

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт

«Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ А.С. Торопов
подпись инициалы, фамилия
«_____» _____ 2024г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Модернизация РЗА и частичная замена оборудования ОРУ 220 кВ

ПС«Абаканская-500»

тема

Руководитель

подпись, дата

доцент, к.э.н.

должность, ученая степень

Н.В. Дулесова

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

А.И. Гусаров

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

И. А. Кычакова

инициалы, фамилия

Абакан 2024

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт–
Филиал ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт

«Электроэнергетика, машиностроение и
автомобильный транспорт»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.С. Торопов
подпись инициалы, фамилия
«_____» _____ 2024 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
В форме бакалаврской работы

Студенту _____ Гусарову Артёму Игоревичу
(фамилия, имя, отчество)

Группа 10-1(ХЭн10-01) Направление (специальность) номер
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код, наименование

Тема выпускной квалификационной работы Модернизация РЗА и частичная замена оборудования ОРУ 220 кВ ПС «Абаканская-500»

Утверждена приказом по институту №259 от 07.05.2024

Руководитель ВКР Дулесова Н.В., к.э.н. доцент кафедры «Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»
(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР: Техническая документация «Подстанция 500 кВ «Абаканская-500»»; схемы комплектов РЗА ВЛ Д-23, Д-24; паспорта НКР ПС 500 кВ «Абаканская».

Перечень разделов ВКР:

Введение

1. Характеристика объекта реконструкции и действующего оборудования; обоснование необходимости проведения модернизации.
2. Анализ современной и действующей релейной защиты, и автоматики; выбор терминалов защит оборудования линий.
3. Расчет параметров срабатывания устройств релейной защиты и автоматики.
4. Выбор устройств автоматики и телемеханики, оборудования для частичной модернизации ОРУ.
5. Охрана труда; безопасность жизнедеятельности; экологичность проекта и экономика.

Заключение

Список использованных источников.

Перечень графического материала:

1. Нормальная схема электрических соединений ПС «Абаканская-500»
2. Схема присоединений ОРУ-220 кВ участка модернизации.
3. Результаты экономических расчётов при модернизации.

Руководитель ВКР

подпись

Н.В. Дулесова
инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению
06 марта 2024г.

подпись

А.И. Гусаров
инициалы, фамилия

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Модернизация РЗА и частичная замена оборудования ОРУ 220 кВ ПС «Абаканская-500» содержит 63 страницы текстового документа, 7 рисунков, 9 таблиц, 27 использованных источников, 3 листа графического материала.

МОДЕРНИЗАЦИЯ, ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА, НАДЕЖНОСТЬ, ПОКАЗАТЕЛИ, ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, РЕЖИМ РАБОТЫ.

Объект исследования – электрическая часть ПС 500 кВ «Абаканская-500».

Предмет исследования – вопросы модернизации релейной защиты и автоматики (РЗА) и частичной замены электрооборудования ОРУ 220кВ.

Цель работы – разработка решений модернизации РЗА подстанции с учетом современных требований надежности, безопасности и эффективности ее работы, а также частичной замены оборудования ОРУ.

Задачи работы: систематизировать и проанализировать характеристики ПС, ее действующей электрической схемы и действующей РЗА, электрооборудования ОРУ 220кВ; провести обоснование необходимости модернизации РЗА и частичной замены оборудования ОРУ; произвести расчет токов короткого замыкания в ключевых точках электрической сети; выбрать современные микропроцессорные терминалы РЗА, рассчитать уставки предусмотренных видов защит; выбрать новое электрооборудование ОРУ, провести проверку по допустимым параметрам в рабочих и аварийных режимах; рассмотреть вопросы обеспечения охраны труда и безопасности жизнедеятельности, экологичности и экономики проекта. Область применения разрабатываемой проблемы – модернизация РЗА и РУ действующих станций и подстанций и проверка их действующего оборудования.

ABSTRACT

The final qualification work on the topic "Modernization of the RPA and partial replacement of the 220 kV ORU equipment of the Abakanskaya-500 PS" contains 63 pages of a text document, 7 figures, 9 tables, 27 sources used, 3 sheets of graphic material.

MODERNIZATION, SUBSTATION, ELECTRICAL EQUIPMENT, RELAY PROTECTION, AUTOMATION, RELIABILITY, INDICATORS, POWER SUPPLY, OPERATING MODE.

The object of the study is the electrical part of the 500 kV Abakanskaya-500 substation.

The subject of the study is the issues of modernization of relay protection and automation (RPA) and partial replacement of electrical equipment of 220 kV ORU.

The purpose of the work is to develop solutions for the modernization of the RPA substation, taking into account modern requirements for reliability, safety and efficiency of its operation, as well as partial replacement of the ORU equipment.

Tasks of the work: to systematize and analyze the characteristics of the PS, its current electrical circuit and the current RPA, the electrical equipment of the 220 kV ORU; to justify the need for modernization of the RPA and partial replacement of the equipment of the ORU; to calculate short-circuit currents at key points of the electric network; to select modern micro-processor terminals of the RPA, calculate the setpoints of the provided types shield; select new electrical equipment of the control unit, check for acceptable parameters in operating and emergency modes; to consider the issues of ensuring occupational safety and health, environmental friendliness and economics of the project. The field of application of the problem being developed is the modernization of the REA and RU of existing stations and substations and verification of their current equipment.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 Характеристика объекта реконструкции и действующего оборудования; обоснование необходимости проведения модернизации	9
1.1 Общая характеристика подстанции и описание главной схемы.....	9
1.2 Описание действующего оборудования подстанции 500 кВ	12
1.3 Описание объекта реконструкции – ОРУ 220 кВ.....	12
1.4 Техническое обоснование модернизации РЗА	13
1.5 Обоснование частичной замены оборудования ОРУ 220 кВ.....	14
2 Анализ современной и действующей релейной защиты и автоматики; выбор терминалов защит оборудования линий	15
2.1 Анализ современных устройств РЗА.....	15
2.2 Анализ действующей РЗА наПС.....	20
2.2 Выбор терминалов микропроцессорной релейной защиты и автоматики	24
3 Расчет параметров срабатывания устройств релейной защиты и автоматики	27
3.1 Расчет токов короткого замыкания.....	27
3.2 Расчет уставок.....	35
3.2.1 Дистанционная защита.....	35
3.2.2 Токовая защита нулевой последовательности.....	38
3.2.3 Междофазная токовая отсечка	40
4 Выбор устройств автоматики и телемеханики, оборудования для частичной модернизации ОРУ	41
4.1 Выбор и проверка устройств автоматики и телемеханики	41
4.2 Выбор и проверка трансформаторов тока и напряжения	43
4.3 Выбор и проверка разъединителей	47
4.4 Выбор и проверка высокочастотных заградителей.....	48
5 Охрана труда; безопасность жизнедеятельности; экологичность проекта и экономика ...	49
5.1 Обеспечение охраны труда и безопасности жизнедеятельности	49
5.2 Обеспечение экологичности проекта	50
5.3 Расчёт локальной сметы модернизации	50
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	53
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	55
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	56
Приложение А Расчет токов короткого замыкания в программе АРМ СРЗА	59
Приложение В Локальная смета модернизации ПС «Абаканская»	61

ВВЕДЕНИЕ

Согласно правилам устройства электроустановок (ПУЭ) электроэнергетическая система – это электрическая часть энергетической системы в целом и питающиеся от нее приемники электрической энергии, которые объединяются общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии [1].

В настоящее время в системе электроснабжения России находятся множество электростанций и подстанций разного уровня напряжения. На них, помимо основного оборудования, устанавливаются специальные комплексы, предназначенные для автоматического устранения повреждений при авариях и непредвиденных ситуациях. Среди таких важных комплексов можно выделить устройства релейной защиты и автоматики, которые обеспечивают стабильную и надежную работу энергосистемы.

Релейная защита и автоматика на подстанции выполняет важнейшую функцию защиты дорогостоящего силового оборудования, такого как силовые трансформаторы, измерительные трансформаторы, высоковольтные выключатели и т.д. Автоматическое выявление и отключение поврежденных участков электрической сети от общей энергосистемы позволяет минимизировать воздействие токов при КЗ и негативных воздействий при других не нормативных режимах работы электрической сети. Если рассмотреть разборы аварий, произошедших на объекте электроэнергетики, то можно заметить, что многие устройства РЗА неправильно работают по причине их старения.

Актуальность темы заключается в том, что в настоящее время модернизация станций и подстанций на всех их уровнях является основным направлением энергетической стратегии России до 2035 года [2]. Согласно ее сценарию, правительство видит одним из направлений развития экономики страны в её цифровизации.

Основной частью продвижения этой стратегии является замена

электромеханических устройств РЗА на более современные микропроцессорные, которые позволяют повысить как качество доставляемой потребителю электроэнергии, так и ее надёжность ее передачи. Актуальность частичной замены оборудования ОРУ 220 кВ обусловлена необходимостью замены старого, в полной мере не отвечающего современным требованиям оборудования на новое, с использованием цифровых технологий.

В данной выпускной квалификационной работе предполагается исследовать схему электрической сети подстанции «Абаканская» номинальным напряжением 500 кВ и проработать основные вопросы модернизации релейной защиты этой подстанции и рассмотреть возможность замены устаревшего оборудования на современное.

Целью данной выпускной работы является разработка решений модернизации РЗА подстанции с учетом современных требований надежности, безопасности и эффективности ее работы, а также частичной замены оборудования ОРУ.

В первой главе необходимо привести характеристику объекта проектирования, перечислить основное действующее оборудование, а также привести обоснование необходимости реконструкции ОРУ 220 кВ и релейной защиты отходящих линий.

Во второй главе необходимо рассмотреть установленное на линиях оборудование и провести модернизацию терминалов релейной защиты, а также выполнить сравнительный анализ действующих и вводимых устройств.

В третьей главе требуется произвести расчет токов короткого замыкания и на основе полученных результатов произвести выбор уставок устройств РЗА.

В четвертой главе будет произведен выбор устройств автоматики и телемеханики, трансформаторов тока и напряжения, рассмотрена система оперативного тока и система собственных нужд.

В пятой главе необходимо произвести расчет локальной сметы стоимости реализации модернизации объекта, а также рассмотреть охрану труда,

экологичность и безопасность жизнедеятельности.

Научная новизна исследования заключается в применении современного, микропроцессорного оборудования для реконструкции устройств релейной защиты и автоматики, а также замена подстанционного оборудования на технологически новое.

Практическая значимость данной работы заключается в необходимости замены устаревшего как физически, так и морально оборудования линий Д-23 и Д-24 ПС 500 кВ «Абаканская», что обеспечит более надежное сообщение Республики Хакасия с Красноярским краем.

Все результаты, полученные в ходе выполнения данной работы, могут быть применены при реконструкциях других объектов электроэнергетической системы Российской Федерации.

1 Характеристика объекта реконструкции и действующего оборудования; обоснование необходимости проведения модернизации

1.1 Общая характеристика подстанции и описание главной схемы

Подстанция «Абаканская» номинальным напряжением 500 кВ входит в состав Хакасского предприятия магистральных электрических сетей (ПМЭС), которое в свою очередь является филиалом Публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» (сокращенно – ПАО «Россети»)

Филиал ПАО «ФСК-Россети» Хакасское ПМЭС было создано в 1998 году, после выделения данного предприятия из состава электрических сетей ПАО «Хакасэнерго» двух подстанций напряжением 500 кВ:

1. Подстанция «Абаканская» (г. Абакан);
 2. Подстанция «Означенное» (г. Саяногорск),
- а также шести воздушных линий электропередачи классом напряжения 500 кВ:

1. ВЛ Саяно-Шушенская ГЭС – Новокузнецкая (I, II цепь);
2. ВЛ Саяно-Шушенская ГЭС – Означенное (I, II цепь);
3. ВЛ Означенное – Абаканская;
4. ВЛ Абаканская – Итатская.

Объекты эксплуатации Хакасского ПМЭС находятся в трех регионах Российской Федерации: республиках Хакасия и Тыва и Красноярском крае и включают в себя более 3000 км линий электропередачи различного класса напряжения (от 110 до 500 кВ), 17 подстанций напряжением 110-550 кВ, трансформаторная мощность которых составляет почти 6500 МВА.

Основной задачей предприятия является осуществление бесперебойного и надежного электроснабжения потребителей рассматриваемых регионов.

Помимо электроснабжения Хакасское ПМЭС также осуществляет технический надзор за состоянием сетевых объектов и электрооборудования, ремонтные работы при необходимости, а также инвестирование развития единой

национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС).

Рассмотрим основной объект реконструкции:

ПС 500 кВ «Абаканская», построенная в 1978 году, расположена рядом с ж/д станцией «Красное озеро» Усть-Абаканского района Республики Хакасия.

На рисунке 1.1 представлена карта района расположения рассматриваемой подстанции.

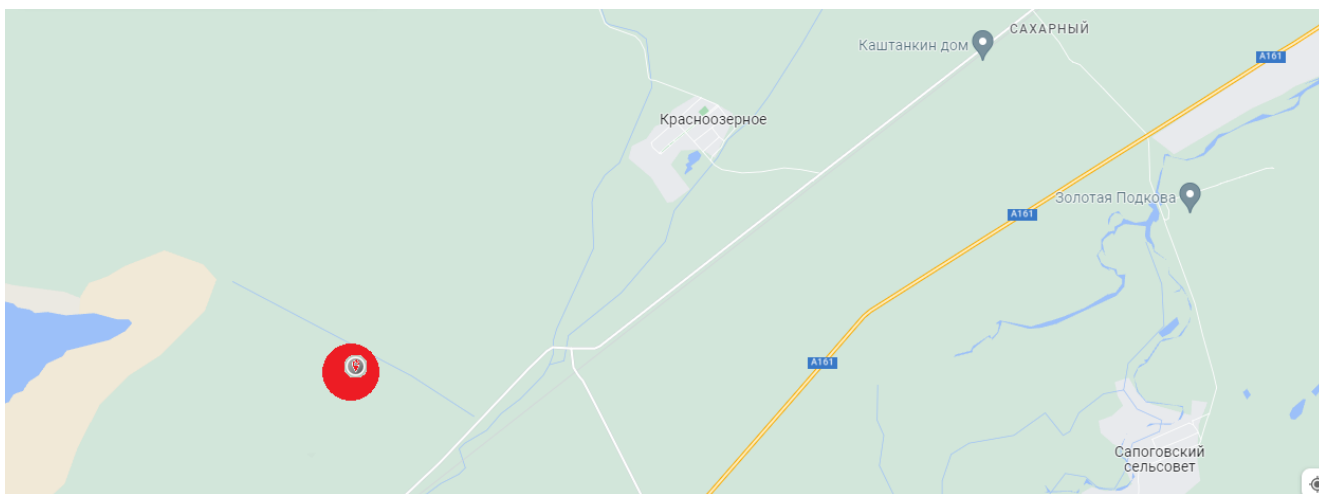


Рисунок 1 – Карта расположения ПС 500 кВ «Абаканская»

На подстанции 500 кВ «Абаканская» находятся электрическое оборудование, линии электропередачи, вспомогательное оборудование, в которое также входят все сооружения и помещения.

Основная функция – преобразование, распределение и отпуск электрической энергии потребителям республики Хакасии и юга Красноярского края. Самые крупные потребители – это ОАО «Российские железные дороги» (РЖД) и ПАО «Абаканвагонмаш».

ПС «Абаканская» является узловой транзитной.

Установленная мощность составляет 1605 МВА.

Рабочее напряжение – 500/220/110/10 кВ.

ПС 500 кВ «Абаканская» соединена с единой энергосистемой четырьмя воздушными линиями напряжением 500 кВ и 6 ВЛ напряжением 220 кВ:

- ВЛ 500 кВ Алюминиевая – Абаканская №1;
- ВЛ 500 кВ Алюминиевая – Абаканская №2;

- ВЛ 500 кВ Итатская – Абаканская №1;
- ВЛ 500 кВ Итатская – Абаканская №2.
- ВЛ 220 кВ Абакан-районная – Абаканская I цепь;
- ВЛ 220 кВ Абакан-районная – Абаканская II цепь;
- ВЛ 220 кВ Абакан-районная – Абаканская III цепь;
- ВЛ 220 кВ Абаканская – Камышта;
- ВЛ 220 кВ Абаканская – Минусинская-опорная I цепь;
- ВЛ 220 кВ Абаканская – Минусинская-опорная II цепь.

От подстанции отходит одна воздушная линия напряжением 110 кВ – ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Райково с отпайкой на ПС Абаканская.

В приложении А представлена действующая схема электрических соединений ПС 500 кВ «Абаканская».

Открытое распределительное устройство напряжением 500 кВ (ОРУ 500 кВ) выполнено по нетиповой схеме «Трансформаторы-шины с присоединением линий через 2 выключателя».

Открытое распределительное устройство напряжением 220 кВ (ОРУ 220 кВ) выполнено по схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная система шин».

Закрытое распределительное устройство напряжением 10 кВ (ЗРУ 10 кВ) выполнено из двух секций: первая секция питается от автотрансформатора 1АТ через распределительное устройство 15,54 кВ и 5Т; вторая секция питается от автотрансформатора 2АТ соответственно. Также возможно питание от трансформатора 1Т, подключенного к секционной перемычке и питающегося от ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Райково с отпайкой на ПС Абаканская.

Закрытое распределительное устройство напряжением 15 кВ (ЗРУ 15 кВ) выполнено в виде одиночной секции.

Резервное питание собственных нужд ПС 500 кВ «Абаканская» от внешней подстанции осуществляется через 1Т и ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Райково с отпайкой на ПС Абаканская.

1.2 Описание действующего оборудования подстанции 500 кВ

В настоящее время на ПС 500 кВ «Абаканская-500» установлено:

- 3 однофазных автотрансформатора 1АТ типа АОДЦТН-267000/500 мощностью 267 МВА, напряжением 500/220/15,54 кВ;
- 3 однофазных автотрансформатора 2АТ типа АОДЦТН-267000/500 мощностью 267 МВА, напряжением 500/220/10 кВ;
- 1 трехфазный трансформатор 1Т типа ТМН-2500/110, мощностью 2,5 МВА, напряжением 110/10 кВ;
- 1 трехфазный трансформатор 5Т типа ТМ-2500/15,54, мощностью 2,5 МВА, напряжением 15,54/10 кВ.

Далее рассмотрим оборудование, установленное на ОРУ 220 кВ.

На ОРУ 220 кВ установлены следующие коммутационное оборудование:

- 10 воздушных выключателей ВВД-220Б/2000 У1;
- 8 разъединителей РНДЗ-1б-220/1000 У1;
- 4 разъединителя РНДЗ-1б-220/2000 У1;
- 8 разъединителей РНДЗ-2б-220/1000 У1;
- 4 разъединителя РНДЗ-2б-220/2000 У1.

Также установлено 120 трансформаторов тока следующих видов:

- ТФНД-220-IV-2000-1А 0,5/Р/Р/Р;
- ТФНД-220-IV-1000-1А 0,5/Р/Р/Р;
- ТФЗМ-220-IV-1000-1А 0,5/Р/Р/Р;
- ТГФМ-220-II-1000-1А 0,2S/0,5/10P/10P/10P.

На ОРУ 220 кВ установлены 2 ограничителя перенапряжения ОПН-220/154/10/800 П* УХЛ1, которые применяются для защиты двух трансформаторов напряжения НАМИ-220 У1.

1.3 Описание объекта реконструкции – ОРУ 220 кВ

Открытое распределительное устройство напряжением 220 кВ, как было сказано ранее, выполнено по проекту 220-12 «одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная система шин».

К ОРУ подключено 6 отходящих линий:

- 1) ВЛ 220 кВ Абаканская – Минусинская-опорная (I, II цепи);

2) ВЛ 220 кВ Абакан-районная – Абаканская (I, II, III цепи);

3) ВЛ 220 кВ Абаканская – Камышта.

Последняя реконструкция ОРУ 220 кВ производилась более 15 лет назад, в результате которой были заменены выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжения.

ОРУ 220 кВ выполнена блочным способом. Блочная компоновка ОРУ 220 кВ позволяет производить ремонт и техническое обслуживание оборудования при помощи автокранов и гидроподъемников, без снятия напряжения с соседних присоединений. Также, при такой компоновке, упрощается проезд передвижных лабораторий к оборудованию для проведения профилактических работ.

1.4 Техническое обоснование модернизации РЗА

В соответствии с государственной стратегией по укреплению электроэнергетики, повышению межрегиональной надежности электроснабжения для рассмотрения были выбраны линии Д-23 и Д-24. (ВЛ 220 кВ Абаканская – Минусинская-опорная (I, II цепи))

В данный момент на подстанции для защиты линий 220 кВ установлены шкафы ШДЭ-2801. Нормативный срок данных шкафов согласно документации завода-изготовителя, составляет 12 лет. На данный момент оборудование находится в эксплуатации в течение 26 лет, что превышает нормативный срок в 2,1 раза.

На данный момент на ПС "Абаканская-500" отсутствует цифровая система наблюдения за работой РЗА и мгновенная передача информации в диспетчерскую службу. Для сбора и систематизации данных о функционировании оборудования РЗА ведутся специальные журналы. Это затрудняет анализ и обработку информации, ухудшает точность получаемых данных. Проблему можно решить, используя современные микропроцессорные системы РЗА, обеспечивающие цифровое отслеживание работы оборудования.

В ходе реконструкции необходимо произвести замену малонадежных микроэлектронных защит ШДЭ-2801 ВЛ 220 кВ ВЛ 220 кВ Абаканская – Минусинская-опорная I цепь (Д-23), ВЛ 220 кВ ВЛ 220 кВ Абаканская –

Минусинская-опорная II цепь (Д-24), на современные шкафы с микропроцессорными терминалами РЗА. Благодаря этому увеличится надежность электроснабжения отходящих линий.

1.5 Обоснование частичной замены оборудования ОРУ 220 кВ

Согласно требованиям, к совместимости работы современной микропроцессорной РЗА, а также, чтобы позволить повысить пропускную нагрузочную способность и обеспечить транзит требуемой мощности через ОРУ требуется частичная замена оборудования ОРУ 220кВ.

В настоящее время установленное на подстанции оборудование проработало дольше, чем указано производителем, что свидетельствует о повышенной вероятности его выхода из строя и нарушениях технологического регламента. На данном оборудовании отсутствует возможность цифрового управления и анализа, что затрудняет проведение ремонтов и оперативных переключений в энергосистеме. Как показывает статистика, выключатели представляют собой важнейший элемент оборудования распределительных систем подстанций. С их помощью осуществляется включение и отключение участков электросети под рабочим (номинальным) током. От качества и безотказности работы выключателей зависит бесперебойное электроснабжение конечных потребителей, а также сохранность дорогостоящих систем в случае возникновения аварийных ситуаций.

Выводы по главе 1.

Проанализирована действующая электрическая схема ПС с целью выявления соответствия установленного электрооборудования предполагаемому проекту модернизации РЗА. Определены необходимые изменения в действующей электрической схеме ПС при проведении модернизации. Проанализировано действующее оборудование ОРУ 220кВ, терминалы релейной защиты и их техническое состояние.

2 Анализ современной и действующей релейной защиты, и автоматики; выбор терминалов защит оборудования линий

Релейная защита и автоматика – это такая система, применяемая в электроэнергетических системах для селективного отключения элементов электрической сети в случаях возникновения на них аварийных ситуаций (короткие замыкания (междуфазные и однофазные), перегрузки оборудования, потеря питания и т.д.)

Реконструкция системы РЗА воздушной линии 220 кВ выполняется в связи с выполнением комплексной программы по замене устройств РЗА, выработавших свой ресурс, на новые микропроцессорные устройства.

2.1 Анализ современных устройств РЗА

Релейная защита является областью энергетики, которая непрерывно изменяется и расширяется. Для защиты и комплексного управления электрооборудованием используются компьютерные программы и микропроцессорная аппаратура.

В производстве устройств РЗА мировыми лидерами выступают европейские концерны ALSTOM, ABB и SIEMENS. Объединяет их тенденция все большего перехода на цифровую технику. Стоит заметить, что переход на цифровые способы обработки информации в устройствах РЗА не привел к изменению принципов построения защиты электроустановок, однако заметно улучшил эксплуатационные качества реле.

Устройство МП РЗА, представленное на рисунке 1 (микропроцессорное устройство защиты и автоматики) состоит из:

- измерительной части (ИЧ), которая ведет контроль значения токов и напряжений и определяет условие срабатывания или несрабатывания;
- логической части (ЛГ), формирующей логический сигнал в зависимости от действия ИЧ и других требований;

- управляющей (исполнительной) части (УЧ), которая усиливает и размножает логический сигнал, полученный от ЛЧ и подающий напряжения на отключение объекта и сигнал о работе релейной защиты;
- источника питания (ИП) для подачи оперативного питания на все элементы релейной защиты.

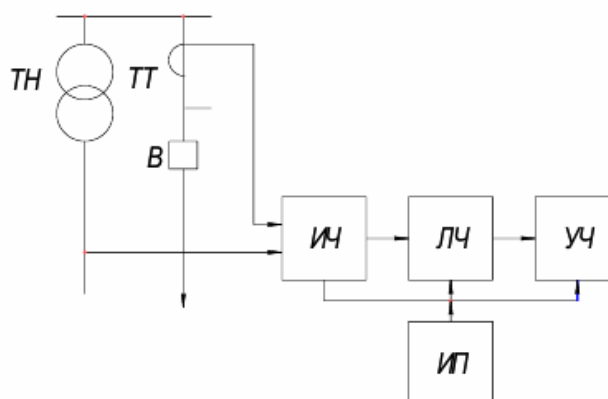


Рисунок 2 - Функциональная схема РЗА

Микропроцессорную систему можно рассматривать как частный случай электронной системы. Такая система предназначена для обработки входных и выдачи выходных сигналов.

Цифровые системы, включая микропроцессорные, осуществляют преобразование аналоговых сигналов в цифровые коды для обработки. Для этого используются АЦП. В свою очередь, ЦАП формируют аналоговые сигналы из цифровых кодов. Типичной особенностью цифровых систем является прочная связь между алгоритмами обработки данных и аппаратной частью системы. Изменение алгоритмов возможно лишь путем модификации структуры системы, замены электронных узлов или их связей. Поэтому такие системы часто называют системами на "жесткой логике".

Преимущество МП устройств также заключается в том, что стандартные конфигурации можно с максимальной точностью настроить для реальных условий, учесть все возможные нюансы, выбрать нужные функции.

Информация о состоянии линии и других параметрах выводится на экранах защитных устройств. Это позволяет избежать необходимости установки

измерительных приборов. Еще одним важным плюсом защиты на основе микропроцессоров является возможность удобного контроля за работой оборудования и оперативного реагирования на аварийные ситуации. На передней панели терминала имеются светодиодные лампы с обозначениями. Еще одним преимуществом является возможность выключения светодиодов одним нажатием кнопки на терминале.

Терминал защит имеет функцию самодиагностики, контроля входящих и выходящих цепей, что позволяет своевременно обнаружить неисправность. При использовании электромеханических защит нарушения в работе защитных устройств не сигнализируются, поэтому нарушение их работы очень часто обнаруживается в случае некорректной работы защиты или полного ее отказа.

Что касается уставок срабатывания защит, то в микропроцессорном защитном устройстве они изменяются в меню, посредством выбора необходимых значений. При этом можно создать несколько групп уставок и быстро переключаться между ними, что очень удобно в случае возникновения необходимости временной смены значений уставок.

Также одним из преимуществ микропроцессорных терминалов является возможность их подключения к системе SCADA. Система SCADA представляет собой программно-аппаратный комплекс, при помощи которого можно контролировать режим работы оборудования различных объектов, в том числе электроустановок. На мониторе SCADA-системы электрической распределительной подстанции отображается однолинейная схема данной электроустановки, фактическое положение коммутационных аппаратов, нагрузка по всем присоединениям и значения напряжения шин подстанции. При возникновении аварийных ситуаций на систему SCADA передается информация от соответствующего терминала защит оборудования. То есть данная система объединяет все микропроцессорные устройства и собирает информацию по тому или иному присоединению, что позволяет обслуживающему персоналу подстанции выполнять мониторинг состояния коммутационных аппаратов, величину нагрузок и напряжений на шинах; а также к системе АСДУ, которая

позволяет не только контролировать, но управлять оборудованием дистанционно, с центрального диспетчерского пункта.

В целях повышения надежности РЗА в рамках рассматриваемого проекта применяются следующие действия.

Во-первых, на подстанции 500 кВ «Абаканская» применяют устройства резервирования отказа выключателей.

Во-вторых, на защищаемых элементах устанавливаются два комплекта защит в разных шкафах для осуществления резервирования, а также применяется дублирование основных защит в рамках ближнего и дальнего резервирования.

Также для уменьшения вероятности выхода из строя всех устройств РЗА комплекты защит необходимо разделить по цепям переменного напряжения и оперативного постоянного тока.

В соответствии с ПУЭ [1] под разделением цепей следует понимать осуществление питания комплектов РЗА от разных кернов ТТ.

Современный шкаф РЗА имеет возможность интеграции в систему АСУ ТП и иметь стандартные международные протоколы обмена данными (МЭК-60870-5-10х и МЭК 61850). Взаимодействие между устройствами РЗА должно выполняться с использованием экранированных контрольных кабелей [4].

Микропроцессорные терминалы могут поддерживать функцию определения места повреждения (ОМП).

Функции ОМП и РАС в составе терминала основной защиты рекомендуется использовать в качестве дополнительных (резервных).

В микропроцессорных устройствах предусмотрена светодиодная сигнализация (с запоминанием или без него). Кроме того, в шкафу РЗА может быть выполнена местная светодиодная сигнализация и предусмотрена внешняя сигнализация.

Микропроцессорные терминалы осуществляют определение и отображение электрических параметров объекта, регистрацию событий, цифровое осциллографирование аналоговых и дискретных сигналов с хранением в энергонезависимой памяти, сигнализацию о состоянии и функционировании с

ручным съемом сигнализации о неисправности терминалов [22].

При постановке микропроцессорные устройства на проектируемый объект должны быть выполнены все регламентированные требования по электромагнитной совместимости и помехозащищенности.

Система РЗА должна функционировать в непрерывном режиме круглосуточно в течение установленного срока службы, который (при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию) должен быть не менее 20 лет. При этом в течение всего указанного срока службы все указанные выше устройства должны удовлетворять требованиям, предъявляемым к многокомпонентным, многоканальным, ремонтпригодным и восстанавливаемым системам (ГОСТ 24.701-86)[21].

В целом надежность и живучесть системы РЗА должна обеспечиваться:

- выбором совокупности технических средств, обладающих соответствующими показателями надежности, дублирования, резервирования;
- требуемым регламентом обслуживания технических средств.

Количественные показатели надежности должны составлять:

- среднее время восстановления работоспособного состояния шкафа при наличии полного комплекта запасных блоков терминала не более 2 ч с учётом времени нахождения неисправности;
- периодичность остановов комплектов оборудования РЗА для проведения профилактического регламентного обслуживания – не чаще 1 раз в 4 года с продолжительностью не более 8 часов.

Система должна правильно функционировать при изменении оперативного напряжения в пределах +10% и – 20% от номинального.

Неисправность любого устройства РЗА не должна приводить к отказу и ложным излишним действиям других исправных устройств.

При заказе оборудования с фирмой-изготовителем должен быть согласован необходимый объем запасных частей (ЗИП) и/или резервных терминалов, расходных материалов и принадлежностей, необходимых для монтажа, наладки, пуска, а также технического обслуживания, ремонта устройств РЗА и вторичных

цепей. Объем запасных частей должен гарантировать выполнение требований по готовности устройств РЗиА в течение срока эксплуатации и должен быть достаточным для устранения неисправности в течении 72 часов.

Однако для работы с микропроцессорными устройствами РЗиА на подстанции должно поставляться еще и программное обеспечение

Для обслуживания микропроцессорных устройств рекомендуется провести обучение персонала заказчика.

Для проведения испытаний и эксплуатационных проверок микропроцессорных устройств РЗиА на подстанции необходимо иметь испытательное оборудование и средства измерения, прошедшие поверку в состав которых должны входить специализированные проверочные устройства, необходимые для монтажа, наладки, пуска, технического обслуживания и ремонта РЗиА.

2.2 Анализ действующей РЗиА на ПС

В настоящее время ко всем терминалам РЗиА предъявляются требования по основным техническим характеристикам устройства, параметрам питания, метрологическим характеристикам в соответствии с ГОСТ Р 57114-2016[6] и ГОСТ 32144-2013 [9], параметрам электромагнитной совместимости в соответствии с ГОСТ Р 51317.6.5[11], ГОСТ 32137[12], СТО 56947007-29.240.044[4], параметрам надежности по ГОСТ 27.003-2016[29].

В данный момент на подстанции ПС 500 кВ Абаканская установлена панель защит типа ШДЭ-2801 производства НПП «ЭКРА» в качестве резервных защит.

Дистанционная защита (ДЗ) предназначена для действия при всех видах многофазных КЗ, а также работает при однофазных КЗ на землю, но с укороченной зоной действия.

Измерительным органом ДЗ является дистанционное реле сопротивления, к которому подводятся ток и напряжение от измерительных трансформаторов тока защищаемой ВЛ и трансформатора напряжения соответствующей секции шин.

Реле срабатывает при снижении величины сопротивления на его зажимах,

определяемое отношением напряжения и тока, подаваемых в реле, до заданного значения.

В нагрузочном режиме это сопротивление, численно равное отношению рабочего напряжения к рабочему току нагрузки, имеет величину значительно большую, чем при коротком замыкании. В момент короткого замыкания напряжение на зажимах реле уменьшается, а ток возрастает, что ведет к уменьшению отношения

$$\frac{U_p}{I_p} = Z_p.$$

Численно это сопротивление пропорционально величине полного сопротивления электрической сети от места установки защиты до места короткого замыкания.

Защита выполнена в трехступенчатом исполнении с независимыми измерительными органами в каждой ступени. Каждая ступень содержит по 3 реле сопротивления (дистанционные органы), включенные на междуфазные напряжения и разность фазных токов.

Каждая ступень защиты состоит из токового реле, включенного на фильтр тока нулевой последовательности, то есть в нулевой провод трансформаторов тока, соединенных по схеме полной звезды. В связи с этим, защита от замыканий на землю может работать при однофазных и двухфазных замыканиях на землю, и других несимметричных режимах, так, как только в этом случае в нулевом проводе трансформаторов тока будет протекать ток.

Направленность защиты обеспечивается с помощью органа направления мощности. Направленные защиты от замыкания на землю действуют при направлении тока короткого замыкания в сторону защищаемой линии и не работают при направлении тока КЗ из линии к шинам.

Токовая отсечка защищает от междуфазных коротких замыканий, также работает и при близких однофазных коротких замыканиях. Представляет собой устройство контроля максимальных токов в фазах «А» и «С».

Устройство блокировки при неисправностях в цепях напряжения

предотвращает ложные действия дистанционной защиты в указанных случаях.

Устройство резервирования при отказах выключателей предназначено:

- для повторного действия на выключатель защищаемого объекта;
- для резервного отключения смежных выключателей электрической сети при отказе выключателя защищаемого объекта.

Критерием УРОВ может быть:

- контроль тока;
- положение блок-контактов выключателя;
- положение контактов реле положения «включено» (РПВ) выключателя;
- сочетание контроля тока и положения блок-контактов или РПВ выключателя.

Дистанционная защита и токовая защита нулевой последовательности снабжены устройством (каждая своим) функционального контроля, которое на основании анализа входных сигналов измерительных органов, органов выдержек времени и логических элементов позволяет обнаруживать дефекты, приводящие к ложным срабатываниям всех измерительных органов и ступеней защиты. Срабатывание функционального контроля ДЗ исключает действие ДЗ на отключение и вызывает свечение светодиода VD20 – «неиспр.Д». Срабатывание функционального контроля ТЗНП вызывает свечение светодиода «Неиспр. Т» но на вывод защиты из работы не действует.

В дистанционной защите комплект содержит 6 ступеней от всех видов коротких замыканий. Однако в данном проекте будет применено только 3 ступени.

Каждая ступень включает в себя 3 органа сопротивления для выявления междуфазных замыканий (контуры «фаза-фаза») и 3 органа сопротивления для выявления земляных замыканий (контуры «фаза-земля»).

Измерительные органы сопротивления обеспечивают правильную работу ДЗ при близких замыканиях. Работа ДЗ блокируется при замыканиях «за спиной», при качаниях и асинхронном ходе, при неисправностях в цепях напряжения.

Дополнительно в рамках алгоритма реализована логика:

- автоматического ускорения действия ДЗ при включении выключателя;
- оперативного ускорения ДЗ;
- ВЧ-ускорения ДЗ с использованием разрешающих и блокирующих ВЧ-сигналов с обеспечением селективной работы при «реверсе» мощности;
- общего критерия повреждения по замеру тока.

Устройство токовой защиты нулевой последовательности содержит 8 ступеней токовой направленной защиты нулевой последовательности (ТНЗНП). Направленность, параметры срабатывания и выдержка времени задаются индивидуально для каждой ступени.

Логический сигнал срабатывания ступени ТЗНП формируется через выдержку времени после направленного пуска ТЗНП и при отсутствии блокировки при выявлении броска тока намагничивания. Таймер задает выдержку времени на срабатывание ступени ТЗНП.

Токовая отсечка может быть в нескольких режимах:

- постоянное действие при включении выключателя;
- постоянное действие отсечки с ускорением при включении выключателя.

Пуск автоматического ускорения ТО осуществляется по факту пропадания сигнала дискретного входа «РПО» (включение выключателя). Время, в течение которого разрешается действие автоматического ускорения при включении выключателя, определяется своей выдержкой времени.

Измерительный орган максимального фазного тока задает ток срабатывания токовой отсечки при включении выключателя. Таймер «Тср АУ ТО» определяет время срабатывания ТО при включении выключателя. Программная накладка «Подхват АУ ТО» вводит функцию подхвата сигнала срабатывания защиты после истечения времени «Тввод АУ ТО» после пропадания сигнала «РПО».

В устройстве реализована одна ступень автоматической разгрузки при перегрузке по току (АРПТ), действующая на сигнализацию (АРПТ сигн.), и две ступени (первая ступень АРПТ и вторая ступень АРПТ) – на отключение потребителей III категории и II категории соответственно для уменьшения нагрузочного тока, протекающего в защищаемой линии. Однако для отходящей от

ПС 500 кВ «Абаканская» воздушной автоматическая разгрузка по току не применяется.

2.2 Выбор терминалов микропроцессорной релейной защиты и автоматики

Проанализировав текущую ситуацию в мире, а также тенденции развития электроэнергетики, принимаем решение выполнить релейную защиту на базе микропроцессорных терминалов серии «ТОР-300» производства ООО «Релематика» Россия, Республика Чувашия, г. Чебоксары. Микропроцессорная часть позволяет задать токи срабатывания программно. Внешний вид терминала ТОР-300 показан на рисунке 3.1.



Рисунок 3.1 – Внешний вид терминала ТОР-300

1. На основе терминалов «ТОР 300» собирается вся линейка шкафной продукции компании для защиты подстанционного и станционного оборудования 6-750 кВ (до 1200 МВт)

2. Логика работы устройства свободно-конфигурируемая и создается под каждый конкретный проект модификацией типовой схемы логики в графической среде программирования.

3. Все терминалы поддерживают обмен данными по стандарту МЭК 61850 в части 8-1 и 9-2.

4. Пары портов могут работать в режиме резервирования по стандарту МЭК 62439-3 PRP и HSR.

Данные терминалы представляют собой последнее поколение микропроцессорных устройств релейной защиты и обеспечивают все необходимые виды защиты отходящих линий 6–750кВ.

TOP-300 обладает такими преимуществами как:

1) Высокая помехозащищенность устройств подтверждена испытаниями по ГОСТ Р 51317.4, ГОСТ Р 50648, ГОСТ Р 50649, ГОСТ Р 50652 с максимальными степенями жесткости.

2) Функциональные кнопки на ИЧМ (электронные ключи, меню, управление КА, режим работы)

3) Цветной графический дисплей (TFT) с отображением однолинейной схемы и векторной диаграммы

4) Кнопки для быстрого перехода (уставки, мнемосхема, векторная диаграмма, меню)

5) Ручное управление КА на схеме ИЧМ (выключатель, разъединитель и др.)

6) Технологический порт USB (тип B)

ООО «Релематика» занимается производством разных типов корпуса терминала, что кратко упрощает выбор конкретно нужного оборудования, позволяя заказчику в полной мере выполнить необходимую модернизацию.

Тип корпуса	1/4	1/2	3/4	1 (19")
Аналоговые входы	12	24	до 48	до 48
Дискретные входы	20	56	до 80	до 140
Выходные реле	17	53	до 77	до 137
Светодиоды сигнализация	16	32	48	80
Функциональные кнопки	6	16	36	50
Синхронизация часов реального времени	ИЧМ, VDUBus, RTC, PPS (от GPS/ПС сис. синхр.), МЭК 60870-5-103/104, NTP/SNTP, MODBUS, SPA-BUS, РТР			
Тип дисплея	OLED (6x21)/Граф. дисплей			



Рисунок 3.2 – Типы корпусов терминала TOP-300

В устройстве реализована логика УРОВ, позволяющая работать как в схеме централизованного УРОВ, так и в схеме индивидуального УРОВ.

Схема централизованного УРОВ подразумевает реализацию функции УРОВ всей подстанции в одном устройстве. При данном подходе устройство является источником логического сигнала «Пуск УРОВ» для централизованного УРОВ.

Дополнительно реализовано действие УРОВ на «свой» выключатель. УРОВ «на себя» выполняет функцию резервирования при обрыве кабеля действия на отключение выключателя от защит. При обрыве не произойдет отключения выключателя, а также не сформируется разрешение УРОВ (наличие сигнала на дискретном входе «РПВ»). Действие УРОВ «на себя» предотвращает ложное отключение от УРОВ смежных элементов сети.

В терминале реализована функция трехфазного АПВ линии однократного и двухкратного действия и трехфазного АПВ шин. Независимый оперативный ввод/вывод функций АПВ линии и АПВ шин осуществляется дискретными входными сигналами. Пуск АПВ линии происходит от «цепей несоответствия» при аварийном отключении выключателя. Реализована возможность пуска АПВ линии от внешнего сигнала при срабатывании дискретного входа «Пуск АПВ», при этом происходит подхват внешнего пуска от «цепи несоответствия».

3 Расчет параметров срабатывания устройств релейной защиты и автоматики

3.1 Расчет токов короткого замыкания

Для выбора параметров настройки устройств релейной защиты и автоматики, а также для выбора первичных электрических аппаратов (выключателей, разъединителей, заземлителей, изоляторов и так далее) необходимо определить токи короткого замыкания (ТКЗ) [21].

Для расчетов ТКЗ следует рассмотреть несколько режимов: нормальный, временно допустимый, аварийный, послеаварийный.

Под нормальным режимом работы электрической сети понимают такой режим, при котором нормируемые параметры сети (такие как напряжение и частота) не превышают длительно допустимых значений при их отклонениях от номинальных. [26].

1) временно допустимый – это режим работы, при котором отклонения нормируемых параметров допустимы на определенное время без серьезного ущерба для потребителей и самой сети.

2) аварийный режим – это такой режим работы, который характеризуется наличием опасных для электрической сети и ее элементов явлений – например, короткие замыкания, обрывы линий электропередачи;

3) послеаварийный режим – это режим работы, который возникает после какой-либо аварии, характеризующимися новыми условиями работы сети.[26].

Рассмотреть разные режимы работы и виды КЗ при расчете ТКЗ очень важно, так как от этого зависит результативность работы устройств релейной защиты и, как следствие, надежность системы в целом.

Для дальнейших расчетов определим наибольший рабочий ток нормального режима отходящей линии 220 кВ и наибольший рабочий ток утяжеленного режима – при отключении одного из присоединений.

Номинальный ток линии определяется по формуле

$$I_{\text{НОМ СН}} = \frac{S_{\text{СН}}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ СН}} * n}, \quad (3.1)$$

где $S_{\text{СН}}$ – мощность нагрузки на стороне среднего напряжения (СН) – 220 кВ;

$U_{\text{НОМ СН}}$ – номинальное напряжение на стороне СН;

n – количество отходящих присоединений.

Тогда

$$I_{\text{НОМ СН}} = \frac{801 * 10^6}{\sqrt{3} * 220 * 10^3 * 7} = 300 \text{ А.}$$

Ток в утяжеленном режиме определяется по формуле

$$I_{\text{НОМ СН}} = \frac{S_{\text{СН}}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ СН}} * (n-1)}. \quad (3.2)$$

Тогда ток при утяжеленном режиме (УР) равен

$$I_{\text{УР СН}} = \frac{801 * 10^6}{\sqrt{3} * 220 * 10^3 * (7 - 1)} = 350 \text{ А.}$$

Также следует определить токи на стороне СН автотрансформатора (АТ).

На данной подстанции установлено два (АТ), поэтому ток нормального режима определяется по формуле

$$I_{\text{НОМ СН}} = \frac{S_{\text{нагр СН}}}{2 * \sqrt{3} * U_{\text{НОМ СН}}}, \quad (3.3)$$

где $S_{\text{нагр СН}}$ – мощность нагрузки на стороне СН АТ;

$U_{\text{НОМ СН}}$ – номинальное напряжение на стороне СН.

Ток равен

$$I_{\text{АТ}} = \frac{801 * 10^6}{2 * \sqrt{3} * 220 * 10^3} = 1005 \text{ А.}$$

Утяжеленном режимом для автотрансформатора является режим, при котором второй АТ будет выведен из работы. Тогда ток утяжеленного режима определен по формуле

$$I_{\text{НОМ СН}} = \frac{S_{\text{нагр СН}}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ СН}}} \quad (3.4)$$

И равен

$$I_{\text{НОМ СН}} = \frac{801 * 10^6}{\sqrt{3} * 220 * 10^3} = 2010 \text{ А.}$$

Переходим к расчету ТКЗ на шинах.

Для расчета ТКЗ необходимо составить схему замещения, представленную на рисунке 4.1.

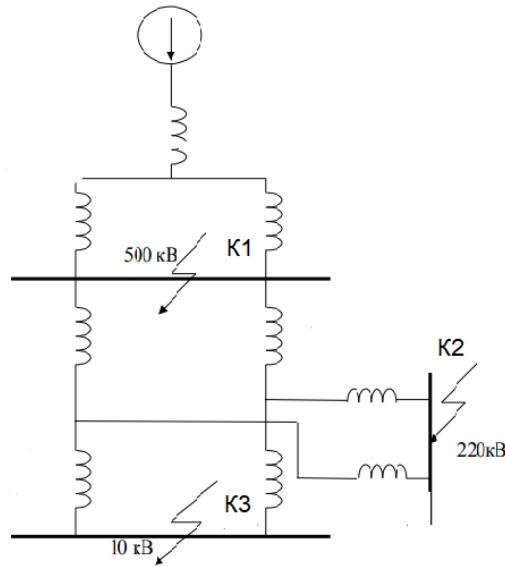


Рисунок 4.1 – Схема замещения для расчета ТКЗ

Расчет будем проводить в относительных единицах при базисных условиях:

– базисная мощность – $S_6 = 4500$ МВА;

– базисные напряжения – $U_{61} = 515$ кВ; $U_{62} = 230$ кВ; $U_{63} = 10,5$ кВ.

Определяем базисные токи для каждой ступени трансформации по формуле

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_6}; \quad (3.5)$$

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_{61}} = \frac{4500}{\sqrt{3} * 515} = 5,05 \text{ кА};$$

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_{62}} = \frac{4500}{\sqrt{3} * 230} = 11,27 \text{ кА};$$

$$I_{63} = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_{63}} = \frac{4500}{\sqrt{3} * 10,5} = 247,45 \text{ кА}.$$

Сверхпереходное значение ЭДС принимается равным $E_c = 1,0$.

Далее необходимо рассчитать значения сопротивлений схемы замещения.

Сопротивление системы определяется по формуле

$$x_1 = \frac{S_6}{S_c}, \quad (3.6)$$

где S_c – мощность системы, принимается равной 15000 МВА.

$$x_1 = \frac{4500}{15000} = 0,03 \text{ о. е.}$$

Сопротивление воздушной линии электропередачи определяется по формуле

$$x_2 = x_3 = x_0 * l * \frac{S_6}{U_{61}^2}, \quad (3.7)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление ВЛ, Ом/км;

l – длина ВЛ. Согласно исходным данным равна 600 км.

$$x_2 = x_3 = 0,4 * 600 * \frac{4500}{515^2} = 4,07 \text{ о. е.}$$

Сопротивление обмоток автотрансформатора определяется по формуле

$$x_{ат} = \frac{u_k * S_6}{100 * S_H}, \quad (3.7)$$

где u_k – напряжение короткого замыкания. Необходимо определить для каждой обмотки по формулам согласно техническим данным АТ

$$u_{кв} = 0,5 * (u_{кв-с} + u_{кв-н} - u_{кк-н}) = 0,5 * (11 + 35 - 21,5) = 12,25;$$

$$u_{кк} = 0,5 * (u_{кв-с} + u_{кк-н} - u_{кв-н}) = 0,5 * (11 + 21,5 - 35) = -1,25;$$

$$u_{кн} = 0,5 * (u_{кв-н} + u_{кк-н} - u_{кв-с}) = 0,5 * (35 + 21,5 - 11) = 22,75,$$

где $u_{кв-с}$, $u_{кв-н}$, $u_{кк-н}$ – напряжения короткого замыкания, принимаются по паспортным данным АТ.

Тогда

$$x_4 = x_5 = \frac{u_{кв} * S_6}{100 * S_H} = \frac{12,25 * 4500}{100 * 801} = 1,1 \text{ о. е.};$$

$$x_8 = x_9 = \frac{u_{кк} * S_6}{100 * S_H} = \frac{-1,25 * 4500}{100 * 801} = 0,07 \approx 0 \text{ о. е.};$$

$$x_6 = x_7 = \frac{u_{кн} * S_6}{100 * S_H} = \frac{22,75 * 4500}{100 * 801} = 2,04 \text{ о. е.}$$

Активное сопротивление системы

$$r_1 = \frac{x_1}{50}, \quad (3.8)$$

где 50 – коэффициент, учитывающие соотношение активных и реактивных сопротивлений системы ($\frac{x}{r} = 50$).

$$r_1 = \frac{0,3}{50} = 0,006 \text{ о. е.}$$

Активное сопротивление воздушной линии электропередачи

$$r_2 = r_3 = \frac{x_2}{8}, \quad (3.9)$$

где 8 – коэффициент, учитывающие соотношение активных и реактивных сопротивлений ВЛ ($\frac{x}{r} = (2 \div 8)$).

$$r_2 = r_3 = \frac{4,07}{8} = 0,508 \text{ о. е.}$$

Активное сопротивление обмоток трансформатора

$$r_4 = r_5 = \frac{x_4}{45}, \quad (3.10)$$

$$r_6 = r_7 = \frac{x_6}{45}, \quad (3.11)$$

где 45 – коэффициент, учитывающие соотношение активных и реактивных сопротивлений обмоток трансформаторов ($\frac{x}{r} = (7 \div 50)$).

$$r_4 = r_5 = \frac{1,1}{45} = 0,024 \text{ о. е.};$$

$$r_6 = r_7 = \frac{2,04}{45} = 0,045 \text{ о. е.}$$

На рисунке 4.2 представлена схема замещения для расчета ТКЗ к точке К1.

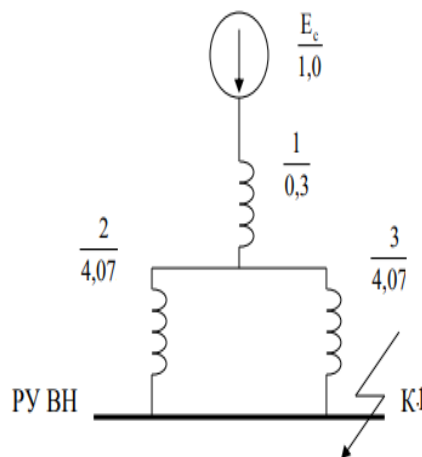


Рисунок 4.2 – Схема замещения для расчета ТКЗ в точке К1

Определим результирующее сопротивление до точки К1 по формулам

$$x_{\Sigma} = x_1 + \frac{x_2 * x_3}{x_2 + x_3}; \quad (3.12)$$

$$r_{\Sigma} = r_1 + \frac{r_2 * r_3}{r_2 + r_3}; \quad (3.13)$$

Подставляя рассчитанные значения в формулы, получаем

$$x_{\Sigma} = 0,3 + \frac{4,07 * 4,07}{4,07 + 4,07} = 2,336 \text{ о. е.};$$
$$r_{\Sigma} = 0,006 + \frac{0,508 * 0,508}{0,508 + 0,508} = 0,26 \text{ о. е..}$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ определяется по формуле

$$I_{\text{ПО}} = I_{61} * \frac{E_c}{x_{\Sigma}}. \quad (3.14)$$
$$I_{\text{ПО}} = I_{\text{П}\tau} = 5,045 * \frac{1,0}{2,336} = 2,16.$$

Максимальное значение аperiodической составляющей ТКЗ определяется по формуле

$$i_{at} = \sqrt{2} * I_{\text{П}\tau} * e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (3.15)$$

где t – сумма минимального времени действия релейной защиты и собственного времени отключения коммутационного аппарата, определяемая по формуле

$$t = t_{\text{рз}} + t_{\text{св}} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с};$$

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей ТКЗ, определяемая по формуле

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega * r_{\Sigma}} = \frac{2,336}{314 * 0,26} = 0,029,$$

где ω – циклическая частота, равная

$$\omega = 2 * \pi * f = 2 * \pi * 50 = 314 \frac{\text{рад}}{\text{с}}.$$

Таким образом аperiodическая составляющая ТКЗ равна

$$i_{at} = \sqrt{2} * 2,16 * e^{-\frac{0,05}{0,029}} = 0,545.$$

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по формуле

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} * I_{\text{П}\tau} * K_y, \quad (3.16)$$

где K_y – ударный коэффициент, определяемый по формуле

$$K_y = 1 + e^{0,01/T_a} = 1 + e^{0,01/0,029} = 1,71.$$

Тогда ударный ток равен

$$i_{уд} = \sqrt{2} * 2,16 * 1,71 = 5,22.$$

Переходим к расчетам токов КЗ в точке К2.

Схема замещения для расчета ТКЗ в точке К2 представлена на рисунке 3.3

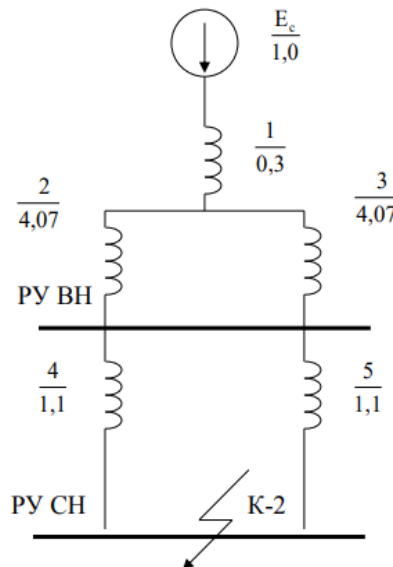


Рисунок 4.3 – Схема замещения для расчета ТКЗ в точке К2

Определим результирующее сопротивление до точки К2 по формулам

$$x_{\Sigma} = x_1 + \frac{x_2 * x_3}{x_2 + x_3} + \frac{x_4 * x_5}{x_4 + x_5}; \quad (3.17)$$

$$r_{\Sigma} = r_1 + \frac{r_2 * r_3}{r_2 + r_3} + \frac{r_4 * r_5}{r_4 + r_5}; \quad (3.18)$$

Подставляя рассчитанные значения в формулы, получаем

$$x_{\Sigma} = 0,3 + \frac{4,07 * 4,07}{4,07 + 4,07} + \frac{1,1 * 1,1}{1,1 + 1,1} = 2,886 \text{ о. е.};$$

$$r_{\Sigma} = 0,006 + \frac{0,508 * 0,508}{0,508 + 0,508} + \frac{0,024 * 0,024}{0,024 + 0,024} = 0,273 \text{ о. е.}$$

Рассчитаем токи по формулам (3.14–3.16)

$$I_{\Pi 0} = I_{\Pi \tau} = I_{62} * \frac{E_c}{x_{\Sigma}} = 11,269 * \frac{1,0}{2,886} = 3,914;$$

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega * r_{\Sigma}} = \frac{2,886}{314 * 0,273} = 0,034;$$

$$i_{at} = \sqrt{2} * I_{\Pi \tau} * e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2} * 3,914 * e^{-\frac{0,05}{0,034}} = 1,272;$$

$$K_y = 1 + e^{0,01/T_a} = 1 + e^{0,01/0,034} = 1,75;$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} * I_{П\tau} * K_y = \sqrt{2} * 3,914 * 1,75 = 9,66.$$

Переходим к расчетам токов КЗ в точке КЗ.

Схема замещения для расчета ТКЗ в точке КЗ представлена на рисунке 4.4.

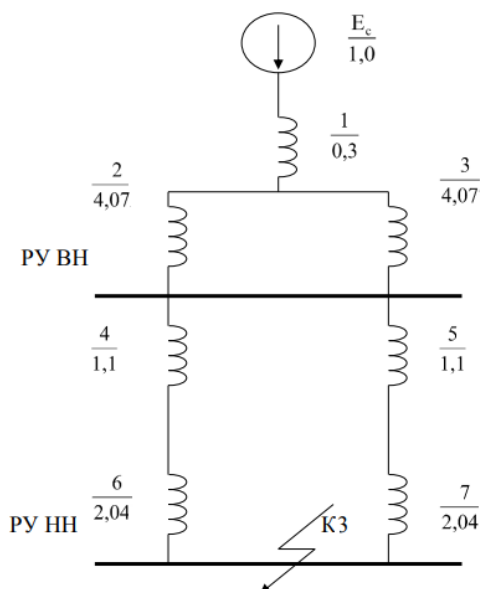


Рисунок 4.4 – Схема замещения для расчета ТКЗ в точке КЗ

Определим результирующее сопротивление до точки К2 по формулам

$$x_{\Sigma} = x_1 + \frac{x_2 * x_3}{x_2 + x_3} + \frac{x_4 + x_6}{2}; \quad (3.19)$$

$$r_{\Sigma} = r_1 + \frac{r_2 * r_3}{r_2 + r_3} + \frac{r_4 + r_6}{2}; \quad (3.20)$$

Подставляя рассчитанные значения в формулы, получаем

$$x_{\Sigma} = 0,3 + \frac{4,07 * 4,07}{4,07 + 4,07} + \frac{1,1 + 2,043}{2} = 3,91 \text{ о. е.};$$

$$r_{\Sigma} = 0,006 + \frac{0,508 * 0,508}{0,508 + 0,508} + \frac{0,024 + 0,045}{2} = 0,295 \text{ о. е.}$$

Рассчитаем токи по формулам (3.14–3.16)

$$I_{П0} = I_{П\tau} = I_{63} * \frac{E_c}{x_{\Sigma}} = 247,45 * \frac{1,0}{3,91} = 63,32;$$

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega * r_{\Sigma}} = \frac{3,91}{314 * 0,295} = 0,042;$$

$$i_{at} = \sqrt{2} * I_{П\tau} * e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2} * 63,32 * e^{-\frac{0,05}{0,042}} = 21,46;$$

$$K_y = 1 + e^{0,01/T_a} = 1 + e^{0,01/0,042} = 1,78;$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} * I_{пт} * K_y = \sqrt{2} * 63,32 * 1,78 = 160,99.$$

Все результаты расчетов сведем в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{п0}$, кА	$I_{пт}$, кА	$i_{ат}$, кА	$i_{уд}$, кА
1	2,16	2,16	0,545	5,22
2	3,914	3,914	1,272	9,66
3	63,32	63,32	21,46	160,99

Все работы по расчёту уставок и токов короткого замыкания ведутся в программе «Автоматизированное рабочее место СРЗА» («АРМ СРЗА»). В данной программе составляется актуальная электрическая схема со всеми необходимыми параметрами. И работник службы расчетов может рассчитать необходимые токи автоматически, задав необходимый режим (например, отключены какие-то линии или трансформатор/автотрансформатор) и точку короткого замыкания.

Программа выдает результат в удобной табличной форме, результаты которого приведены в приложении А.

Переходим к расчету уставок устройств релейной защиты и автоматики.

3.2 Расчет уставок

Одним из параметров устройств релейной защиты и автоматики, которые могут редактировать пользователи, являются уставки терминалов РЗиА.

Уставка РЗиА – это такое пороговое значение воздействующей величины, при которой реле должно сработать. То есть это такой параметр, при котором происходит отключение коммутирующих устройств.

Переходим к расчету уставок дистанционной защиты реализуемой на базе терминала «ТОР-300».

3.2.1 Дистанционная защита

Дистанционная защита используется для защиты первичных объектов от междуфазных замыканий и замыканий на землю[7].

Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию отстройки от короткого замыкания на шинах подстанции и определяется по формуле

$$Z_{сз}^I = \frac{1}{k_{отс}} * Z_{л}, \quad (3.21)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,15;

$Z_{л}$ – сопротивление рассматриваемой линии.

Тогда

$$Z_{сз}^I = \frac{1}{1,15} * 3,79 = 3,29 \text{ Ом.}$$

Сопротивление срабатывания второй ступени выбирается по условию согласования с первой ступенью защиты противоположного конца параллельной линии и определяется по формуле

$$Z_{сз}^{II} = \frac{1}{k_{отс}} * \left(Z_{л} + \frac{0,85}{k_{ток}} * Z_{сз \text{ парал}} \right), \quad (3.22)$$

где $k_{токII}$ – коэффициент токораспределения, принимаемый равным 0,719;

$Z_{сз \text{ парал}}$ – сопротивление параллельной линии.

Тогда

$$Z_{сз}^{II} = \frac{1}{1,15} * \left(3,79 + \frac{0,85}{0,719} * 5,6 \right) = 9,05 \text{ Ом.}$$

Сопротивление срабатывания третьей ступени выбирается по условию отстройки от минимально возможного значения сопротивления нагрузки и определяется по формуле

$$Z_{сз}^{III} = \frac{0,85 * U_{ном}}{\sqrt{3} * k_{отс} * k_{в} * I_{раб \text{ макс}}}, \quad (3.23)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение;

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

$k_{в}$ – коэффициент возврата, принимается равным 1,1;

$I_{раб \text{ макс}}$ – максимальный рабочий ток линии.

Тогда

$$Z_{сз}^{III} = \frac{0,85 * 220}{\sqrt{3} * 1,2 * 1,1 * 825} = 99,14 \text{ Ом.}$$

Далее будут определены сопротивления срабатывания ступеней защиты по реактивной оси:

– первой ступени

$$X_{сз}^I = Z_{сз}^I * \sin\varphi_{мч} \quad (3.24)$$

где $\varphi_{мч}$ – угол максимальной чувствительности, принимается равным 79° .

$$X_{сз}^I = 3,29 * \sin 79 = 3,23 \text{ Ом};$$

– второй ступени

$$X_{сз}^{II} = Z_{сз}^{II} * \sin\varphi_{мч} \quad (3.25)$$

$$X_{сз}^{II} = 9,05 * \sin 79 = 8,88 \text{ Ом};$$

– третьей ступени

$$X_{сз}^{III} = Z_{сз}^{III} * \sin\varphi_{мч} \quad (3.26)$$

$$X_{сз}^{III} = 99,14 * \sin 79 = 97,3 \text{ Ом}.$$

Сопротивление срабатывания первой ступени по активной оси учитывает сопротивление дуги в месте короткого замыкания и определяется по условию

$$R_{сз}^I \geq Z_{сз}^I * \cos\varphi_{мч} + R_{дуги} * k_{ток}, \quad (3.27)$$

где $R_{дуги}$ – сопротивление дуги, определяемое по формуле

$$R_{дуги} = 1050 * \frac{l_{дуги}}{I_{кз \text{ мин}}} = 1050 * \frac{9}{16910} = 0,56 \text{ Ом},$$

где $l_{дуги}$ – длина дуги;

$I_{кз \text{ мин}}$ – минимальный ток короткого замыкания линии.

Тогда

$$R_{сз}^I = 3,29 * \cos 79 + 0,56 * 0,2 = 0,74 \text{ Ом}.$$

Сопротивление срабатывания второй ступени по активной оси учитывает результирующее увеличения сопротивления дуги под действием силы ветра и определяется по условию

$$R_{сз}^{II} \geq Z_{сз}^{II} * \cos\varphi_{мч} + R_{дуги \text{ рез}} * k_{ток}, \quad (3.28)$$

где $R_{дуги \text{ рез}}$ – результирующее сопротивление дуги, определяемое по формуле

$$R_{дуги \text{ рез}} = R_{дуги} * \left(1 + \frac{5 * v * t_{сз}^{II}}{l_{дуги}}\right) = 0,56 * \left(1 + \frac{5 * 4 * 1,3}{9}\right) = 2,17 \text{ Ом},$$

где v – скорость ветра, принимается равным 4 м/с;

$t_{сз}^{II}$ – время срабатывания второй ступени защиты, определяется ниже.

Тогда

$$R_{сз}^{II} = 9,05 * \cos 79 + 2,17 * 0,2 = 2,16 \text{ Ом.}$$

Сопротивление срабатывания третьей ступени по активной оси учитывает результирующее увеличение сопротивления дуги под действием силы ветра и определяется по условию

$$R_{сз}^{III} \geq Z_{сз}^{III} * \cos \varphi_{мч} + R_{дуги \text{ рез}} * k_{ток}, \quad (3.29)$$

где $R_{дуги \text{ рез}}$ – результирующее сопротивление дуги, определяемое по формуле

$$R_{дуги} = R_{дуги} * \left(1 + \frac{5 * v * t_{сз}^{III}}{l_{дуги}}\right) = 0,56 * \left(1 + \frac{5 * 4 * 6}{9}\right) = 8,03 \text{ Ом,}$$

где $t_{сз}^{III}$ – время срабатывания второй ступени защиты, определяется ниже.

Тогда

$$R_{сз}^{II} = 99,14 * \cos 79 + 8,03 * 0,2 = 20,59 \text{ Ом.}$$

Далее определим выдержки времени:

– первой ступени

$$t_{ср}^I = 0 \text{ с;}$$

– второй ступени

$$t_{ср}^{II} = t_{ср \text{ пред}} + \Delta t = 0,8 + 0,5 = 1,3 \text{ с,}$$

где $t_{ср \text{ пред}}$ – выдержка времени предыдущей защиты;

– третьей ступени

$$t_{ср}^{III} = t_{ср \text{ пред}} + \Delta t = 5,5 + 0,5 = 6 \text{ с,}$$

где $t_{ср \text{ пред}}$ – выдержка времени предыдущей защиты третьей ступени.

3.2.2 Токовая защита нулевой последовательности

Токовая защита нулевой последовательности применяется для защиты от однофазных замыканий [8]. Данная защита включает в себя 4 ступени.

Первая ступень применяется не направленной.

Уставка по току срабатывания первой ступени, находится по отстройке от

$3I_{0\max}$, через защиту при коротких замыканиях на землю в конце воздушной линии, при отключенных параллельных воздушных линиях Д-23 и Д-24 и определяется по формуле:

$$I_{сз}^I \geq k_{отс} * 3I_0^{(1)}, \quad (3.30)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,3.

Тогда

$$I_{сз}^I \geq 1,3 * 10566 = 12679 \text{ А.}$$

Время срабатывания первой степени

$$t_{ср}^I = 0 \text{ с.}$$

Вторая степень применяется направленной.

Уставка по току срабатывания второй степени находится:

– по отстройке от $3I_{0\max}$ через защиту при коротких замыканиях на землю в конце воздушной линии при включенных параллельных воздушных линиях Д-23 и Д-24 и определяется по формуле

$$I_{сз}^{II} = k_{отс} * 3I_0^{(1)} = 1,2 * 4821 = 5785 \text{ А;}$$

– по согласованию с первой степенью защиты предыдущей линии и определяется по формуле

$$I_{сз}^{II} = k_{отс} * k_{ток} * I_{сз}^{II} = 1,1 * 0,67 * 6700 = 4937 \text{ А;}$$

– по согласованию с первой степенью защиты противоположного конца параллельной линии и определяется по формуле

$$I_{сз}^{II} = k_{отс} * k_{ток} * I_{сз}^{II} = 1,1 * 0,13 * 6800 = 972 \text{ А.}$$

Время срабатывания второй степени определяется по условию согласования с временем срабатывания защит смежных линий

$$t_{ср}^{II} = t_{сз\text{ смежн}} + \Delta t, \quad (3.31)$$

где $t_{сз\text{ смежн}}$ – время срабатывания защит смежной линии.

Тогда

$$t_{ср}^I = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с.}$$

Третья степень применяется направленной.

Уставка по току срабатывания третьей степени находится по отстройке от

защиты смежных линий и определяется по формуле

$$I_{сз}^{III} \geq k_{отс} * 3I_0^{(1)} = 1,2 * 2166 = 2600 \text{ А.}$$

Время срабатывания третьей ступени определяется по условию согласования с временем срабатывания защит смежных линий

$$t_{ср}^{III} = t_{сз \text{ смежн}} + \Delta t = 1,6 + 0,5 = 2,1 \text{ с.}$$

Четвертая ступень применяется направленной.

Уставка по току срабатывания четвертой ступени находится по отстройке от тока небаланса при качаниях и асинхронном ходе и определяется по формуле

$$I_{сз}^{IV} \geq k_{отс} * k_{пер} * I_{0неб}, \quad (3.32)$$

где $k_{пер}$ – переходный коэффициент, принимается равным 0,05.

Тогда

$$I_{сз}^{IV} \geq 1,25 * 0,05 * 5850 = 365 \text{ А.}$$

Время срабатывания четвертой ступени выбирается по условию согласования со временем третьей ступени ТЗНП последующей линии

$$t_{ср}^{IV} = t_{сз \text{ смежн}} + \Delta t = 4 + 0,5 = 4,5 \text{ с.}$$

3.2.3 Междугазная токовая отсечка

Уставка срабатывания междугазной токовой отсечки выбирается по условию отстройки от максимального тока при коротких замыканиях на противоположном конце линии

$$I_{сз}^I \geq k_{отс} * I_{кз \text{ макс}}, \quad (3.33)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,3.

Тогда

$$I_{сз}^I \geq 1,3 * 13142 = 15770 \text{ А.}$$

Время срабатывания междугазной токовой отсечки принимается равным

$$t_{ср}^I = 0 \text{ с.}$$

Недостающие токи смежных участков берутся из расчетов токов короткого замыкания в программе АРМ СРЗА.

4 Выбор устройств автоматики и телемеханики, оборудования для частичной модернизации ОРУ

4.1 Выбор и проверка устройств автоматики и телемеханики

При перевооружении подстанции ПС 500 кВ «Абаканская» происходит замена не только шкафов релейной защиты, но и рассматривается вопрос об интеграции системы сбора и передачи информации в устанавливаемые шкафы релейной защиты и автоматики.

Основная цель, которую преследуют при модернизации системы телемеханики, – это повышение эффективности контроля и управления подстанцией, снижение уровня аварийности и повышения надежности и безопасности функционирования основного оборудования.

В рамках модернизации подстанции и в соответствии с программой повышения надежности единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС) планируется установка программно-технического комплекса системы сбора и передачи информации (ПТК ССПИ).

ПТК ССПИ представляет собой единую, интегрированную, иерархически распределенную человеко-машинной системы, которая оснащена средствами измерения, сбора, обработки, хранения и передачи информации.

В ПТК ССПИ организовано 2 уровня программно-технических средств:

1) уровень присоединения (полевой уровень), к которому отнесены устройства, связанные с объектом управления (привод выключателей, разъединителей, датчики, счетчики, измерительные трансформаторы тока и напряжения), а также измерительные преобразователи М232, устройства релейной защиты и автоматики;

2) подстанционный уровень (верхний уровень), на котором организуется сбор, централизованное хранение и представление информации, также объединяется уровень присоединения и подстанционный уровень через сетевое оборудование (шины подстанции).

ПТК ССПИ передает подготовленную информации абонентам Хакасского предприятия магистральных электрических сетей (МЭС Сибири), Хакасского

РДУ – как в режиме спорадической, периодической и фоновой передачи телеинформации, а также передачи по запросу. Для такой передачи в ПТК ССПИ автоматически формируется информация о текущем режиме и состоянии основного электротехнического оборудования подстанции в объеме традиционной оперативно-диспетчерской информации (телеизмерения и телесигнализация).

На подстанции ПС 500 кВ «Абаканская» будут установлены ПТК ССПИ производства АО «РТСофт».

Интеграция предполагается по протоколу МЭК 61850-8-1 интерфейс Ethernet с резервированием.

В интеллектуальном устройстве для этого предусматривается LAN Port A, LAN Port B. Каждый из портов подключается к вновь устанавливаемым коммутаторам 8x10/100BaseTx с базовыми функциями управления. Коммутаторы в свою очередь подключаются к свободным портам 100BaseTx коммутаторов RSG2300 в серверных шкафах ССПИ (основном и резервном).

Каждое из устройств M232 имеет интерфейс RS485 для обмена информацией с MiCOM C264 с использованием стандартного протокола MODBUS. Информация срабатывания/неисправности терминалов РЗА вводится в C264 от контактов выходных реле.

Программно-технический комплекс верхнего уровня состоит из контроллеров типа MiCOM C264, коммутатора и средств локальной вычислительной сети, объединяющих указанные компоненты.

Контроллер C264 является основным элементом системы, который предназначен для сбора, обработки и передачи информации от устройств полевого уровня в цифровые каналы связи [23]. Коммутатор обеспечивает работу C264 в сети Ethernet по протоколу МЭК 60870-5-104, так же распределяет информацию между основным и резервным каналами связи.

Устройства верхнего уровня контроллеры C264 и коммутатор размещаются в шкафах в помещении релейного щита. Преобразователь интерфейса Ethernet/RS232 размещается в линейно-аппаратном зале подстанции вблизи средств связи.

Связь с центрами управления осуществляется по двум каналам связи

посредством протокола МЭК 60870-5-104. Основной канал по линии ВОЛС, резервный канал через ВЧ-аппаратуру по линии электропередач. Подключение к ВЧ-каналу выполнено посредством существующего устройства модем ТФМ-3.

В качестве внешнего источника синхронизации используется GPS система, включающую в себя: спутниковую антенну, приемник и кабель связи. Под синхронизацией понимается подстройка локальных таймеров, имеющих в микропроцессорных контроллерах в соответствии с общесистемным временем программно-технического комплекса.

4.2 Выбор и проверка трансформаторов тока и напряжения

Основной параметр трансформатора тока – коэффициент трансформации. Он показывает отношение первичного тока ко вторичной, поэтому выбирается следующему условию – номинальный ток первичной обмотки трансформатора должен быть больше или равен максимальному току нагрузки

$$I_{\text{раб макс}} \leq I_{1\text{н}}, \quad (4.1)$$

где $I_{1\text{н}}$ – номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока, А.

Также трансформаторы тока должны быть выбраны по номинальному напряжению сети. Соответственно должно выполняться условие

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{с.ном}}. \quad (4.2)$$

В соответствии с ПУЭ для подключения контрольно-измерительных приборов выбирают трансформатор тока с классом точности 0,5 [2].

Для трансформаторов тока, устанавливаемых на стороне 220 кВ, рабочий максимальный ток равен $I_{\text{раб макс}} = 350$ А. По таблице 5.9 [30] следует выбрать трансформаторы тока ТОГФ-220 У1.

Далее трансформаторы тока необходимо проверить по условию электродинамической стойкости по следующему условию:

$$i_y^{(3)} \leq i_{\text{дин}}, \quad (4.3)$$

где $i_{\text{дин}}$ – ток электродинамической стойкости, кА.

В соответствии с таблицей [30] для трансформаторов тока ТОГФ-220 У1 ток электродинамической стойкости равен $i_{\text{дин}} = 160$ кА. В соответствии с таблицей

3.1 раздела 3, расчетный $i_y = 9,66$ кА.

Тогда условие (4.3) выполняется, так как $9,66 \text{ кА} < 160 \text{ кА}$.

Также трансформаторы тока проверяются по условию термической стойкости к ТКЗ.

Рассчитаем тепловой импульс на стороне СН ПС 500 кВ Абаканская. Он определяется по формуле и равен

$$W_k = I_{\text{ПО}}^2 * (t_{\text{откл}} + T_a) = 3,914 * (0,25 + 0,034) = 4,35 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{\text{откл}}$ – время от начала КЗ до его отключения.

В соответствии с таблицей 5.9 [30] для трансформаторов тока ТОГФ-220 У1 ток термической стойкости равен $I_T = 63$ кА, а время $t_T = 3$ с. Тогда

$$I_T^2 * t_T = 63^2 * 3 = 11,907 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Условие термической стойкости к ТКЗ выполняется, так как $11,907 \text{ кА}^2\text{с} > 4,35 \text{ кА}^2\text{с}$.

Все трансформаторы тока следует проверить по условию вторичной нагрузки:

$$Z_{2н} \geq r_2, \quad (4.4)$$

где $Z_{2н}$ – вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока, Ом

r_2 – расчетная нагрузка трансформатора тока, Ом.

В соответствии с таблицей 5.9 [30] для трансформаторов тока ТОГФ-220 У1 вторичная номинальная нагрузки равна 0,8 Ом.

В таблице 6.1 приведена нагрузка по фазам вторичной нагрузки.

Таблица 6.1 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Э – 350	1,5	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной энергии	Альфа	0,2	3,6	3,6	3,6
Итого			4,1	4,1	4,1

Вторичная нагрузка трансформаторов тока определяется по формуле

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} + r_{\text{пр}}, \quad (4.5)$$

где $r_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов во вторичной цепи трансформаторов тока, Ом, определяемое по формуле

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{н}}^2}, \quad (4.6)$$

где $S_{\text{приб}}$ – суммарная мощность, потребляемая приборами, подключенными к трансформатору тока, ВА. Для выбранных приборов в соответствии с таблицей 6.1 $S_{\text{приб}} = 4,1$ ВА;

$I_{2\text{н}}$ – номинальный ток вторичной обмотки трансформаторов тока, А. Согласно таблице 5.9 [30] для трансформаторов тока ТОГФ-220 У1 номинальный ток вторичной обмотки ТТ $I_{2\text{н}} = 5$ А;

Тогда

$$r_{\text{приб}} = \frac{4,1}{5^2} = 0,164 \text{ Ом};$$

$r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов, Ом. В соответствии с ПУЭ [1] сопротивление контактов должно быть равно 0,1 Ом в том случае, если число подключенных приборов больше 3, в противном случае сопротивление контактов равно 0,05 Ом. В данной работе в соответствии с таблицей 6.1 число подключенных устройств равно 2, то $r_{\text{к}} = 0,05$ Ом;

$r_{\text{пр}}$ – сопротивление соединительных проводов, Ом, определяемое по формуле

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho * l_{\text{р}}}{q}, \quad (4.7)$$

где ρ – удельное сопротивление соединительных проводов, Ом·мм²/м. В соответствии со справочными данными удельное сопротивление медных соединительных проводов принимается равным $\rho = 0,0175$ Ом·мм²/м;

$l_{\text{р}}$ – расчетная длина соединительных проводов, м, принимается равным 150 м в соответствии с [30];

q – сечение соединительных проводов. Для соединительных проводов с медными жилами принимается равным 6 мм².

Тогда

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0175 * \sqrt{3} * 150}{6} = 0,758 \text{ Ом.}$$

Вторичная нагрузка трансформаторов тока равна

$$r_2 = 0,164 + 0,758 + 0,05 = 0,972 \text{ Ом.}$$

Результаты выбора и проверки сведены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Выбор трансформатора тока

Условие подбора	Расчетная величина	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{с.ном}}$	220 кВ	220 кВ
$I_{\text{раб макс}} \leq I_{1\text{н.}}$	350 А	2000 А
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 * t_{\text{т}}$	4,35 кА ² с	11,907 кА ² с
$Z_{2\text{н}} \geq r_2,$	0,972 Ом	1,2 Ом
Клас сточности	0,5	0,5

Переходим к выбору трансформаторов напряжения.

Основной параметр трансформатора напряжения, по которому выбирается ТН, - это номинальное напряжение. Номинальное напряжение ТН должно быть больше или равно напряжению сети:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{с.ном}}. \quad (6.8)$$

В соответствии с ПУЭ для подключения контрольно-измерительных приборов выбирают трансформатор напряжения с классом точности 0,5 [2].

Для подстанции 500 кВ Абаканская выбирается трансформатор напряжения ЗНОГ-220 У1.

Второй параметр, по которому происходит выбор ТН, – это вторичная нагрузка. Условие, по которому происходит выбор ТН, представлено ниже:

$$Z_{2\text{н}} \geq Z_{2\Sigma} \quad (4.9)$$

где $Z_{2\text{н}}$ – номинальная нагрузка трансформаторов напряжения, ВА;

$Z_{2\Sigma}$ – расчетная нагрузка трансформаторов напряжения, ВА, определяемая по формуле

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (4.10)$$

где P – активная мощность вторичной нагрузки, Вт;

Q – реактивная мощность вторичной нагрузки, вар.

Вторичная нагрузка, которая подключается к трансформаторам напряжения ЗНОГ-220 У1, представлена в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	S, ВА	Число обмоток	cosφ	sin φ	Число приборов	P, Вт	Q, вар
Счетчик активной энергии	Альфа 1600	3,6	3	1	0	3	32,4	–
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	–
Итого							34,4	–

Данные для таблицы 4.3 взяты из таблицы 3.7 [1].

Тогда вторичная нагрузка трансформаторов напряжения равна

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{34,4^2 + 0^2} = 34,4 \text{ ВА.}$$

Результаты выбора трансформатора напряжения сведены в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Выбор трансформатора напряжения

Условие подбора	Итоговая величина	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{с.ном}}$	220 кВ	220 кВ
$S_{2н} \geq S_{2\Sigma}$,	34,4 Ом	400 ВА
Класс точности	0,5	0,5

Таким образом, на ПС 500 кВ Абаканская устанавливаются трансформаторы тока типа ТОГФ-220 У1 и трансформаторы напряжения ЗНОГ-220 У1.

4.3 Выбор и проверка разъединителей

Проведем выбор разъединителей серии РНДЗ-220-1 и РНДЗ-220-2 до второй секционной перемычки включительно.

Разъединители должны отвечать следующим требованиям[11]:

- проверка на термическую стойкость
- проверка на динамическую стойкость $i_{\text{дин}} \geq i_y$.

Выбираем разъединители серии РНДЗ-220-1/1000 и РНДЗ-220-2/1000, технические характеристики разъединителей РНДЗ-220 сведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5–Технические характеристики разъединителей РНДЗ-220

Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252
Номинальный ток, А	1000
Ток термической стойкости, кА (3с)	25
Ток электродинамической стойкости, кА	63

Таблица 4.6–Проверка разъединителей 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{р.маx} = 820,386 \text{ А}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 15,139^2 \cdot 3 = 688 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 63 \text{ кА}$	$i_y = 38,96 \text{ кА}$

Выбранные разъединители удовлетворяют условиям проверки по всем параметрам.

4.4 Выбор и проверка высокочастотных заградителей

По каталогу высокочастотных заградителей (ВЗ) 220кВ выбираем ВЗ на номинальный ток не менее расчетного 820,386А.

На вводах ОРУ 220кВ выбираем ВЗ серии ВЗ1250 на номинальный ток 1250 А. Проверка высокочастотных заградителей сведена в таблицу 4.7.

Таблица 4.7– Проверка высокочастотных заградителей 220кВ

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{р.маx} = 820,386 \text{ А}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 15,139^2 \cdot 3 = 688 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

5 Охрана труда; безопасность жизнедеятельности; экологичность проекта и экономика

5.1 Обеспечение охраны труда и безопасности жизнедеятельности

Организационные мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности: к работе в качестве электромонтажника допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинский осмотр и не имеющие противопоказания к работе; инструктаж по охране труда, стажировку и проверку знаний по вопросам охраны труда; инструктаж по пожарной безопасности. Для выполнения работ оформляется наряд-допуск.

Технические мероприятия по защите ремонтного и обслуживающего персонала от поражения электрическим током:

- 1) Исключено попадание воды и атмосферных осадков в помещение ЗРУ;
- 2) Технические решения, предусмотренные в конструкции КРУ.

Предусмотрены следующие виды защитных блокировок:

- Запрет на перемещение выкатной ячейки при нахождении вакуумного выключателя во включенном состоянии (механическая блокировка);
- Запрет на открывание двери кабельного отсека КРУ при разомкнутом положении заземляющего разъединителя (механическая блокировка);
- Запрет на включение выключателей КРУ при замкнутом положении заземляющего разъединителя (электрическая блокировка);
- Запрет на включение заземляющего разъединителя КРУ при включенных выключателях (электрическая блокировка).

Важнейшую роль в обеспечении охраны труда играет использование средств индивидуальной защиты (СИЗ). Электромонтажник обязан использовать и правильно применять выданные ему на предприятии СИЗ в соответствии с условиями и характером выполняемой работы.

Защитные средства должны периодически испытываться и иметь клеймо с указанием даты испытания.

В целом охрана труда и ТБ при монтаже, эксплуатации, обслуживании, ремонте электрооборудования обеспечиваются согласно действующему ГОСТ12.0.004-2015[15].

5.2 Обеспечение экологичности проекта

Охрана окружающей среды имеет большое значение в работе ПС. Электрическая часть ПС также должна проектироваться, эксплуатироваться и ремонтироваться с условиями причинения наименьшего ущерба окружающей среде. Электрооборудование должно по возможности, при прочих равных условиях, выбираться так, чтобы минимизировать ущерб окружающей среде (экологичные и долговечные материалы, герметичное необслуживаемое электрооборудование, увеличенный срок ТО и ремонта электрооборудования и т.д.). В данном случае для проектирования используется оборудование и технические решения, соответствующие ГОСТ Р 54906-2012 по экологически ориентированному проектированию.

Замена устаревшего и изношенного оборудования РЗА на современные микропроцессорные терминалы серии TOP-300 позволит сократить риск возникновения аварийных ситуаций и повреждения оборудования, которые могут сопровождаться вредными для окружающей среды выбросами. В целом охрана окружающей среды на ПС в соответствии с действующими нормативными документами будет обеспечивать достаточный уровень экологической безопасности.[15]

5.3 Расчёт локальной сметы модернизации

Смета – это документ, в котором прописывают суммы денег, в пределах которых должно быть произведено строительство либо модернизация какого-либо объекта.

Сметы составляются во всех отраслях. В электроэнергетической области в проектирование объектов реконструкции или модернизации всегда включается раздел расчетов затрат, которые потом сводятся в сметную документацию.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается

техническое перевооружение, так как устройства с истекшим сроком службы заменяются на новые. И на такие действия также должна быть составлена смета, где будет прописан размер необходимых капитальных вложений.

Изначально расчет затрат на реконструкцию опирается на сумму планового финансирования объекта реконструкции согласно НКР.

Эксплуатационные затраты определяются по следующей формуле

$$\text{ЭЗ} = \text{ЗП} + \text{Н}_{\text{зп}} + \text{А}_{\text{о годовые}} + \text{Р}_{\text{то}} + \text{С}_{\text{ээ}} + \text{Пр}, \quad (5.1)$$

где ЗП – заработная плата рабочего персонала, определяемая по формуле

$$\text{ЗП} = \text{З}_{\text{тб}} * \text{Ч}_{\text{с}} * (1 + k_{\text{доп}}), \quad (5.2)$$

где $\text{З}_{\text{тб}}$ – трудоемкость обслуживания, руб;

$\text{Ч}_{\text{с}}$ – часовая тарифная ставка обслуживающего персонала;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной оплаты труда, равный 0,25;

$\text{Н}_{\text{зп}}$ – начисления на заработную плату принимаются равными как 32 % от заработной платы, руб;

$\text{А}_{\text{о годовые}}$ – годовые амортизационные отчисления, определяемые по формуле

$$\text{А}_{\text{о}} = (\text{К}_{\text{вб}} - \text{Ц}_{\text{нк}} * \text{N}_{\text{с}}) * \frac{\text{а}}{100} + \text{Ц}_{\text{нк}} * \text{N}_{\text{с}} * \frac{\text{Н}_{\text{год}}}{\text{t}_{\text{нк}}}, \quad (5.3)$$

где $\text{Ц}_{\text{нк}}$ – капиталовложения.

$\text{Р}_{\text{то}}$ – затраты на ремонт и техническое обслуживание, определяемые по формуле

$$\text{З}_{\text{то}} = \text{К} * \frac{\text{ч}}{100}; \quad (5.4)$$

$\text{С}_{\text{ээ}}$ – стоимость электроэнергии, определяемая по формуле

$$\text{С}_{\text{ээ}} = \text{Т}_{\text{ээ}} * \text{Р}_{\text{ээ}} * \text{Н}_{\text{го}}, \quad (5.5)$$

где $\text{Т}_{\text{ээ}}$ – тариф на электроэнергию;

Пр – прочие затраты, принимаются равными 1% от капитальных вложений.

В таблице 5.1 приведена спецификация оборудования, материалов, запасных частей к оборудованию, приобретаемых для реконструкции ПС 500 кВ Абаканская.

Таблица 5.1 – Спецификация оборудования, материалов, запасных частей к оборудованию, приобретаемых для реконструкции ПС 500 кВ Абаканская

Наименование	Марка, тип	Количество, шт.	Цена на продукцию, руб.	Стоимость продукции, руб.
1. Оборудование РЗиА				
Шкаф КСЗ, УРОВ, АУВ (в составе терминал TOP-300.1)	3/4	3	2193400,00	6580200,00
Программно-технический комплекс (в составе: программа просмотра осциллограмм, кабель КБ, ноутбук)	-	1	213680,00	213680,00
2. ЗИП				
Терминал защиты (КСЗ, УРОВ, АУВ)	«Релематика»	1	889200,00	889200,00
3. Проверочное оборудование				
Испытательный комплект СМС310 Р-App (VE003002) (в составе: MiniWirelessUSB адаптер (VENZ0095), ноутбук)	-	1	2761835,00	2761835,00
Итого			6058115,00	10444915,00
НДС (20 %)			1211623,00	2088983,00
Всего			7269738,00	12533898,00

Локальная смета приведена в приложении В.

Согласно сметы стоимости реконструкции ПС 500 кВ «Абаканская» получим, что суммарная стоимость составляет 36.117.940,8 рублей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной выпускной квалификационной работы была рассмотрена возможность реконструкции ПС 500 кВ Абаканская.

В процессе проведения модернизации была произведена замена микропроцессорных устройств защит воздушных линий, отходящих от рассматриваемой подстанции.

Микропроцессорные устройства имеют возможность автоматически собирать и обрабатывать информацию о текущем состоянии оборудования, возможных нарушениях режима работы сети, и регистрировать аварийные ситуации с определением места повреждения. Поэтому, данную возможность целесообразно использовать в целях управления энергосетями, так как это сведет время восстановления энергоснабжения потребителей к минимуму.

В первой главе представлена характеристика объекта дипломного проектирования – ПС 500 кВ «Абаканская», которая входит в состав Хакасского предприятия магистральных электрических сетей (ХПМЭС). Приведено описание оборудования подстанции и приведено техническое обоснование реконструируемых в рамках данного проекта линий.

Во второй главе произведено сравнение действующих и современных устройств РЗА.

В третьей главе произведен расчет ТКЗ, которые необходимы для выбора высоковольтного оборудования и расчета уставок настройки устройств релейной защиты и автоматики, произведен расчет уставок РЗА для дистанционной защиты, токовой защиты нулевой последовательности и междуфазной токовой отсечки.

В четвертой главе произведен выбор устройств автоматики и телемеханики, произведен выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения

В пятой главе рассмотрены вопросы экологии, безопасности и жизнедеятельности, а также определено, что суммарная стоимость реконструкции ПС 500 кВ Абаканская составляет 36.117.940,8 рублей.

Результатом работы, проведенной в данной ВКР, являются готовые к применению уставки релейной защиты воздушной линии для выбранных микропроцессорных терминалов РЗиА «ТОР-300».

Практической значимостью данной работы является необходимость замены устаревшего как физически, так и морально оборудования ПС 500 кВ «Абаканская», что обеспечит более надежное электроснабжение питающихся от данной подстанции потребителей.

Все результаты, полученные в ходе выполнения данной работы, могут быть применены при реконструкциях других объектов электроэнергетической системы Российской Федерации.

Тема данной работы представлялась мной на международных научно-исследовательских конференциях «Перспектив Свободный 2023» и «Перспектив Свободный 2024», результатом стали сертификат лауреата и диплом победителя конференции соответственно. Данные научные работы будут опубликованы в сборнике, индексируемом РИНЦ. Также, работа была представлена на региональном конкурсе «Научный потенциал Хакасии 2030» и отмечена сертификатом. При выполнении выпускной квалификационной работы учитывались современные требования и необходимости филиала ПАО «ФСК - Россети» Хакасское ПМЭС.

Выпускная квалификационная работа выполнена в полном объеме и соответствует приоритетному направлению развития электроэнергетики Российской Федерации.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

ВН – высокое напряжение;

ЗНЗ – замыкание на землю;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

МТЗ – максимальная токовая защита;

МУ – микропроцессорное устройство;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗиА – релейная защита и автоматика;

РУ – распределительное устройство;

РУВН – распределительное устройство низкого напряжения;

РУНН – распределительное устройство высокого напряжения;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТО – токовая отсечка;

ТТ – трансформатор тока.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд.
2. Чернобровов Н. В. Релейная защита / Н. В. Чернобровов. – М.: Энергия, 1974. – 680 с
3. Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2018 – 2024 годы : приказ Минэнерго России от 28.02.2018 г. № 121 // Минэнерго России. – 2018. – 28 фев.
4. СТО 56947007–29.240.10.248–2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ (НТП ПС). – Взамен СТО 56947007–29.240.10.028–2009; дата введ. 25.08.2017. – М.: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017. – 135 с.
5. Об организации взаимодействия ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России» при создании или модернизации систем технологического управления в ЕЭС России, выполняемых в ходе нового строительства, технического перевооружения, реконструкции объектов электроэнергетики: приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 11.02.2008 г. №57 // ОАО РАО «ЕЭС России». – 2008. – 11 фев.
6. ГОСТ Р 57114-2016. Национальный стандарт Российской Федерации. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения.
7. Шабад, М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: монография / М. А. Шабад. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 350 с.
8. Шуин, В. А. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6–10 кВ / В. А. Шуин, А. В. Гусенков. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2001. – 104 с.
9. ГОСТ 32144-2013. Межгосударственный стандарт. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

10. ОРУ 220 кВ. Открытое распределительное устройство [Электронный ресурс [Решения ТЭС \(tes.ru\)](http://Решения ТЭС (tes.ru))].
11. ГОСТ Р 51317.6.5-2006 (МЭК 61000-6-5:2001) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний.
12. ГОСТ 32137-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Технические средства для атомных станций. Требования и методы испытаний.
13. Захаров, О. Г. Надежность цифровых устройств релейной защиты. Показатели. Требования. Оценки: учеб. пособие / О. Г. Захаров. – М.: Инфра-И, 2018. – 128 с.
14. Гуревич, В. И. Микропроцессорные реле защиты: новые перспективы или новые проблемы? / В. И. Гуревич // Электрические сети и системы. – 2006. – № 1. – С. 15–17.
15. СТО 34.01–4.1–005–2017 Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, автоматики, дистанционного управления и сигнализации на объектах электросетевого комплекса. – Введ. впервые; дата введ. 19.09.2017. – Москва: ПАО «Россети», 2017. – 152 с.
16. СТО 34.01–30.1–001–2016 Порядок применения электрозащитных средств в электросетевом комплексе ПАО «Россети». Требования к эксплуатации и испытаниям. – Введ. впервые; дата введ. 11.08.2016. – Москва: ПАО «Россети», 2016. – 134 с.
17. Андреев, В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения / В. А. Андреев – М.: Высшая школа, 1991. – 467 с.
18. Овчаренко Н. И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика линий электропередачи ВН и СВН. Часть 1 / Н. И. Овчаренко – М.: НТФ «Прогресс», 2007. – 52 с.

19. Алиев И. И. Справочник по электротехнике и электрооборудованию: учебное пособие для студентов ВУЗов. / И. И. Алиев – Изд. 2-е., доп. – М.: Высшая школа, 2000. – 255 с.
20. Беркович М. А. Основы техники релейной защиты [Текст] / М. А. Беркович, В. В. Молчанов, В. А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 375с.
21. Шнеерсон Э. М. Цифровая релейная защита [Текст] / Э. М. Шнеерсон. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.
22. . Гаврилов К. Л. Релейная защита и автоматика в электрических сетях [Текст] / К. Л. Гаврилов. – М.: Альвис, 2012. – 640 с.
23. Ульянов С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах [Текст] / С. А. Ульянов. – М.: Энергия, 1970. – 520 с.
24. Федосеев А. М. Релейная защита электроэнергетических систем [Текст]: уч. пособие для вузов / А. М. Федосеев, М. А. Федосеев. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.
25. Методика расчёта уставок РЗА на базе шкафов производства НПП «ЭКРА» [Текст] – Чебоксары.: НПП «Экра» – 226 с.
26. ГОСТ 27.003-2016 Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности.
27. Васильев А.А. Электрическая часть станции и подстанции. – М.: Энергия, 1980.

Приложение А

Расчет токов короткого замыкания в программе АРМ СРЗА

Таблица А.1 – Расчет токов короткого замыкания в программе АРМ СРЗА

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ									
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-РММС ДАТА-30.05.2024. ВРЕМЯ-10:15:29									
УЗЕЛ-КЗ 2388 2387 2390 712 22 23									
ПЕЧАТЬ 05									
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ			Однофазное КЗ (А0)				
Узла	Узла/элемента	I1 (мод/фаза)			I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)				
U=240.8/-2 Z1=0.321+j5.155 Z2=0.322+j5.167 Z0=0.325+j2.599									
2388-	ОЗНАЧЕННОЕ IICШ 2СЕК 220	26920	92	10731	92	10731	92	32192	92
2192	В БСК-4-220	0	0	175	88	116	-91	176	-95
2384	В 2АТ-220	9968	89	3860	90	4053	90	12023	89
2387	2ШСВ-220	7596	92	3057	93	3008	93	8946	94
2389	2СВ-220	8068	93	3151	94	3256	93	10110	94
2390	В Д-60	1308	98	501	101	535	98	550	97
2393	В Д-72	0	0	0	0	0	0	792	105
U=240.8/-2 Z1=0.321+j5.155 Z2=0.322+j5.167 Z0=0.325+j2.599									
2387-	ОЗНАЧЕННОЕ ICШ 2СЕК 220	26920	92	10731	92	10731	92	32192	92
712	1СВ-220	13025	91	5069	92	5273	92	16168	92
2193	В БСК-3-220	0	0	175	88	116	-91	176	-95
2388	2ШСВ-220	12595	91	4992	92	5041	92	15201	92
2391	В Д-59	1309	98	501	101	536	98	547	96
2392	В Д-71	0	0	0	0	0	0	470	108
U=240.8/-2 Z1=0.321+j5.155 Z2=0.322+j5.167 Z0=0.325+j2.599									
2390-	ОЗНАЧЕННОЕ IICШ 1СЕК 220	26920	92	10731	92	10731	92	32192	92
712	1ШСВ-220	12555	91	4976	92	5024	92	15009	92
2385	В Д-74	2258	98	866	101	919	98	1584	97
2388	2СВ-220	12124	91	4899	91	4792	92	14045	91
2394	В Д-78	0	0	0	0	0	0	750	105
2397	В Д-75	0	0	0	0	0	0	867	108
U=240.8/-2 Z1=0.321+j5.155 Z2=0.322+j5.167 Z0=0.325+j2.599									
712-	ОЗНАЧЕННОЕ ICШ 1СЕК 220	26920	92	10731	92	10731	92	32192	92
2383	В 1АТ-220	9871	89	3822	90	4014	90	11912	89
2386	В Д-73	2272	98	872	101	925	98	1608	97
2387	1СВ-220	7165	92	2979	93	2776	93	7977	92
2389	1ШСВ-220	7636	92	3073	93	3024	93	9138	94
2395	В Д-77	0	0	0	0	0	0	994	108
2396	В Д-76	0	0	0	0	0	0	653	107

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ									
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-РММС ДАТА-30.05.2024. ВРЕМЯ-10:15:29									
УЗЕЛ-КЗ 2388 2387 2390 712 22 23									
ПЕЧАТЬ 05									
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (А0)					
Узла	Узла/элемента	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)					
U=239.1/-2 Z1=0.396+j4.963 Z2=0.402+j5.012 Z0=0.168+j2.588									
22-	АБАКАНСКАЯ 1СЕК.220	27724	93	10954	92	10954	92	32863	92
23	СВ-220	13881	93	5491	93	5494	93	15708	93
2466	В Д-24	1683	100	667	101	670	99	522	103
2467	В Д-67	1758	94	672	97	677	92	1343	95
2468	В Д-69	1177	94	450	97	453	92	1378	95
2469	В 1АТ-220	9246	90	3691	89	3666	91	13927	91
U=239.1/-2 Z1=0.396+j4.963 Z2=0.402+j5.012 Z0=0.168+j2.588									
23-	АБАКАНСКАЯ 2СЕК.220	27724	93	10954	92	10954	92	32863	92
22	СВ-220	13843	92	5463	92	5461	92	17156	92
2463	В Д-51	1557	98	615	99	621	97	673	104
2464	В Д-68	1758	94	672	97	677	92	1343	95
2465	В Д-23	1683	100	667	101	670	99	522	103
2470	В 2АТ-220	8911	90	3557	89	3532	91	13196	91

Приложение В

Локальная смета модернизации ПС «Абаканская»

Таблица В.1 – Сводная таблица стоимости реконструкции ПС 500 кВ
«Абаканская»

Наименование глав, объектов, работ и затрат	Стоимость работ и материалов, руб	Стоимость оборудования, руб	Всего, руб
1. Основные объекты строительства			
Строительно-монтажные работы (в том числе подготовительные и демонтажные)	16450701,98		16450701,98
Оборудование (в том числе ЗИП и проверочные устройства): оборудование ЗИП проверочное оборудование		6793880,00 889200,00 2761835,00	10444915,00
Итого на основные объекты	16450701,98	10444915,00	23244581,98
2. Прочие работы и затраты			
Пусконаладочные работы	4546714,00		4546714,00
Проверка обеспечения требований ЭМС	658600,00		658600,00
Технические консультации	159000,00		159000,00
Итого на прочие работы	5364314,00		5364314,00
3. Проектные работы			
Разработка рабочей документации	1393952,00		1393952,00
Авторский надзор	95436,02		95436,02
Итого на проектные работы	1489388,02		1489388,02
Итого по пп. 1-3	23301404	10444915,00	30098284,00
НДС (20 %)	4660880,8	2088983,00	6019656,00
Всего	27962284,8	12533898,00	36117940,8

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт

«Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

А.С. Торопов
подпись инициалы, фамилия

« 18 » 06 2024г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код – наименование направления

Модернизация РЗА и частичная замена оборудования ОРУ 220 кВ

ПС «Абаканская-500»

тема

Руководитель Дулесова Н.В. 17.06.24г. доцент, к.э.н.
подпись, дата должность, ученая степень

Н.В. Дулесова
инициалы, фамилия

Выпускник Гусаров А.И. 17.06.24г.
подпись, дата

А.И. Гусаров
инициалы, фамилия

Нормоконтролер Кычакова И.А. 17.06.24г.
подпись, дата

И. А. Кычакова
инициалы, фамилия

Абакан 2024