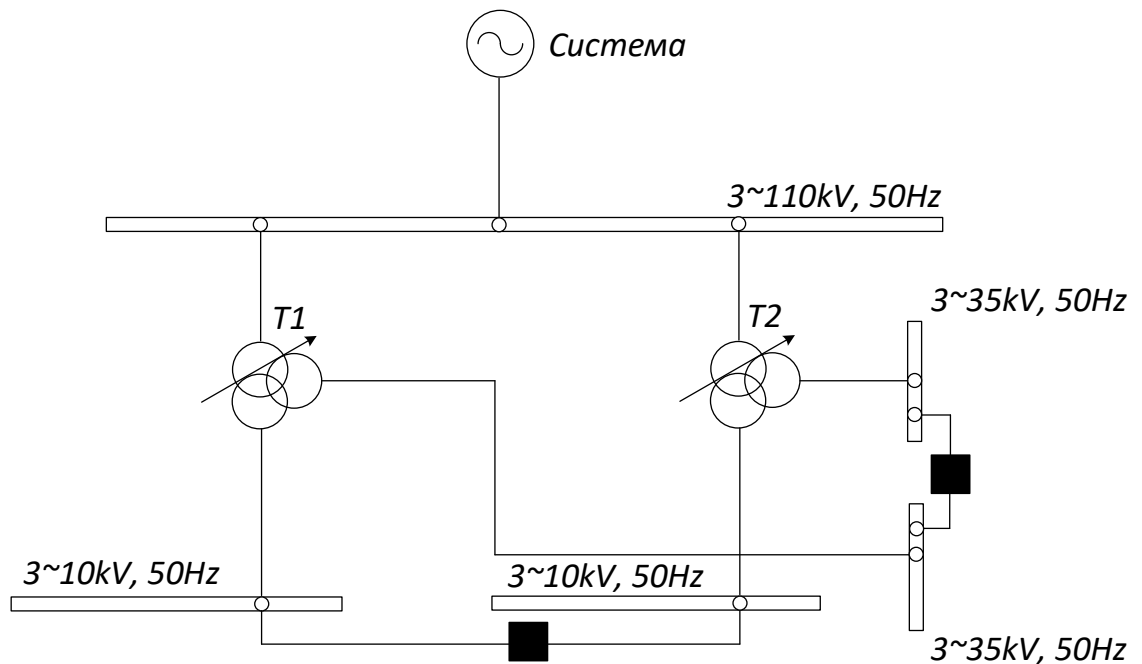


Рисунок 8 – Исходная схема ПС 110 кВ Михайловка

Перед началом расчета токов КЗ необходимо составить схему замещения, нам потребуется две схемы замещения: для прямой и нулевой последовательности.

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

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

На рисунке 9 изображена расчетная схема замещения ПС 110 кВ Михайловка.

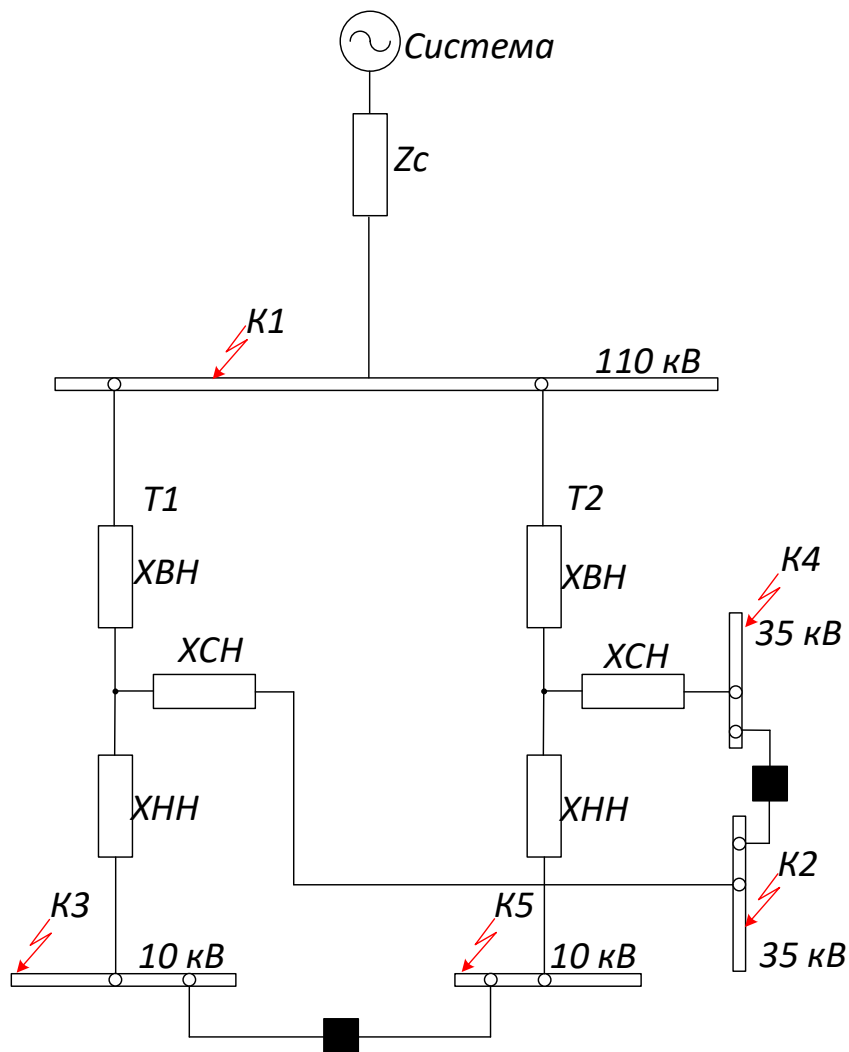


Рисунок 9 – Расчетная схема замещения

Расчет будем вести в именованных единицах, все сопротивления будем приводить к высокой стороне. Для расчетов токов КЗ будем использовать РД 153-34.0-20.527-98 [14]. Исходные данные (сопротивление прямой и нулевой последовательности) системы для схемы замещения были получены в рамках преддипломной практики.

Исходные данные схемы замещения:

$$E_c = 110 \text{ кВ};$$

$$r_c = 9,121 \text{ Ом};$$

$$X_c = 21,199 \text{ Ом};$$

$$Z_c = 23,1 \text{ Ом};$$

$$r_{c,0} = 10,154 \text{ Ом};$$

$$X_{c.0} = 41,758 \text{ Ом};$$

$$Z_{c.0} = 43 \text{ Ом}.$$

Для расчета параметров схемы замещения и токов короткого замыкания будем использовать РД 153-34.0-20.527-98 [14].

Определим параметры схемы замещения трансформаторов Т1-Т2. Исходные данные трансформаторов на ПС 110 кВ Михайловка [15] приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные данные

Наименование	Мощность, МВА	Схема соедин. обмоток	U, кВ	$u_{B-C}, \%$	$u_{C-H}, \%$	$u_{B-H}, \%$
Т1 ПС 110 кВ Михайловка	10	Y ₀ /Y/D	110/35/10	10,9	6,12	17,6
Т2 ПС 110 кВ Михайловка	6,3	Y ₀ /Y/D	110/35/10	10,4	5,78	16,4

$$u_{KB} = 0,5(u_{KBC} + u_{KBH} - u_{KCH}), \quad (19)$$

$$u_{KC} = 0,5(u_{KBC} - u_{KBH} + u_{KCH}), \quad (20)$$

$$u_{KH} = 0,5(-u_{KBC} + u_{KBH} + u_{KCH}), \quad (21)$$

Произведем расчет напряжения короткого замыкания для Т1 на ПС 110 кВ Михайловка.

$$u_{KB} = 0,5(10,9 + 17,6 - 6,12) = 11,19,$$

$$u_{KC} = 0,5(10,9 - 17,6 + 6,12) = -0,29,$$

$$u_{KH} = 0,5(-10,9 + 17,6 + 6,12) = 6,41,$$

Для Т2 на ПС 110 кВ Михайловка расчет будет выполнен аналогично, расчетные значения приведены в таблице 4.

Расчетные сопротивления для схемы замещения, приведенные к стороне высокого напряжения, Ом:

$$X_B = \frac{U_{KB} u_{BH}^2}{100 S_H}, \quad (22)$$

$$X_C = \frac{U_{KC} u_{BH}^2}{100 S_H}, \quad (23)$$

$$X_H = \frac{U_{KH} u_{BH}^2}{100 S_H}, \quad (24)$$

Произведем расчет сопротивления для Т1 на ПС 110 кВ Михайловка.

$$X_B = \frac{11,19}{100} \frac{110^2}{10} = 135,4 \text{ Ом},$$

$$X_C = \frac{-0,29}{100} \frac{110^2}{10} = -3,5 \text{ Ом},$$

$$X_H = \frac{6,41}{100} \frac{110^2}{10} = 77,6 \text{ Ом},$$

Для Т2 на ПС 110 кВ Михайловка расчет будет выполнен аналогично, расчетные значения сопротивлений приведены в таблице 4.

Расчетные параметры схемы замещения трансформаторов сведем в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчетные параметры схемы замещения ТР

Наименование	$u_{KB}, \%$	$u_{KC}, \%$	$u_{KH}, \%$	$X_B, \text{ Ом}$	$X_C, \text{ Ом}$	$X_H, \text{ Ом}$
Т1 ПС 110 кВ Михайловка	11,19	-0,29	6,41	135,4	-3,5	77,6
Т2 ПС 110 кВ Михайловка	10,51	-0,11	5,89	201,9	-2,1	113,1

Схема замещения прямой и нулевой последовательности показана на рисунке 10 – 13 соответственно.

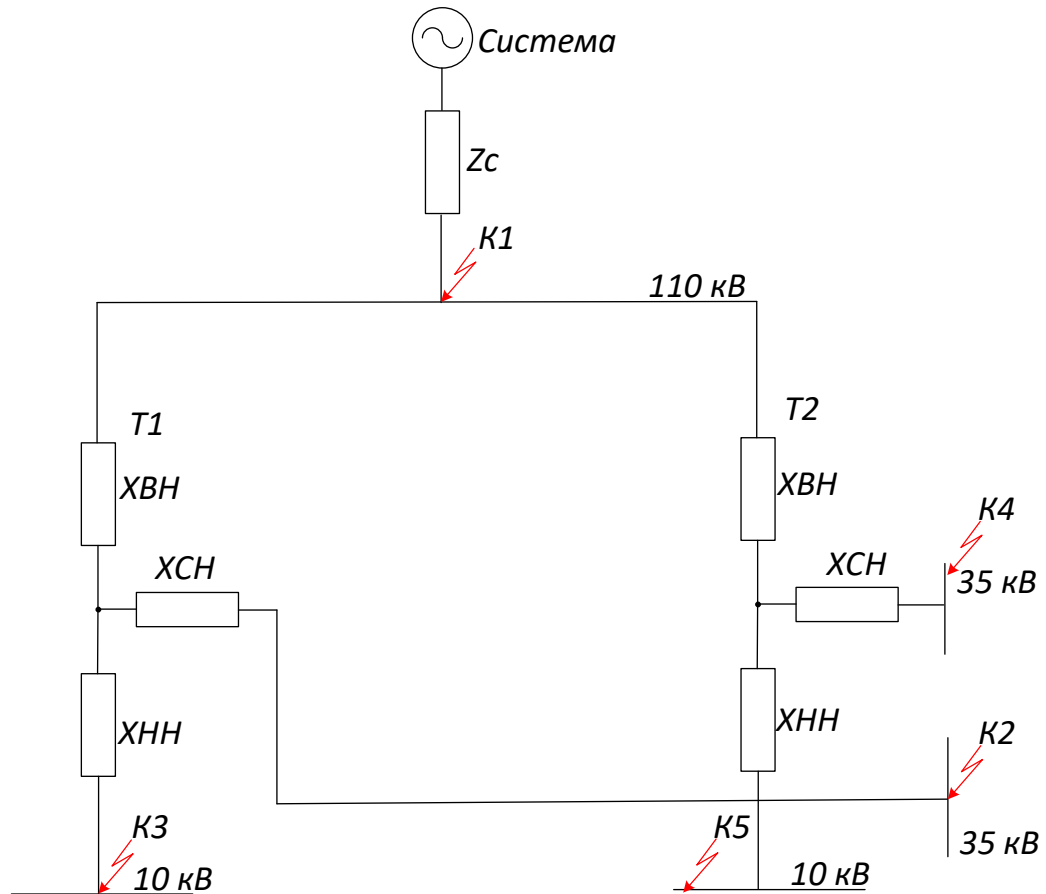


Рисунок 10 – Схем замещения прямой последовательности

В схему замещения нулевой последовательности не будет входить обмотка СН трансформатора напряжением 35 кВ. Согласно РД 153-34.0-20.527-98 [14] по обмотке, соединенной в звезду с изолированной нейтралью, протекание тока нулевой последовательности невозможно, поэтому сопротивление нулевой последовательности такого трансформатора $X_{T0} = X_I + X_{III}$. Схема замещения трансформатора показана на рисунке 11.

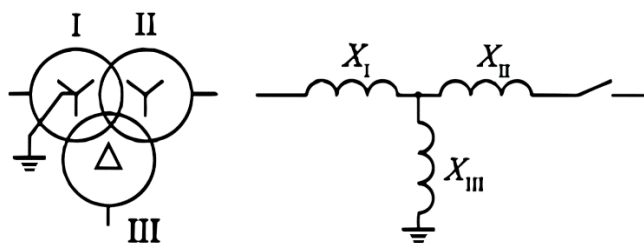


Рисунок 11 – Общий вид схемы замещения

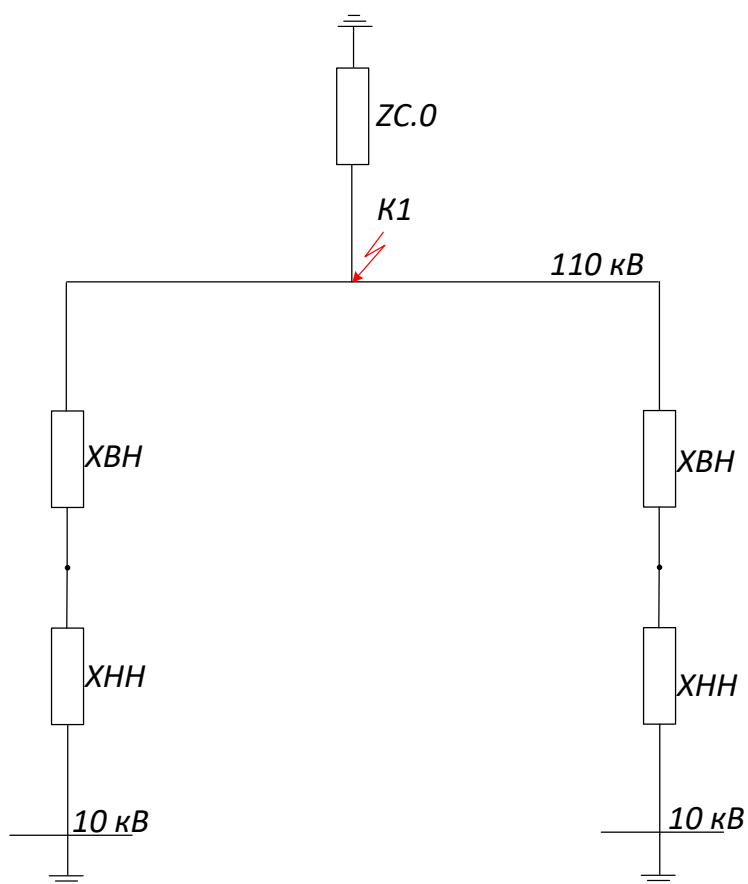


Рисунок 12 – Схем замещения нулевой последовательности

Трехфазный ток короткого замыкания находится по формуле, А:

$$I_{\text{к}}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_1}, \quad (25)$$

где $Z_1 = \sqrt{(r_{\Pi})^2 + (X_{\Pi})^2}$ – полное сопротивление прямой последовательности до точки КЗ, Ом.

Двухфазный ток КЗ находится по формуле, А:

$$I_{\text{к}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{к}}^{(3)}, \quad (26)$$

Однофазный ток КЗ находится по формуле, А:

$$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{3U}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Pi}}, \quad (27)$$

где $Z_{\Pi} = Z_1 + Z_2 + Z_0$ – полное сопротивление прямой, обратной и нулевой последовательности, Ом;

В расчетах было принято $Z_1 = Z_2$.

Ударный ток находится по формуле, А:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{3} \cdot k_{\text{уд}} I_{\text{к}}^{(3)}, \quad (28)$$

Ударный коэффициент находится по формуле:

$$k_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (29)$$

Постоянная времени затухания находится по формуле, с:

$$T_a = \frac{\sum X}{\omega \cdot \sum r}, \quad (30)$$

Произведем расчет $\sum Z$ для каждой расчетной точки.

Расчет суммарных эквивалентов для расчет трехфазного и двухфазного КЗ.

$$\mathbf{K1:} \sum Z = Z_c = 23,1 \text{ Ом}$$

$$\mathbf{K2:} \sum Z = Z_c + X_{\text{BH.T1}} + X_{\text{CH.T1}}, \quad (31)$$

$$23,1 + 135,4 + (-3,5) = 155 \text{ Ом}$$

$$\mathbf{K3:} \sum Z = Z_c + X_{\text{BH.T1}} + X_{\text{HH.T1}}, \quad (32)$$

$$23,1 + 135,4 + 77,6 = 236 \text{ Ом}$$

$$\mathbf{K4:} \sum Z = Z_c + X_{\text{BH.T2}} + X_{\text{CH.T2}}, \quad (33)$$

$$23,1 + 201,9 + (-2,1) = 222,8 \text{ Ом}$$

$$\mathbf{K5:} \sum Z = Z_c + X_{\text{BH.T2}} + X_{\text{HH.T2}}, \quad (34)$$

$$23,1 + 201,9 + 113,1 = 338,1 \text{ Ом}$$

Расчет суммарных эквивалентов для расчет однофазного КЗ, Ом.

$$Z_0 = \frac{Z_{\text{C.0}}(\sum X_{\text{тр}})}{Z_{\text{C.0}} + (\sum X_{\text{тр}})}, \quad (35)$$

$$\sum X_{\text{тр.0}} = \frac{(X_{\text{BH.T1}} + X_{\text{HH.T1}})(X_{\text{BH.T2}} + X_{\text{HH.T2}})}{(X_{\text{BH.T1}} + X_{\text{HH.T1}}) + (X_{\text{BH.T2}} + X_{\text{HH.T2}})}, \quad (36)$$

$$\frac{(135,4 + 77,6)(201,9 + 113,1)}{(135,4 + 77,6) + (201,9 + 113,1)} = 127,1 \text{ Ом}$$

$$Z_0 = \frac{43 \cdot 127,1}{43 + 127,1} = 32,1 \text{ Ом}$$

$$Z_{\Pi} = 23,1 + 23,1 + 32,1 = 78,3 \text{ Ом}$$

Выполним расчет для точки К1.

Трехфазный ток короткого замыкания:

$$I_{\text{к}}^{(3)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 23,1} = 2,75 \text{ кА}$$

Двухфазный ток короткого замыкания:

$$I_{\text{к}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,75 = 2,38 \text{ кА}$$

Однофазный ток короткого замыкания:

$$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{3110}{\sqrt{3} \cdot 78,3} = 2,43 \text{ кА}$$

Постоянная времени затухания:

$$T_a = \frac{\Sigma 21,2}{3,14 \cdot 9,121} = 0,7 \text{ с}$$

Ударный коэффициент:

$$k_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,7}} = 1,99$$

Ударный ток:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{3} \cdot 1,99 \cdot 2,75 = 9,47$$

Расчетные значения для остальных точек короткого замыкания приведены в таблице 5. Расчет выполнен аналогично. Токи КЗ приведены к стороне высокого напряжения.

Таблица 5 – Результаты расчета

т. КЗ	ΣZ , Ом	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	$I_{\kappa}^{(2)}$, кА	ΣX , Ом	Σr , Ом	T_a , с	$k_{уд}$	$i_{уд}$, кА	Z_{Π} , Ом	$I_{\kappa}^{(1)}$, кА
K1	23,1	2,75	2,38	21,2	9,121	0,7	1,99	9,47	78,3	2,43
K2	155	0,41	0,35	153,1	9,121	5,3	2	1,42	-	-
K3	236	0,27	0,23	234,2	9,121	8,2	2	0,93	-	-
K4	222,8	0,29	0,25	220,9	9,121	7,7	2	0,99	-	-
K5	328,1	0,19	0,16	336,2	9,121	11,7	2	0,65	-	-

При помощи коэффициентов трансформации приведем токи короткого замыкания к своим сторонам (СН, НН) по следующей формуле, А:

$$I_2 = I_1 \frac{U_1}{U_2}, \quad (37)$$

Для примера выполним приведение трехфазного короткого замыкания для расчетных точек К2 и К3.

К2:

$$0,41 \frac{110}{35} = 1,29 \text{ кА}$$

К3:

$$0,27 \frac{110}{10} = 2,96 \text{ кА}$$

В таблице 6 приведены значения токов КЗ, приведенные к своим соответствующим сторонам напряжения.

Таблица 6 – Приведение токов КЗ к соответствующим сторонам напряжения

т. КЗ	$I_k^{(3)}$, кА	$I_k^{(2)}$, кА	$I_k^{(1)}$, кА	$k_{уд}$	$i_{уд}$, А
К1	2,75	2,38	2,43	1,99	9,47
К2	1,29	1,12	-	2	4,5
К3	2,96	2,56	-	2	10,2
К4	0,9	0,78	-	2	3,1
К5	2,07	1,79	-	2	7,2

Таким образом в данном разделе рассчитаны токи КЗ, по результатам которых в последующих разделах будет произведен выбор оборудования, и будет разработана система релейной защиты и автоматики.

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ

5.1 Определение максимальных рабочих токов

Выключатели трансформаторов:

Максимальные токи, А:

$$I_{\text{номВН}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 52,5 \text{ А} \quad (38)$$

где S – полная мощность, кВт и кВар;

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

Произведем расчет для Т1:

$$I_{\text{номВН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,5 \text{ А}$$

$$I_{\text{номСН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165 \text{ А}$$

$$I_{\text{номНН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 578 \text{ А}$$

Для Т-2 расчет аналогичен, результаты сведены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчета

Сторона	Напряжение, кВ	Мощность, кВА	Максимальный рабочий ток, А
ВН	220	ТДТН- 10000/110/35/10 УХЛ1	52,5
СН	35		165
НН	10		577,4
ВН	220	ТМТ-6300/110/35/10 УХЛ1	33,1
СН	35		103,9
НН	10		363,7

Данные по сечению проводов [16] приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Справочные данные

Место установки	Наименование ВЛ	Сечение провода	Длительно допустимый ток нагрузки, А
ПС 110 кВ Михайловка	ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка	АС-120/19	390
	ВЛ 110 кВ Тамбовка – Михайловка	АС-120/19	390
	ВЛ 110 кВ Михайловка – Тамбовка	АС-95/16	330

5.2 Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Выключатель — это устройство, предназначенное для коммутации цепей высокого напряжения в штатных и аварийных условиях. Будучи ключевым коммутационным аппаратом в высоковольтных электроустановках, он обеспечивает разрыв и замыкание электрической цепи при любых режимах работы.

Произведем выбор и проверку колонкового элегазового выключателя ВГТ-УЭТМ-110/40-3150 УХЛ1 [17].

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению, кВ:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (39)$$

$$110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ}$$

2) По номинальному току, А:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (40)$$

$$3150 \text{ А} \geq 390 \text{ А}$$

3) По отключающей способности:

а) На отключение периодической составляющей тока КЗ, кА:

$$I_{\text{ном.откл}} \geq I_{n\tau}, \quad (41)$$

где $I_{n\tau}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в цепи в момент начала расхождения дугогасительных контактов выключателя ($I_{n\tau} = I_{n0}$), кА;

$I_{\text{ном.откл}}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА.

$$40 \text{ кА} \geq 2,75 \text{ кА}$$

б) На отключение апериодической составляющей тока КЗ, кА:

$$I_{\alpha.\text{ном}} \geq I_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{ном.откл}}, \quad (42)$$

где $\beta_{\text{ном}}$ – нормированное процентное содержание апериодической составляющей в токе отключения (40 - каталожная величина), %;

$I_{\alpha.\tau}$ – расчётное значение апериодической составляющей тока КЗ в цепи в момент τ начала расхождения дугогасительных контактов выключателя, кА.

$$I_{\alpha.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 40 = 22,6 \text{ кА}$$

$$I_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n\tau} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (43)$$

где T_a – эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей, с.

$$\tau = t_{\text{мин.рз}} + t_{\text{собст.}}, \quad (44)$$

где $t_{\text{мин.рз}} = 0,01$ – минимальное время срабатывания релейной защиты согласно ПУЭ, с;

$t_{\text{собст.}} = 0,055$ – собственное время отключения выключателя, с.

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с}$$

$$I_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot 2,75 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,7}} = 3,6 \text{ кА}$$

$$22,6 \text{ кА} \geq 3,6 \text{ кА}$$

4) По включающей способности, кА:

$$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{н.о}}, \quad (45)$$

где $I_{\text{вкл}}$ – нормированное действующее значение периодической составляющей тока включения выключателя ($I_{\text{вкл}} = I_{\text{ном.откл}}$), кА.

$I_{\text{н.о}}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ, кА.

$$40 \text{ кА} \geq 2,75 \text{ кА}$$

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (46)$$

где $i_{\text{вкл}}$ – нормированное мгновенное значение тока включения выключателя, кА.

$$i_{\text{вкл}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{ном.откл}}, \quad (47)$$

$$i_{\text{вкл}} = \sqrt{2} \cdot 1,99 \cdot 40 = 108,89 \text{ кА}$$

$$108,89 \text{ кА} \geq 9,49 \text{ кА}$$

5) Проверка на электродинамическую стойкость, кА:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{н.о}}, \quad (48)$$

$$I_{\text{дин}} = I_{\text{ном.откл}}, \quad (49)$$

$$40 \text{ кА} \geq 2,75 \text{ кА}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (50)$$

$$102 \text{ кА} \geq 9,47 \text{ кА}$$

6) Проверка на термическую стойкость, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$:

$$B_{\text{терм.доп}} \geq B_{\text{к}}, \quad (51)$$

Время от начального момента КЗ до момента его отключения, с:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{вв}} + t_{\text{рз}}, \quad (52)$$

где $t_{\text{откл}}$ – полное время отключения КЗ, складывается из полного времени отключения выключателя, выдержки времени и времени работы УРЗА, с.

$$t_{\text{откл.}} = 0,055 + 2 + 0,1 = 2,155 \text{ с}$$

В связи с тем, что $t_{\text{откл}} < t_{\text{тер.ном}} = 3$, то допустимое значение

интеграла Джоуля будет находиться по следующей формуле:

$$B_{\text{терм.доп}} = I_{n.o}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (53)$$

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

$$B_k = I_{n.o}^2 \cdot (t_{\text{откл.}} + T_a), \quad (54)$$

$$B_k = 2,75^2 \cdot (2,155 + 0,7) = 21,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 21,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Условия выбора и проверки приведены в таблицу 9.

Таблица 9 – Условия выбора и проверки силовых выключателей 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 390 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном.откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{n\tau} = 2,75 \text{ кА}$	$I_{n\tau} \leq I_{\text{ном.откл}}$
$I_{\alpha.\text{ном}} = 22,6 \text{ кА}$	$i_{a.\tau} = 3,6 \text{ кА}$	$i_{a.\tau} \leq i_{a.\text{ном}}$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} = 2,75 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{вкл}} = 108,89 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 9,49 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$
$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} = 2,75 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 9,47 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{терм.доп}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 21,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{\text{терм.доп}}$

Анализ произведенных вычислений показал, что характеристики выключателей типа ВГТ-УЭТМ-110/40-3150 УХЛ1 удовлетворяют

необходимым критериям выбора. На рисунке 13 изображен ВГТ-УЭТМ-110/40-3150 УХЛ1.



Рисунок 13 – Силовой выключатель ВГТ-УЭТМ-110/40-3150 УХЛ1.

5.3 Выбор и проверка разъединителей и заземлителей 110 кВ

Произведем выбор и проверку разъединителей и заземлителей РГП-КЕМ/kz-31-III-110-1250-УХЛ1 [18].

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению, кА:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (55)$$

$$110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ}$$

2) По номинальному току, А:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (56)$$

$$1250 \text{ А} \geq 390 \text{ А}$$

3) Проверка на электродинамическую стойкость, кА:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (57)$$

$$80 \text{ кА} \geq 9,47 \text{ кА}$$

4) Проверка на термическую стойкость, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$:

$$W_{\text{терм.доп}} \geq W_{\text{к}}, \quad (58)$$

Время от начального момента КЗ до момента его отключения, с:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{вв}} + t_{\text{рз}}, \quad (59)$$

где $t_{\text{откл}}$ – полное время отключения КЗ, складывается из полного времени отключения выключателя, выдержки времени и времени работы УРЗА, принимается;

$$t_{\text{откл.}} = 3 \text{ с}$$

Допустимое значение интеграла Джоуля будет находиться по следующей формуле, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$:

$$W_{\text{терм.доп}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (60)$$

$$W_{\text{терм.доп}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$W_{\text{к}} = 2,75^2 \cdot (3 + 0,7) = 21,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 21,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Условия выбора и проверки приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Условия выбора и проверки разъединителей 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 390 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 9,48 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{терм.доп}} = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 21,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{терм.доп}}$

Разъединители и заземлители РГП-КЕМ/kz-31-III-110-1250-УХЛ1 полностью соответствуют требованиям условия выбора. На рисунке 14 изображен РГП-КЕМ/kz-31-III-110-1250-УХЛ1.

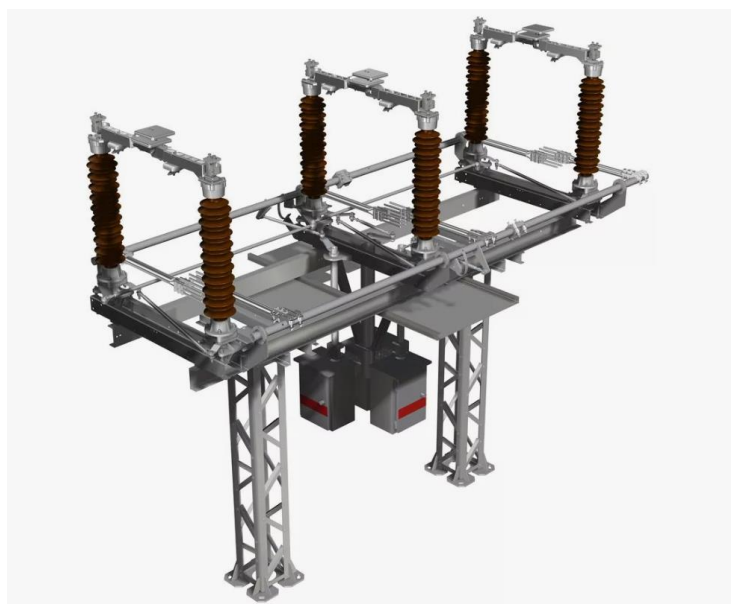


Рисунок 14 – Разъединитель РГП-КЕМ/kz-31-III-110-1250-УХЛ1

5.4 Выбор и проверка трансформаторов тока 110 кВ

Произведем выбор и проверку трансформаторов тока ТРГ-УЭТМ-110-800-УХЛ1 [19].

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению, кВ:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (61)$$

$$110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ}$$

2) По номинальному току, А:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (62)$$

$$600 \text{ А} \geq 390 \text{ А}$$

3) Проверка на электродинамическую стойкость, кА:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (63)$$

$$102 \text{ кА} \geq 9,47 \text{ кА}$$

4) Проверка на термическую стойкость, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$:

$$W_{\text{терм.доп}} \geq W_{\text{к}}, \quad (64)$$

$$3448 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

5) По величине вторичной нагрузке, Ом:

$$Z_{2.\text{ном}} \geq Z_2, \quad (65)$$

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

Вторичная нагрузка Z_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пров}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{конт}}$.

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}}, \quad (66)$$

Приблизительное значение контактного сопротивления оценивается в 0,05 Ом, если в цепь включены два-три устройства, и снижается до 0,01 Ом при большем числе подключенных приборов.

Список устройств, подключенных к трансформатору тока, представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Измерительные приборы и приборы учета

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

Для измерительных приборов и приборов учета используется обмотка классом точности 0,2S.

Номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2.\text{ном}} = \frac{S_{\text{н}}}{I_2^2}, \quad (67)$$

где $S_{\text{н}}$ – номинальная мощность ТТ, ВА;

I_2 – вторичный ток ТТ (5), А.

$$Z_{2.ном} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$$

Суммарное сопротивление приборов, Ом:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (68)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность подключенных к обмотке приборов.

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

Для расчетов возьмем кабель АКРВГ с алюминиевыми проводниками, имеющий площадь поперечного сечения $q = 4 \text{ мм}^2$ и удельную проводимость $\rho = 0,0283$. Протяженность кабельной линии составляет $L = 100$ метров.

Сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (69)$$

где ρ - удельное сопротивление проводов;

l - длина соединительный проводов;

q - удельное сопротивление материала провода.

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

Сопротивление вторичной нагрузки:

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

Условия выбора и проверки сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Условия выбора и проверки ТТ 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 800 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 39 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 9,47 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{терм.доп}} = 3448 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 21,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{терм.доп}}$
$Z_{2.\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,78 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2.\text{ном}}$

Проведенный анализ показал, что измерительные трансформаторы тока ТРГ-УЭТМ-110-800-УХЛ1 [19] отвечают предъявляемым требованиям по выбору и проверке. На рисунке 15 изображен ТРГ-УЭТМ-110-800-УХЛ1.



Рисунок 15 – Трансформатор тока ТРГ-УЭТМ-110-800-УХЛ1

5.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 110 кВ

Трансформатор напряжения представляет собой понижающее устройство, используемое в измерительных целях для обеспечения безопасного измерения высоких напряжений, превышающих 1 киловольт.

При выборе трансформаторов напряжения необходимо учитывать следующие ключевые параметры: номинальное напряжение установки, конструктивные особенности и схема соединения обмоток, класс точности, определяющий допустимую погрешность измерений, а также величину вторичной нагрузки.

Ориентировочный перечень оборудования, которое подключено к трансформатору напряжения, представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	3	18
Ваттметр	СР-3021	5	3	15
Варметр	СТ-3021	5	3	15
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	3	24,5
Частотометр	СР-3021	5	2	10
Итого				82,5

Для измерительных приборов и приборов учета используется обмотка классом точности 0,2S.

Осуществим выбор и проверку трансформатора напряжения типа ЗНГ-УЭТМ-110 УХЛ 1 [20].

В соответствии с технической документацией, указанной в паспорте изделия, номинальная мощность вторичной обмотки с классом точности 0,5 равна 1000 ВА.

Общая мощность подключенных измерительных приборов:

$$82,5 \text{ ВА} \leq 1000 \text{ ВА}$$

Критерии выбора и условия проверки сведены в таблице 14.

Таблица 14 – Условия выбора и проверки ТН 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} \leq U_{\text{ном}}$
$S_{\text{ном}} = 1000 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 82,5 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$

Проведенный выбор и проверка показали, что измерительные трансформаторы напряжения ЗНГ-УЭТМ-110 УХЛ 1 отвечает условиям выбора и может быть принят к установке. На рисунке 16 изображен ЗНГ-УЭТМ-110 УХЛ 1.



Рисунок 16 – Трансформатор напряжения ЗНГ-УЭТМ-110 УХЛ 1

1.2 Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Произведем выбор и проверку колонкового элегазового выключателя ВГТ-УЭТМ-35/50-3150 УХЛ1 [21].

Условия выбора:

3) По номинальному напряжению, кВ:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (70)$$

$$35 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ}$$

4) По номинальному току, А:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (71)$$

$$3150 \text{ А} \geq 165 \text{ А}$$

3) По отключающей способности:

а) На отключение периодической составляющей тока КЗ, кА:

$$I_{\text{ном.откл}} \geq I_{n\tau}, \quad (72)$$

где $I_{n\tau}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в цепи в момент начала расхождения дугогасительных контактов выключателя ($I_{n\tau} = I_{n0}$), кА;

$I_{\text{ном.откл}}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА.

$$50 \text{ кА} \geq 1,29 \text{ кА}$$

б) На отключение аperiodической составляющей тока КЗ, кА:

$$I_{\alpha.\text{ном}} \geq I_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{ном.откл}}, \quad (73)$$

где $\beta_{\text{ном}}$ – нормированное процентное содержание аperiodической составляющей в токе отключения (40 - каталожная величина), %;

$I_{\alpha.\tau}$ – расчётное значение аperiodической составляющей тока КЗ в цепи в момент τ начала расхождения дугогасительных контактов выключателя, кА.

$$I_{\alpha.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 50 = 28,3 \text{ кА}$$

$$I_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n\tau} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (74)$$

где T_a – эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей, с.

$$\tau = t_{\text{мин.рз}} + t_{\text{собст.}}, \quad (75)$$

где $t_{\text{мин.рз}} = 0,01$ – минимальное время срабатывания релейной защиты согласно ПУЭ, с;

$t_{\text{собст.}} = 0,055$ – собственное время отключения выключателя, с.

$$\tau = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с}$$

$$I_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot 1,29 \cdot e^{\frac{-0,065}{5,3}} = 1,8 \text{ кА}$$

$$28,3 \text{ кА} \geq 1,8 \text{ кА}$$

7) По включающей способности, кА:

$$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{н.о}}, \quad (76)$$

где $I_{\text{вкл}}$ – нормированное действующее значение периодической составляющей тока включения выключателя ($I_{\text{вкл}} = I_{\text{ном.откл}}$), кА.

$I_{\text{н.о}}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ, кА.

$$50 \text{ кА} \geq 1,29 \text{ кА}$$

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (77)$$

где $i_{\text{вкл}}$ – нормированное мгновенное значение тока включения выключателя, кА.

$$i_{\text{вкл}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{ном.откл}}, \quad (78)$$

$$i_{\text{вкл}} = \sqrt{2} \cdot 2 \cdot 50 = 141,4 \text{ кА}$$

$$141,4 \text{ кА} \geq 4,5 \text{ кА}$$

8) Проверка на электродинамическую стойкость, кА:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{н.о}}, \quad (79)$$

$$I_{\text{дин}} = I_{\text{ном.откл}}, \quad (80)$$

$$50 \text{ кА} \geq 1,29 \text{ кА}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (81)$$

$$127,5 \text{ кА} \geq 4,5 \text{ кА}$$

9) Проверка на термическую стойкость, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$:

$$B_{\text{терм.доп}} \geq B_{\text{к}}, \quad (82)$$

Время от начального момента КЗ до момента его отключения, с:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{вв}} + t_{\text{рз}}, \quad (83)$$

где $t_{\text{откл}}$ – полное время отключения КЗ, складывается из полного времени отключения выключателя, выдержки времени и времени работы УРЗА, с.

$$t_{\text{откл.}} = 0,055 + 1,5 + 0,1 = 1,655 \text{ с}$$

В связи с тем, что $t_{\text{откл}} < t_{\text{тер.ном}} = 3$, то допустимое значение

интеграла Джоуля будет находиться по следующей формуле, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$:

$$B_{\text{терм.доп}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (84)$$

$$B_{\text{терм.доп}} = 50^2 \cdot 1,655 = 4137,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п.о}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (85)$$

$$B_{\text{к}} = 1,29^2 \cdot 1,655 = 2,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$4137,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 2,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Условия выбора и проверки приведены в таблицу 15.

Таблица 15 – Условия выбора и проверки силовых выключателей 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 165 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{нт}} = 1,29 \text{ кА}$	$I_{\text{нт}} \leq I_{\text{ном.откл}}$
$I_{\alpha.\text{ном}} = 28,3 \text{ кА}$	$i_{\text{а.т}} = 1,8 \text{ кА}$	$i_{\text{а.т}} \leq i_{\alpha.\text{ном}}$
$I_{\text{вкл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} = 1,29 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{вкл}} = 141,4 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 4,5 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$
$I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} = 1,29 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 127,5 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 4,5 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{терм.доп}} = 4137,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 2,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{терм.доп}}$

Анализ произведенных вычислений показал, что характеристики выключателей типа ВГТ-УЭТМ-35/50-3150 УХЛ1 удовлетворяют

необходимым критериям выбора. На рисунке 17 изображен ВГТ-УЭТМ-35/50-3150 УХЛ1.

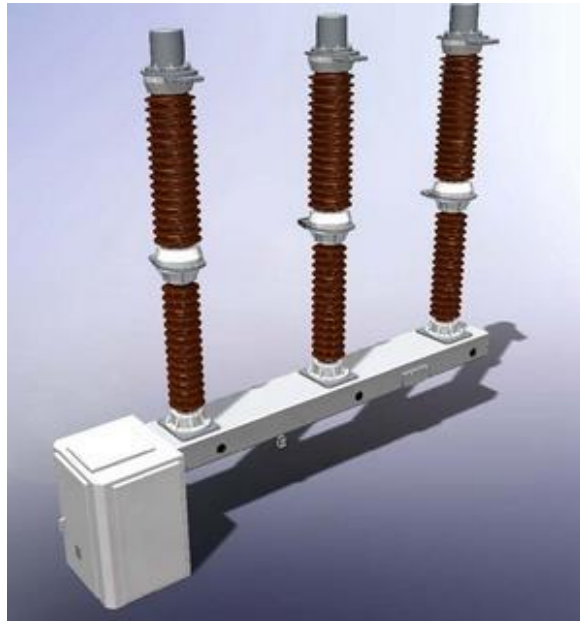


Рисунок 17 – Силовой выключатель ВГТ-УЭТМ-35/50-3150 УХЛ1

5.6 Выбор и проверка разъединителей и заземлителей 35 кВ

Произведем выбор и проверку разъединителей и заземлителей РГПЗ СЭЩ-2-11-35/1000 УХЛ1 [22].

Условия выбора:

5) По номинальному напряжению, кВ:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (86)$$

$$35 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ}$$

6) По номинальному току, А:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (87)$$

$$1000 \text{ А} \geq 165 \text{ А}$$

7) Проверка на электродинамическую стойкость, кА:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (88)$$

$$50 \text{ кА} \geq 4,5 \text{ кА}$$

8) Проверка на термическую стойкость, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$:

$$W_{\text{терм.доп}} \geq W_{\text{к}}, \quad (89)$$

Время от начального момента КЗ до момента его отключения, с:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{вв}} + t_{\text{рз}}, \quad (90)$$

где $t_{\text{откл}}$ – полное время отключения КЗ, складывается из полного времени отключения выключателя, выдержки времени и времени работы УРЗА, с;

$$t_{\text{откл.}} = 0,055 + 2 + 0,1 = 2,155 \text{ с}$$

В связи с тем, что $t_{\text{откл}} < t_{\text{тер.ном}} = 3$, то допустимое значение интеграла Джоуля будет находиться по следующей формуле, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$:

$$W_{\text{терм.доп}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (91)$$

$$W_{\text{терм.доп}} = 20^2 \cdot 1,655 = 662 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_k = 1,29^2 \cdot (1,655) = 6,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$662 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 6,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Условия выбора и проверки приведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Условия выбора и проверки разъединителей 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 165 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 4,5 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{терм.доп}} = 662 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 6,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{\text{терм.доп}}$

Разъединители и заземлители РГПЗ СЭЩ-2-11-35/1000 УХЛ1 полностью соответствуют требованиям условия выбора. На рисунке 18 изображен РГПЗ СЭЩ-2-11-35/1000 УХЛ1.



Рисунок 18 – Разъединитель РГПЗ СЭЩ-2-11-35/1000 УХЛ1

5.7 Выбор и проверка трансформаторов тока 35 кВ

Произведем выбор и проверку трансформаторов тока ТРГ-УЭТМ-35-600-УХЛ1 [23].

Условия выбора:

6) По номинальному напряжению, кВ:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (92)$$

$$35 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ}$$

7) По номинальному току, А:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (93)$$

$$600 \text{ А} \geq 165 \text{ А}$$

8) Проверка на электродинамическую стойкость, кА:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (94)$$

$$102 \text{ кА} \geq 4,5 \text{ кА}$$

9) Проверка на термическую стойкость, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$:

$$W_{\text{терм.доп}} \geq W_{\text{к}}, \quad (95)$$

$$2648 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 6,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

10) По величине вторичной нагрузке, Ом:

$$Z_{2.\text{ном}} \geq Z_2, \quad (96)$$

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

Вторичная нагрузка Z_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пров}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{конт}}$.

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}}, \quad (97)$$

Приблизительное значение контактного сопротивления оценивается в 0,05 Ом, если в цепь включены два-три устройства, и снижается до 0,01 Ом при большем числе подключенных приборов.

Список устройств, подключенных к трансформатору тока, представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Измерительные приборы и приборы учета

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

Для измерительных приборов и приборов учета используется обмотка классом точности 0,2S.

Номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2.\text{ном}} = \frac{S_{\text{н}}}{I_2^2}, \quad (98)$$

где S_n – номинальная мощность ТТ, ВА;

I_2 – вторичный ток ТТ (5), А.

$$Z_{2.ном} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$$

Суммарное сопротивление приборов, Ом:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (99)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность подключенных к обмотке приборов.

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

Для расчетов возьмем кабель АКРВГ с алюминиевыми проводниками, имеющий площадь поперечного сечения $q = 4 \text{ мм}^2$ и удельную проводимость $\rho = 0,0283$. Протяженность кабельной линии составляет $L = 100$ метров.

Сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (100)$$

где ρ - удельное сопротивление проводов;

l - длина соединительный проводов;

q - удельное сопротивление материала провода.

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

Сопротивление вторичной нагрузки:

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

Условия выбора и проверки сведены в таблицу 18.

Таблица 18 – Условия выбора и проверки ТТ 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 500 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 165 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 4,5 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{терм.доп}} = 2648 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 6,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{терм.доп}}$
$Z_{2.\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,78 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2.\text{ном}}$

Проведенный анализ показал, что измерительные трансформаторы тока ТРГ-УЭТМ-35-600-УХЛ1 отвечают предъявляемым требованиям по выбору и проверке. На рисунке 19 изображен ТРГ-УЭТМ-35-600-УХЛ1



Рисунок 19 – Трансформатор тока ТРГ-УЭТМ-35-600-УХЛ1

5.8 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 35 кВ

Критерии выбора аналогичны условиям, которые были приведены в пункте 4,5.

Ориентировочный перечень оборудования, которое подключено к трансформатору напряжения, представлен в таблице 19.

Таблица 19 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	6	36
Ваттметр	СР-3021	5	6	30
Варметр	СТ-3021	5	6	30
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	6	45
Итого				141

Для измерительных приборов и приборов учета используется обмотка классом точности 0,2S.

Осуществим выбор и проверку трансформатора напряжения типа НАМИ-35 УХЛ1.

В соответствии с технической документацией, указанной в паспорте изделия, номинальная мощность вторичной обмотки с классом точности 0,2S равна 360 ВА.

Общая мощность подключенных измерительных приборов:

$$198 \text{ ВА} \leq 360 \text{ ВА}$$

Критерии выбора и условия проверки сведены в таблице 20.

Таблица 20 – Условия выбора и проверки ТН 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} \leq U_{\text{ном}}$
$S_{\text{ном}} = 360 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 141 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$ $S_{\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$

Проведенный выбор и проверка показали, что измерительные трансформаторы напряжения НАМИ-35 УХЛ1 отвечает условиям выбора и может быть принят к установке. На рисунке 20 изображен НАМИ-35 УХЛ1.



Рисунок 20 – Трансформатор напряжения НАМИ-35 УХЛ1

5.9 Выбор и проверка КРУ 10 кВ

В качестве распределительного устройства будет использоваться КРУ «Амур» 10 кВ предприятия «ЭНЕРГО-ИМПУЛЬС+», расположенного в городе Хабаровск.

Произведем выбор и проверку КРУ 10 кВ.

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению, кВ:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (101)$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}$$

2) По номинальному току, А:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (102)$$

$$1000 \text{ А} \geq 577,4 \text{ А}$$

3) По предельному сквозному току КЗ - на электродинамическую стойкость, кА:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{н.о}}, \quad (103)$$

$$25 \text{ кА} \geq 2,96 \text{ кА}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (104)$$

$$64 \text{ кА} \geq 10,2 \text{ кА}$$

4) По тепловому импульсу - на термическую стойкость, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$:

$$B_{\text{терм.доп}} \geq B_{\text{к}}, \quad (105)$$

Время от начального момента КЗ до момента его отключения, с:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{вв}} + t_{\text{рз}}, \quad (106)$$

где $t_{\text{откл}}$ – полное время отключения КЗ, складывается из полного времени отключения выключателя, выдержки времени и времени работы УРЗА, с.

$$t_{\text{откл.}} = 0,055 + 2,5 + 0,1 = 2,655 \text{ с}$$

В связи с тем, что $t_{\text{откл}} < t_{\text{тер.ном}} = 3$, то допустимое значение интеграла Джоуля будет находиться по следующей формуле, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$:

$$B_{\text{терм.доп}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (107)$$

$$B_{\text{терм.доп}} = 25^2 \cdot 2,655 = 1659,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п.о}}^2 \cdot \left(t_{\text{откл.}} + T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{2 \cdot t_{\text{откл.}}}{T_a}} \right) \right), \quad (108)$$

$$B_{\text{к}} = 2,96^2 \cdot \left(2,655 + 8,2 \cdot \left(1 - e^{-\frac{2 \cdot 2,655}{8,2}} \right) \right) = 57,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$1659,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 57,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Условия выбора и проверки сведены в таблицу 21.

Таблица 21 – Условия выбора и проверки КРУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 577,4 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} = 2,96 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 64 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 10,2 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{терм.доп}} = 1659,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 57,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{терм.доп}}$

Анализ произведенных вычислений показал, что характеристики КРУ 10 кВ «Амур» удовлетворяют необходимым критериям выбора.

5.10 Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Произведем выбор и проверку силового вакуумного выключателя VD4, расположенного в КРУ 10 кВ «Амур».

Условия выбора:

- 1) По номинальному напряжению, кВ:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ.сети}}, \quad (109)$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}$$

2) По номинальному току, А:

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (110)$$

$$1000 \text{ А} \geq 577,4 \text{ А}$$

3) По отключающей способности:

а) На отключение периодической составляющей тока КЗ, кА:

$$I_{\text{НОМ.ОТКЛ}} \geq I_{n\tau}, \quad (111)$$

где $I_{n\tau}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в цепи в момент начала расхождения дугогосительных контактов выключателя ($I_{n\tau} = I_{n0}$), кА;

$I_{\text{НОМ.ОТКЛ}}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА.

$$25 \text{ кА} \geq 2,96 \text{ кА}$$

б) На отключение апериодической составляющей тока КЗ, кА:

$$I_{\alpha.\text{НОМ}} \geq I_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ.ОТКЛ}}, \quad (112)$$

где $\beta_{\text{НОМ}}$ – нормированное процентное содержание апериодической составляющей в токе отключения (40 - каталожная величина), %;

$I_{\alpha.\tau}$ – расчётное значение аperiodической составляющей тока КЗ в цепи в момент τ начала расхождения дугогасительных контактов выключателя, кА.

$$I_{\alpha.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 25 = 14,1 \text{ кА}$$

$$I_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n\tau} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (113)$$

где T_a – эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей, с.

$$\tau = t_{\text{мин.рз}} + t_{\text{собст.}}, \quad (114)$$

где $t_{\text{мин.рз}} = 0,01$ – минимальное время срабатывания релейной защиты согласно ПУЭ, с;

$t_{\text{собст.}} = 0,035$ – собственное время отключения выключателя, с.

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с}$$

$$I_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot 2,96 \cdot e^{\frac{-0,045}{8,2}} = 4,2 \text{ кА}$$

$$14,1 \text{ кА} \geq 4,2 \text{ кА}$$

10) По включающей способности, кА:

$$I_{\text{вкл}} \geq I_{n.o}, \quad (115)$$

где $I_{\text{вкл}}$ – нормированное действующее значение периодической составляющей тока включения выключателя ($I_{\text{вкл}} = I_{\text{ном.откл}}$), кА.

$I_{n.o}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ, кА.

$$25 \text{ кА} \geq 2,96 \text{ кА}$$

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (116)$$

где $i_{\text{вкл}}$ – нормированное мгновенное значение тока включения выключателя, кА.

$$i_{\text{вкл}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{ном.откл}}, \quad (117)$$

$$i_{\text{вкл}} = \sqrt{2} \cdot 2 \cdot 25 = 70,7 \text{ кА}$$

$$70,7 \text{ кА} \geq 10,2 \text{ кА}$$

11) Проверка на электродинамическую стойкость, кА:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{n.o}, \quad (118)$$

$$I_{\text{дин}} = I_{\text{ном.откл}}, \quad (119)$$

$$25 \text{ кА} \geq 2,96 \text{ кА}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (120)$$

$$64 \text{ кА} \geq 10,2 \text{ кА}$$

12) Проверка на термическую стойкость, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$:

$$B_{\text{терм.доп}} \geq B_{\text{к}}, \quad (121)$$

Время от начального момента КЗ до момента его отключения, с:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{вв}} + t_{\text{рз}}, \quad (122)$$

где $t_{\text{откл}}$ – полное время отключения КЗ, складывается из полного времени отключения выключателя, выдержки времени и времени работы УРЗА, с.

$$t_{\text{откл.}} = 0,055 + 2,5 + 0,1 = 2,655 \text{ с}$$

В связи с тем, что $t_{\text{откл}} < t_{\text{тер.ном}} = 3$, то допустимое значение интеграла Джоуля будет находиться по следующей формуле, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$:

$$B_{\text{терм.доп}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (123)$$

$$B_{\text{терм.доп}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot (t_{\text{откл.}} + T_{\text{а}}), \quad (124)$$

$$B_{\text{к}} = 2,96^2 \cdot (2,655 + 8,2) = 57,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 57,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Условия выбора и проверки приведены в таблицу 22.

Анализ произведенных вычислений показал, что характеристики силовых выключателей VD4 КРУ 10 кВ «Амур» удовлетворяют необходимым критериям выбора. На рисунке 21 изображен выключатель 10 кВ.



Рисунок 21 – Силовой выключатель

Таблица 22 – Условия выбора и проверки силовых выключателей 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 577 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{n\tau} = 1,29 \text{ кА}$	$I_{n\tau} \leq I_{\text{ном.откл}}$
$I_{\alpha.\text{ном}} = 14,1 \text{ кА}$	$i_{a.\tau} = 4,2 \text{ кА}$	$i_{a.\tau} \leq i_{a.\text{ном}}$
$I_{\text{вкл}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} = 2,96 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{вкл}} = 70,7 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 10,2 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$
$I_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} = 2,96 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 64 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 10,2 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{терм.доп}} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 57,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{терм.доп}}$

5.11 Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ

Произведем выбор и проверку трансформаторов тока ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,5/10Р-1000/5 УХЛ1.

Условия выбора:

- 1) По номинальному напряжению, кВ:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (125)$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}$$

2) По номинальному току, А:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (126)$$

$$1000 \text{ А} \geq 577 \text{ А}$$

3) Проверка на электродинамическую стойкость, кА:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (127)$$

$$40 \text{ кА} \geq 10,2 \text{ кА}$$

4) Проверка на термическую стойкость, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$:

$$B_{\text{терм.доп}} \geq B_{\text{к}}, \quad (128)$$

$$B_{\text{терм.доп}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (129)$$

$$B_{\text{терм.доп}} = 100^2 \cdot 2,655 = 26550 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к}} = 57,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

5) По величине вторичной нагрузке, Ом:

$$Z_{2.\text{ном}} \geq Z_2, \quad (130)$$

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

Вторичная нагрузка Z_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пров}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{конт}}$.

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}}, \quad (131)$$

Приблизительное значение контактного сопротивления оценивается в 0,05 Ом, если в цепь включены два-три устройства, и снижается до 0,01 Ом при большем числе подключенных приборов.

Список устройств, подключенных к трансформатору тока, представлен в таблице 23.

Таблица 23 – Измерительные приборы и приборы учета

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

Для измерительных приборов и приборов учета используется обмотка классом точности 0,2S.

Номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2.\text{ном}} = \frac{S_{\text{н}}}{I_2^2}, \quad (132)$$

где $S_{\text{н}}$ – номинальная мощность ТТ, ВА;

I_2 – вторичный ток ТТ (5), А.

$$Z_{2.\text{ном}} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$$

Суммарное сопротивление приборов, Ом:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (133)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность подключенных к обмотке приборов.

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

Для расчетов возьмем кабель АКРВГ с алюминиевыми проводниками, имеющий площадь поперечного сечения $q = 4 \text{ мм}^2$ и удельную проводимость $\rho = 0,0283$. Протяженность кабельной линии составляет $L = 100$ метров.

Сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (134)$$

где ρ - удельное сопротивление проводов;

l - длина соединительный проводов;

q - удельное сопротивление материала провода.

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

Сопротивление вторичной нагрузки:

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

Условия выбора и проверки сведены в таблицу 24.

Таблица 24 – Условия выбора и проверки ТТ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 577 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 10,2 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{терм.доп}} = 26550 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 57,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{терм.доп}}$
$Z_{2.\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,78 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2.\text{ном}}$

Проведенный анализ показал, что измерительные трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,5/10Р-1000/5 УХЛ1 отвечают предъявляемым требованиям по выбору и проверке. На рисунке 22 изображен ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,5/10Р-1000/5 УХЛ1.



Рисунок 22 – Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,5/10Р-1000/5

5.12 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 10 кВ

Критерии выбора аналогичный условиям, которые были приведены в пункте 4,5.

Ориентировочный перечень оборудования, которое подключено к трансформатору напряжения, представлен в таблице 25.

Таблица 25 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	10	50
Варметр	СТ-3021	5	10	50
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	10	75
Частотометр	СР-3021	5	2	10
Итого				197

Для измерительных приборов и приборов учета используется обмотка классом точности 0,2S.

Осуществим выбор и проверку трансформатора напряжения типа НАМИ-10 УХЛ1.

В соответствии с технической документацией, указанной в паспорте изделия, номинальная мощность вторичной обмотки равна 200 ВА.

Общая мощность подключенных измерительных приборов:

$$197 \text{ ВА} \leq 200 \text{ ВА}$$

Критерии выбора и условия проверки сведены в таблице 26.

Таблица 26 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} \leq U_{\text{ном}}$
$S_{\text{ном}} = 200 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 197 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$ $S_{\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$

Проведенный выбор и проверка показали, что измерительные трансформаторы напряжения НАМИ-10 УХЛ1 отвечает условиям выбора и может быть принят к установке. На рисунке 23 изображен НАМИ-10 УХЛ1.



Рисунок 23 – Трансформатор напряжения НАМИ-10 УХЛ1

Система релейной защиты и автоматики (РЗА) представляет собой совокупность устройств, предназначенных для автоматического обнаружения поврежденных компонентов электроэнергетической сети в случае возникновения аварийных ситуаций. Работа РЗА основана на постоянном анализе технического состояния контролируемых элементов сети, реагируя на повреждения и отклонения от нормальных режимов. При возникновении аварийной ситуации РЗА должна определить поврежденный участок и отключить его от энергосистемы посредством воздействия на силовые выключатели.

РЗА – это ключевой элемент, без которого невозможно функционирование современных энергосистем. Проектирование комплексов РЗА должно соответствовать действующим нормам и правилам, таким как ПУЭ, ПТЭ и другие нормативным документам, действующим в Российской Федерации. Данные комплексы должны отвечать установленным требованиям по селективности, быстродействию, чувствительности и надежности.

6.1 Общие требования к РЗА

- 1) Для обеспечения надежной работы РЗА должно осуществляться функциональное и (или) аппаратное резервирование устройств РЗА;
- 2) Должна быть обеспечена правильная работа устройств РЗА при изменении частоты электрического тока в диапазоне 45 - 55 Гц;
- 3) ЛЭП и оборудование объектов электроэнергетики должны быть оснащены устройствами РЗ от внутренних КЗ и других ненормальных режимов их работы;
- 4) Резервные защиты ЛЭП (оборудования) должны удовлетворять требованию взаимной совместимости в части согласования их характеристик срабатывания с характеристиками срабатывания резервных защит ЛЭП

(оборудования) прилегающей сети для обеспечения селективности их действия при дальнейшем резервировании;

5) На объектах электроэнергетики должна обеспечиваться регистрация аварийных событий и процессов;

6) Устройства РЗА не должны срабатывать при:

- Замыкании на землю в одной точке в сети оперативного постоянного тока;

- Снятии, подаче оперативного тока (в том числе обратной полярности), а также при перерывах электропитания любой длительности и глубины снижения напряжения оперативного тока;

- После восстановления оперативного тока все функции и параметры настройки устройств РЗА (в том числе изменяемые при помощи переключающих устройств РЗА) должны сохраняться в полном объеме.

7) Аппаратно и функционально резервирующие друг друга устройства РЗА, в том числе основные и резервные защиты ЛЭП (оборудования), должны подключаться на разные вторичные обмотки ТТ, питаться от разных автоматических выключателей оперативного постоянного тока и иметь независимые выходные цепи;

8) При создании (модернизации) устройств РЗА должны предусматриваться стандартные интерфейсы связи для ввода (вывода) данных в устройства (из устройств) РЗА;

9) Система самодиагностики микропроцессорных устройств РЗА должна непрерывно выполнять проверку целостности исполняемой программы и данных. Микропроцессорное устройство РЗА должно блокировать выходные воздействия и формировать соответствующую сигнализацию при обнаружении системой самодиагностики нарушения целостности исполняемой программы или данных. Результаты отрицательных проверок целостности исполняемой программы или данных должны фиксироваться во встроенном журнале событий микропроцессорного устройства РЗА. Обновление системного программного обеспечения

микропроцессорных устройств РЗА должно быть доступно только в режиме обновления по сервисным интерфейсам с помощью специального программного обеспечения;

10) Сервисные интерфейсы микропроцессорного устройства РЗА не должны подключаться к локальной вычислительной сети владельца объекта электроэнергетики, а физический доступ к ним должен быть ограничен;

11) Переключение микропроцессорного устройства РЗА в режим обновления должно осуществляться локально посредством человеко-машинного интерфейса;

12) У микропроцессорных устройств РЗА должна быть парольная защита, ограничивающая доступ к обновлению системного программного обеспечения и к внесению изменений в параметры настройки (уставки) и алгоритмы функционирования устройства РЗА;

13) В микропроцессорных устройствах РЗА должны регистрироваться все события, связанные с созданием, редактированием, удалением учетных записей, обновлением системного и прикладного программного обеспечения;

14) Питание цепей переменного напряжения устройств РЗА должно резервироваться;

15) При изменении фиксации присоединения по системам шин цепи напряжения устройств РЗА переводимых присоединений должны подключаться к ТН соответствующей системы шин автоматически с использованием реле-повторителей или иных устройств, фиксирующих положения разъединителей;

16) При наличии двух электромагнитов отключения выключателя действие устройств РЗА должно выполняться на каждый такой электромагнит;

17) Устройства РЗА должны обеспечивать автоматический контроль исправности используемых каналов связи. При неисправности канала связи, выявленной в процессе непрерывного автоматического контроля, должны обеспечиваться автоматическая блокировка функций РЗА (если эта неисправность может привести к неправильным действиям функции РЗА) с

возможностью автоматической и (или) ручной деблокировки, а также формирование сигнала неисправности канала соответствующих устройств РЗА;

18) Устройство РЗА должно иметь сигнализацию о возникновении неисправностей устройства РЗА и срабатывании каждой функции РЗА, реализованной в микропроцессорном устройстве РЗА;

19) Устройства РЗА, использующие напряжение от ТН, должны иметь сигнализацию о неисправностях и отсутствии цепей напряжения;

20) Устройства РЗА должны иметь переключающие устройства РЗА:

- В цепях переменного тока и напряжения;
- В выходных цепях для оперативного вывода из работы и ввода в работу устройства РЗА;
- Для ввода (вывода) отдельных функций РЗА и изменения алгоритмов функционирования устройства РЗА оперативным персоналом [24].

6.2 Общие требования к оснащению и принципам функционирования РЗА трансформаторов 110 кВ и выше

1. На Т должны устанавливаться защиты от внутренних, внешних КЗ и от ненормальных режимов их работы.

2. РЗ Т с высшим классом напряжения 110 кВ и выше должна включать основные защиты и резервные защиты от междофазных КЗ и от однофазных КЗ.

3. Резервные защиты Т должны устанавливаться на стороне ВН и СН Т для обеспечения согласования резервных защит ЛЭП, работающих на напряжении ВН и СН указанного Т, дальнего резервирования и резервирования защит шин (ошиновок), посредством которых Т подключен к РУ.

4. Для Т, имеющих ТТ, встроенные в высоковольтные вводы ВН и СН Т, резервные защиты должны подключаться к ним при условии обеспечения защиты ошиновки ВН и СН Т в случае их одностороннего питания.

5. На Т с высшим классом напряжения 110 - 220 кВ мощностью менее 63 МВА должно устанавливаться не менее одного устройства РЗА, в котором реализована функция ДЗТ. При недостаточной чувствительности или недопустимом времени отключения резервными защитами Т или защитами смежных элементов КЗ в зоне действия дифференциальной защиты необходимо устанавливать второе устройство РЗА, в котором реализована функция ДЗТ.

6. Цепи оперативного тока газовой защиты и технологических защит, действующие на отключение Т, должны иметь устройство контроля изоляции цепей оперативного тока, действующее в случае неисправности цепей на сигнал. Газовая защита Т должна иметь по два контакта на струйном и газовом реле (у газового реле для каждой ступени) для возможности их отдельного использования в разных устройствах РЗА. В случае установки двух устройств РЗА, в которых реализована функция ДЗТ, газовая и технологические защиты Т должны действовать через каждое из вышеуказанных устройств.

7. В случае установки одного устройства РЗА, в котором реализована функция ДЗТ, газовая защита Т должна действовать на отключение Т через устройство РЗА, в котором реализована функция ДЗТ и через резервные защиты Т.

8. Каждый из двух контактов газового реле (струйного реле) и выходные контакты технологических защит должны подключаться к разным устройствам РЗА отдельным кабелем.

9. При подключении Т высшим классом напряжения 110 кВ и выше к РУ ВН или СН через два и более выключателя или кабельную вставку должна предусматриваться дифференциальная защита ошиновки соответствующей стороны Т.

10. Дифференциальная защита ошиновки должна автоматически блокироваться при неисправности цепей переменного тока. В устройстве, в котором выполнена функция дифференциальной защиты ошиновки, должна

быть предусмотрена возможность оперативного перевода действия блокировки на сигнал.

11. Если коэффициент чувствительности ДЗТ Т при КЗ на стороне НН Т за токоограничивающим реактором или за линейным регулировочным (вольтодобавочным) Т составляет менее 1,5, то на АТ (Т) должна устанавливаться дифференциальная защита ошиновки НН, действующая через каждое устройство РЗА, в котором реализована функция ДЗТ Т. В случае установки одного устройства РЗА, в котором реализована функция ДЗТ, дифференциальная защита ошиновки НН должна действовать на отключение Т через устройство РЗА, в котором реализована функция ДЗТ и через резервные защиты Т.

12. На Т должно устанавливаться устройство резервирования отказа выключателя ВН и (или) СН при повреждении за токоограничивающим реактором на стороне НН при недостаточной чувствительности реле тока УРОВ ВН (СН) к такому повреждению [25].

6.3 Защита трехобмоточного трансформатора ТДТН-10000/110/35/10 УХЛ1

В качестве основной защиты, для обеспечения защиты от многофазных и однофазных коротких замыканий, возникающих в обмотках и на выводах трансформатора ПС 110 кВ Михайловка, используется продольная дифференциальная защита.

Также основной защитой выступает газовая защита трансформатора, которая при незначительном выделении газа или падении уровня масла работает на сигнал, а при сильном газообразовании и значительном снижении уровня масла отключает поврежденное оборудования.

В качестве резервных защит, для предотвращения внешних КЗ, используется максимальная токовая защита (МТЗ ВН) и защита от перегрузки, которая осуществляет мониторинг нагрузки и производит автоматическое отключение трансформатора при превышении установленных пороговых значений.

6.4 Описание принятой микропроцессорной защиты

Для защиты трехобмоточного трансформатора предлагается использовать микропроцессорный шкаф ШЭ 2607 155 производства компании «ЭКРА» [26]. Данное оборудование питается от цепей оперативного постоянного тока, что обеспечивает его надежную работу даже при авариях в основной сети. Особенностью конструкции является гальваническая развязка между силовыми цепями и микроэлектронными компонентами, что исключает помехи и повышает точность измерений.

Основными преимуществами данного решения являются соответствие современным стандартам защиты, возможность интеграции в действующие системы, а также поддержка отечественного производителя. Шкаф ШЭ 2607 155 оптимально подходит для защиты трансформаторов, сочетая надежность, современные технологии и удобство эксплуатации.

Шкаф выполнен в виде двух независимых комплектов, что создает систему резервирования и позволяет проводить техническое обслуживание без полного отключения защиты.

Первый комплект защит (далее - комплект А1) реализует функции основных и резервных защит трансформатора:

- Дифференциальную токовую защиту трансформатора (ДТЗ) от всех видов КЗ внутри бака трансформатора;
- Контроль обрыва токовых цепей;
- Токową защиту нулевой последовательности стороны высшего напряжения ВН (ТЗНП);
- Максимальную токовую защиту стороны ВН с пуском по напряжению (МТЗ ВН);
- Максимальную токовую защиту стороны среднего напряжения (СН) с пуском по напряжению (МТЗ СН);
- Максимальную токовую защиту стороны низшего напряжения 1 секции (НН1) с пуском по напряжению (МТЗ НН1);

- Максимальную токовую защиту стороны низшего напряжения 2 секции (НН2) с пуском по напряжению (МТЗ НН2);
- Реле минимального напряжения сторон СН, НН1 и НН2, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН1, МТЗ НН2;
- Реле максимального напряжения сторон СН, НН1 и НН2, реагирующие на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН1, МТЗ НН2;
- Защиту от перегрузки (ЗП);
- Токовые реле для пуска автоматики охлаждения;
- Реле тока для блокировки РПН при перегрузке;
- Реле минимального напряжения сторон СН, НН1 и НН2, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для блокировки РПН;
- УРОВ ВН трансформатора;
- Логику пуска пожаротушения;
- Прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора (ГЗТ), газовой защиты РПН трансформатора (ГЗ РПН), датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения;
- Контроль состояния изоляции цепей газовой защиты трансформатора.

Подключения комплекта А1 осуществляется к измерительным трансформаторам тока (ТТ) и трансформаторам напряжения (ТН) ВН, СН и НН.

Релейная часть комплекта А1 выполнена на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704 305 и электромеханических реле.

Второй комплект защит (далее - комплект А2) реализует функции:

- Автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах;
- Ручное регулирование напряжения;

- Блокировку работы РПН при обнаружении неисправности привода РПН;
- Блокировку РПН от внешних сигналов;
- Блокировку РПН при перегрузках трансформатора;
- Блокировку РПН при превышении $3U_0$ (или U_2);
- Блокировку РПН при пониженном измеряемом напряжении;
- Коррекцию уровня регулируемого напряжения по току нагрузки (встречное регулирование);
- Одновременный контроль двух секций шин;
- Оперативное переключение регулирования с одной секции шин на другую;
- Оперативное изменение уставки по напряжению поддержания с выбранного заранее на другое значение;
- Формирование импульсных или непрерывных команд управления электроприводом РПН.

Комплект А2 выполнен на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2502А0501 [26].

На рисунке 24 изображен общий вид ШЭ 2607 155.



Рисунок 24 – Общий вид ШЭ 2607 155

Для обеспечения газовой защиты трансформатора используем реле типа РГТ-80. На рисунке 25 изображен общий вид реле РГТ-80.



Рисунок 25 – Общий вид РГТ-80

В качестве автоматики управления высоковольтными выключателями (АУВ) будет использоваться микропроцессорный терминал БЭ2704 019 производства компании «ЭКРА». Это современное устройство обеспечивает надежное управление коммутационными аппаратами, а также расширенный контроль их состояния.

В данном устройстве реализованы следующие функции.

Автоматическое повторное включение (АПВ).

Система АПВ в терминале БЭ2704 019 разработана с учетом многолетнего опыта эксплуатации подобных устройств в различных энергосистемах. Алгоритм работы предусматривает несколько стадий анализа состояния сети перед инициированием команды на повторное включение. Устройство в реальном времени оценивает параметры сети, включая наличие остаточного напряжения, синхронизм фаз (для линий с двусторонним питанием), а также состояние самого выключателя.

Особенностью реализации АПВ в данном терминале является возможность адаптации к конкретным условиям эксплуатации. Оператор может настроить до трех независимых программ срабатывания, каждая из

которых активируется в зависимости от типа повреждения и текущего состояния оборудования. Система предусматривает интеллектуальную блокировку повторного включения при обнаружении устойчивого короткого замыкания или при неудовлетворительном техническом состоянии выключателя.

Устройство резервного отключения (УРОВ).

Функция УРОВ в терминале БЭ2704 019 реализована как многоуровневая система защиты, обеспечивающая гарантированное отключение выключателя при различных аварийных ситуациях. Устройство непрерывно контролирует временные параметры срабатывания основного оборудования, и в случае превышения установленных временных уставок формирует дополнительный импульс отключения через резервные цепи управления.

Важной особенностью является возможность программирования логики срабатывания УРОВ. Пользователь может настроить различные условия активации резервного отключения, включая комбинации сигналов от смежных защитных устройств и анализ текущих параметров сети. Система автоматически тестирует исправность резервных цепей, что значительно повышает общую надежность функционирования оборудования.

Дополнительные функциональные возможности.

Помимо основных функций АПВ и УРОВ, терминал БЭ2704 019 обладает широким набором вспомогательных возможностей. Устройство обеспечивает точный контроль положения контактов выключателя с фиксацией трех возможных состояний, ведет учет количества операций срабатывания, что позволяет прогнозировать необходимость технического обслуживания. Встроенная система диагностики непрерывно контролирует состояние цепей управления, своевременно обнаруживая возможные обрывы или короткие замыкания.

Для удобства эксплуатации и анализа работы оборудования терминал оснащен развитой системой регистрации событий. Встроенная память

позволяет сохранять до 1000 записей с точными временными метками, что особенно ценно при расследовании аварийных ситуаций. Устройство поддерживает различные промышленные протоколы связи, обеспечивая простую интеграцию в современные системы диспетчеризации и АСУ ТП.

Комплексный подход к реализации функций управления, сочетающий в себе современные алгоритмы защиты с проверенными временем решениями, делает это устройство оптимальным выбором для модернизации существующих и создания новых энергетических объектов. На рисунке 26 изображен общий вид БЭ 2704 019.



Рисунок 26 – Общий вид БЭ 2704 019

В соответствии с Приказом № 101 МинЭнерго: регистрация аварийных событий и процессов должна осуществляться на объектах электроэнергетики высшим классом напряжения 110 кВ и выше с использованием регистраторов

аварийных событий и процессов (автономных РАС и функций, реализуемых в терминалах РЗА [24]. В качестве устройства РАС будет использовано устройство ЭКРА ШЭ2607 91.

Шкафы ШЭ2607 91 предназначены для точной фиксации и анализа аварийных событий в энергосистемах. Они записывают параметры сети (токи, напряжения) и состояния оборудования с высокой точностью, обеспечивая полную информацию о развитии аварийных ситуаций.

Оборудование поддерживает современные стандарты связи (МЭК 61850) и может интегрироваться как в цифровые, так и в традиционные системы. Благодаря надежной конструкции и удобному интерфейсу, шкафы легко эксплуатировать в различных условиях.

ШЭ2607 91 особенно востребованы на ответственных энергообъектах, где требуется детальный анализ срабатываний защит и выявление потенциальных проблем. Их применение повышает надежность энергосистем и ускоряет восстановление после аварий. На рисунке 27 изображен общий вид ШЭ 2607 91.



Рисунок 27 – Общий вид ШЭ 2607 91

6.5 Расчет защит трехобмоточного трансформатора

6.5.1 Дифференциальная токовая защита трансформатора (ДЗТ)

Дифференциальная защита представляет собой наиболее эффективный и надежный способ защиты силовых трансформаторов от внутренних повреждений. Ее действие основано на сравнении токов, протекающих через все обмотки трансформатора, что позволяет с высокой точностью определять наличие повреждений непосредственно в защищаемом оборудовании.

Основная область применения дифференциальной защиты охватывает все возможные виды повреждений, возникающих внутри трансформатора: междувитковые замыкания, повреждения вводов, замыкания на корпус, а также повреждения на соединительных ошиновках. Зона действия защиты строго ограничена участком между трансформаторами тока, установленными на всех сторонах защищаемого трансформатора. Такая конструктивная особенность обеспечивает высокую селективность защиты, позволяя точно определять место повреждения.

Главным преимуществом дифференциальной защиты является ее абсолютная селективность. В отличие от других видов защит, она реагирует исключительно на повреждения, происходящие в пределах установленной зоны защиты. Это достигается за счет сравнения токов во всех точках контроля и анализа их векторной разницы. При возникновении внутреннего повреждения появляется разностный ток, величина которого превышает установленное значение уставки, что приводит к мгновенному отключению трансформатора от сети.

Особое значение имеет правильный расчет и настройка дифференциальной защиты. Для микропроцессорных терминалов требуется тщательный расчет вторичных токов трансформаторов тока, установленных на всех сторонах защищаемого трансформатора. При этом необходимо учитывать не только коэффициенты трансформации, но и группу соединения обмоток трансформатора, которая влияет на фазовые соотношения токов в нормальном режиме работы.

Важным этапом настройки является определение токов небаланса, которые могут возникать вследствие различных факторов: погрешностей трансформаторов тока, регулирования напряжения под нагрузкой, намагничивающих токов. Современные микропроцессорные терминалы позволяют компенсировать эти факторы за счет использования сложных алгоритмов обработки сигналов и цифровых фильтров.

Реализация дифференциальной защиты на современной элементной базе обеспечивает не только высокую надежность срабатывания, но и дополнительные функциональные возможности.

Для определения параметров дифференциальной защиты, реализованной на микропроцессорной платформе, требуется вычислить действующие значения вторичных токов трансформаторов тока с учетом коэффициента трансформации.

$$K_{\text{ТТ}} = \frac{I_{\text{ТТ1}}}{I_{\text{ТТ2}}}, \quad (135)$$

где $I_{\text{ТТ1}}$ – первичный ток трансформатора тока, А;

$I_{\text{ТТ2}}$ – вторичный ток трансформатора тока, А.

$$K_{\text{ТТ.ВН}} = \frac{200}{5} = 40$$

$$K_{\text{ТТ.СН}} = \frac{600}{5} = 120$$

$$K_{\text{ТТ.СН}} = \frac{1500}{5} = 300$$

Рабочие номинальные токи каждой стороны, А:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (136)$$

$$I_{\text{НОМВН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,5 \text{ A}$$

$$I_{\text{НОМСН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165 \text{ A}$$

$$I_{\text{НОМНН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577,4 \text{ A}$$

Рабочие вторичные токи трансформаторов напряжения, А:

$$I_{\text{ТТ.2}} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{K_{\text{ТТ}}}, \quad (137)$$

где $I_{\text{НОМ}}$ – номинальный ток стороны трансформатора, А;

$K_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока, А.

$$I_{\text{ТТ.2.ВН}} = \frac{52,5}{160} = 0,33 \text{ A}$$

$$I_{\text{ТТ.2.СН}} = \frac{166}{200} = 0,83 \text{ A}$$

$$I_{\text{ТТ.2.НН}} = \frac{577,4}{200} = 2,89 \text{ A}$$

Дифференциальная защита отстраивается от токов небаланса. Ток небаланса при внешних КЗ определяется по формуле, о.е:

$$I_{\text{НБ}^*} = K''_{\text{ПЕР}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РЕГ}^*} + \Delta f_{\text{ВЫР}^*}, \quad (138)$$

$K''_{\text{ПЕР}}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, принимается равным 2,5;

ε – полная относительная погрешность ТТ, принимается равным 0,1;

$\Delta U_{\text{РЕГ}^*}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора, принимается равным = 0,02;

$\Delta f_{\text{ВЫР}^*}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, принимается равным = 0,02.

$$I_{\text{НБ}^*} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29 \text{ о.е.}$$

Минимальный ток срабатывания $I_{\text{d.min}^*}$ следует выбирать по условию отстройки от тока небаланса при токе торможения $I_{\text{bias}^*} = 1,25$, о.е.

$$I_{\text{d.min}^*} \geq I_{\text{bias}^*} \cdot K_{\text{ОТС}} \cdot (K'_{\text{ПЕР}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РЕГ}^*} + \Delta f_{\text{ВЫР}^*}), \quad (139)$$

где $K_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки от тока небаланса, принимается равным 1,1;

$K'_{\text{ПЕР}}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, принимается равным 1,5.

$$I_{\text{d.min}^*} \geq 1,25 \cdot 1,1 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02) = 0,26 \text{ о.е.}$$

Следует определить тормозную характеристику из числа стандартных, предусмотренных для данного устройства. Корректная настройка тормозной характеристики напрямую влияет на коэффициент чувствительности устройства защиты. Параметры тормозных характеристик указаны в таблице 27.

Таблица 27 – Тормозные характеристики

№	1	2	3	4	5
K_{T1}	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{T.расч*}$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

$$K_{T1} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб*} \cdot I_{скв*} - 0,7}{I_{скв*} - I_{т.расч*}}, \quad (140)$$

Для трансформаторов с небольшой мощностью сквозной ток ($I_{скв*}$) принимается равным 3. Выполним контрольный расчет для характеристики, чтобы убедиться в правильности выбора.

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,343 < 0,4$$

Условие выполняется, к выбору принимаем 4 характеристику.

Максимальная токовая защита (МТЗ)

Как правило, максимальная токовая защита выполняет роль резервной защиты для трансформатора. Она обеспечивает всестороннюю защиту устройства, а также предотвращает повреждения, вызванные внешними короткими замыканиями. В случае трехстороннего питания, защитные устройства устанавливаются на каждой из сторон трансформатора.

Ток срабатывания защиты, А:

$$I_{сз} = \frac{K_{н} \cdot K_{сам}}{K_{в}} \cdot I_{раб.макс}, \quad (141)$$

где $K_{над}$ – коэффициент надежности, равен 1,2;

$K_{в}$ – коэффициент возврата устройства, равен 0,8;

$K_{сам.з}$ – коэффициент самозапуска двигателей, равен 2.

$$I_{сз} = \frac{1,1 \cdot 2}{0,8} \cdot 52,5 = 144,4 \text{ А}$$

Вторичный ток срабатывания, А:

$$I_{ср} = \frac{K_{сх} \cdot I_{сз}}{K_{ТТ}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (142)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы (при соединении ТТ звездой равен 1).

$$I_{ср} = \frac{1 \cdot 144,4}{160} = 0,9 \text{ А}$$

Для оценки чувствительности защиты используется наименьший ток короткого замыкания (как правило - двухфазного), возникающий за трансформатором и пересчитанный к рассматриваемой стороне. Коэффициент чувствительности рассчитывается по следующей формуле.

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗ.мин}}{I_{сз}}, \quad (143)$$

$$K_{ч} = \frac{2750}{144,4} = 19,04$$

Расчетная чувствительность больше 1.5. Данная уставка удовлетворяет требованиям.

Аналогичным образом выполняются расчет МТЗ для других сторон трансформатора. В таблице 28 сведены результаты расчета.

Таблица 28 – Уставки срабатывания

Сторона	$I_{р.макс}, \text{ А}$	$I_{сз}, \text{ А}$	$I_{ср}, \text{ А}$	$K_{ч}$
ВН	52,5	144,4	0,9	19,04
СН	166	456,5	2,28	6,48
НН	577,4	1587,9	7,93	0,56

Для стороны НН коэффициент чувствительности меньше 1,5. Данная защита на НН неэффективна.

6.5.2 Защита от перегрузки

Данная защита срабатывает с задержкой по времени, подавая сигнал, а на подстанциях без постоянного персонала - команду на снижение нагрузки или отключение трансформаторов.

Защита от перегрузки трансформаторов предусматривается на всех обмотках, независимо от уровня напряжения. Вычисление уставок защиты выполняется по единому алгоритму для всех сторон. Целесообразно производить расчеты, приводя все величины к первичной стороне трансформатора, где установлена рассматриваемая защита.

Ток срабатывания реле максимального фазного тока (первичный) выбирается с учетом номинального тока обмотки защищаемого трансформатора, с отстройкой от него, А.

$$I_{с.з} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{ном}, \quad (144)$$

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

$K_B=0,95$ – коэффициент возврата;

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

Для высокой стороны, А:

$$I_{с.з.ВН} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 52,5 = 61,25 \text{ А}$$

Для средней стороны, А:

$$I_{с.з.СН} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 166 = 193,7 \text{ А}$$

Для низкой стороны, А:

$$I_{с.з.НН} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 577,4 = 673,7 \text{ А}$$

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

$$I_{з.ВН} = \frac{61,25}{160} = 0,39 \text{ А}$$

$$I_{з.СН} = \frac{193,7}{200} = 0,97 \text{ А}$$

$$I_{з.НН} = \frac{673,7}{200} = 3,39 \text{ А}$$

6.5.3 Газовая защита

Газовая защита использует принцип генерации газов в масле при возникновении дефектов внутри бака трансформатора. Скорость образования газов напрямую связана с типом и масштабом повреждения. Это позволяет газовой защите различать интенсивность повреждений и, соответственно, выдавать сигнал предупреждения или отключать трансформатор.

Ключевым компонентом газовой защиты является газовое реле, которое монтируется в маслопровод между баком и расширителем. В России широко распространено газовое реле с двумя шаровидными поплавками из пластика, например, РГТ-80. Конструкция реле имеет свои особенности, но принцип его работы аналогичен другим газовым реле.

Преимущества газовой защиты включают в себя высокую чувствительность, быстрое реагирование на практически все виды повреждений внутри бака, простоту реализации и способность защитить трансформатор при критическом падении уровня масла. Однако, у защиты есть и недостатки, главный из которых – нечувствительность к повреждениям вне бака, между трансформатором и выключателями. Ложное срабатывание может произойти при попадании воздуха в бак трансформатора, например, при добавлении масла или после установки системы охлаждения. Землетрясения также могут вызывать ложные срабатывания, в таких случаях отключающий элемент можно перевести в режим сигнализации. Поэтому газовую защиту нельзя использовать как единственную защиту трансформатора от внутренних повреждений.

Важно отметить, что на начальной стадии виткового замыкания дуга и газообразование могут отсутствовать. В таком случае газовая защита не сработает, и витковые замыкания в трансформаторе могут остаться незамеченными на длительное время. На защищаемом трансформаторе устанавливается газовое реле типа РГТ-80.

В данном разделе были рассмотрены общие требования к РЗА, общие требования к оснащению и принципам функционирования РЗА трансформаторов 110 кВ и выше, базовые принципы работы РЗА, а также был выполнен расчет уставок основных и резервных защит трансформатора ТДТН-10000/110/35/10 УХЛ1.

С целью обеспечения безопасности электроустановок и сооружений.

В данном разделе проведем проектирование систем заземления и молниезащиты для ПС 110 кВ Михайловка

7.1 Расчёт заземлителя

Алгоритм расчёта заземлителей подстанции:

Контур сетки заземлителя выполняем таким образом, чтобы он выходил за границы оборудования по 2 м. Это необходимо для того, чтобы человек, при прикосновении к оборудованию находился в пределах заземлителя.

Площадь использования под заземлитель:

$$S = 3792 \text{ м}^2$$

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

$$d = 16 \text{ мм}$$

Необходимо произвести проверку заземлителя по следующим условиям:

Выполняем проверку сечения на механическую прочность:

$$F_{\text{м.п.}} = \pi \cdot R^2 = \pi \cdot 8^2 = 201 \text{ мм}^2 \quad (145)$$

Выполняем проверку сечения на термическую стойкость:

$$F_{\text{т.с.}} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{20^2 \cdot 10^6 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 97,6 \text{ мм}^2 \quad (146)$$

где $T = t_{01} = 0,2$ с – время действия релейной защиты при его отключении;

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

Выполняем проверку на стойкость к коррозии:

$$F_{KOP} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) = 3,14 \cdot 0,102 \cdot (16 + 0,102) = 5,2 \text{ мм}^2 \quad (147)$$

$$S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 = 0,102 \quad (148)$$

где $T = 240 \text{ мес}$ – период пользования за 20 лет.

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{KOP} + F_{T.C.} \text{ мм}^2 \quad (149)$$

$H = 2 \text{ м}$ – толщина сезонных изменений грунта, по которой принимается глубина заложения вертикальных прутков, что позволит принять $\rho = const$.

Проверка выполнения условия:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} = F_{KOP} + F_{T.C.} \text{ мм}^2 \quad (150)$$

$$F_{M.П.} = 201 \geq F_{\min} = 102,8 \text{ мм}^2, \text{ принимаем } d = 16 \text{ мм}.$$

Расстояние между полосами принимаем равным 8 м: $l_{П-П} = 8 \text{ м}$.

Рассчитаем общую длину полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{П-П}} = \frac{2 \cdot 3792}{8} = 948 \text{ м} \quad (151)$$

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

Рассчитаем число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{948}{2 \cdot \sqrt{3792}} - 1 = 7,69 \quad (152)$$

Принимаем: $m = 8$

Длина стороны ячейки:

$$a = \frac{\sqrt{S}}{m} = 8_{\text{м}}$$

При выборе длины стороны ячейки должно выполняться условие:

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

$$1,25 \leq 8 \leq 40$$

Условие выполняется.

Рассчитаем длину горизонтальных полос:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{3792} \cdot (7 + 1) = 985_{\text{м}} \quad (153)$$

Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем: $l_B = 3_{\text{м}}$ – длина вертикального электрода.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{3792}}{8} = 30,7 \quad (154)$$

Принимаем: $n_B = 31$.

Рассчитываем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{эR}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (155)$$

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

Выбираем глубину заложения заземлителей:

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

$$h_3 = 0 \div 10 \text{ м}$$

Принимаю: $h_3 = 0,7$ м.

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (156)$$

где ρ_1, ρ_2 – удельные электрические сопротивления верхнего и нижнего слоёв грунта, Ом/м.

k – коэффициент, рассчитываемый как:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_B} \right) \quad \text{при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (157)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_B} \right) \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (158)$$

Исходя из того, что $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{40}{30} = 1,3$ расчёт коэффициента k производим по формуле:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{0,5}{5} \right) = 0,13$$

Определим расчетное удельное эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{э}} = 30 \cdot \left(\frac{40}{30} \right)^{0,13} = 31,1 \text{ Ом/м}$$

Найдем расчетное сопротивление искусственного заземлителя:

$$R = 30,8 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{3792}} + \frac{1}{985 + 31 \cdot 3} \right) = 0,23 \text{ Ом}$$

$A_{\min}$ — коэффициент подобия.

Принимаем: $A_{\min} = 0,4$.

Рассчитаем импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{э}} + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (159)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3792}}{(31,13 + 320) \cdot (20 + 45)}} = 2,01$$

Определим импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot a_u = 0,23 \cdot 2,01 = 0,46 \quad (160)$$

Условие $R_H < 0,5$ выполняется.

7.2 Молниезащита подстанции ПС 110 кВ Михайловка

Молниезащита представляет собой систему специальных устройств, обеспечивающих безопасность персонала, целостность сооружений и работоспособность оборудования при грозовых разрядах. Её основная задача — предотвратить возгорания, взрывы и повреждения, вызванные прямым попаданием молнии.

На подстанциях для защиты электрооборудования от прямых ударов молнии применяются стержневые молниеотводы, которые перехватывают разряд и отводят его в землю, минимизируя риски повреждений.

Существует два вида зон:

Зона А – надёжность зоны должна быть более 0,995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б – надёжность зоны должна быть более 0,95 и $U > 500$ кВ.

Расчет молниезащиты будем производить, ориентируясь на нормированную зону А, так как напряжение подстанции равно 110 кВ. На подстанции принимаем 6 молниеотводов установленных на прожекторных и на порталах 110 кВ.

Самое высокое из защищаемых сооружений – линейный портал 110 кВ, высотой $h_x = 11,35$ м.

Т.к. в настоящей бакалаврской работе высота молниеотвода $h < 150$ м., то параметры внешней зоны защиты мы будем определять по следующим формулам:

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (161)$$

где h_0 – эффективная высота молниеотвода, м;

h – принятая высота молниеотвода, м.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h)h, \quad (162)$$

где r_0 – радиус зоны защиты на уровне земли, м.

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (163)$$

где h_x – высота защищаемого объекта, м;

r_x – радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, м.

Сделаем расчет внутренней зоны защиты для молниеотвода М1, установленных на прожекторных мачтах $h=31,75$ м.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \times 31,75)31,75 = 32,45_{\text{м}}$$

$$r_{c0} = 32,45_{\text{м}}$$

Определим радиус зоны защиты на уровне линейного портала 110 кВ.
 $h_x=11,35$ м.

$$r_x = \frac{32,45(26,78-11,35)}{26,78} = 18,7_{\text{м}}$$

Аналогичный расчет производим для молниеприемников М2-М6.

Результаты расчета приведены в таблице 29. Зона защиты молниеотводов показана на рисунке 28

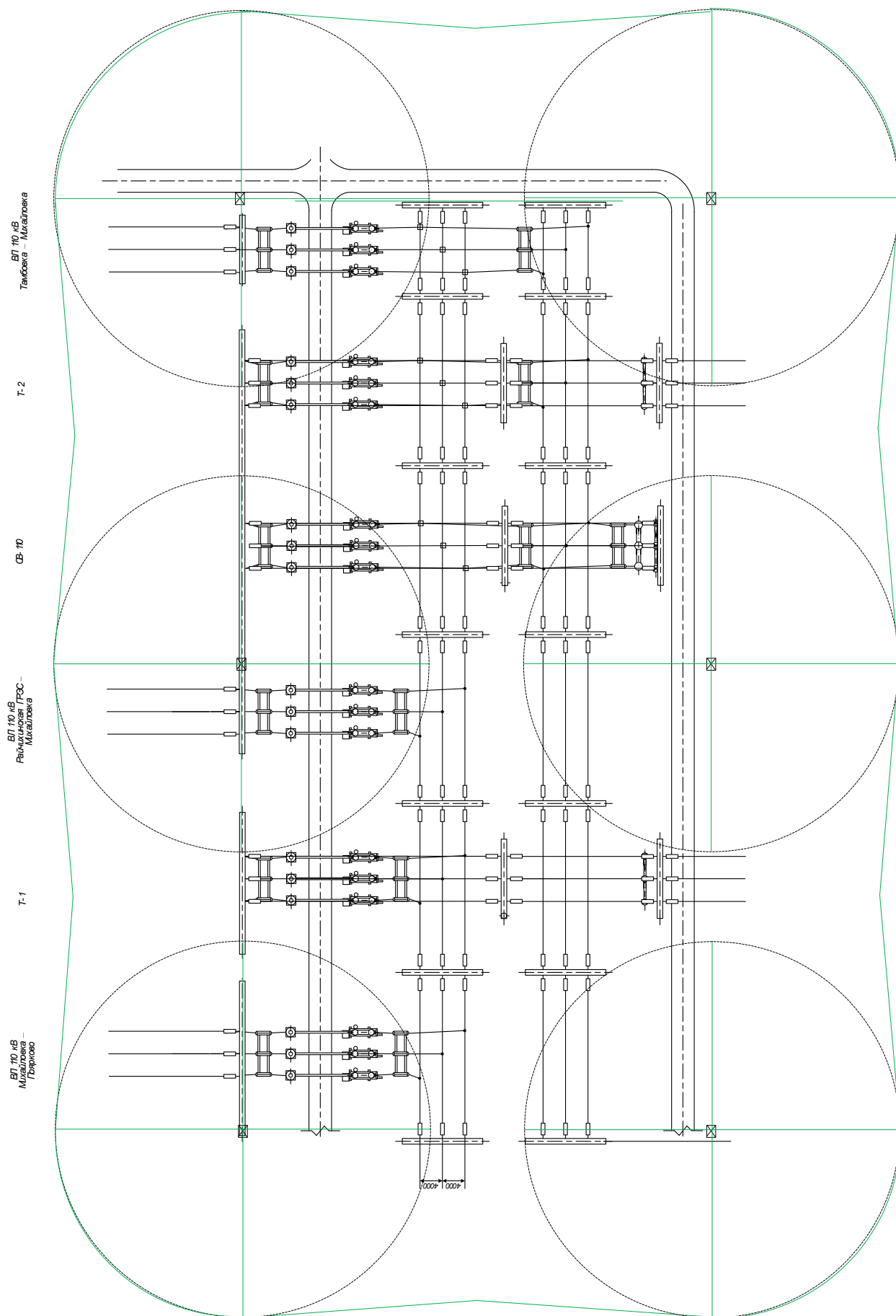


Рисунок 28 – Зона защиты молниеотводов на ОРУ 110 кВ

Таблица 29 – Результаты расчета зоны защиты молниеотводов

Молниеотвод	Линейный портал 110 кВ, м	Трансформатор, м	Земля, м
М1	18,7	26,14	32,45
М2	18,7	26,14	32,45
М3	18,7	26,14	32,45
М4	18,7	26,14	32,45

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной выпускной квалификационной работе рассматриваются вопросы безопасности и экологичности при реконструкции, модернизации и эксплуатации электроэнергетического оборудования на ПС 110 кВ Михайловка.

Цель исследования - обеспечение безопасных условий труда для персонала и минимизация негативного воздействия на окружающую среду.

8.1 Безопасность

Обеспечение безопасности работников на энергетических объектах при реконструкции, модернизации и эксплуатации электроэнергетической инфраструктуры, в частности ПС 110 кВ Михайловка, возможно только при реализации комплекса специальных мероприятий. К ним относятся использование изоляционных материалов надлежащего качества, соблюдение безопасных расстояний от элементов, находящихся под напряжением, применение блокирующих устройств и ограждений для исключения ошибочных действий. Данный перечень не является окончательным и в зависимости от выполняемой работы, может быть дополнен множеством других мер, которые в своей совокупности обеспечивают безопасную работу.

Кроме того, необходимо внедрять в рабочий процесс автоматические системы быстрого отключения поврежденных участков электросети; использовать защитное заземление при проведении ремонтных работ, а также применять средства предупреждения, такие как сигнализация, надписи, плакаты и информационные таблички. Эти меры позволяют минимизировать риски и гарантировать безопасную рабочую среду.

Квалифицированный персонал должен выполнять реконструкцию, модернизацию, обслуживание и текущую эксплуатацию электротехнического оборудования подстанции; данный персонал должен: быть ознакомлен с

должностными инструкциями и местными инструкциями, успешно пройти проверку знаний правил технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии, правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, а также правил пожарной безопасности.

Организационные и технические мероприятия, неукоснительное соблюдение которых обязательно перед началом работ по реконструкции и модернизации, а также работ по обслуживанию и текущей эксплуатации, оказывают значительное влияние на безопасность. Сотрудники должны четко понимать свои обязанности и иметь при себе четкие инструкции выполняемых операций на объекте в момент вывода оборудования из эксплуатации или ремонта.

Подстанция должна быть обеспечена средствами для оказания первой медицинской помощи, либо, учитывая удаленный формат обслуживания ПС 110 кВ Михайловка, аптечка в обязательном порядке должна находиться в распоряжении у выездной бригады.

Одним из главных факторов, оказывающим негативное воздействие на экологию во время функционирования подстанции, является утечка трансформаторного масла. С целью минимизации или предотвращения данного воздействия, в разделе экологичность, в рамках реконструкции и модернизации подстанции на ПС 110 кВ Михайловка был произведен расчет маслоприемника.

Квалификационные критерии к специалистам, осуществляющим монтажные работы.

Так как данная работа предусматривает реконструкцию и модернизацию ПС 110 кВ Михайловка, рассмотрим основные требования, предъявляемые к специалистам, осуществляющим монтажные работы.

Прежде чем приступить к выполнению монтажных работ, сотрудники обязаны обладать нужным уровнем квалификации и подготовки. Если же требуемых навыков недостаточно, необходимо направить персонал на

обучение в специализированные центры подготовки. К работникам, занимающимся установкой и наладкой оборудования, предъявляются следующие основные требования:

1. Обеспечение надлежащего уровня профессиональной компетентности, с возможностью повышения квалификации при необходимости. Регулярные проверки знаний и инструктажи по охране труда и безопасности обязательны, в соответствии с государственными и отраслевыми нормативными актами.

2. Обязательный предварительный медицинский осмотр при приеме на работу. Для ответственных должностей периодичность осмотров может быть увеличена.

3. Оперативный и электротехнический персонал должен владеть знаниями и навыками оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях, включая освобождение от воздействия электрического тока.

4. За каждым стажирующимся или дублирующим сотрудником должен быть закреплен опытный наставник, что оформляется официальным распоряжением.

Квалификация сотрудников, занимающихся осмотром и текущим обслуживанием энергетических установок.

Так как данная работа предусматривает ряд мероприятий, реализуемых при осмотре и эксплуатации, рассмотрим основные требования, предъявляемые к сотрудникам, занимающимся осмотром и текущим обслуживанием энергетических установок.

Производство переключений на подстанциях возлагается на оперативно-ремонтный или оперативный персонал, имеющий соответствующее разрешение от руководителя организации. Существуют определенные требования к персоналу, выполняющему оперативно-монтажные работы [27]:

1) Штатная численность оперативного персонала и тип оперативного обслуживания устанавливаются руководителем организации или

руководителем структурного подразделения, после чего утверждаются соответствующим распоряжением.

2) Чтобы самостоятельно проводить работы в электроустановке или с электрической частью оборудования, сотрудник должен обладать не менее чем III группой по электробезопасности, предназначенной для оперативного персонала, работающего с данной электроустановкой.

3) Операции с разъединителями, отделителями и выключателями с ручным управлением, работающими под напряжением более 1000 В, должны осуществляться персоналом, использующим диэлектрические перчатки.

Главным элементом системы охраны труда выступает техника безопасности, цель которой – создание рациональных, оптимальных и безопасных рабочих условий на энергетических объектах. Кроме техники безопасности, в охрану труда входят производственная санитария и нормы трудового права. Эти области включают в себя соблюдение установленных стандартов освещения, вентиляции, ширины проходов, а также наличие устройств для хранения рабочей одежды, душевых и умывальников. Защита сотрудников также обеспечивается комплексом защитных мер, адаптируемых к различным видам производственной деятельности [28].

В зависимости от климатических условий, организация, занимающаяся обслуживанием и ремонтом электрооборудования, имеет право вводить дополнительные меры предосторожности, если они не идут вразрез с существующими отраслевыми нормами охраны труда.

Электроустановки в обязательном порядке обеспечиваются средствами защиты и оказания первой медицинской помощи согласно установленным нормам и правилам. Недопустимо исполнение распоряжений, которые противоречат действующим требованиям по безопасности и охране труда. За несоблюдение законодательных норм в сфере охраны труда работники могут быть привлечены к административной или уголовной ответственности.

Работа, связанная с реконструкцией и модернизацией ПС 110 кВ Михайловка, обязательна только после проведенных инструктажей по охране

труда, а именно это: вводный инструктаж, первичный инструктаж непосредственно на рабочем месте, периодический инструктаж, а также, при необходимости, повторный и внеплановый инструктажи.

Вводный инструктаж по технике безопасности организуется специалистом по охране труда для всех новых сотрудников, вне зависимости от статуса – будь то штатные работники, командированные специалисты, учащиеся или студенты, проходящие практику.

Непосредственный руководитель или мастер проводит первичный инструктаж непосредственно на рабочем месте, а также последующие повторные, внеплановые и текущие инструктажи.

Первичный инструктаж на рабочем месте организуется индивидуально для каждого сотрудника, при этом особое внимание уделяется демонстрации безопасных методов и приемов выполнения работы. Кроме того, такой инструктаж обязателен для всех новых сотрудников, прибывших на предприятие, переведенных из другого подразделения, а также для работников строительных специальностей, выполняющих строительные или монтажные работы на территории действующего предприятия.

Повторный инструктаж проводится не реже двух раз в год для всех сотрудников, независимо от их квалификации, образования или стажа работы. Основная цель – контроль и совершенствование знаний правил и инструкций по охране труда. Инструктаж может проводиться как индивидуально, так и в группе сотрудников одной профессии.

Внеплановый инструктаж проводится при изменении правил охраны труда, замене или модернизации оборудования, инструментов, а также при возникновении других обстоятельств, оказывающих влияние на безопасность труда, которые могли спровоцировать травмы, аварии, взрывы или пожары или при перерывах в работе более 30 календарных дней. Формат проведения может быть индивидуальным или групповым для сотрудников одной профессии.

Информация о проведении первичного, повторного и внеочередного инструктажей фиксируется в журнале, предназначенном для регистрации инструктажей непосредственно на рабочем месте.

Перед тем, как приступить к работе на ПС 110 кВ Михайловка, с персоналом обязательно проводится текущий инструктаж.

Для улучшения санитарно-гигиенической обстановки на производстве необходимо ликвидировать источники возникновения опасных факторов и применять средства индивидуальной защиты. Ответственность за создание безопасных условий труда несут руководители организаций или лица, на которых возложены данные функции.

Обеспечение работников средствами индивидуальной защиты (СИЗ) осуществляется в соответствии с отраслевыми нормами, определяющими количество спецодежды, спецобуви и других необходимых средств. Выдача СИЗ производится на основании заявок, подготовленных мастерами и бригадирами совместно со специалистами по охране труда.

Комплекс мероприятий по медицинскому обслуживанию, направленный на лечение и профилактику заболеваний, включает в себя предварительные медосмотры при приеме на работу и периодические медицинские осмотры работников. Санитарно-бытовое обеспечение персонала предполагает предоставление помещений санитарного назначения, гардеробных, комнат отдыха и приема пищи, душевых, а также мест для курения и умывания.

Эффективность мер по обеспечению безопасности труда напрямую зависит от контроля за состоянием охраны труда на предприятии. Основными видами контроля являются оперативный контроль, осуществляемый мастерами и руководителями, административно-общественный контроль, реализуемый внутренними службами охраны труда, и контроль со стороны вышестоящих организаций.

Повседневный контроль осуществляется администрацией на всех уровнях управления ежедневно. Особое внимание уделяется сотрудникам

рабочих профессий, которые обязаны проверять соответствие оборудования, средств защиты, инструментов и приспособлений требованиям безопасности перед началом работы, а также соблюдать безопасные методы при выполнении рабочих операций.

На энергетическом предприятии административно-общественный контроль организован ступенчато: ежедневный осмотр рабочих мест мастером перед началом смены составляет первый уровень. Второй уровень – это еженедельные проверки, осуществляемые начальником отдела, специалистом по охране труда и уполномоченным представителем от трудового коллектива. Главный инженер совместно с председателем профсоюза проводят инспекции (третий уровень контроля). Зафиксированные отклонения от норм вносятся в журнал, предназначенный для учета и последующей ликвидации нарушений.

Медицинское освидетельствование сотрудников проводится на этапе трудоустройства, а затем периодически, согласно регламенту, установленному Министерством здравоохранения РФ. Перед допуском к самостоятельной работе электротехнический персонал обязан пройти обучение методам спасения пострадавших от электрического тока и оказанию первичной помощи при несчастных случаях.

В темное время суток территория предприятия, включая дворы, проходы и рабочие зоны, должна быть обеспечена полным освещением. В зонах повышенной опасности необходимо размещение предупреждающих и запрещающих знаков. На предприятии организуется кабинет охраны труда, в котором представлены нормативные документы, правила и наглядные примеры безопасного выполнения работ.

Электрооборудование на ПС 110 кВ Михайловка, как и на любой другой подстанции, должно поддерживаться в исправном состоянии и подвергаться регулярным проверкам согласно инструкциям по эксплуатации. Металлические части оборудования, не находящиеся под напряжением в нормальном режиме, но могущие оказаться под ним в случае повреждения изоляции, подлежат обязательному заземлению. Запрещено касаться

электропроводки, контактов, корпусов работающего оборудования и электрощитов. Любые работы или испытания электрооборудования должны осуществляться под строгим соблюдением правил безопасности.

Для местного освещения используются переносные светильники с напряжением не более 12 В. Запрещается использование неисправных или непроверенных электроинструментов (дрелей, паяльников, сварочных аппаратов). В помещениях с повышенной опасностью поражения электротоком (влажных, с токопроводящими полами, с установками высокого напряжения, запыленных) работы выполняются с повышенными мерами предосторожности.

8.2 Экологичность

Главным фактором, негативно влияющим на экологическую обстановку в процессе функционирования электрических подстанций, выступает масло, используемое в трансформаторах. Утечка масла не является типичной ситуацией при штатной работе подстанций и происходит только в случае аварийных ситуаций или при проведении ремонтных работ, этот аспект неизменно учитывается при реконструкции и модернизации энергетических объектов. Объемы масла в трансформаторах могут достигать нескольких или даже десятков тонн, поэтому его утечка может привести к серьезным экологическим последствиям.

Для обеспечения оптимальных экологических условий на подобных объектах необходимо предусматривать систему маслоприемников. Эти специальные резервуары позволяют безопасно сливать масло в случае аварий или при проведении ремонтных работ, когда диэлектрические характеристики масла ухудшаются и возникает необходимость его замены.

Перед началом процесса слива масла необходимо тщательно проверить работоспособность всех сливных устройств и задвижек, а также убедиться в герметичности соединений труб и гибких шлангов. Во время слива масла необходимо строго соблюдать действующие нормы и правила безопасности,

использовать переносные лотки и защитные кожухи для предотвращения разбрызгивания и обеспечения безопасности персонала.

В рамках выпускной квалификационной работы рассматривается реконструкция и модернизация ПС 110 кВ Михайловка. В данном разделе представлен расчет и выбор маслосборника для трансформатора ТДТН-10000/110/35/10 УХЛ1 установленного на ПС 110 кВ Михайловка.

Информация, необходимая для проведения расчета приведена в таблице 30 [29].

Таблица 30 – Исходные данные для расчета маслоприемника трехобмоточного трансформатора ТДТН-10000/110/35/10 УХЛ1

Масса трансформаторного масла, т	Длина, м	Ширина, м	Высота, м
13,7	5,95	3,424	5,27

На рисунке 29 изображен общий вид трансформатора ТДТН-10000/110/35/10 УХЛ1.

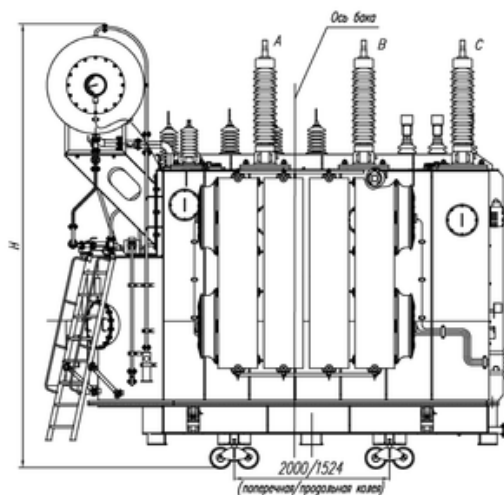


Рисунок 29 – Общий вид трансформатора

1. Определение ширины и глубины маслоприемника.

Согласно ПУЭ расстояние Δ от трансформатора до края маслоприемника должно быть не менее 1,5 м при массе масла в

трансформаторе от 10 до 50 т. [30].

Габариты маслоприемника равны, м:

$$A' = A + 2 \cdot \Delta, \quad (164)$$

$$B' = B + 2 \cdot \Delta, \quad (165)$$

где A и B - длина и ширина трансформатора соответственно, м;

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

$$A' = 5,95 + 2 \cdot 1,5 = 8,95 \text{ м}$$

$$B' = 3,424 + 2 \cdot 1,5 = 6,424 \text{ м}$$

Площадь поверхности маслоприемника, м^2 :

$$S_{\text{МП}} = A' \cdot B', \quad (166)$$

$$S_{\text{МП}} = 8,95 \cdot 6,424 = 57,5 \text{ м}^2$$

2. Определение глубины маслоприемника.

Высота маслоприемника определяется по формуле, м:

$$h_{\text{МП}} = h_{\Gamma} + h_{\text{В}} + h_{\text{ТМН}} + h_{\text{Н}_2\text{О}}, \quad (167)$$

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

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

$h_{\text{ТМ}}, h_{\text{Н}_2\text{О}}$ – высота 100 % объема масла и 80% объема воды от средств

пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин.

h_{TM} рассчитаем по формуле, м:

$$h_{\text{TM}} = \frac{V_{\text{TM}}}{S_{\text{МП}}}, \quad (168)$$

где V_{TM} – объем трансформаторного масла, м³:

$$V_{\text{TM}} = \frac{M_{\text{TM}}}{\rho_{\text{TM}}}, \quad (169)$$

где ρ_{TM} – плотность трансформаторного масла равная $890 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$;

M_{TM} – масса трансформаторного масла, кг.

$$V_{\text{TM}} = \frac{13700}{890} = 15,4 \text{ м}^3$$

$$h_{\text{TM}} = \frac{15,4}{57,5} = 0,27 \text{ м}$$

h_{H2O} рассчитаем аналогично, м:

$$h_{\text{H2O}} = \frac{V_{\text{H2O}}}{S_{\text{МП}}}, \quad (170)$$

Объем воды определяется по формуле, м³:

$$V_{\text{H2O}} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{\text{МП}} + S_{\text{БТ}}), \quad (171)$$

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

$S_{\text{БТ}}$ – площадь боковой поверхности трансформатора, м^2 :

$$S_{\text{БТ}} = 2 \cdot H \cdot (A + Б), \quad (172)$$

$$S_{\text{БТ}} = 2 \cdot 5,27 \cdot (5,95 + 3,424) = 98,8 \text{ м}^2$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (57,5 + 98,8) = 45 \text{ м}^3$$

$$h_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{45}{57,5} = 0,78 \text{ м}$$

Суммарно высота маслоприемника составит, м:

$$h_{\text{МП}} = 0,25 + 0,05 + 0,27 + 0,78 = 1,35 \text{ м}$$

Схематичное изображение маслоприемника представлено на рисунке 30.

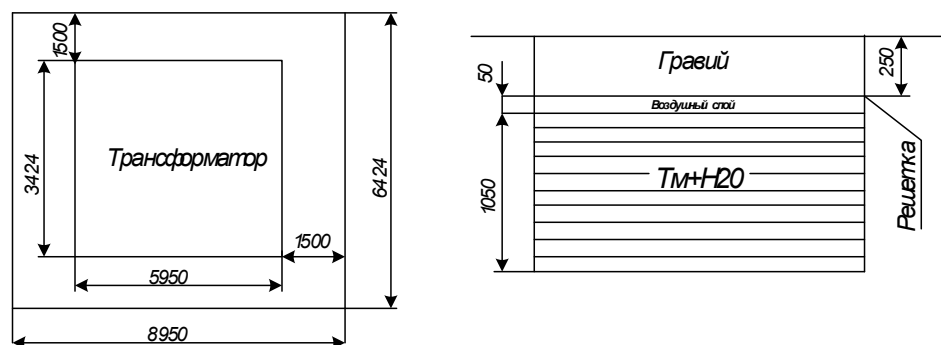


Рисунок 30 – Эскиз маслоприемника

8.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определённой территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, распространения заболевания, представляющего опасность для окружающих, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или

повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

В контексте работы энергетических объектов, пожары – одно из самых частых происшествий. Возгорания на подстанциях могут быть вызваны разными факторами, включая электрические дуги, искрение, перегрузки и несоответствующее оборудование. Проблемы с изоляцией в электрооборудовании также могут привести к коротким замыканиям, которые, в свою очередь, вызывают пожары.

Пожары возникают из-за [31]:

- Коротких замыканий и/или перегрузок ВЛ(КЛ), приводящих к возгоранию изоляции и близлежащих материалов.
- Неправильного выбора электроаппаратов, приводящего к их перегрузке или неисправностям в механизмах.
- Перегрева отдельных компонентов электрооборудования из-за высокого переходного сопротивления в электрической цепи (слабый контакт).
- Попадания влаги и загрязнения маслом на электрооборудование, снижающих его диэлектрическую прочность и вызывающих электрические дуги и короткие замыкания между фазами. Это особенно опасно из-за разложения масла с выделением взрывоопасных газов.
- Прямых ударов молний в электроаппараты из-за неэффективной молниезащиты.

Пожары, вызванные электричеством, обычно связаны с нарушениями правил эксплуатации электроустановок и превышением допустимых температур нагрева.

Предотвратить такие ситуации можно, оснастив электроустановки необходимыми средствами защиты и автоматикой. Соблюдение ПТЭ также является важной мерой профилактики пожаров.

Согласно действующим нормам ПТЭ, требуется регулярное тестирование образцов масла из маслонеполненного оборудования.

Контроль качества масла на наличие примесей – необходимая процедура, а при их обнаружении – очистка и повторное тестирование.

Для обеспечения пожарной безопасности необходимо [31]:

- Устанавливать противопожарные барьеры;
- Определять допустимые площади пожарных отсеков и секций;
- Применять средства предотвращения разлива опасных жидкостей;
- Использовать огнезащитные устройства;
- Использовать предохранительные мембраны.

Важно исключить хранение на ПС 110 кВ Михайловка легковоспламеняющихся материалов вблизи электрооборудования. Смазочные и очистительные материалы следует хранить в закрытых металлических контейнерах, а для электрообъектов необходимо предусмотреть пожарные расчеты, средства и системы пожаротушения.

В качестве первоочередных средств для борьбы с огнем используются песок и огнетушители, которые размещаются вблизи каждого взрывоопасного объекта. Существуют различные типы огнетушителей: химические пенные ОХП-10, газовые углекислотные ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, порошковые ОПС-10, а также специальные, такие как ОУБ.

Газовые огнетушители предназначены для ликвидации небольших возгораний различных веществ и электрооборудования, за исключением тех, чье горение не требует доступа кислорода. В основном в них используется углекислота в качестве огнетушащего вещества.

Порошковые огнетушители применяются для тушения небольших очагов, вызванных щелочными металлами и другими подобными соединениями. Углекислотно-бромэтиловые огнетушители типа ОУБ предназначены для борьбы с небольшими пожарами волокнистых и других твердых материалов, а также электроустановок.

На территории распределительных устройств определены конкретные места для хранения средств защиты, предназначенных для пожарных команд при тушении пожаров, и установлен их необходимый объем. Использование

этих средств в каких-либо других целях строго запрещено.

На территории распределительных устройств первичные средства пожаротушения размещаются на специально оборудованных постах, в местах, легкодоступных для персонала (например, в помещениях щитов управления, тамбурах камер и т.д.). На маршрутах обхода территории РУ размещены знаки и надписи, указывающие на местоположение этих средств. Подъездные пути по территории подстанции, в том числе к источникам воды, должны поддерживаться в рабочем состоянии, а в зимний период регулярно очищаться от снега. Все здания и помещения на подстанции, включая производственные, административные, складские и вспомогательные, обеспечены необходимым набором первичных средств пожаротушения (переносными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и т.д.

Переносные огнетушители устанавливаются на высоте, не превышающей 1,5 метра от уровня пола, измеряемой от нижней части корпуса огнетушителя. Допускается размещение огнетушителей в специальных тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать к ним беспрепятственный доступ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках настоящей ВКР осуществлены мероприятия по реконструкции и модернизации ПС 110 кВ Михайловка.

В ходе выполнения работы были решены следующие задачи:

1. Проведен всесторонний анализ географического расположения района реконструкции;
2. Осуществлен детальный технический анализ существующей ПС 110 кВ Михайловка;
3. Рассмотрены варианты реконструкции с учетом различных технических решений.
4. Осуществлен выбор и проверка основного силового оборудования, обеспечивающего надежность и эффективность работы.
5. Разработана система релейной защиты и автоматики для силового трансформатора, обеспечивающая его защиту от аварийных режимов.
6. Проведен подробный технико-экономический анализ варианта реконструкции.
7. Рассмотрены вопросы охраны труда и экологической безопасности, связанные с реализацией проекта.

Предложенный вариант модернизации демонстрирует приемлемые экономические показатели и инвестиционную эффективность, характеризующуюся сравнительно небольшим сроком окупаемости.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. О Дальнем Востоке [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://navostok.info/about/amur>.
2. Моделирование исторических данные о климате и погоде для Амурская Область – meteoblue [Электронный ресурс]. Режим доступа : https://www.meteoblue.com/ru/погода/historyclimate/climatemodelled/Амурская-Область_Россия_2027748.
3. Приказ Минстроя России от 24.12.2020 N 859/пр «Об утверждении СП 131.13330.2020 "СНиП 23-01-99* Строительная климатология».
4. Районы по ветру и гололеду (ПУЭ-7) [Электронный ресурс] — Режим доступа : https://incab.ru/useful-information/documents/city_rime.
5. СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия. Ветровые районы и ветровые нагрузки».
6. Материалы преддипломной практики.
7. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения».
8. ГОСТ Р 59279-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электрические сети. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций. Типовые решения. Рекомендации по применению»
9. Методические указания по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ, утверждённые приказом Минэнерго России от 15 января 2024 года №6
10. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб. пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2022. – 600 с.

11. Файбисович, Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 – 1150 кВ. / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М. ЭНАС, 2012. – 376 с.
12. Калькуляторы уровня инфляции [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://уровень-инфляции.рф/инфляционные-калькуляторы>.
13. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 N 117-ФЗ (ред. от 28.12.2024, с изм. от 21.01.2025).
14. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: 2001. – 150 с.
15. Электротехнический справочник. Том 3. Производство, передача и распределение электрической энергии [Электронный ресурс] / Электрон. тексто-вые данные. – М. : Издательский дом МЭИ, 2009. – 964 с.– Режим доступа : <http://www.iprbookshop.ru/33158.html>. – ЭБС «IPRbooks».
16. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев. – 8-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2007. - 608 с.
17. Элегазовые колонковые выключатели ВГТ-УЭТМ-110 [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/vgt-uetm-110>.
18. Коммутационная аппаратура АО «КЭМОНТ» [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://kemont.com/product/kommutatsionnaya-apparatura>.
19. Трансформаторы тока ТРГ-УЭТМ-110 [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/trguetm110/>
20. Трансформаторы напряжения ЗНГ-УЭТМ-110 [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/znguetm110>.

21. Элегазовые колонковые выключатели ВГТ-УЭТМ®-35 [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/vgt-uetm-35>.

22. Разъединители РГП-СЭЩ 35кВ характеристики и описание [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://samelektro.nt-rt.ru/images/manuals/rgp35er>.

23. Трансформаторы тока ТРГ-УЭТМ®-35 [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/trguetm35/>

24. Минэнерго России: Приказ от 13.02.2019 г. №101 "Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики" [Электронный ресурс]. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_323625/ – 01.05.2025.

25. Приказ Минэнерго России от 10.07.2020 N 546 "Об утверждении требований к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 8 февраля 2019 г. N 80, от 13 февраля 2019 г. N 100, от 13 февраля 2019 г. N 101» [Электронный ресурс]. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_366032/ – 10.05.2025.

26. Энергетическая Компания Реле и Автоматики [Электронный ресурс]. URL: <https://ekra.ru/>.

27. Приказ Минтруда РФ от 15.12.2020 № 903н «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»

28. Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс]: учеб. пособие / А. Б. Булгаков; АмГУ, ИФФ. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. - 90 с.

29. Масляные трансформаторы [Электронный ресурс]. URL: <https://lider-energo.ru/> – 11.05.2025.

30. Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Центрмаг», 2023. – 464 с.

31. Приказ Минтруда России от 11.12.2020 N 881н «Об утверждении Правил по охране труда в подразделениях пожарной охраны» (Зарегистрировано в Минюсте России 24.12.2020 N 61779).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёт приведённых затрат.

$$З := E \cdot K + И$$

$$K_{инф} := 9.1$$

$$E := 0.1$$

Капиталовложения на сооружение сети:

$$K := (K_{пс} + K_{дем}) \cdot K_{инф}$$

Капиталовложения в строительство ПС:

$$K_{пс} := K_{пост} + K_{ру} + K_{ку}$$

$K_{пост}$ - постоянная часть затрат;

$K_{ру}$ - стоимость распределительных устройств;

$K_{ку}$ - стоимость компенсирующих устройств.

Вариант № 1

$$K_{тр1} := 3800 + 5300 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{ру1} := 7000 \cdot 7 = 4.9 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{пост1} := 21000 \cdot 0.6 = 1.26 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{ку1} := 0 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{пс1} := K_{тр1} + K_{пост1} + K_{ру1} + K_{ку1} = 7.07 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{дем1} := 4.3 \cdot 5 + 5 \cdot 0.8 = 25.5 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант № 2.

$$K_{пост2} := K_{пост1} = 1.26 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{тр2} := K_{тр1} \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{ру2} := 7000 \cdot 6 = 4.2 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{ку2} := 0 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{пс2} := K_{тр2} + K_{пост2} + K_{ру2} + K_{ку2} = 6.37 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{дем2} := 4.3 \cdot 5 + 5 \cdot 0.8 = 25.5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения на сооружение сети:

Продолжение Приложения А

Вариант № 1

$$K_1 := (K_{\text{пс1}} + K_{\text{дем1}}) \cdot K_{\text{инф}} = 6.43602 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант № 2.

$$K_2 := (K_{\text{пс2}} + K_{\text{дем2}}) \cdot K_{\text{инф}} = 5.79902 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Запросы на издержки:

$$И := И_3 + И_{\text{ам}} + И_{\Delta W}$$

Эксплуатационные издержки:

$$\alpha_{\text{э.пс}} := 0.059$$

Вариант № 1.

$$И_{31} := \alpha_{\text{э.пс}} \cdot K_{\text{пс1}} = 4.171 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант № 2.

$$И_{32} := \alpha_{\text{э.пс}} \cdot K_{\text{пс2}} = 3.758 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

$$T_{\text{сл.вл}} := 15 \quad \text{лет} \quad T_{\text{сл.пс}} := 20 \quad \text{лет}$$

Вариант № 1.

$$И_{\text{ам1}} := \frac{K_1}{T_{\text{сл.пс}}} = 3.218 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант № 2.

$$И_{\text{ам2}} := \frac{K_2}{T_{\text{сл.пс}}} = 2.9 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Запросы на издержки:

$$И_1 := И_{31} + И_{\text{ам1}} = 3.6351 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$И_2 := И_{32} + И_{\text{ам2}} = 3.2753 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Приведённые затраты:

$$З_1 := E \cdot K_1 + И_1 = 100711.607 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение Приложения А

$$Z_2 := E \cdot K_2 + I_2 = 90743.607 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{разница} := Z_1 - Z_2 = 9.968 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №2, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше по сравнению с вариантом № 1.

Часть 3.

Для варианта рассчитать ЧДД, индекс доходности, внутреннюю норму доходности.

Для расчёта ЧДД необходимо рассчитать годовую прибыль, годовой налог на прибыль.

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_3, \quad T_3 := 7.47 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} \quad T_{\text{max}} := 5800 \text{ч}$$

$$P_p := (8) \cdot 1000 = 8 \times 10^3 \quad \text{кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 4.64 \times 10^7 \quad \text{кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_3) \cdot 10^{-3} = 3.466 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$I := I_2 - I_{\text{ам2}} = 3.758 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$P_{\text{год}} := O - I = 3.428 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$H := P_{\text{год}} \cdot 0.25 = 8.571 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

$$\text{ЧДД} := \sum \left[\frac{\Delta_t}{(1 + E_n)^t} \right]$$

Продолжение Приложения А

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.2 \cdot K_2 = 1.16 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} := 0.6 \cdot K_2 = 3.479 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в третий год:

$$K_{t3} := 0.2 \cdot K_2 = 1.16 \times 10^5$$

$$E_n := 0.13$$

Первый год:

$$\Theta_1 := -И - K_{t1} = -1.197 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\Theta_1}{(1 + E_n)^1} = -1.06 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{1.} := \text{ЧДД}_1 = -1.06 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\Theta_2 := -И - K_{t2} = -3.517 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\Theta_2}{(1 + E_n)^2} = -2.754 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{2.} := \text{ЧДД}_{1.} + \text{ЧДД}_2 = -3.814 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\Theta_3 := О - И - Н - K_{t3} = 1.412 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\Theta_3}{(1 + E_n)^3} = 9.783 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{3.} := \text{ЧДД}_{2.} + \text{ЧДД}_3 = -2.836 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Theta := \Theta_3 = 1.412 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^4} = 8.657 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{4.} := \text{ЧДД}_{3.} + \text{ЧДД}_4 = -1.97 \times 10^5$$

Продолжение Приложения А

$$\begin{aligned}
 \text{ЧДЛ}_5 &:= \frac{\mathfrak{A}}{(1 + E_n)^5} = 7.661 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб} & \text{ЧДЛ}_5 &:= \text{ЧДЛ}_4 + \text{ЧДЛ}_5 = -1.204 \times 10^5 \\
 \text{ЧДЛ}_6 &:= \frac{\mathfrak{A}}{(1 + E_n)^6} = 6.78 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб} & \text{ЧДЛ}_6 &:= \text{ЧДЛ}_5 + \text{ЧДЛ}_6 = -5.258 \times 10^4 \\
 \text{ЧДЛ}_7 &:= \frac{\mathfrak{A}}{(1 + E_n)^7} = 6 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб} & \text{ЧДЛ}_7 &:= \text{ЧДЛ}_6 + \text{ЧДЛ}_7 = 7.422 \times 10^3 \\
 \text{ЧДЛ}_8 &:= \frac{\mathfrak{A}}{(1 + E_n)^8} = 5.31 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб} & \text{ЧДЛ}_8 &:= \text{ЧДЛ}_7 + \text{ЧДЛ}_8 = 6.052 \times 10^4 \\
 \text{ЧДЛ}_9 &:= \frac{\mathfrak{A}}{(1 + E_n)^9} = 4.699 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб} & \text{ЧДЛ}_9 &:= \text{ЧДЛ}_8 + \text{ЧДЛ}_9 = 1.075 \times 10^5 \\
 \text{ЧДЛ}_{10} &:= \frac{\mathfrak{A}}{(1 + E_n)^{10}} = 4.158 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб} & \text{ЧДЛ}_{10} &:= \text{ЧДЛ}_9 + \text{ЧДЛ}_{10} = 1.491 \times 10^5 \\
 \text{ЧДЛ}_{11} &:= \frac{\mathfrak{A}}{(1 + E_n)^{11}} = 3.68 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб} & \text{ЧДЛ}_{11} &:= \text{ЧДЛ}_{10} + \text{ЧДЛ}_{11} = 1.859 \times 10^5 \\
 \text{ЧДЛ}_{12} &:= \frac{\mathfrak{A}}{(1 + E_n)^{12}} = 3.257 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб} & \text{ЧДЛ}_{12} &:= \text{ЧДЛ}_{11} + \text{ЧДЛ}_{12} = 2.185 \times 10^5 \\
 \text{ЧДЛ}_{13} &:= \frac{\mathfrak{A}}{(1 + E_n)^{13}} = 2.882 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб} & \text{ЧДЛ}_{13} &:= \text{ЧДЛ}_{12} + \text{ЧДЛ}_{13} = 2.473 \times 10^5 \\
 \text{ЧДЛ}_{14} &:= \frac{\mathfrak{A}}{(1 + E_n)^{14}} = 2.55 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб} & \text{ЧДЛ}_{14} &:= \text{ЧДЛ}_{13} + \text{ЧДЛ}_{14} = 2.728 \times 10^5 \\
 \text{ЧДЛ}_{15} &:= \frac{\mathfrak{A}}{(1 + E_n)^{15}} = 2.257 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб} & \text{ЧДЛ}_{15} &:= \text{ЧДЛ}_{14} + \text{ЧДЛ}_{15} = 2.953 \times 10^5 \\
 \text{ЧДЛ}_{16} &:= \frac{\mathfrak{A}}{(1 + E_n)^{16}} = 1.997 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб} & \text{ЧДЛ}_{16} &:= \text{ЧДЛ}_{15} + \text{ЧДЛ}_{16} = 3.153 \times 10^5
 \end{aligned}$$

Продолжение Приложения А

$$\begin{aligned}
 \text{ЧДД}_{17} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{17}} = 1.768 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\
 \text{ЧДД}_{17.} &:= \text{ЧДД}_{16.} + \text{ЧДД}_{17} = 3.33 \times 10^5 \\
 \text{ЧДД}_{18} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{18}} = 1.564 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\
 \text{ЧДД}_{18.} &:= \text{ЧДД}_{17.} + \text{ЧДД}_{18} = 3.486 \times 10^5 \\
 \text{ЧДД}_{19} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{19}} = 1.384 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\
 \text{ЧДД}_{19.} &:= \text{ЧДД}_{18.} + \text{ЧДД}_{19} = 3.625 \times 10^5 \\
 \text{ЧДД}_{20} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{20}} = 1.225 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\
 \text{ЧДД}_{20.} &:= \text{ЧДД}_{19.} + \text{ЧДД}_{20} = 3.747 \times 10^5
 \end{aligned}$$

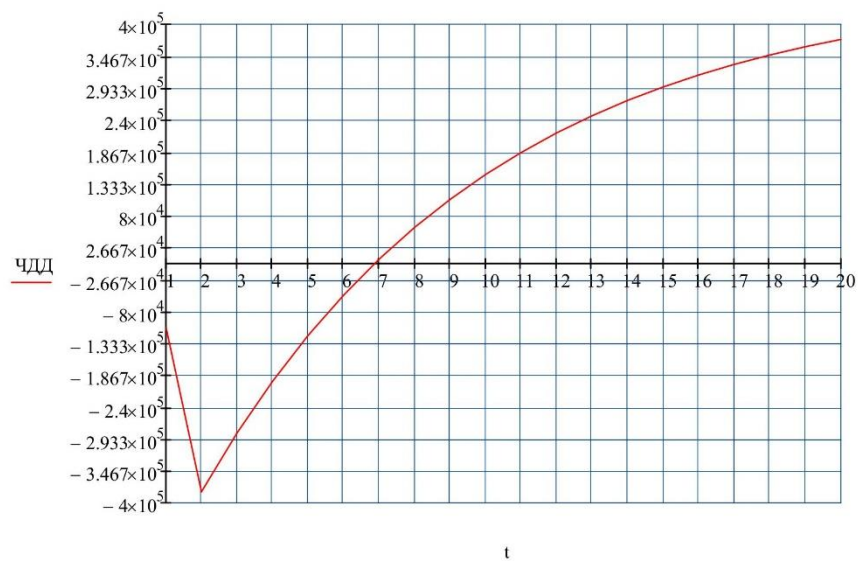
$$t := \begin{pmatrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \\ 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ 18 \\ 19 \\ 20 \end{pmatrix} \quad \text{ЧДД} := \begin{pmatrix} \text{ЧДД}_{1.} \\ \text{ЧДД}_{2.} \\ \text{ЧДД}_{3.} \\ \text{ЧДД}_{4.} \\ \text{ЧДД}_{5.} \\ \text{ЧДД}_{6.} \\ \text{ЧДД}_{7.} \\ \text{ЧДД}_{8.} \\ \text{ЧДД}_{9.} \\ \text{ЧДД}_{10.} \\ \text{ЧДД}_{11.} \\ \text{ЧДД}_{12.} \\ \text{ЧДД}_{13.} \\ \text{ЧДД}_{14.} \\ \text{ЧДД}_{15.} \\ \text{ЧДД}_{16.} \\ \text{ЧДД}_{17.} \\ \text{ЧДД}_{18.} \\ \text{ЧДД}_{19.} \\ \text{ЧДД}_{20.} \end{pmatrix}$$

Продолжение Приложения А

$$\begin{aligned}
 ЧДД_{17} &:= \frac{\mathcal{O}}{(1 + E_H)^{17}} = 1.768 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\
 ЧДД_{17} &:= ЧДД_{16} + ЧДД_{17} = 3.33 \times 10^5 \\
 ЧДД_{18} &:= \frac{\mathcal{O}}{(1 + E_H)^{18}} = 1.564 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\
 ЧДД_{18} &:= ЧДД_{17} + ЧДД_{18} = 3.486 \times 10^5 \\
 ЧДД_{19} &:= \frac{\mathcal{O}}{(1 + E_H)^{19}} = 1.384 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\
 ЧДД_{19} &:= ЧДД_{18} + ЧДД_{19} = 3.625 \times 10^5 \\
 ЧДД_{20} &:= \frac{\mathcal{O}}{(1 + E_H)^{20}} = 1.225 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\
 ЧДД_{20} &:= ЧДД_{19} + ЧДД_{20} = 3.747 \times 10^5
 \end{aligned}$$

$$t := \begin{pmatrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \\ 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ 18 \\ 19 \\ 20 \end{pmatrix} \quad ЧДД := \begin{pmatrix} ЧДД_1. \\ ЧДД_2. \\ ЧДД_3. \\ ЧДД_4. \\ ЧДД_5. \\ ЧДД_6. \\ ЧДД_7. \\ ЧДД_8. \\ ЧДД_9. \\ ЧДД_{10}. \\ ЧДД_{11}. \\ ЧДД_{12}. \\ ЧДД_{13}. \\ ЧДД_{14}. \\ ЧДД_{15}. \\ ЧДД_{16}. \\ ЧДД_{17}. \\ ЧДД_{18}. \\ ЧДД_{19}. \\ ЧДД_{20}. \end{pmatrix}$$

Продолжение Приложения А



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20.}}{K_1} + 1 = 1.582$$

$\text{ИДД} > 1$, следовательно, проект экономически эффективен.

Чистый доход:

$$\text{ЧД}_1 := \varnothing_1 = -1.197 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{1.} := \text{ЧД}_1 = -1.197 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 := \varnothing_2 = -3.517 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{2.} := \text{ЧД}_{1.} + \text{ЧД}_2 = -4.714 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_3 := \varnothing = 1.412 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{3.} := \text{ЧД}_{2.} + \text{ЧД}_3 = -3.303 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_4 := \varnothing = 1.412 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{4.} := \text{ЧД}_{3.} + \text{ЧД}_4 = -1.891 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

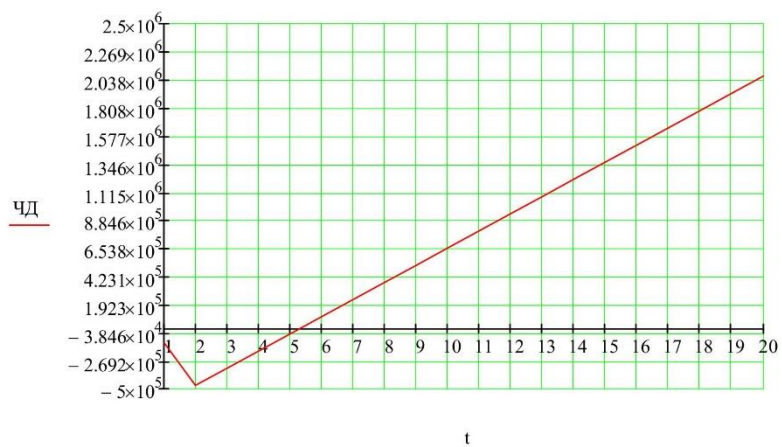
$$\text{ЧД}_5 := \varnothing = 1.412 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение Приложения А

$\text{ЧД}_6 := \varnothing = 1.412 \times 10^5$ тыс.руб	$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = -4.797 \times 10^4$ тыс.руб
$\text{ЧД}_7 := \varnothing = 1.412 \times 10^5$ тыс.руб	$\text{ЧД}_6 := \text{ЧД}_5 + \text{ЧД}_6 = 9.319 \times 10^4$ тыс.руб
$\text{ЧД}_8 := \varnothing = 1.412 \times 10^5$ тыс.руб	$\text{ЧД}_7 := \text{ЧД}_6 + \text{ЧД}_7 = 2.343 \times 10^5$ тыс.руб
$\text{ЧД}_9 := \varnothing = 1.412 \times 10^5$ тыс.руб	$\text{ЧД}_8 := \text{ЧД}_7 + \text{ЧД}_8 = 3.755 \times 10^5$ тыс.руб
$\text{ЧД}_{10} := \varnothing = 1.412 \times 10^5$ тыс.руб	$\text{ЧД}_9 := \text{ЧД}_8 + \text{ЧД}_9 = 5.167 \times 10^5$ тыс.руб
$\text{ЧД}_{11} := \varnothing = 1.412 \times 10^5$ тыс.руб	$\text{ЧД}_{10} := \text{ЧД}_9 + \text{ЧД}_{10} = 6.578 \times 10^5$ тыс.руб
$\text{ЧД}_{12} := \varnothing = 1.412 \times 10^5$ тыс.руб	$\text{ЧД}_{11} := \text{ЧД}_{10} + \text{ЧД}_{11} = 7.99 \times 10^5$ тыс.руб
$\text{ЧД}_{13} := \varnothing = 1.412 \times 10^5$ тыс.руб	$\text{ЧД}_{12} := \text{ЧД}_{11} + \text{ЧД}_{12} = 9.401 \times 10^5$ тыс.руб
$\text{ЧД}_{14} := \varnothing = 1.412 \times 10^5$ тыс.руб	$\text{ЧД}_{13} := \text{ЧД}_{12} + \text{ЧД}_{13} = 1.081 \times 10^6$ тыс.руб
$\text{ЧД}_{15} := \varnothing = 1.412 \times 10^5$ тыс.руб	$\text{ЧД}_{14} := \text{ЧД}_{13} + \text{ЧД}_{14} = 1.222 \times 10^6$ тыс.руб
$\text{ЧД}_{16} := \varnothing = 1.412 \times 10^5$ тыс.руб	$\text{ЧД}_{15} := \text{ЧД}_{14} + \text{ЧД}_{15} = 1.364 \times 10^6$ тыс.руб
$\text{ЧД}_{17} := \varnothing = 1.412 \times 10^5$ тыс.руб	$\text{ЧД}_{16} := \text{ЧД}_{15} + \text{ЧД}_{16} = 1.505 \times 10^6$ тыс.руб
$\text{ЧД}_{18} := \varnothing = 1.412 \times 10^5$ тыс.руб	$\text{ЧД}_{17} := \text{ЧД}_{16} + \text{ЧД}_{17} = 1.646 \times 10^6$ тыс.руб
$\text{ЧД}_{19} := \varnothing = 1.412 \times 10^5$ тыс.руб	$\text{ЧД}_{18} := \text{ЧД}_{17} + \text{ЧД}_{18} = 1.787 \times 10^6$ тыс.руб
$\text{ЧД}_{20} := \varnothing = 1.412 \times 10^5$ тыс.руб	$\text{ЧД}_{19} := \text{ЧД}_{18} + \text{ЧД}_{19} = 1.928 \times 10^6$ тыс.руб

Продолжение Приложения А

$\text{ЧД} := \begin{pmatrix} \text{ЧД}_1. \\ \text{ЧД}_2. \\ \text{ЧД}_3. \\ \text{ЧД}_4. \\ \text{ЧД}_5. \\ \text{ЧД}_6. \\ \text{ЧД}_7. \\ \text{ЧД}_8. \\ \text{ЧД}_9. \\ \text{ЧД}_{10}. \\ \text{ЧД}_{11}. \\ \text{ЧД}_{12}. \\ \text{ЧД}_{13}. \\ \text{ЧД}_{14}. \\ \text{ЧД}_{15}. \\ \text{ЧД}_{16}. \\ \text{ЧД}_{17}. \\ \text{ЧД}_{18}. \\ \text{ЧД}_{19}. \\ \text{ЧД}_{20}. \end{pmatrix}$	$\text{ЧД}_{20}. := \text{ЧД}_{19}. + \text{ЧД}_{20} = 2.069 \times 10^6$	тыс.руб
	$T_{\text{ок}} := \frac{K_2}{O - I_2 - H + I_{\text{ам}2}} = 2.255$	



Дисконтированный срок окупаемости - продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости с учётом дисконтирования,

Продолжение Приложения А

после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остаётся положительным.

Дисконтированный срок окупаемости составит 3 года

*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

$$R_t := \frac{\mathcal{E}_t}{K} \cdot 100$$

$$R_1 := \frac{\mathcal{E}_1}{K_1} \cdot 100 = -18.604 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\mathcal{E}_2}{K_1} \cdot 100 = -54.645 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\mathcal{E}_3}{K_1} \cdot 100 = 21.932 \quad \%$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта составит 3 года месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1. Рентабельность проекта составит 21,93 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).