

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

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

«Электроэнергетика»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Г.Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Модернизация РЗА и частичная замена оборудования ОРУ 220 кВ

ПС «Ирбинская» 220 кВ

тема

Руководитель

подпись, дата

доцент, к.э.н.
должность, ученая степень

Н. В. Дулесова
инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

М. В. Захаров
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

И.А. Кычакова
инициалы, фамилия

Абакан 2021

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

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

«Электроэнергетика»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Г.Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2021 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студенту _____ Захарову Максиму Валерьевичу
(фамилия, имя, отчество)

Группа 3-16 (ЗХЭн 16-01) 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 «Ирбинская» 220 кВ

Утверждена приказом по университету № 244 от 23.04.2011

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

Исходные данные для ВКР: Техническая документация «Подстанция 220/6 кВ «Ирбинская»».

Перечень разделов ВКР:

Введение

1. Характеристика подстанции, анализ действующей релейной защиты и автоматики, обоснование необходимости модернизации РЗА и частичной замены оборудования ОРУ.
2. Расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования ОРУ 220 кВ.
3. Выбор оборудования релейной защиты и автоматики, расчет уставок.
4. Охрана труда, безопасность жизнедеятельности и экологичность проекта.

Заключение.

Список использованных источников.

Перечень графического материала:

1. Однолинейные схемы ОРУ 220 кВ до и после частичной замены оборудования.
2. Схема микропроцессорной релейной защиты силовых автотрансформаторов.
3. Схема микропроцессорной релейной защиты отходящих линий 6 кВ.
4. Схема микропроцессорного автоматического ввода резерва (АВР) на шинах 6 кВ.

Руководитель ВКР

подпись

Н.В. Дулесова
инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению

подпись

М.В. Захаров
инициалы, фамилия

20 марта 2021 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Модернизация РЗА и частичная замена оборудования ОРУ 220 кВ ПС «Ирбинская» 220 кВ» содержит 64 страницы текстового документа, 13 рисунков, 10 таблиц, 25 использованных источников, 4 листа графического материала.

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

Объектом исследования является электрическая часть ПС 220/6 кВ «Ирбинская».

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

Цель работы заключается в разработке проекта модернизации РЗА подстанции с учетом современных требований надежности, безопасности и эффективности ее работы, а также проекта частичной замены оборудования ОРУ.

Задачи работы: систематизировать и проанализировать характеристики ПС, ее действующей электрической схемы и действующей РЗА, электрооборудования ОРУ 220 кВ; 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 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 of the 220 kV PS "Irbinskaya"» contains 64 pages of a text document, 13 figures, 10 tables, 25 sources used, 4 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 220/6 kV Irbinskaya substation.

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

The purpose of the work is to develop a project for the modernization of the RPA of the substation, taking into account modern requirements for reliability, safety and efficiency of its operation, as well as a project for partial replacement of the OPC 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 OPC; to justify the need to modernize the RPA and partially replace the equipment of the OPC; to calculate short-circuit currents at key points of the electrical network; to select modern microprocessor terminals of the RPA, to calculate the setpoints of the provided types of protection; to select new electrical equipment of the OPC, to check the permissible parameters in operating and emergency modes; consider the issues of ensuring labor protection and life safety, environmental friendliness of the project.

The field of application of the developed problem is the modernization of RPA and RU of existing stations and substations and the verification of their existing equipment.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1. Характеристика подстанции, анализ действующей релейной защиты и автоматики, обоснование необходимости модернизации РЗА и частичной замены оборудования ОРУ.....	10
1.1 Общая характеристика подстанции	10
1.2 Анализ действующей схемы ОРУ 220 кВ	11
1.3 Анализ действующей релейной защиты и автоматики.....	13
1.4 Обоснование необходимости модернизации РЗА и частичной замены оборудования ОРУ 220 кВ.....	18
2. Расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования ОРУ 220 кВ.....	20
2.1 Расчет токов короткого замыкания	20
2.2 Выбор и проверка оборудования ОРУ 220 кВ	28
2.2.1 Выбор и проверка разъединителей	29
2.2.2 Выбор и проверка трансформаторов тока.....	30
2.2.3 Выбор и проверка высокочастотных заградителей.....	34
2.2.4 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения.....	34
3. Выбор оборудования релейной защиты и автоматики, расчет уставок	38
3.1 Выбор терминалов микропроцессорной релейной защиты и автоматики	38
3.2 Релейная защита силовых автотрансформаторов.....	40
3.2.1 Дифференциальная защита силовых автотрансформаторов	40
3.2.2 Максимальная токовая защита от внешних многофазных КЗ	48
3.2.3 Токовая защита от перегрузок	49
3.2.4 Газовая защита	50
3.3 Защита отходящих линий напряжением 6 кВ	50
3.4 Расчет уставок АВР.....	53
4. Охрана труда, безопасность жизнедеятельности и экологичность проекта.....	55
4.1 Обеспечение охраны труда и безопасности жизнедеятельности.....	55

4.2 Обеспечение экологичности проекта.....	58
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	59
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ.....	61
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	62
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Схема микропроцессорной релейной защиты силовых автотрансформаторов.....	65
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Схема микропроцессорной релейной защиты отходящих линий 6 кВ.....	66
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Схема микропроцессорного автоматического ввода резерва (АВР) на шинах 6 кВ.....	67

ВВЕДЕНИЕ

Основное оборудование электрической части подстанции служит для преобразования, передачи и распределения электроэнергии, вспомогательное для выполнения вспомогательных функций (измерение, сигнализация, управление, защита и автоматика и т.д.). Оборудование должно надежно работать при любых режимах, то есть необходимо своевременно производить ремонт и, если необходимо, то замену износившегося оборудования, для того чтобы избежать отказов оборудования в нормальных и аварийных режимах.

Релейная защита и автоматика (РЗА) 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 ненормативных режимах работы электрической сети.

Тема ВКР – «Модернизация РЗА и частичная замена оборудования ОРУ 220 кВ ПС «Ирбинская» 220 кВ».

Актуальность темы заключается в том, что в настоящее время значительная часть подстанций эксплуатируется с технологически устаревшим типом РЗА на основе электромеханических реле. Такое оборудование, как правило, имеет высокую или критическую степень износа и недостаточные по современным требованиям технико-эксплуатационные показатели. Это вызывает ложные срабатывания защит и аварийные ситуации, что чревато недоотпуском электроэнергии потребителям и повреждением оборудования как подстанции, так и других элементов электроэнергетической системы. Кроме того, в настоящее время в связи с постепенным внедрением схем электрических сетей с распределенной генерацией и подключением к энергосистемам дополнительных источников питания на основе традиционных и нетрадиционных источников энергии, вопросы модернизации на подстанциях технологически устаревшего оборудования РЗА на

основе электромеханических реле становятся все более актуальными. Актуальность частичной замены оборудования ОРУ 220 кВ обусловлена необходимостью увеличения пропускной нагрузочной способности оборудования в связи с плановым увеличением нагрузки тягового транзита ВЛ 220 кВ, проходящего через ОРУ 220 кВ.

Объектом исследования является электрическая часть ПС 220/6 кВ «Ирбинская».

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

Цель работы заключается в разработке проекта модернизации релейной защиты и автоматики электрической подстанции с учетом современных требований надежности, безопасности и эффективности ее работы, а также проекта частичной замены оборудования ОРУ.

Задачи работы:

1) Систематизировать и проанализировать характеристики ПС, ее действующей электрической схемы и действующей РЗА, электрооборудования ОРУ 220 кВ;

2) Провести обоснование необходимости модернизации РЗА и частичной замены оборудования ОРУ;

3) Произвести расчет токов короткого замыкания, влияющих на выбор уставок работы РЗА и влияющих на выбор заменяемого оборудования ОРУ, в ключевых точках электрической сети;

4) Выбрать современные микропроцессорные терминалы релейной защиты и автоматики, рассчитать уставки предусмотренных видов защит;

5) Выбрать новое электрооборудование ОРУ для обеспечения требуемой пропускной способности оборудования, провести проверку по допустимым параметрам в рабочих и аварийных режимах;

6) Рассмотреть вопросы обеспечения охраны труда и безопасности жизнедеятельности, экологичности проекта.

Область применения разрабатываемой проблемы – модернизация РЗА и РУ действующих станций и подстанций и проверка их действующего оборудования.

Техническая и практическая значимость работы заключается в том, что согласно данному проекту возможно провести реальную модернизацию РЗА и частичную замену оборудования ОРУ ПС 220/6 кВ «Ирбинская». Замена изношенного и устаревшего оборудования РЗА приведет к снижению риска повреждения оборудования ПС и других ближайших элементов энергосистемы. Частичная замена оборудования ОРУ 220 кВ позволит повысить его пропускную нагрузочную способность и обеспечить транзит требуемой мощности через ОРУ.

Теоретическая и методологическая основа работы заключается в анализе современной научной литературы, методик проектирования и расчета микропроцессорных систем РЗА на подстанциях, методик расчетов режимов работы, выбора и проверки оборудования электрической части ПС.

1. Характеристика подстанции, анализ действующей релейной защиты и автоматики, обоснование необходимости модернизации РЗА и частичной замены оборудования ОРУ

1.1 Общая характеристика подстанции

Подстанция (ПС) 220/6 кВ «Ирбинская» относится к Красноярской энергосистеме, принадлежит и обслуживается ПАО «Россети Сибирь»-«Красноярск-энерго». Данная подстанция введена в эксплуатацию в 1970 году. Подстанция запитана по двум ВЛ 220 кВ: 1) Ирбинская – Кошурникова тяговая; 2) Курагино тяговая – Ирбинская. В состав нагрузки входят распределительные ТП 6/0,4 кВ: ЦРП 6 кВ; ГРП карьеров и другие потребители. В состав нагрузки 6 кВ входят потребители 1,2 и 3 категорий надежности электроснабжения. Для своевременного ввода резерва питания на ПС «Ирбинская» предусмотрено АВР на основе электромеханических реле [18].

ПС «Ирбинская» является важным элементом Красноярской энергосистемы, обеспечивающим передачу электроэнергии до распределительных сетей 6 кВ. В то же время, согласно статистике аварийных отказов и ложных срабатываний релейной защиты и автоматики (РЗА) среди всех ПС Красноярской энергосистемы классом напряжения до 220 кВ включительно (за период 2016 –2020 годы), наибольшее число таких инцидентов зафиксировано именно на ПС «Ирбинская» [18].

Также, согласно плану дальнейшего развития энергосистемы, актуальность частичной замены оборудования ОРУ 220 кВ обусловлена необходимостью увеличения пропускной нагрузочной способности оборудования в связи с плановым увеличением нагрузки тягового транзита ВЛ 220 кВ, проходящего через ОРУ 220 кВ [22].

Перечисленные выше факторы обусловили выбор ПС «Ирбинская» для разработки проекта модернизации релейной защиты и автоматики и проекта частичной замены оборудования ОРУ 220 кВ.

Номинальный рабочий ток линий 220 кВ определяется по формуле:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (1.1)$$

где $S_{ном}$ – номинальная полная мощность нагрузки, кВА;

U_n – напряжение линии, кВ.

Номинальная нагрузка линий 220 кВ в связи с плановым увеличением нагрузки тягового транзита ВЛ 220 кВ, проходящего через ОРУ 220 кВ составит 312,6 МВА [18].

Номинальный рабочий ток линий 220 кВ с учетом планового увеличения нагрузки тягового транзита ВЛ 220 кВ, проходящего через ОРУ 220 кВ:

$$I_{ном} = \frac{312600}{\sqrt{3} \cdot 220} = 820,386 \text{ А},$$

Требуется частичная замена оборудования ОРУ 220 кВ обусловлена необходимостью увеличения пропускной нагрузочной способности оборудования в связи с плановым увеличением нагрузки тягового транзита ВЛ 220 кВ, проходящего через ОРУ 220 кВ. Необходимо заменить оборудование до второй секционной переемычки включительно:

- высокочастотные заградители ВЗ-630;
- разъединители РНДЗ-220-1/600 и РНДЗ-220-2/600.

Также требуется установить трансформаторы тока на первой секционной переемычке (для измерения и контроля перетоков мощности и рабочих токов ВЛ 220 кВ) и заменить устаревшие вентильные разрядники РВС-220 на современные ОПН для обеспечения надлежащего уровня защиты от перенапряжений и согласно требованиям к работе современной микропроцессорной РЗА.

1.3 Анализ действующей релейной защиты и автоматики

Оборудование релейной защиты на подстанциях обеспечивает отключение поврежденных участков электрической сети, на которых возникла аварийная ситуация (например, короткое замыкание). Автоматический ввод резерва (АВР) обеспечивает аварийное отключение поврежденного ввода питания и переключение его нагрузок на оставшийся в работе ввод питания. Таким образом, очевидно, что оборудование РЗА выполняет важнейшую функцию, защищая дорогостоящее оборудование от критических повреждений. При проведении модернизации РЗА необходимо также учитывать, что действующая электрическая схема и ее действующее электрооборудование не всегда способны обеспечить нормальную работу нового оборудования РЗА. Особенно часто это наблюдается при переводе устаревшей электромеханической РЗА на современную микропроцессорную [13].

Действующая релейная защита и автоматика – электромеханического типа. Предусмотрены следующие виды защит.

Для силовых автотрансформаторов:

- продольная дифференциальная защита;
- максимальная токовая защита (МТЗ);
- токовая отсечка (ТО);
- газовая защита.

Продольная дифференциальная защита является основной для силовых трансформаторов, остальные виды защит являются вспомогательными. Релейная защита силовых трансформаторов выполнена на электромеханических реле РТ-80.

Для отходящих линий 6 кВ виды защит:

- МТЗ;
- ТО;
- защита от замыканий на землю (ЗНЗ).

Релейная защита отходящих линий 6 кВ выполнена на электромеханических реле РТ-80.

Далее рассмотрим действующие схемы релейной защиты на подстанции «Ирбинская».

Действующая схема релейной защиты силовых трансформаторов представлена на рисунке 1.2.

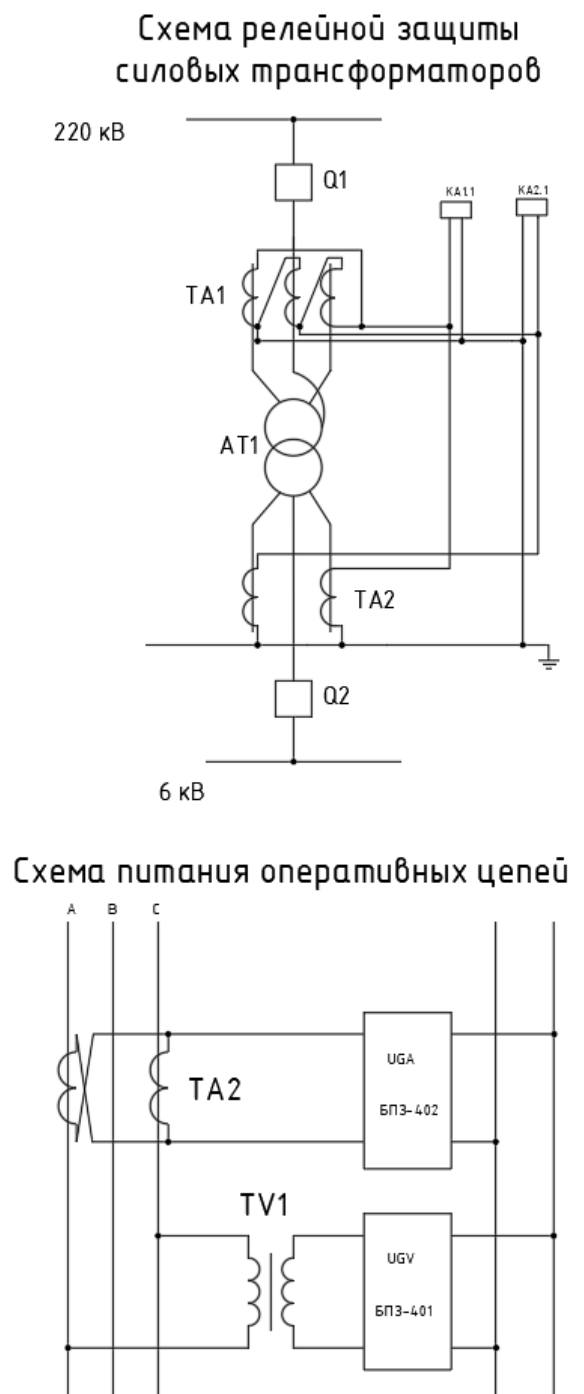


Рисунок 1.2 – Действующая схема релейной защиты силовых трансформаторов

Схема подключения реле действующей РЗ силовых трансформаторов показана на рисунке 1.3.

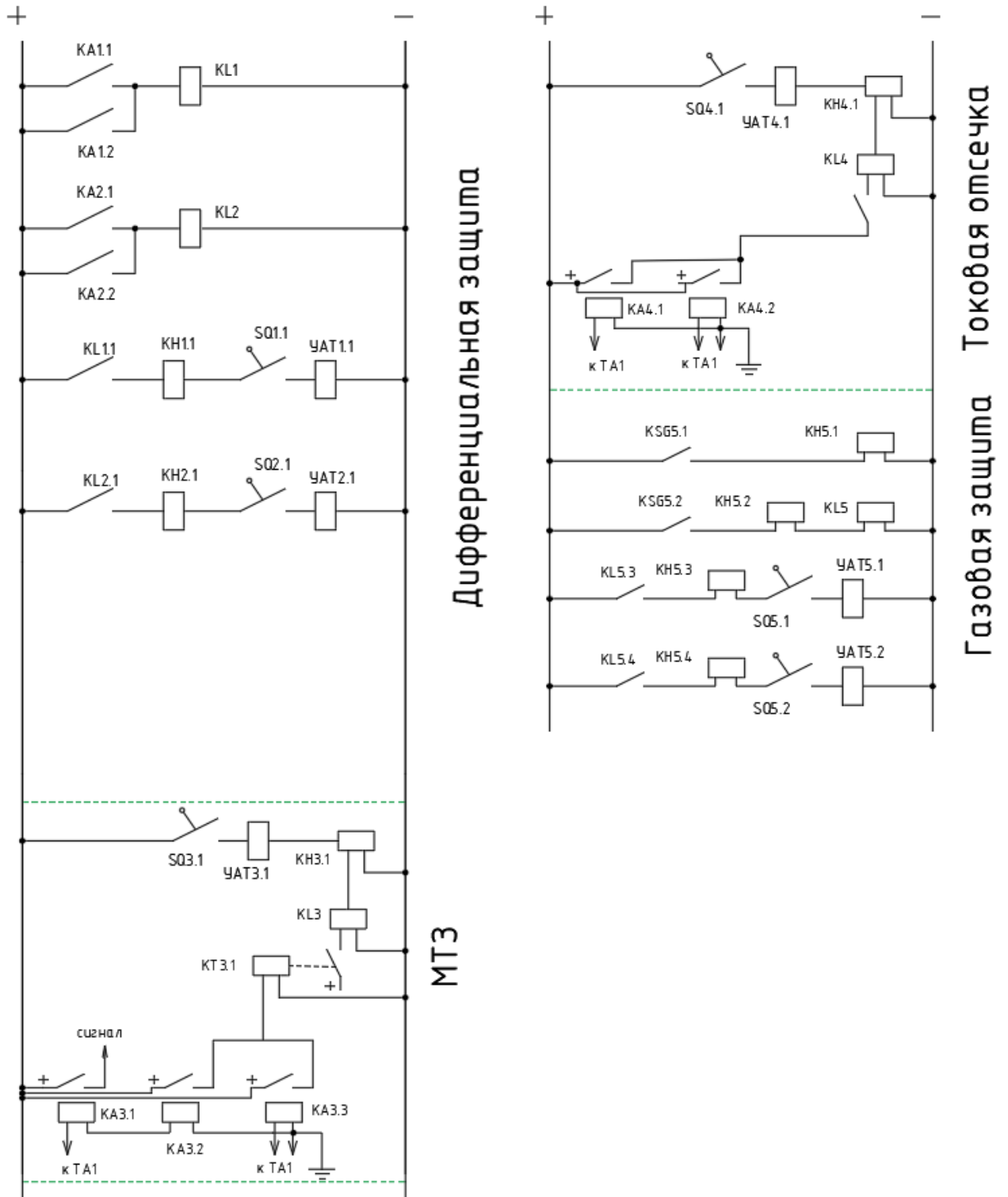


Рисунок 1.3 – Схема подключения реле действующей РЗ силовых трансформаторов

Действующая схема релейной защиты отходящих линий 6 кВ представлена на рисунке 1.4.

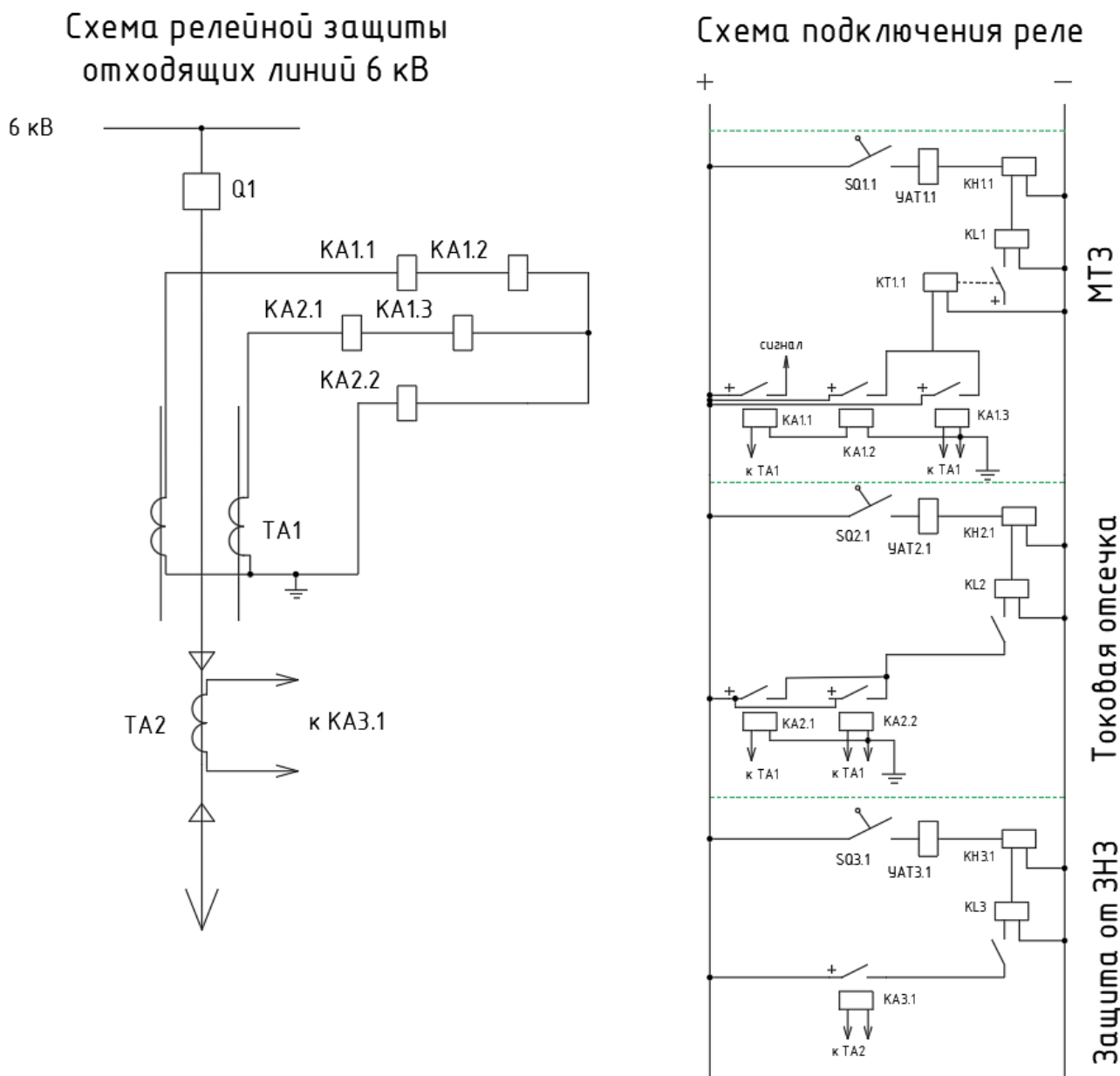


Рисунок 1.4 – Действующая схема релейной защиты отходящих линий 6 кВ

На данный момент для релейной защиты силовых трансформаторов и отходящих линий 6 кВ используются электромеханические реле тока серии РТ. Принцип действия: при токе срабатывания электромагнитная сила превысит противодействующую силу (обусловлена силой пружины и силой трения), якорь реле повернется и повернется связанный с ним контакт, замкнув неподвижный контакт. Статистика отказов реле РТ на ПС «Ирбинская», согласно аварийному

журналу, по данным ПАО «Россети Сибирь»-«Красноярскэнерго» приведена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Статистика отказов реле тока согласно аварийному журналу

Год	Отказы общие	Основная причина
2016	3	Реле на срабатывает из-за затирания подвижной системы
	2	Обрыв в цепи подъемной катушки
	2	Большое контактное нажатие, которое требует регулировки реле
2017	4	Большое контактное нажатие, которое требует регулировки реле
	4	Реле на срабатывает из-за затирания подвижной системы
	2	Обрыв в цепи подъемной катушки
2018	3	Обрыв в цепи подъемной катушки
	5	Большое контактное нажатие, которое требует регулировки реле
	6	Реле на срабатывает из-за затирания подвижной системы
2019	4	Реле на срабатывает из-за затирания подвижной системы
	5	Обрыв в цепи подъемной катушки
	5	Большое контактное нажатие, которое требует регулировки реле
2020	7	Большое контактное нажатие, которое требует регулировки реле
	6	Реле на срабатывает из-за затирания подвижной системы
	5	Обрыв в цепи подъемной катушки

Очевидно, что действующие реле серии РТ далеко не всегда способны эффективно обеспечить защиту силовых трансформаторов и отходящих линий 6 кВ.

Проведем анализ действующего электрооборудования РЗА на остаточный ресурс. Остаточный ресурс действующего оборудования определяется по формуле:

$$T_{ост} = \frac{T_{ном} - T_{факт}}{T_{ном}} \cdot 100, \% \quad (1.2)$$

где $T_{ном}$ – номинальный ресурс оборудования согласно паспорту, лет;

$T_{факт}$ – фактический ресурс оборудования на данный момент, лет.

Действующее электрооборудование РЗА эксплуатируется с момента ввода ПС в эксплуатацию, то есть с 1970 г., номинальный ресурс оборудования, согласно паспорту, составляет 30 лет [18]. Следовательно остаточный ресурс составит:

$$T_{ост} = \frac{30 - 50}{30} \cdot 100 = -66,7 \%,$$

Так как расчетное значение отрицательно, то остаточный ресурс отсутствует. Степень износа действующего электрооборудования РЗА ПС «Ирбинская» критическая, что и обуславливает большое число аварийных отказов и ложных срабатываний РЗА.

1.4 Обоснование необходимости модернизации РЗА и частичной замены оборудования ОРУ 220 кВ

Исходя из проведенного анализа действующей РЗА на ПС «Ирбинская», приведем обоснование необходимости ее модернизации:

1) Необходима установка нового оборудования РЗА ввиду критической степени износа действующего оборудования. Отказы токовых реле и других элементов РЗА создают угрозу выхода из строя дорогостоящего оборудования ПС, например, силовых трансформаторов с сопутствующими негативными последствиями. Ложные срабатывания защит приводят к недоотпуску электроэнергии потребителям с последующим материальным и другим ущербом.

2) Действующий тип оборудования РЗА – электромеханический. В настоящее время такой тип РЗА не удовлетворяет современным требованиям, предъявляемым к РЗА, таким как быстродействие, селективность и т.д. [21].

3) В настоящее время на ПС «Ирбинская» отсутствует цифровой мониторинг работы РЗА и мгновенная передача данных напрямую в диспетчерскую службу ПАО «Россети Сибирь»-«Красноярскэнерго». Для получения, сбора и систематизации данных о работе оборудования РЗА ведутся рабочий и аварийный журналы. Это осложняет получение и статистическую обработку данных, снижает точность и достоверность получаемой информации. Решение данной проблемы возможно только при использовании современной микропроцессорной РЗА, позволяющей проводить цифровой мониторинг работы РЗА.

4) Требуется частичная замена оборудования ОРУ 220 кВ ввиду необходимости увеличения пропускной нагрузочной способности оборудования в связи с плановым увеличением нагрузки тягового транзита ВЛ 220 кВ, проходящего через ОРУ 220 кВ. Также требуется установить трансформаторы тока на первой секционной перемычке (для измерения и контроля перетоков мощности и рабочих токов ВЛ 220 кВ) и заменить устаревшие вентильные разрядники РВС-220 на современные ОПН для обеспечения надлежащего уровня защиты от перенапряжений и согласно требованиям к работе современной микропроцессорной РЗА.

Таким образом, далее необходимо разработать проект модернизации релейной защиты и автоматики ПС, позволяющей устранить отмеченные недостатки действующей РЗА, для чего планируется установка современных терминалов микропроцессорной РЗА. Также необходимо выполнить частичную замену оборудования ОРУ 220 кВ и установку дополнительных трансформаторов тока.

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 220 кВ и действующей релейной защиты и его техническое состояние, проведен анализ оборудования РЗА на остаточный ресурс.

2. Расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования ОРУ 220 кВ

2.1 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) в максимальном режиме питающей энергосистемы будет необходим для выбора и проверки оборудования вводов дополнительных источников питания по режиму КЗ на термическую и электродинамическую стойкость. Расчет токов КЗ в минимальном режиме питающей энергосистемы будет необходим для проверки чувствительности релейной защиты.

Расчетная схема и схема замещения для определения токов короткого замыкания представлены на рисунке 2.1.

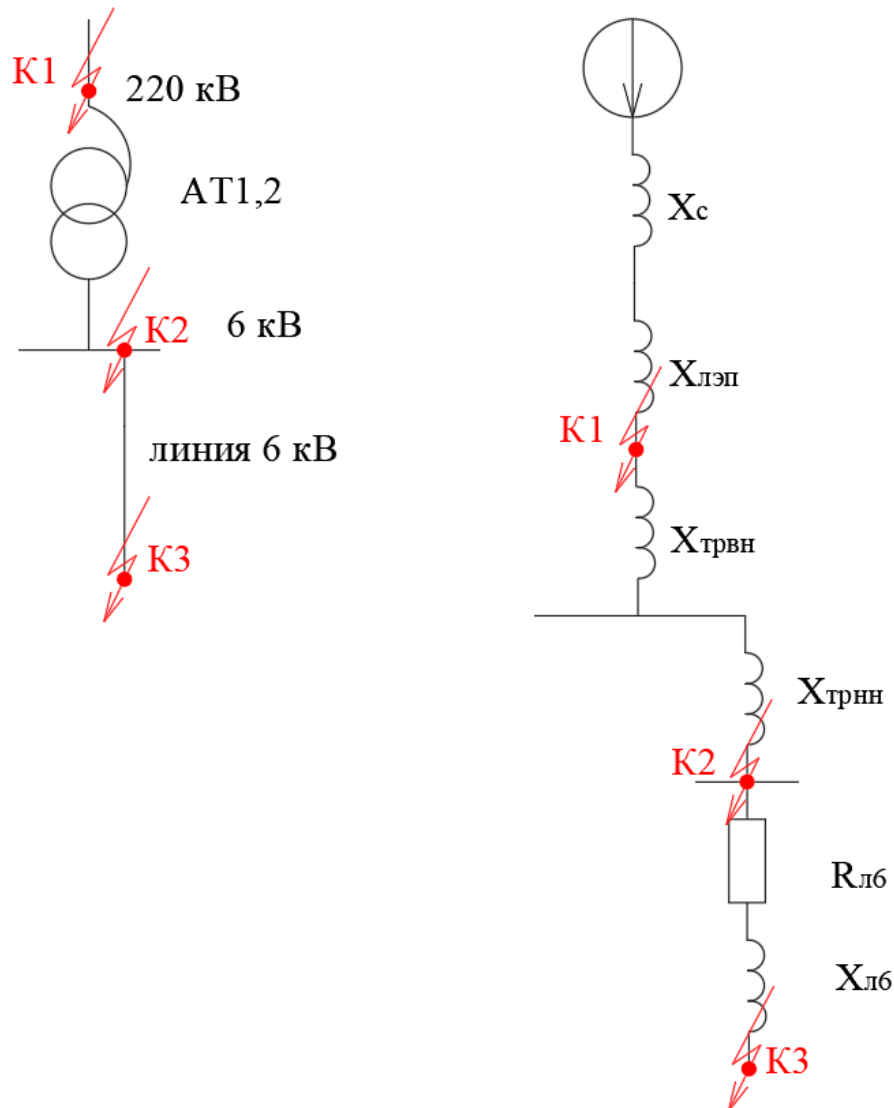


Рисунок 2.1 – Расчетная схема для определения токов короткого замыкания

Принимаем базисное напряжение 220 кВ (напряжение ВН питающих силовых трансформаторов) [11].

Периодическая составляющая тока КЗ определяется по формуле согласно РД 153-34.0-20.527-98 [14]:

$$I_K'' = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma K}}, \quad (2.1)$$

где E_c – напряжение короткого замыкания, кВ;

$X_{\Sigma K}$ – суммарное эквивалентное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Ударный коэффициент тока КЗ определяется по формуле:

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (2.2)$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ (для сети 220 кВ $T_a = 0,05$ с; для сети 6 кВ $T_a = 0,07$ с; для сети до 1 кВ $T_a = 0,09$ с) [14].

Ударный ток КЗ определяется по формуле:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K'', \quad (2.3)$$

Действующее значение ударного тока КЗ определяется по формуле:

$$I_y = I_K'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2}, \quad (2.4)$$

Ток двухфазного КЗ определяется по формуле:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K'' \quad (2.5)$$

Ток однофазного КЗ определяется по формуле:

$$I_K^{(1)} = 0,55 \cdot I_K'' \quad (2.6)$$

Максимальное значение апериодической составляющей тока КЗ определяется по формуле:

$$i_{\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot I_K'' \cdot e^{\frac{\tau}{T_a}} \quad (2.7)$$

где τ – минимальное время КЗ, с.

$$\tau = t_{з\min} + t_{CB} \quad (2.8)$$

где $t_{з\min}$ – минимальное время действия защиты, 0,01 с [1];

t_{CB} – собственное время отключения выключателя 220 кВ, с;

Полный ток КЗ определяется по формуле:

$$I_n = i_{\alpha\tau} + I_K'' \quad (2.9)$$

Сопротивление двухобмоточных понизительных автотрансформаторов 220/6 кВ по стороне ВН определяется по формуле:

$$X_{TPBH} = \frac{U_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{HT}^2} \quad (2.10)$$

где U_K – напряжение короткого замыкания (паспортная величина), %;

U_H – напряжение обмотки ВН, кВ;

S_{HT} – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$X_{ТРВН} = \frac{10,5 \cdot 220^2}{100 \cdot 32^2} = 4,963 \text{ Ом}$$

Сопротивление двухобмоточных понизительных автотрансформаторов 220/6 кВ по стороне НН определяется по формуле:

$$X_{ТРНН} = X_{ТРВН} \cdot (U_{ном.НН} / U_{ном.ВН})^2 \quad (2.11)$$

$$X_{ТРНН} = 4,963 \cdot (6 / 220)^2 = 0,004 \text{ Ом}$$

Расчет сопротивления ЛЭП:

$$X_{ЛЭП} = x_o \cdot L \quad (2.12)$$

где $x_o = 0,420$ Ом/км – удельное сопротивление линии 220 кВ с проводами АС-400/64;

L – длина линии, км.

В данном случае длины ВЛ к ПС "Ирбинская" одинаковы, поэтому:

$$X_{ЛЭП} = 0,42 \cdot 1,48 = 0,622 \text{ Ом}$$

Сопротивление системы X_C , в именованных единицах:

$$X_C = \frac{U_{\delta}^2}{S_K}, \quad (2.13)$$

где S_K – мощность КЗ в начале питающей ЛЭП к ПС «Ирбинская», МВА.

По данным ПАО «Россети Сибирь»-«Красноярскэнерго», мощности КЗ в начале отпаяк [18]:

– от ЛЭП Ирбинская – Кошурникова тяговая, в максимальном режиме питающей энергосистемы: 6230 МВА;

– от ЛЭП Ирбинская – Кошурникова тяговая, в минимальном режиме питающей энергосистемы: 5021 МВА;

– от ЛЭП Курагино тяговая – Ирбинская, в максимальном режиме питающей энергосистемы: 6156 МВА;

– от ЛЭП Курагино тяговая – Ирбинская, в минимальном режиме питающей энергосистемы: 5005 МВА.

Соответственно, сопротивления энергосистемы в различных режимах энергосистемы и питания ПС «Ирбинская» будут равны:

$$X_C = 220^2 / 6230 = 7,769 \text{ Ом}$$

$$X_C = 220^2 / 5021 = 9,64 \text{ Ом}$$

$$X_C = 220^2 / 6156 = 7,862 \text{ Ом}$$

$$X_C = 220^2 / 5005 = 9,67 \text{ Ом}$$

Отходящие линии 6 кВ выполнены кабельными и кабельно-воздушными [18].

Активное и индуктивное сопротивления КЛ определяются по формулам:

$$R_{КЛ} = r_o \cdot L, \tag{2.14}$$

$$X_{КЛ} = x_o \cdot L, \tag{2.15}$$

где r_o и x_o – удельное активное и реактивное сопротивление кабеля, Ом/м;

L – длина кабеля, м.

Активное и индуктивное сопротивления ВЛ определяются по формулам:

$$R_{BL} = r_o \cdot L, \quad (2.16)$$

$$X_{BL} = x_o \cdot L, \quad (2.17)$$

где r_o и x_o – удельное активное и реактивное сопротивление провода, Ом/м;

L – длина линии, м.

В качестве примера приведем расчет токов КЗ для точки К1 (РУВН ПС «Ирбинская») при питании ПС «Ирбинская» от ЛЭП Ирбинская – Кошурникова тяговая, в максимальном режиме питающей энергосистемы.

Периодическая составляющая тока КЗ определяется по формуле (2.1):

$$I_{K1}'' = 220 / (\sqrt{3} \cdot (7,769 + 0,622)) = 15,139 \text{ кА}$$

Ударный коэффициент тока КЗ определяется по формуле (2.2):

$$K_{y1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,05}} = 1,82,$$

Ударный ток КЗ определяется по формуле (2.3):

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 15,139 = 38,959 \text{ кА}$$

Действующее значение ударного тока КЗ определяется по формуле (2.4):

$$I_{y1} = 15,139 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,82 - 1)^2} = 23,177 \text{ кА}$$

Токи двухфазного и однофазного КЗ определяются по формулам (2.5-2.6):

$$I_{K1}^{(2)} = \left(\sqrt{3} / 2\right) \cdot 15,139 = 13,11 \text{ кА}$$

$$I_{K1}^{(1)} = 0,55 \cdot 15,139 = 8,326 \text{ кА}$$

Минимальное время КЗ, по формуле (2.8):

$$\tau_1 = 0,01 + 0,065 = 0,075 \text{ с}$$

Максимальное значение аperiodической составляющей тока КЗ, по формуле (2.7):

$$i_{\alpha\tau 1} = \sqrt{2} \cdot 15,139 \cdot e^{\frac{-0,075}{0,05}} = 4,315 \text{ кА}$$

Полный ток КЗ определяется по формуле (2.9):

$$I_{n1} = 4,315 + 15,139 = 19,453 \text{ кА}$$

Расчет токов КЗ в других режимах энергосистемы и питания ПС «Ирбинская» аналогичен, для точки К2 расчет также аналогичен, результаты сведены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчетов токов КЗ в точках К1-К2

Питание	Режим ЭС	Точка КЗ	I'' , кА	i_y , кА	I_y , кА	$I^{(2)}$, кА	$I^{(1)}$, кА	$I_{\alpha\tau}$, кА	I_n , кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
от ЛЭП Ирбинская – Кошурникова тяговая	Макс.	К1	15,139	38,959	23,177	13,110	8,326	4,315	19,453

Окончание таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
от ЛЭП Ирбинская – Кошурникова тяговая	Макс.	K2	9,462	24,349	14,486	8,194	5,204	2,697	12,158
от ЛЭП Ирбинская – Кошурникова тяговая	Мин.	K1	11,131	28,646	17,042	9,640	6,122	3,172	14,304
от ЛЭП Ирбинская – Кошурникова тяговая	Мин.	K2	6,957	17,904	10,651	6,025	3,826	1,983	8,940
от ЛЭП ПС Курагино тяговая – Ирбинская	Макс.	K1	14,363	36,963	21,990	12,438	7,900	4,093	18,457
от ЛЭП ПС Курагино тяговая – Ирбинская	Макс.	K2	8,977	23,102	13,744	7,774	4,937	2,558	11,535
от ЛЭП ПС Курагино тяговая – Ирбинская	Мин.	K1	10,561	27,179	16,169	9,146	5,809	3,010	13,571
от ЛЭП ПС Курагино тяговая – Ирбинская	Мин.	K2	6,601	16,987	10,106	5,716	3,630	1,881	8,482

Также для проверки чувствительности релейной защиты на фидерах ЗРУ 6 кВ требуется определить минимальные двухфазные токи КЗ в конце линий 6 кВ [1].

Исходя из результатов расчетов в таблице 2.1, очевидно, что минимальные двухфазные токи КЗ в конце линий 6 кВ будут при питании ПС «Ирбинская» по отпайке от ЛЭП Курагино тяговая – Ирбинская, в минимальном режиме питающей энергосистемы.

Сведем данные по отходящим линиям 6 кВ (согласно технической документации [18]) в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Расчетные характеристики отходящих линий 6 кВ

*Линии 6 кВ	Число цепей	L, км	Марка кабеля/провода	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	R, Ом	X, Ом	Z, Ом	I_p , А	I_{\max} , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
фидер 1	2	0,080	ААШв-3х120	0,258	0,081	0,021	0,006	0,022	92,4	184,8
фидер 2	2	0,100	ААШв-3х120	0,258	0,081	0,026	0,008	0,027	97,5	195,0
фидер 3	2	0,080	ААШв-3х120	0,258	0,081	0,021	0,006	0,022	88,9	177,8
фидер 4	2	0,505	ААШв-3х240	0,129	0,071	0,065	0,036	0,074	188,1	376,2
фидер 5	2	0,498	ААШв-3х240	0,129	0,071	0,064	0,035	0,073	171,2	342,4

Окончание таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
фидер 6	2	0,709	ААШВ-3х240	0,129	0,071	0,091	0,050	0,104	183,8	367,6
фидер 7	2	0,621	ААШВ-3х240	0,129	0,071	0,080	0,044	0,091	187,4	374,8
фидер 8	2	0,722	ААШВ-3х240	0,129	0,071	0,093	0,051	0,106	170,5	341,0
фидер 9	1	0,809	ААШВ-3х120	0,258	0,081	0,209	0,066	0,219	151,2	151,2
фидер 10	1	0,908	ААШВ-3х120	0,258	0,081	0,234	0,074	0,246	108,2	108,2
фидер 1	2	19,700	АС-50/8	0,603	0,302	11,879	5,949	13,286	92,4	184,8
фидер 2	2	10,300	АС-50/8	0,603	0,302	6,211	3,111	6,946	97,5	195,0
фидер 3	2	1,090	АС-50/8	0,603	0,302	0,657	0,329	0,735	88,9	177,8

*Примечание: для фидеров 1, 2 и 3 используются воздушно-кабельные линии.

Расчет токов КЗ в конце отходящих линий 6 кВ для проверки чувствительности релейной защиты проводится аналогично, результаты сведены в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Расчет токов КЗ в конце отходящих линий 6 кВ

Фидер 6 кВ	I'' , кА	$I^{(2)}$, кА
фидер 1	1,788	1,548
фидер 2	2,175	1,884
фидер 3	2,855	2,473
фидер 4	2,758	2,388
фидер 5	2,849	2,467
фидер 6	2,845	2,464
фидер 7	2,846	2,465
фидер 8	2,844	2,463
фидер 9	2,830	2,451
фидер 10	2,827	2,448

2.2 Выбор и проверка оборудования ОРУ 220 кВ

Номинальная нагрузка линий 220 кВ в связи с плановым увеличением нагрузки тягового транзита ВЛ 220 кВ, проходящего через ОРУ 220 кВ составит 312,6 МВА [18].

Номинальный рабочий ток линий 220 кВ с учетом планового увеличения нагрузки тягового транзита ВЛ 220 кВ, проходящего через ОРУ 220 кВ:

$$I_{ном} = \frac{312600}{\sqrt{3} \cdot 220} = 820,386 \text{ А},$$

Таким образом номинальный рабочий ток выбираемого электрооборудования ОРУ должен быть более 820,386 А.

2.2.1 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]:

- по номинальному напряжению установки $U_{н.анн.} \geq U_{н.уст.}$
- по максимальному рабочему току $I_{н.анн.} \geq I_{раб.макс.}$
- проверка на термическую стойкость $I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} \geq Bк$
- проверка на динамическую стойкость $i_{дин} \geq i_y.$

Выбираем разъединители серии РНДЗ-220-1/1000 и РНДЗ-220-2/1000, технические характеристики разъединителей РНДЗ-220 сведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Технические характеристики разъединителей РНДЗ-220

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

Проверку разъединителей сведем в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Проверка разъединителей 220 кВ

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

Выбранные разъединители удовлетворяют условиям проверки по всем параметрам.

2.2.2 Выбор и проверка трансформаторов тока

Требуется установить трансформаторы тока на первой секционной перемычке (для измерения и контроля перетоков мощности и рабочих токов ВЛ 220 кВ).

Трансформаторы тока должны отвечать следующим требованиям [11]:

- по номинальному напряжению установки $U_{\text{н.анн.}} \geq U_{\text{н.уст.}}$
- по максимальному рабочему току $I_{1\text{н.}} \geq I_{\text{раб.мах.}}$
- по классу точности
- по вторичной нагрузке $Z_{\text{н}} \geq Z_{2\Sigma}$
- расчетная проверка по кривым предельной кратности (полная погрешность $\leq 10 \%$) проверка на термическую стойкость согласно выражению:

$$(k_{\text{тер.}} \cdot I_{1\text{н.}})^2 \cdot t_{\text{тер.}} \geq B_{\text{к}} \quad (2.25)$$

где $k_{\text{тер.}}$ – кратность термической стойкости,

$I_{1\text{н.}}$ – номинальный ток первичной обмотки, кА.

Проверка на динамическую стойкость:

$$i_{дин.} = k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н.} \geq i_y. \quad (2.26)$$

где $k_{эд}$ – кратность динамической стойкости.

Сравним три возможных варианта исполнения трансформаторов тока 220 кВ (таблица 2.5).

Таблица 2.5 – Сравнительная техническая характеристика трансформаторов тока 220 кВ

Сравнительные величины	ТФМ-220	ТФНД-220М	ТГФМ-220
Тип изоляции	Масля- ный	Масля- ный	Элегазо- вый
Номинальное напряжение, кВ	220	220	220
Кратность трехсекундного тока термической стойкости, А	70	65	75
Кратность тока электродинамической стойкости, А	115	140	150
Класс точности вторичной обмотки для измерений	0,5	0,5	0,5
Масса, кг	930	958	810

Следует отдать предпочтение трансформаторам тока серии ТГФМ-220 ввиду лучших технико-эксплуатационных характеристик и более современной конструкции (элегазовые).

Проверка по номинальному напряжению:

$$U_{н.ант.} = 220 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 220 \text{ кВ}.$$

Проверка по максимальному рабочему току:

$$I_{1н.} = 1000 \text{ A} \geq I_{\text{раб. max.}} = 820,386 \text{ A.}$$

Производим проверку на термическую стойкость по формуле (2.25):

$$(75 \cdot 1,0)^2 \cdot 3 = 16875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 688 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Производим проверку на динамическую стойкость по формуле (2.26):

$$150 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,0 = 212,1 \text{ кА} > 38,96 \text{ кА}$$

Производим проверку по сопротивлению вторичной нагрузке, которая определяется из следующего выражения (для схемы полной звезды):

$$Z_{2\Sigma} = Z_{\text{приб.}} + Z_{\text{пров.}} + Z_{\text{конт.}} \quad (2.27)$$

где $Z_{\text{приб.}}$ – суммарное сопротивление последовательно включенных приборов вторичной нагрузки, Ом;

$Z_{\text{пров.}}$ – сопротивление соединительных проводов, Ом;

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{l_{\text{пров.}} \cdot \rho}{s_{\text{пров.}}}, \quad (2.28)$$

где $l_{\text{пров.}}$ – длина соединительных проводов, м;

ρ – удельное сопротивление соединительных проводов, для медных проводов $0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$;

$s_{\text{пров.}}$ – сечение соединительных проводов, мм^2

$Z_{\text{конт.}}$ – суммарное сопротивление контактных соединений, которое можно принять равным $0,1 \text{ Ом}$.

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{\text{н,приб.}}^2}, \quad (2.29)$$

где $S_{\text{приб.}}$, $I_{\text{н,приб.}}$ – соответственно потребляемая мощность, В·А, и номинальный ток прибора, А, соответственно.

Вторичная обмотка ТТ, с классом точности 10Р, задействована в схеме многофункционального устройства РЗА мощностью 1 ВА. Вычисляем сопротивление устройства по формуле (2.29):

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом.}$$

Принимаем длину соединительных проводов 25 м [18]. Выбираем контрольный кабель КВВГнг с жилами сечением 4 мм². Рассчитываем сопротивление соединительных проводов по формуле (2.28):

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{25 \cdot 0,0175}{4} = 0,109 \text{ Ом}$$

Итого суммарное сопротивление вторичной нагрузки по формуле (2.27):

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,109 + 0,1 = 0,249 \text{ Ом.}$$

Производим проверку по кривым предельной кратности [15]. Кратность первичного тока по отношению к номинальному не должна превышать 21,5 при $Z_{2\Sigma} = 0,249 \text{ Ом}$. Полная погрешность ТТ будет до 10%.

Выбранные трансформаторы тока ТГФМ-220 проходят проверку по всем параметрам.

2.2.3 Выбор и проверка высокочастотных заградителей

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

На вводах ОРУ 220 кВ выбираем ВЗ серии ВЗ 1250 на номинальный ток 1250 А. Проверка высокочастотных заградителей сведена в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Проверка высокочастотных заградителей 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{р.мах}} = 820,386 \text{ А}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 15,139^2 \cdot 3 = 688 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{у}} = 38,96 \text{ кА}$

2.2.4 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения

Выбираются ограничители перенапряжения серии ОПН. Для защиты от перенапряжений предварительно выбираем ОПНп-220/154/10/550.

1. Проверка по наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению $U_{\text{нд}}$.

Для сетей напряжением 220 кВ наибольшее рабочее напряжение сети, согласно ГОСТ 1516.3-96: $U_{\text{нс}} = 145,7 \text{ кВ}$.

По условию обеспечения электрической прочности изоляции:

$$U'_{\text{нс}} = 1,05 \cdot U_{\text{нс}}, \quad (2.22)$$

$$U'_{\text{нс}} = 1,05 \cdot 145,7 = 152,99 \text{ кВ}$$

Для ОПНп-220/154/10/550: $U_{\text{нд}} = 154 \text{ кВ} > 152,99 \text{ кВ}$

Условие выполняется.

2. Проверка по условиям взрывобезопасности.

Номинальный взрывобезопасный ток должен быть не менее, чем на 20% больше максимального тока КЗ в месте установки ОПН:

$$I_{BB} > 1,2 \cdot I_{K3.макс}, \quad (2.23)$$

$$I_{BB} > 1,2 \cdot 15,139 = 18,17 \text{ кА}$$

Для ОПНп-220/154/10/550: $I_{BB} = 40 \text{ кА} > 18,17 \text{ кА}$

Условие выполняется.

3. Проверка по грозовым перенапряжениям.

Максимальное значение остающегося на ОПН напряжения при грозовом импульсе с амплитудой 10 кА для ограничителей сетей 220 кВ не должно превышать 570 кВ [12].

Для ОПНп-220/154/10/550: $U_{ост.г} = 425 \text{ кВ} < 570 \text{ кВ}$.

Условие выполняется.

4. Проверка по коммутационным перенапряжениям.

Остающееся на ОПН напряжение $U_{ост.к}$ при воздействии коммутационного импульса должно быть не менее, чем на 20% меньше испытательного напряжения коммутационного импульса $U_{ки}$ (согласно ГОСТ 1516.3-96 значения $U_{ки}$ нормируются для электрооборудования от 330 кВ. Для электрооборудования 6–220 кВ нормируются одномоментные испытательные напряжения частотой 50 Гц – $U_{исн50}$). В данном случае значение испытательного напряжения коммутационного импульса определяется по формуле:

$$U_{ки} = K_u \cdot K_k \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исн50}, \quad (2.24)$$

где K_u – коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при коротком импульсе по сравнению с испытательным, принимается равным 1,35 [12];

K_k – коэффициент кумулятивности, учитывающий возможную многократность импульсов и старение изоляции, принимается равным 0,9 [12].

В данном случае:

$$U_{ки} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 252 = 432,9 \text{ кВ}$$

Для ОПНп-220/154/10/550: $U_{ост.к} = 305 \text{ кВ} < 432,9 \text{ кВ}$.

Условие выполняется.

5. Проверка по длине пути утечки внешней изоляции.

Согласно ГОСТ 9920-89 для района со II степенью загрязненности внешней среды удельная длина пути утечки должна быть не менее 2,0 см/кВ. То есть в данном случае минимальная длина пути утечки для ОПН:

$$L_{мин.ПУ} = 2,0 \cdot 252 = 504 \text{ см}$$

Для ОПНп-220/154/10/550: $L_{ПУ} = 550 \text{ см} > 504 \text{ см}$.

Условие выполняется.

Выбранный тип ОПНп-220/154/10/550 соответствует требуемым параметрам, определенным в соответствии с условиями эксплуатации.

Выводы по главе 2.

Проведен расчет токов короткого замыкания КЗ в максимальном режиме питающей энергосистемы (для выбора и проверки оборудования вводов дополнительных источников питания по режиму КЗ на термическую и электродинамическую стойкость). Проведен расчет токов КЗ в минимальном режиме питающей энергосистемы (для проверки чувствительности релейной защиты).

Выбрано и проверено по допустимым параметрам заменяемое оборудование ОРУ 220 кВ, составлена однолинейная схема ОРУ после частичной замены оборудования и приведена на рисунке 2.2.

3. Выбор оборудования релейной защиты и автоматики, расчет уставок

3.1 Выбор терминалов микропроцессорной релейной защиты и автоматики

Релейную защиту силовых автотрансформаторов выполняем на базе микропроцессорных терминалов серии «Сириус-Т» производства ЗАО «Радиус Автоматика». Микропроцессорная часть позволяет задать токи срабатывания программно. Внешний вид терминала Сириус-Т показан на рисунке 3.1.



Рисунок 3.1 – Внешний вид терминала Сириус-Т

Схема микропроцессорной защиты силовых автотрансформаторов на терминале Сириус-Т показана в Приложении А.

Защиту линий напряжением 6 кВ выполняем на современных микропроцессорных терминалах Сириус-2Л-02 производства ЗАО «Радиус Автоматика», внешний вид показан на рисунке 3.2.



Рисунок 3.2 – Внешний вид терминала Сириус-2Л-02

Данные терминалы представляют собой последнее поколение микропроцессорных устройств релейной защиты и обеспечивают все необходимые виды защит отходящих линий 6–35 кВ.

Схема микропроцессорной защиты отходящих линий напряжением 6 кВ на терминале Сириус-2Л-02 показана в Приложении Б.

АВР на шинах 6 кВ ПС выполняем на современном микропроцессорном терминале Сириус-АВР производства ЗАО «Радиус Автоматика». Новое микропроцессорное устройство автоматики присоединений напряжением 0,4 и 6–35 кВ «Сириус-АВР» предназначено для АВР – автоматического ввода резервного источника питания в случае пропадания напряжения на одном из питающих вводов путем включения секционного выключателя, а также ВНР – восстановления

схемы нормального режима после восстановления питания на отключенном вводе.

Внешний вид терминала Сириус-АВР показан на рисунке 3.3.



Рисунок 3.3 – Внешний вид терминала Сириус-АВР

Схема микропроцессорного АВР на терминале Сириус-АВР показана в Приложении В.

3.2 Релейная защита силовых автотрансформаторов

3.2.1 Дифференциальная защита силовых автотрансформаторов

Дифференциальная защита применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов и автотрансформаторов. При параллельной работе трансформаторов и автотрансформаторов дифференциальная защита обеспечивает не только быстрое, но и селективное отключение поврежденного трансформатора (автотрансформатора).

Номинальные расчетные данные автотрансформаторов ПС показаны в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Номинальные расчетные данные трансформаторов ПС

Величина	Обозначение	Результаты
Номинальная мощность защищаемого автотрансформатора, кВА	S_n	32000
Номинальное напряжение автотрансформатора, кВ	$U_{вн}$	220
	$U_{нн}$	6
Первичные номинальные токи автотрансформатора, А	$I_{вн}$	83,981
	$I_{нн}$	3079,292
Первичные номинальные токи ТТ, А	$n_{вн}$	150
	$n_{нн}$	5000

Расчет уставок дифференциальной защиты.

1) Определение пригодности установленных трансформаторов тока (ТТ).

1. По условию выравнивания вторичных токов по величине:

$$0,1 \cdot I_{НОМ.Т} < I_{НОМ.ТТ} < 2,5 \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (3.1)$$

где $I_{НОМ.Т}$ – первичный номинальный ток обмотки автотрансформатора, А;

$I_{НОМ.ТТ}$ – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А.

Номинальный ток трансформатора $I_{вн} = 83,981 \text{ А}$

Для ТТ со стороны 220 кВ, проведем расчет по формуле (3.1):

$$0,1 \cdot 83,981 < 150 < 2,5 \cdot 83,981 = 210 \text{ А}$$

Номинальный ток трансформатора $I_{нн} = 3079,292 \text{ А}$

Для ТТ со стороны 6 кВ, проведем расчет по формуле (3.1):

$$0,1 \cdot 3079,292 < 5000 < 2,5 \cdot 3079,292 = 7698,2 \text{ А}$$

Условие выполняется.

2. По условию отстройки от броска тока намагничивания

Сопротивление трансформатора при полном насыщении определяется по формуле:

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot U_K}{100}, \quad (3.2)$$

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot 10,5}{100} = 0,172 \text{ о.е.}$$

Базисное сопротивление определяется по формуле:

$$X_{\sigma} = \frac{U_{BH}^2}{S_{н.т.}}, \quad (3.3)$$

$$X_{\sigma} = \frac{242^2}{32} = 1830,1 \text{ Ом}$$

Сопротивление ВЛ 220 кВ, пренебрегая активным сопротивлением, определяется по формуле:

$$X_{л} = x_0 \cdot L, \quad (3.4)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км.

$$X_{л} = 0,42 \cdot 1,48 = 0,622 \text{ Ом}$$

Сопротивление линии, приведенное к базисным условиям, будет равно

$$X_{*л} = 0,622 / 1830,1 = 0,00034 \text{ о.е.}$$

Сопrotивление контура включения определяется по формуле:

$$X_* = X_{л} + K_1 \cdot X_{*B}^{(1)}, \quad (3.5)$$

где $K_1 = 1,1..1,15$ – коэффициент, учитывающий увеличение индуктивного сопротивления ввиду неполного насыщения магнитопровода.

$$X_* = 0,00034 + 1,1 \cdot 0,172 = 0,1892 \text{ о.е.}$$

Или в именованных единицах:

$$X = 0,1892 \cdot 1830,1 = 346,277 \text{ Ом}$$

Амплитудное значение броска тока намагничивания определяется по формуле:

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{лин} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X}, \quad (3.6)$$

где A – смещение оси синусоиды потокосцепления, для трансформаторов с горячекатаной сталью, принимается равным 0,39 [1].

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot 242 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 346,277} = 793,063 \text{ А}$$

Кратность тока по отношению к амплитудному значению номинального тока ТТ определяется по формуле:

$$K_{ТТ} = \frac{I_{ампл}}{\sqrt{2} \cdot I_{ВН.ТТ}}, \quad (3.7)$$

где $I_{ВН.ТТ}$ – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А.

$$K_{ТТ} = \frac{793,063}{\sqrt{2} \cdot 150} = 3,739 < 6,7$$

По условию отстройки от броска тока намагничивания предельная кратность ТТ стороны 220 кВ должна быть: $K_{10} \geq 20$ [1]. Определяем предельную кратность ТТ при заданной нагрузке ТТ со стороны 220 кВ. Сопротивление нагрузки определяется по формуле:

$$R_{нагр} = R_k + R_{пер} + R_{вх.терм}, \quad (3.8)$$

где R_k – сопротивление контрольного кабеля, Ом;

$R_{пер}$ – переходное сопротивление соединительных контактов в токовых цепях, равно 0,05 Ом [1];

$R_{вх.терм}$ – входное сопротивление терминала, равно 0,01 Ом [1].

Сопротивление контрольного кабеля определяется по формуле:

$$R_k = \rho \cdot L / S_k, \quad (3.9)$$

где ρ – удельное сопротивление материала жил кабеля, для медного кабеля 0,029 Ом мм²/м [15];

S_k – сечение жил кабеля, мм².

$$R_k = 0,029 \cdot 50 / 2,5 = 0,58 \text{ Ом}$$

Сопротивление нагрузки ТТ, по формуле (3.8):

$$R_{нагр} = 0,58 + 0,05 + 0,01 = 0,64 \text{ Ом}$$

Для ТТ типа ТФНД-220 для $R_{нагр} = 0,64 \text{ Ом}$: $K_{10} = 24 \geq 20$ [1]. Следовательно, требование выполняется.

3. По условию отстройки от переходных режимов.

Приведенная предельная кратность для данного ТТ определяется по формуле:

$$K' = K_{10} \cdot I_{НОМ.ТТ} / I_{НОМ.Т} > 20, \quad (3.10)$$

или по формуле

$$K_{10} = K' \cdot I_{НОМ.Т} / I_{НОМ.ТТ} < 24, \quad (3.11)$$

$$K_{10} = 20 \cdot 83,981 / 150 = 11,197 < 24$$

Условие отстройки от переходных режимов выполняется.

2) Проверка возможности использования самоадаптирующегося торможения.

Самоадаптирующееся торможение обеспечивается при условии, что амплитудное значение броска тока намагничивания не превышает 8-кратного первичного тока обмотки ВН трансформатора. В данном случае:

$$I_{амп} / I_{ном} = 793,063 / 83,981 = 9,443 > 8$$

Следовательно, применяется традиционное торможение.

3) Определение минимального тока срабатывания производится по формуле:

$$I_{C3} > 1,1 \left(K_{nep} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{pez}}{1 - \Delta U_{pez}} + 0,02 \right), \quad (3.12)$$

где ε – погрешность ТТ, принимается равной 0,1 [1];

K_{nep} – коэффициент, учитывающий переходный режим, принимается равным 1,0 [1];

ΔU_{pez} – диапазон регулирования устройства РПН.

$$I_{C3} > 1,1 \left(1,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,34$$

Принимаем к установке $I_{C3} = 35 \%$.

4) Определение крутизны первого наклонного участка тормозной характеристики.

Крутизна первого наклонного участка тормозной характеристики определяется по формуле:

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left(K_{nep} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{pez}}{1 - \Delta U_{pez}} + 0,02 \right), \quad (3.13)$$

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left(2,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,45$$

Принимаем $\frac{I_d}{I_t} = 45 \%$

5) Точка изменения крутизны тормозной характеристики определяется по формуле:

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot \frac{I_d}{I_t} \sqrt[3]{\left(\min(I_{БР.НАМ.1*}, I_{БР.НАМ.2*}, I_{БР.НАМ.3*}) \right)^4}, \quad (3.14)$$

где $I_{БР.НАМ.i}$ – значение броска тока намагничивания силового трансформатора, А.

Минимальное значение броска тока намагничивания определяется по формуле:

$$I_{БР.НАМ.min} = K_{омс} \cdot I_{НОМ.Т.} \cdot K_{бр}, \quad (3.15)$$

где $K_{омс}$ – коэффициент отстройки, равен 1,1 для МУ РЗА [1];

$K_{бр}$ – коэффициент броска тока намагничивания, равен 5 для МУ РЗА [1].

$$I_{БР.НАМ.min} = 1,1 \cdot 83,981 \cdot 5 = 461,894 \text{ А}$$

Проведем расчет по формуле (3.14):

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot 0,45 \sqrt[3]{461,894^4} = 35,63$$

Принимаем к установке $SLP = 35,6$.

6) Определение крутизны второго наклонного участка тормозной характеристики $(\frac{I_d}{I_{t2}})$. Значение $(\frac{I_d}{I_{t2}})$ по рекомендации производителя принимается рав-

ным 60-70%. Принимаем к установке $\frac{I_d}{I_{t2}} = 65\%$

7) Определение тока срабатывания дифференциальной отсечки.

1. Отстройка от броска намагничивания.

Отстройка от броска намагничивания производится по формуле:

$$I_{d \max} \geq K_{омс} \cdot K_{ТТ}, \quad (3.16)$$

где $K_{омс}$ – коэффициент отстройки, равен 1,4 для МУ РЗА [1].

$$I_{d \max} \geq 1,4 \cdot 3,739 = 5,235 \text{ A}$$

2. Отстройка от максимального значения внешнего короткого замыкания.

Максимальное значение внешнего КЗ будет при 3-фазном повреждении на стороне 6 кВ, значение определяется по формуле:

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{НБ} \cdot I_{кз.макс}, \quad (3.17)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2 для МУ РЗА;

$K_{НБ}$ – коэффициент небаланса, принимается равным 0.7 для МУ РЗА;

$I_{кз.макс}$ – максимальное значение периодической составляющей тока внешнего к.з., кА.

$$I_{d \max} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 2,855 = 2,398 \text{ кА}$$

8) Уставки блокировок по второй и пятой гармоникам.

Уставки принимаются согласно рекомендациям производителя МУ РЗА:

$$\frac{I_{2f}}{I_{1f}} = 15\% \text{ с поперечной блокировкой.}$$

$$\frac{I_{5f}}{I_{1f}} = 35\% \text{ с пофазной блокировкой.}$$

3.2.2 Максимальная токовая защита от внешних многофазных КЗ

Ток срабатывания защиты отстраивается от максимального рабочего тока силового трансформатора по формуле:

$$I_{CЗ} \geq \frac{K_H \cdot K_{CЗ}}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (3.18)$$

где K_H – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,1 для МУ РЗА [1];

K_B – коэффициент возврата принимаем 0,935 для МУ РЗА [1];

K_{C3} – коэффициент самозапуска нагрузки, согласно паспорту МУ РЗА.

Кратность тока самозапуска рассчитывается по формуле:

$$K_{I.C3} = \frac{I_{НОМ.Т}}{I_{К.МАХ}^3}, \quad (3.19)$$

$$K_{I.C3} = \frac{83,981}{2855} = 0,0294$$

По кривой зависимости находим $K_{C3} = 1,16$ [1].

Расчетный ток срабатывания защиты определим по формуле (3.18):

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,16}{0,935} \cdot 83,981 = 114,609 \text{ А}$$

Принимаем ток срабатывания защиты 114,61 А.

3.2.3 Токовая защита от перегрузок

Защита выполнена с помощью МТЗ, установленной со стороны питания.

Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{C3} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (3.20)$$

$$I_{C3} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 83,981 = 98,801 \text{ А}$$

Принимаем ток срабатывания защиты 98,8 А.

3.2.4 Газовая защита

Действие защиты основано на том, что всякие, даже незначительные, повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа [2]. Защита выполняется на основе реле ВФ-80/Q.

3.3 Защита отходящих линий напряжением 6 кВ

Защита линий напряжением 6 кВ выполняется на современных микропроцессорных терминалах Сириус-2Л-02.

Защита от многофазных КЗ.

Токовая отсечка выполняется на микропроцессорной базе. Ток срабатывания отсечки определяется по формуле:

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (3.21)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, равен 5,0 для МУ РЗА [1];

Ток срабатывания МТЗ выбирается по формуле:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{р.макс} , \quad (3.22)$$

где $I_{р.макс}$ – максимальный рабочий ток линии, А.

Расчетный ток срабатывания реле определяется по выражению:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T} , \quad (3.23)$$

где $k_{cx} = 1$ – коэффициент схемы подключения ТТ;

n_T – коэффициент трансформации ТТ.

Коэффициент чувствительности защиты можно найти по формуле:

$$k_q = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}}, \quad (3.24)$$

где $I_K^{(2)}$ – ток двухфазного КЗ в конце линии, кА.

Защита от замыканий на землю (ЗНЗ).

Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{C3} \geq k_{отс} \cdot k_B \cdot I_C, \quad (3.25)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2 для МУ РЗА [1];

k_B – коэффициент, учитывающий бросок собственного ёмкостного тока, принимается равным 2,5 для МУ РЗА [1];

I_C – собственный ёмкостный ток присоединения самого потребителя I_{CD} и линии, соединяющей его с РУ и ёмкостный ток входящей в зону действия защиты линии I_{CL} .

Ёмкостный ток присоединения определяется по формуле:

$$I_C = I_{CD} + I_{CL}, \quad (3.26)$$

Значением I_{CD} обычно можно пренебречь. Тогда формула (3.26) примет вид:

$$I_C = I_{CL} = I_{CO} \cdot L \cdot m, \quad (3.27)$$

где I_{CO} – значение собственного ёмкостного тока 1 км кабеля, А/км;

L – длина линии, км;

m – число проводов в фазе линии, шт.

Приведем пример расчета уставок РЗ фидеров 6 кВ для фидера 1.

Токовая отсечка, ток срабатывания защиты, по формуле (3.21):

$$I_{C3} \geq 5 \cdot 0,092 = 0,462 \text{ кА}$$

Ток срабатывания МТЗ, по формуле (3.22):

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 184,8 = 256,546 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле МТЗ, по формуле (3.23):

$$I_{CP} = 256,546 \cdot \frac{1}{200 / 5} = 6,414 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности защиты, по формуле (3.24):

$$k_q = \frac{1548}{256,546} = 6,0 \geq 1,5$$

Емкостный ток присоединения, по формуле (3.27):

$$I_C = 1,0 \cdot 0,08 \cdot 1 = 0,08 \text{ А}$$

Ток срабатывания защиты от ЗНЗ, по формуле (3.25):

$$I_{C.3} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,08 = 0,24 \text{ А}$$

Принимаем уставку защиты от ЗНЗ 0,25 А.

Для остальных линий 6 кВ расчеты аналогичны и сведены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Расчет уставок релейной защиты линий 6 кВ

Фидеры 10 кВ	$I_{ном}$, кА	$I_{сз ТО}$, кА	$I_{макс}$, А	$I_{сз МТЗ}$, А	$I_{ср МТЗ}$, А	$K_{ч(МТЗ)}$	$I_{с,А}$	$I_{сз ЗНЗ}$, А
фидер 1	0,092	0,462	184,8	256,546	6,414	6,0	0,080	0,240
фидер 2	0,098	0,488	195,0	270,706	6,768	7,0	0,100	0,300
фидер 3	0,089	0,445	177,8	246,828	6,171	10,0	0,080	0,240
фидер 4	0,188	0,941	376,2	522,254	6,528	4,6	0,732	2,197
фидер 5	0,171	0,856	342,4	475,332	5,942	5,2	0,722	2,166
фидер 6	0,184	0,919	367,6	510,315	6,379	4,8	1,028	3,084
фидер 7	0,187	0,937	374,8	520,311	6,504	4,7	0,900	2,701
фидер 8	0,171	0,853	341,0	473,388	5,917	5,2	1,047	3,141
фидер 9	0,151	0,756	151,2	209,901	5,248	11,7	0,809	2,427
фидер 10	0,108	0,541	108,2	150,207	5,007	16,3	0,908	2,724

3.4 Расчет уставок АВР

Система АВР дает возможность управления источниками питания в распределительных сетях. При этом применяется устройство определения наличия напряжения и токов КЗ на вводах.

АВР выполняем на современном микропроцессорном терминале Сириус-АВР производства ЗАО «Радиус Автоматика».

Режимы выбираются при помощи программного обеспечения для конфигурирования Easergy T200S. Полуавтоматический режим, SW1 > SW2 Когда напряжение пропадает на рабочем вводе 1, АВР включает ввод 2 с задержкой T1. Обратное автоматическое переключение произойдет только когда пропадет напряжение на вводе 2. Время переключения составляет от 2 секунды с учетом отстройки от уставок других защит [1].

Произведем выбор установок УАВР.

I ступень, уставка срабатывания выбирается по формуле:

$$U_{CP1} = (0,25 - 0,4) \cdot U_{НОМ}, \quad (3.28)$$

$$U_{CP1} = 0,4 \cdot 6,3 = 2,5 \text{ кВ}$$

Выдержка времени выбирается по формуле:

$$t_{ABP1} = t_{C3.макс} + \Delta t, \quad (3.29)$$

где $t_{C3.макс}$ – максимальное время срабатывания защиты, принимается 9 с [4];

Δt – выдержка ступени селективности, с.

$$t_{ABP1} = 9 + 0,5 = 9,5 \text{ с}$$

II ступень, уставка срабатывания выбирается по формуле:

$$U_{CP2} = (0,65 - 0,7) \cdot U_{НОМ} \quad (3.30)$$

$$U_{CP2} = 0,7 \cdot 6,3 = 4,4 \text{ кВ}$$

Выдержка времени выбирается по формуле:

$$t_{ABP2} = t_{CB} + t_{зан}, \quad (3.31)$$

где t_{CB} – время включения секционного выключателя, принимается равным 0,1 с согласно паспорту;

$t_{зан}$ – запас по времени, принимается равным 0,3...0,5 с [4].

$$t_{ABP2} = 0,1 + 0,4 = 0,5 \text{ с}$$

4. Охрана труда, безопасность жизнедеятельности и экологичность проекта

4.1 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 [9]. 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).

Выброс продуктов горения дуги предусмотрен в окна задней стенки камеры КРУ. На дверях камеры КРУ расположены смотровые окна для наблюдения за положением главных контактов выключателя и заземляющего разъединителя. На фасадной части КРУ расположена мнемосхема с механической индикацией состояния ключевых элементов.

- 3) Обеспечивается достаточный уровень освещенности. В помещении ЗРУ уровень освещенности составляет не менее 150 лк;

4) Доступ в распределительные устройства ограничен. Ключи от дверей ограждений ОРУ и от дверей ЗРУ имеются у обслуживающего и ремонтного персонала;

5) Для цепей индикации, сигнализации и управления используется пониженное напряжение до 42 В;

6) Предусмотрена дополнительная индикация напряжения на вводах и выводах КРУ.

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.

Средства индивидуальной защиты представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Средства индивидуальной защиты

Наименование СИЗ	Маркировка	Срок носки
Костюм хлопчатобумажный (халат хлопчатобумажный)	ЗМи	12
Ботинки кожаные	Ми	12
Галоши диэлектрические	Эн	Дежурные
Перчатки диэлектрические	Эн	Дежурные
Перчатки трикотажные	Ми	До износа
Очки защитные	ЗП	До износа
Зимой на наружных работах и при работе в неотапливаемых помещениях дополнительно:		
Костюм для защиты от пониженных температур из хлопчатобумажной ткани	Тн	36
Сапоги кирзовые утепленные на резиновой подошве	СлТн20	24
Перчатки зимние двухпалые	Тн	До износа

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

Основные меры по предупреждению электротравм:

1) Изоляция токоведущих частей;

- 2) Использование напряжения до 42 В;
- 3) Использование защитного заземления и зануления;
- 4) Использование системы выравнивания потенциалов;
- 5) Использование УЗО;
- 6) Использование защитных блокировок и автоматических отключений оборудования;
- 7) Использование предупреждающих и запрещающих плакатов;
- 8) Использование СИЗ;
- 9) Использование защитных спецсредств (диэлектрических ковриков, изолирующих штанг и т.д.);
- 10) Регулярные инструктажи и обучения по ТБ и охране труда, с последующей проверкой знаний.

В целом охрана труда и ТБ при монтаже, эксплуатации, обслуживании, ремонте электрооборудования обеспечиваются согласно действующему ГОСТ 12.0.004-2015.



Рисунок 4.1 – Предупреждающие плакаты, которые необходимы при выполнении электромонтажных работ

4.2 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 [23]. 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.

Основные источники электромагнитного излучения по возможности экранируются металлическими экранами для минимизации воздействия на живые организмы.

Значительную экологическую опасность при эксплуатации и ремонте электрооборудования представляет трансформаторное масло. Для предотвращения загрязнения им окружающей среды устанавливаются специальные маслоприемники, маслоотводы и маслосборники. Также это увеличивает и пожарную безопасность. В данном проекте приняты к установке элегазовые трансформаторы тока на первой секционной перемычке (для измерения и контроля перетоков мощности и рабочих токов ВЛ 220 кВ), не требующие применения масла в процессе эксплуатации.

Замена устаревшего и изношенного оборудования РЗА на современные микропроцессорные терминалы серии Сириус 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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения работы проведено исследование возможности модернизации релейной защиты и автоматики и частичной замены оборудования ОРУ 220 кВ электрической подстанции 220/6 кВ «Ирбинская» Красноярской энергосистемы.

В результате работы разработаны следующие вопросы:

- 1) Систематизированы и проанализированы характеристики ПС, ее действующей электрической схемы и действующей РЗА;
- 2) Приведено обоснование необходимости модернизации РЗА;
- 3) Произведен расчет токов короткого замыкания, влияющих на выбор электрооборудования ОРУ 220 кВ и уставок работы РЗА, в ключевых точках электрической сети;
- 4) Выбраны современные устройства релейной защиты и автоматики, рассчитаны уставки предусмотренных видов защит;
- 5) Рассмотрены вопросы обеспечения охраны труда, безопасности жизнедеятельности и экологичности проекта.

На данный момент оборудование релейной защиты и автоматики ПС «Ирбинская» имеет критическую степень износа и недостаточные по современным требованиям технико-эксплуатационные показатели. Это вызывает ложные срабатывания защит и аварийные ситуации, что сопровождается недоотпуском электроэнергии потребителям и отключением других элементов электроэнергетической системы.

Замена изношенного и устаревшего оборудования РЗА на современные микропроцессорные терминалы серии «Сириус» производства ЗАО «Радиус Автоматика» приведет к снижению риска повреждения оборудования ПС и других ближайших элементов Красноярской энергосистемы.

Релейную защиту силовых трансформаторов предполагается выполнить на базе микропроцессорных терминалов Сириус-Т. Защиту линий напряжением 6 кВ предполагается выполнить на базе микропроцессорных терминалов Сириус-

2Л-02. Автоматический ввод резерва предполагается выполнить на микропроцессорном терминале Сириус-АВР.

Замена вентильных разрядников на ОПН обеспечит надлежащий уровень защиты от перенапряжений при грозовых разрядах, исключит сбой в работе микропроцессорной релейной защиты и повысит общую надежность электроснабжения потребителей.

Рассмотрены вопросы обеспечения охраны труда и безопасности жизнедеятельности при проведении электромонтажных, ремонтных и эксплуатационных работ, рассмотрено обеспечение экологичности проекта.

Технико-экономическая целесообразность работы обусловлена тем, что после осуществления модернизации РЗА снизятся дополнительные расходы, связанные с недоотпуском электроэнергии и связанные с недостаточно эффективной работой действующей РЗА экономические убытки, и издержки. Частичная замена оборудования ОРУ 220 кВ обеспечит увеличение пропускной нагрузочной способности оборудования в связи с плановым увеличением нагрузки тягового транзита ВЛ 220 кВ, проходящего через ОРУ 220 кВ.

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;

РЗА – 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. Андреев, В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах / В.А. Андреев. - М.: Высшая школа, 2017. - 256 с.
2. Атабеков, Г.И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей / Г.И. Атабеков. - М.: ЁЁ Медиа, 2018. - 797 с.
3. Булычев, А. В. Релейная защита в распределительных электрических сетях. Пособие для практических расчетов / А.В. Булычев, А.А. Наволочный. - М.: Энас, 2018. - 208 с.
4. Гуревич, Ю.Е. Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя / Ю.Е. Гуревич, К.В. Кабилов. - М.: Торус Пресс, 2017. – 408 с.
5. Захаров, О.Г. Надежность цифровых устройств релейной защиты. Показатели. Требования. Оценки / О.Г. Захаров. - М.: Инфра-Инженерия, 2017. - 294 с.
6. Киреева, Э. А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. Учебник / Э.А. Киреева, С.А. Цырук. - Москва: Мир, 2016. - 288 с.
7. Копылов, И.П. Справочник по электрическим машинам. – М.: Энергоатомиздат, 2016. – 337 с.
8. Можаяева, С.В. Экономика энергетического производства: Учебное пособие. – СПб.: Издательство «Лань», 2017. – 208 с.
9. Охрана труда в энергетике: Учебное пособие / под ред. Князевского Б.А. – М.: Энергопромиздат, 2016. – 376 с.
10. Ополева, Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: Учебное пособие / Г.Н. Ополева. - М.: Форум, 2018. - 350 с.
11. Полуянович, Н. К. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий / Н.К. Полуянович. – М.: Лань, 2017. – 400 с.
12. Правила устройства электроустановок: 7-е издание (ПУЭ)/ Главгосэнергонадзор России. М.: Изд-во ЗАО «Энергосервис», 2007. 610 с.

13. РД 153-34.0-35.648-01. Рекомендации по модернизации, модернизации и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем. - М.: РАО «ЕЭС России», 2020. - 22 с.
14. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования– М.: Энергия, 2018. – 69 с.
15. Смирнов, А.Д., Антипов, К.М. Справочная книжка энергетика. – М. Энергоатомиздат, 2018. – 553 с.
16. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение: Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. - М.: РадиоСофт, 2017. - 328 с.
17. Твердохлебов, К.И. Рекомендации по выбору проектных решений при разработке подстанций 10...500 кВ.: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. – Хабаровск 2016. – 205 с.
18. Техническая документация «Подстанция 220/6 кВ «Ирбинская»». – Красноярск, 2021. – 117 с.
19. Фролов, Ю. М. Основы электроснабжения / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. – М.: Лань, 2016. - 480 с.
20. Чернобровов, Н.В. Релейная защита / Н.В. Чернобровов. - М.: Книга по Требованию, 2016. - 624 с.
21. АО «РАДИУС Автоматика». Официальный сайт. [Электронный ресурс]. – <https://www.rza.ru/> (дата обращения: 20.03.2021).
22. ПАО «Россети Сибирь»-«Красноярскэнерго». Официальный сайт. [Электронный ресурс]. – <https://rosseti-sib.ru/krasnoyarskenergo> (дата обращения: 21.03.2021).
23. Школа электрика. Информационный портал. [Электронный ресурс]. – <http://electricalschool.info/> (дата обращения: 23.03.2021).
24. Основы современной энергетики. Часть 2. Современная электроэнергетика: Учеб.: рек. Мин. обр. РФ/ под ред. Е.В. Аметистова. – М.: Издат. дом МЭИ, 2018. – 632 с. – (ЭБ НЭЛБУК).
25. Фортов, В. Е. Энергетика в современном мире [Текст] / В. Е. Фортов, О. С. Попель. – Долгопрудный: Интеллект, 2019. – 168 с

Бакалаврская работа выполнена мной самостоятельно. Использованные в работе материалы и концепции из опубликованной научной литературы и других источников имеют ссылки на них.

Отпечатано в 1 экземплярах.

Библиография 25 наименований.

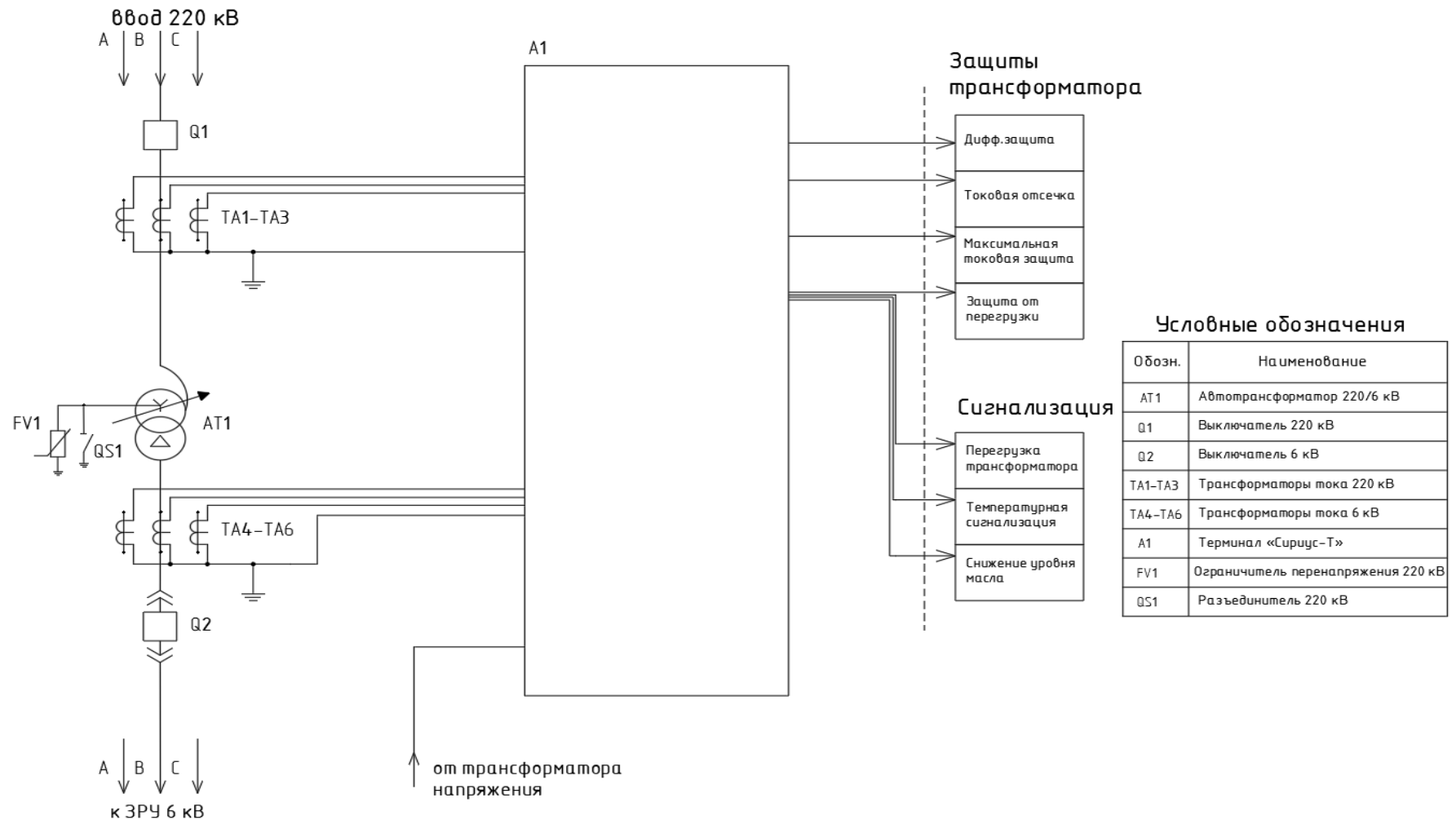
« _____ » _____ 20__ г.
(дата)

(подпись)

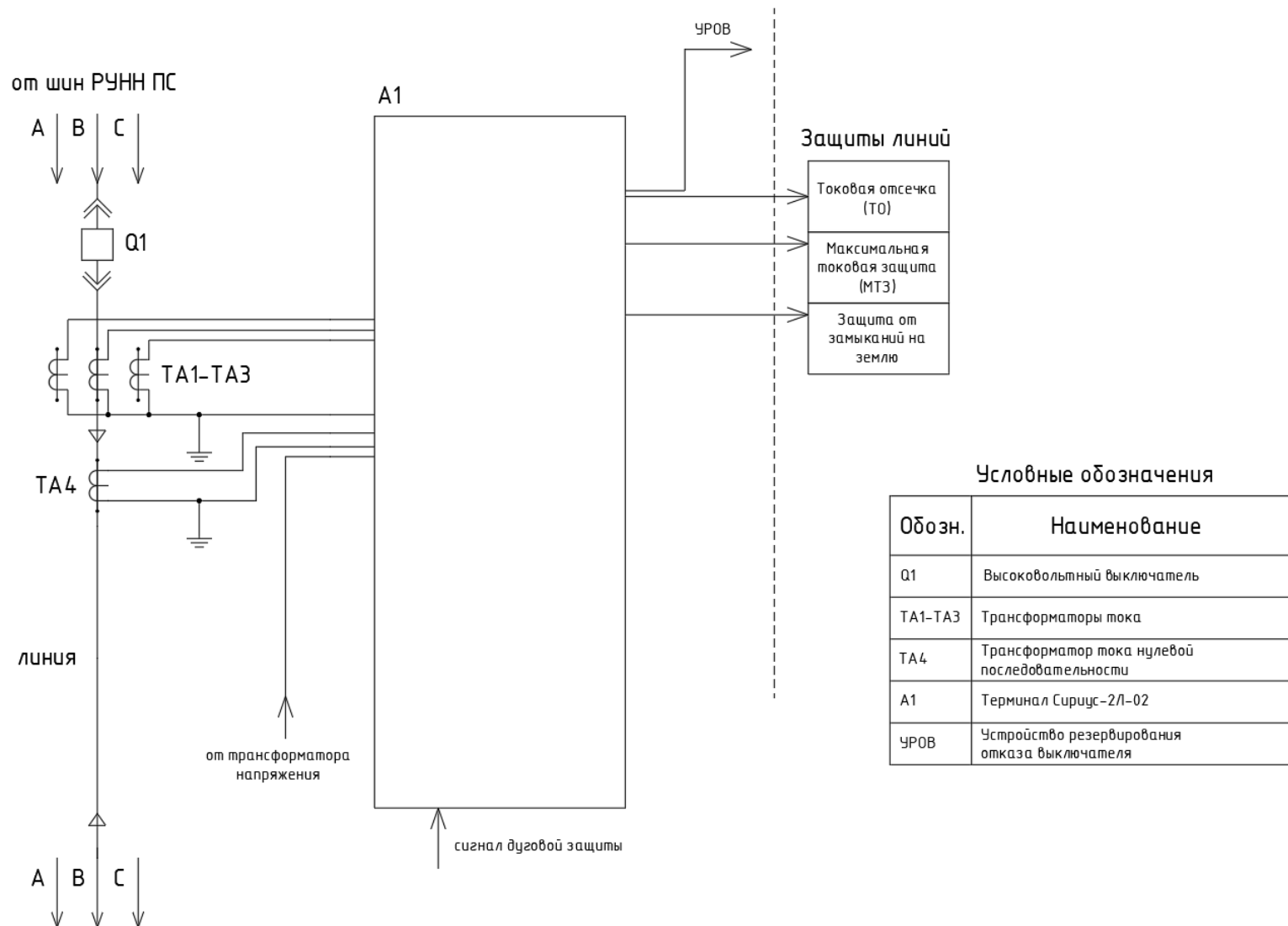
Захаров Максим Валерьевич
(ФИО)

ПРИЛОЖЕНИЕ А. Схема микропроцессорной релейной защиты силовых автотрансформаторов

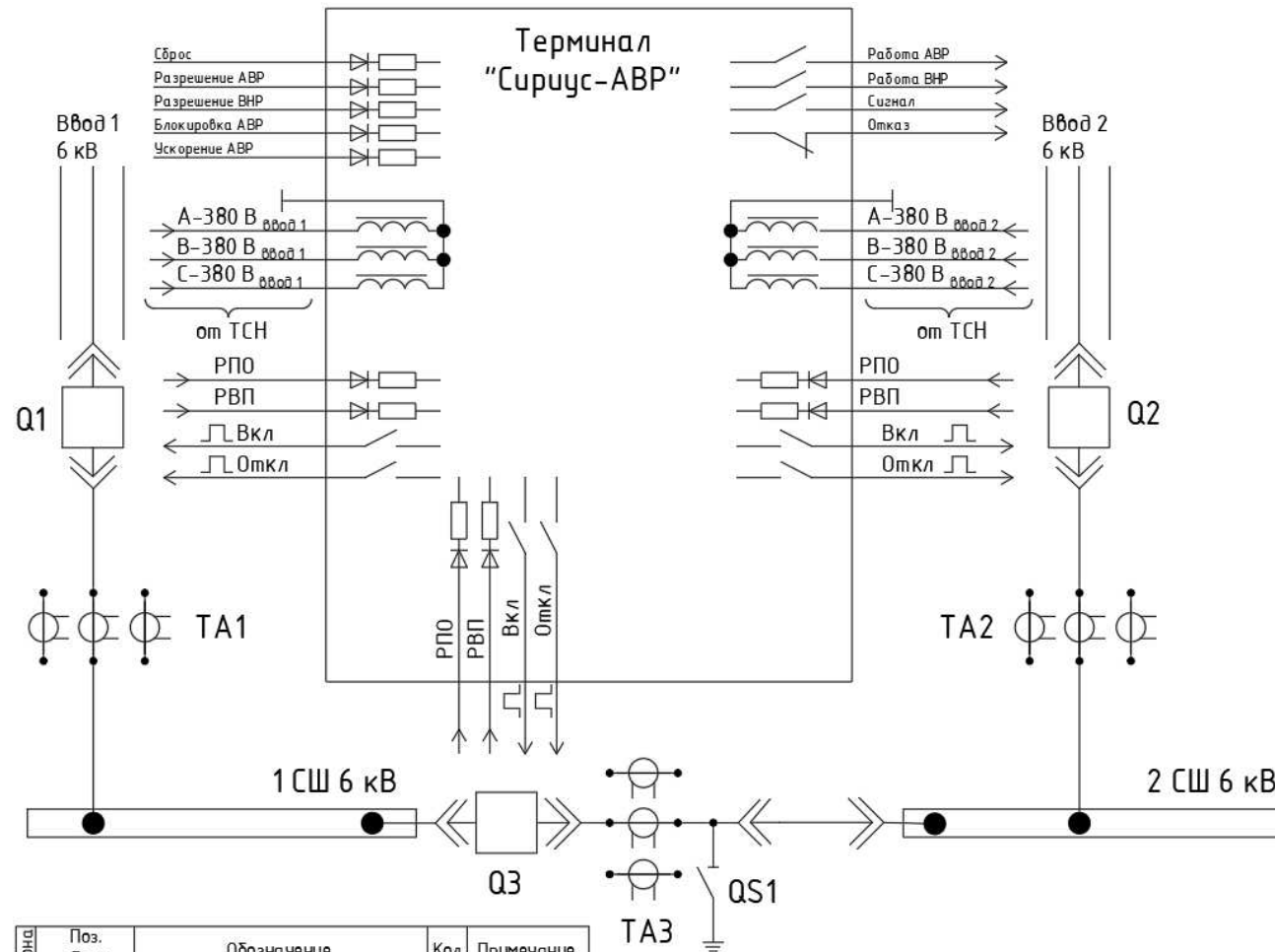
65



ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Схема микропроцессорной релейной защиты отходящих линий 6 кВ



ПРИЛОЖЕНИЕ В. Схема микропроцессорного автоматического ввода резерва (АВР) на шинах 6 кВ



Зона	Поз. обозн.	Обозначение	Кол.	Примечание
		Высоковольтные выключатели		
	Q1..Q3	ВГТМ-10	3	
		Трансформаторы тока		
	TA1..TA3	ТПЛ-10	9	
		Разъединитель		
	QS1	РВ-10	1	

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт

«Электроэнергетика»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

 Г.Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия

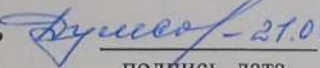
« 24 » 06 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

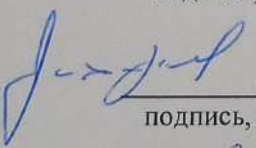
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код – наименование направления

Модернизация РЗА и частичная замена оборудования ОРУ 220 кВ
ПС «Ирбинская» 220 кВ

тема

Руководитель  21.06.21 доцент, к.э.н.
подпись, дата должность, ученая степень

Н. В. Дулесова
инициалы, фамилия

Выпускник  21.06.21
подпись, дата

М. В. Захаров
инициалы, фамилия

Нормоконтролер  22.06.21
подпись, дата

И.А. Кычакова
инициалы, фамилия