

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина
« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии электропередачи напряжением 110 кВ № 2 Благовещенская ТЭЦ – подстанция Благовещенская с отпайкой на подстанцию Чигири

Исполнитель
студент группы 742-об4

подпись, дата

С.К. Рыбалко

Руководитель
доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

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

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ассистент

подпись, дата

И.А. Лисогурский

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__

г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Рыбалко Станислава Константиновича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии электропередачи напряжением 110 кВ № 2 Благовещенская ТЭЦ – подстанция Благовещенская с отпайкой на подстанцию Чигири

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 16.06.2021г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Исходные данные получены во время прохождения производственной преддипломной практики

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

1. Характеристика района электроснабжения 2. Обоснование модернизации 3. Расчет токов короткого замыкания 4. Проверка основного электрического оборудования 5. Релейная защита

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 4 рисунка, 45 таблиц, 19 источников, 6 листов графической части

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

7. Дата выдачи задания 20.03.2021г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов А.Н. доцент, канд.тех.наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 20.03.2021 г.

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 104 стр., 4 рисунков, 45 таблиц, 49 формул, 1 приложение.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЕКТА.

Данная выпускная квалификационная работа является заключительным этапом в изучении дисциплин, положенных в основу курса обучения по профилю образовательной программы «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем».

В данной выпускной квалификационной работе была произведена модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии 110 кВ подстанция Благовещенская - БТЭЦ с отпайкой на ПС Чигири. Произведен расчет токов короткого замыкания для проверки электрооборудования, а также для расчета и проверки уставок устройств релейной защиты и автоматики ВЛ 110 кВ ПС Благовещенская – БТЭЦ. Проверено основное электрооборудование: выключатели, измерительные трансформаторы тока и напряжения, разъединители. Описана экономическая часть проекта по замене электромеханической релейной защиты на микропроцессорную.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика района электроснабжения	8
1.1 Климатическая характеристика района электроснабжения	9
1.2 Характеристика источников питания	11
2 Обоснование модернизации	13
3 Расчет токов короткого замыкания	15
3.1 Общие положения	15
3.2 Параметры и элементы замещения линий электропередачи	17
3.3 Расчет токов КЗ	19
3.3.1 Расчет токов $I(3)$, $I(2)$ кз на шинах 110кВ	20
3.3.2 Токи кз нулевой последовательности	22
4 Проверка основного электрического оборудования	23
4.1 Проверка выключателей	29
4.2 Проверка разъединителей	32
4.3 Проверка трансформаторов тока	32
4.4 Проверка трансформаторов напряжения	36
4.5 Система собственных нужд подстанции	39
4.6 Проверка ВЧЗ	42
4.7 Измерения и учет	44
4.8 Проверка ограничителей перенапряжения	46
4.9 Проверка шинных конструкций	48
5 Релейная защита	53
5.1 Выбор устройств релейной защиты	53
6 Расчеты уставок релейной защиты ВЛ 110 кВ ПС Благовещенская-БТЭЦ	60
6.1 Уставки срабатывания АУВ и АПВ	60

6.2 Уставки срабатывания ДЗ	63
6.3 Уставки срабатывания ТНЗНП и токовой отсечки	70
6.4 Уставки пуска УРО	74
6.5 Уставки ВЧБ	74
6.6 Уставки срабатывания ВЧБ	77
7 Сетевая автоматика	79
7.1 Устройство АПВ	79
7.2 УРОВ	81
8 Безопасность и экологичность	85
8.1 Безопасность	85
8.2 Чрезвычайные ситуации	87
8.3 Экологичность	92
9 Организационно-экономическая часть	99
9.1 Сравнение защит на статических реле и микропроцессорной элементной базы	99
9.2 Выбор фирмы производителя и марки микропроцессорной релейной защиты	100
9.3 Капиталовложения в реализацию проекта	105
9.4 Расчёт эксплуатационных издержек	109
Заключение	112
Библиографический список	113
Приложение А	115

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АУВ - автоматика управления выключателем

АТ – автотрансформатор;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ГОСТ – государственный стандарт;

ЕЭС – единая энергосистема;

ИП – источник питания;

КУ – компенсирующие устройства;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ЛЭП – линия электропередач;

ПС – подстанция;

НН – низкое напряжение;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

РУ- распределительное устройство;

РУВН – распределительное устройство высшего напряжения;

РУСН – распределительное устройство среднего напряжения;

СН – среднее напряжение;

ТТ – трансформатор тока;

ТН – трансформатор напряжения;

ТЭЦ – тепловая электростанция.

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день электроэнергетика является неотъемлемой частью нашей повседневной жизни. Она представляет собой сложную систему, предназначенную для производства, распределения и потребления электроэнергии. Процессы которые происходят в энергосистеме, отличаются своей быстротой, взаимосвязанностью и единством процессов производства. Управление этими процессами невозможно без применения специальных технических средств автоматического управления. Работа релейной защиты тесно связана с управлением энергосистемой при нарушении её нормальных режимов.

При проектировании релейной защиты предъявляют следующие основные требования, такие как селективность, быстродействие, надёжность и чувствительность.

Выбранная тема выпускной квалификационной работы является актуальной, так как эксплуатация морально устаревших комплексов релейной защиты может привести к ложным срабатываниям защит или даже их отказу, что в свою очередь приведёт к развитию опасных аварийных ситуаций и снижению надёжности функционирования ЭЭС в целом.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

1.1 Климатическая характеристика района электроснабжения

Амурская область входит в состав Дальневосточного федерального округа. На юге она граничит с Китаем, на западе - с Забайкальским краем, на севере - с Республикой Саха (Якутия) и на востоке - с Хабаровским краем и Еврейской автономной областью. Климат региона носит относительно благоприятный континентально-муссонный характер и богатую природно-ресурсную базу.

По площади территории (361,9 тыс. км²) область занимает 6 место среди регионов Дальневосточного федерального округа и 13 место среди регионов России (2,1% территории России). Численность населения на начало 2021 г. составила 797,9 тыс. человек.

Климат Амурской области переходный от резко континентального на северо-западе к муссонному на юго-востоке. Формирование такого климата обусловлено взаимодействием солнечной радиации, циркуляции воздушных масс и следующих географических факторов: широтное положение, удалённость территории от моря, влияние подстилающей поверхности в виде рельефа, растительности, водных объектов.

Основные климатические характеристики района:

район по ветру – IV;

нормативная скорость ветра – 8м/сек;

район по гололеду 25 летней повторяемости – III;

нормативная стенка гололеда – 20 мм;

годовое количество осадков – 575 мм;

низшая температура воздуха – - 45С°;

средняя из абсолютных минимумов температура воздуха - -38 С°;

расчетная температура воздуха холодной пятидневки - -34 С°;

число грозочасов в год – 49;

высшая температура воздуха – +41С°;

район по ветровому давлению – III (650 Па);

1.2 Характеристика источников питания

Энергосистема (ЭС) Амурской области находится в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ, входит в состав объединённой энергетической системы (ОЭС) Востока и граничит с ОЭС Сибири (ВЛ 220 кВ), ЭС Хабаровского края и ЕАО (ВЛ 500 – 220 кВ), с ЭС

В состав ЭС Амурской области входят 5 электростанций, общей установленной мощностью 4166 МВт, в том числе 3 гидростанции - 3660 МВт и 2 тепловые электростанции - 506 МВт:

Зейская ГЭС с установленной мощностью 1330 МВт, Бурейская ГЭС с установленной мощностью 2010 МВт; Нижне-Бурейская с установленной мощностью 320 МВт.

Благовещенская ТЭЦ с установленной мощностью 404 МВт, Райчихинская ГРЭС с установленной мощностью 102 МВт.

Установленная электрическая мощность станции — 404 МВт, тепловая — 1005 Гкал/ч. Благовещенская ТЭЦ построена в 1976 году, строительство второй очереди завершено в 2016 году. Благовещенская ТЭЦ снабжает энергией промышленные предприятия и жителей города, а также является базовым предприятием для амурских учебных заведений, выпускающих энергетиков.

В связи с началом строительства в Благовещенске Северного микрорайона в 2009 году было принято решение о начале сооружения второй очереди Благовещенской ТЭЦ. К этому времени непокрываемый дефицит тепла составлял около 110 Гкал/час, что серьезно тормозило возведение новых жилых и социальных объектов.

Указом Президента Российской Федерации от 22 ноября 2012 года «О дальнейшем развитии открытого акционерного общества «Федеральная гидрогенерирующая компания - РусГидро» было предусмотрено возведение 4

тепловых электростанций в регионах Дальнего Востока, в том числе – второй очереди Благовещенской ТЭЦ. 19 июня 2013 года было учреждено дочернее общество ПАО «РусГидро» ЗАО «Благовещенская ТЭЦ», выступавшее заказчиком-застройщиком проекта. В декабре 2013 года между ОАО «Силовые машины» и ЗАО «Благовещенская ТЭЦ» был подписан договор на оказание услуг генерального подряда по строительству 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ. Проект предусматривал строительство одной паротурбинной установки электрической мощностью 124 МВт и тепловой мощностью 188 Гкал/час с комплексом сопутствующего оборудования. В строительстве была задействована 21 подрядная организация. В пиковые дни численность строителей доходила до 1300 человек, эксплуатационный персонал Благовещенской ТЭЦ был увеличен на 26 человек. Общая стоимость проекта составила 7,9 млрд рублей

В декабре 2015 года вторая очередь Благовещенской ТЭЦ начала производство электроэнергии. В 2016 году было завершено строительство градирни; 20 декабря 2016 года строительство второй очереди Благовещенской ТЭЦ было официально завершено. Электрическая мощность станции увеличилась с 280 до 404 МВт, тепловая — с 817 до 1 005 Гкал/час. Для снижения воздействия на окружающую среду на станции применены самые современные технологии. 98,6 % твердых частиц золы, образующихся в процессе сгорания угля, улавливается электрофильтрами. В результате экологическая обстановка в районе после ввода второй очереди ТЭЦ не изменилась

2 ОБОСНОВАНИЕ МОДЕРНИЗАЦИИ

В связи с быстротекущими процессами при коротких замыканиях в электрических сетях, необходимы автоматический контроль и ликвидация аварийной ситуации. Эту функцию выполняет релейная защита. Ни один силовой элемент не может эксплуатироваться без РЗ, поэтому разработка РЗ для всех компонентов электроэнергетической системы является актуальной задачей.

В последнее время одной из важных проблем в энергетике является замена устаревшего парка оборудования на электростанциях и подстанциях ЭЭС. Так, эксплуатация морально устаревших комплексов релейной защиты может привести к ложным срабатываниям защит или даже их отказу, что в свою очередь приведёт к развитию опасных аварийных ситуаций и снижению надёжности функционирования ЭЭС в целом. Всё это предопределяет актуальность темы на сегодняшний день по замене, реконструкции и модернизации комплексов релейной защиты с целью повышения надёжности функционирования и возможности передачи информации с низкого на более высокий уровень иерархии автоматизированных систем управления технологическими процессами, а также возможность автоматического и дистанционного управления отдельными подстанциями.

В данной выпускной квалификационной работе предполагается исследовать схему электрической сети Благовещенской энергосистемы и проработать основные вопросы модернизации и проектирования комплексов релейной защиты отходящей линии 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – подстанция Благовещенская с отпайкой на подстанцию Чигири на основе микропроцессорных блоков защит. Для этого необходимо произвести подробные расчёты параметров срабатывания выбранных более современных защит отходящих линий электропередачи на микропроцессорной элементной базе.

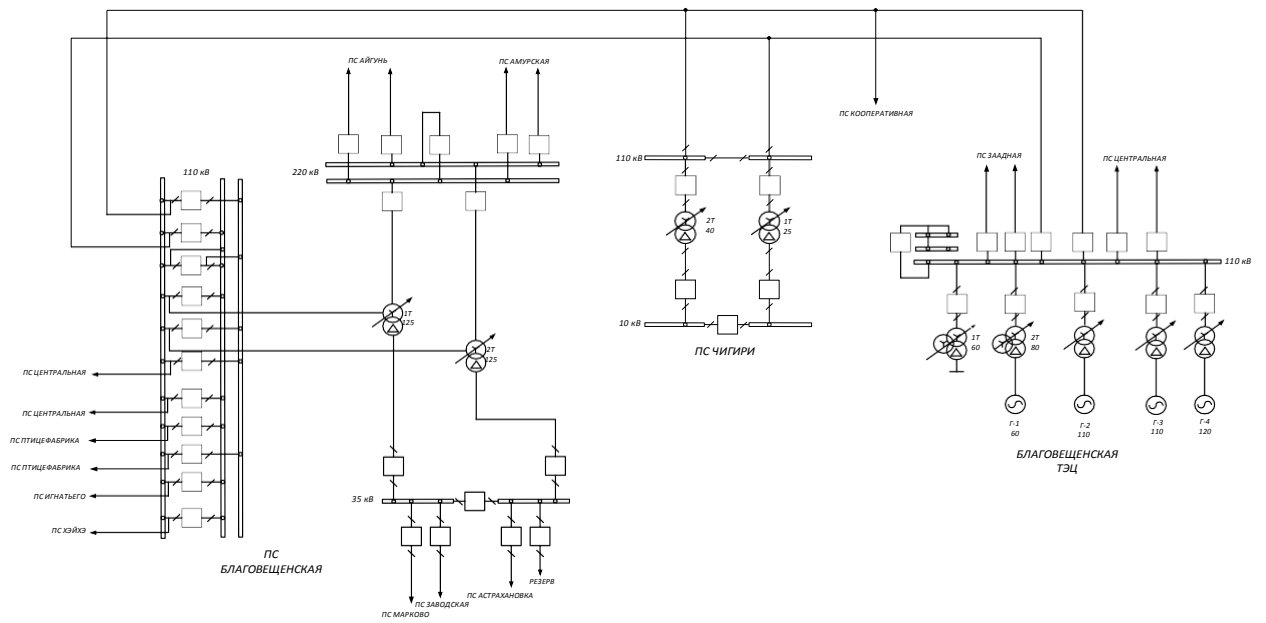


Рисунок 1 - Однолинейная схема 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – ПС Благовещенская с отпайкой на ПС Чигири

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

3.1 Общие положения

Коротким замыканием в электрической сети называется всякое не предусмотренное нормальным режимом работы замыкание между фазами, а в сетях, работающих с глухозаземленными нейтральными, также замыкание одной или двух фаз на землю или на нулевой провод, если сеть четырехпроводная [10]. Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др. [16]

Чаще всего КЗ происходят через переходное сопротивление, например, через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции.

Иногда возникают металлические КЗ без переходного сопротивления. Для упрощения анализа в большинстве случаев при расчете токов КЗ рассматривают металлическое КЗ без учета переходных сопротивлений. В трехфазных электроустановках возникают трех- и двухфазные КЗ. Кроме того, в трехфазных сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтральными дополнительно могут возникать также одно- и двухфазные КЗ на землю (замыкание двух фаз между собой с одновременным соединением их с землей).

При трехфазном КЗ все фазы электрической сети оказываются в одинаковых условиях, поэтому его называют симметричным. При других видах КЗ фазы сети находятся в разных условиях, в связи с чем векторные диаграммы токов и напряжений искажены. Такие КЗ называют несимметричными. Короткие замыкания, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения. [16]

Короткие замыкания сопровождаются понижением уровня напряжения в электрической сети, особенно вблизи места повреждения.

Резкое понижение напряжения при КЗ может привести к нарушению устойчивости параллельной работы генераторов и к системной аварии с большим народнохозяйственным ущербом.

Для обеспечения надежной работы энергосистем и предотвращения повреждений оборудования при КЗ необходимо быстро отключать поврежденный участок.

Чем опасны короткие замыкания:

- нарушается нормальный режим работы электрической сети и ее потребителей из-за понижения напряжения; это особенно опасно для электрических машин (генераторов и электродвигателей);
- увеличиваются значения токов, что может вызвать перегрев электрооборудования и токоведущих частей выше допустимого и привести к дополнительным повреждениям оборудования и коммутационной аппаратуры;
- токи короткого замыкания вызывают большие динамические усилия, особенно в первый момент КЗ, что также приводит к дополнительным повреждениям токоведущих частей и их креплений. [16]

Обычно при КЗ возникает переходное сопротивление, состоящее из сопротивления электрической дуги, сопротивления шин, контактов и других элементов, по которым ток КЗ протекает к месту КЗ от одной фазы к другой, либо на землю. Точно рассчитать значение переходного сопротивления в месте КЗ практически невозможно, так как оно в большей степени определяется сопротивлением дуги, в свою очередь сопротивление дуги зависит от целого ряда факторов: длины дуги, значения тока короткого замыкания, атмосферных условий, скорости ветра, влажности и тд.

В некоторых случаях переходное сопротивление в месте КЗ настолько мало, что им можно пренебречь. Такие короткие замыкания называются "металлическими". При металлических коротких замыканиях токи при прочих равных условиях всегда больше, чем при наличии переходного сопротивления в

месте КЗ, поэтому расчет уставок релейной защиты ведется только при металлических КЗ.

3.2 Параметры и элементы замещения линий электропередачи

Для расчета токов короткого замыкания нужно составить схемы замещения, в которых магнитосвязанные цепи заменяются электрической связью путем приведения параметров элементов различных ступеней напряжения к одной ступени напряжения, принятой за основную.

При определении параметров учитывать только индуктивные сопротивления отдельных элементов. [16]

Если по какому-либо элементу ток при КЗ не протекает — он исключается из схемы замещения. Все сопротивления схем нумеруются

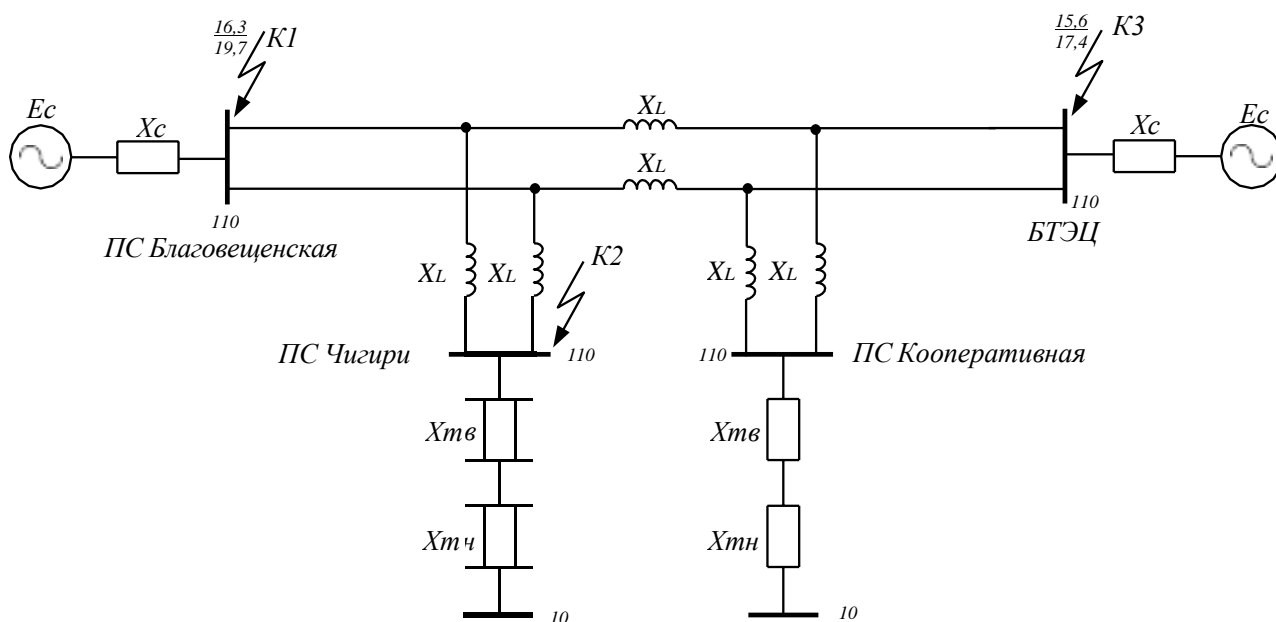


Рисунок 2 – Схема замещения для расчета трехфазного короткого замыкания

Реактивное сопротивление определяется следующим образом:

$$X_L = x_o L, \tag{2}$$

где x_o - удельное реактивное сопротивление, Ом/км.

Для АС 300/39 $r_0 = 0,098$, $x_o = 0,429$

Для нахождения сопротивления системы воспользуемся следующей

формулой:

$$X_c = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_k} \quad (3)$$

Характеристики трансформаторов представлены в таблице 2.

Все расчеты сделаны в приложении А. Полученные результаты расчета сведем в таблицу 1.

Таблица №1 – Расчет схемы замещения

Величина	Расчетное значение x, Ом	Расстояние, км	Удельное сопротивление X, Ом/км	Удельное сопротивление R, Ом/км
Rл (Баговещенская-Чигири)	1,716	4	0.429	0.098
Rл(Чигири-БТЭЦ)	2.209	5.15	0.429	0.098

Таблица №2 – Характеристики трансформаторов

Подстанция	Марка	U _{сн}	U _{вн}	U _{нн}	S
Баговещенская	АТДЦТН	115	230	37	2x125
Чигири	ТДН	-	115	10.5	2x16
БТЭЦ	ТДЦ	-	115	-	2x125

3.3 Расчет токов КЗ

Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики. Для решения первой задачи, достаточно определить ток КЗ, подтекающий к месту повреждения, а в некоторых случаях также распределение токов в ветвях схемы, непосредственно примыкающих к нему. При этом основная цель расчета состоит в определении периодической

составляющей тока КЗ для наиболее тяжелого режима работы сети. [16]

Учет апериодической составляющей производят приближено, допуская при этом, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой фазе.

Расчет тока КЗ с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электрических станций и подстанций, весьма сложен.

Вместе с тем для решения большинства задач, встречающихся на практике, можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей.

К таким допущениям относятся следующие: принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса КЗ; не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи; пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов; не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю; считают, что трехфазная система является симметричной; влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно; при вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение x/r более трех. Однако активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a . Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов КЗ (погрешность практических методов расчета не превышает 10%, что принято считать допустимым).

3.3.1 Расчет токов $I(3)$, $I(2)$ кз на шинах 110кВ

Расчет токов КЗ можно произвести на основе токов текущих от источников питания. [16]

Данные о подтекающих токах короткого замыкания были взяты на предприятии и представлены в таблице 3.

Для расчета трехфазного короткого замыкания на шинах подстанции Чигири мы можем пренебречь напряжением 10 кВ. Так как на сторону 110 кВ напряжение 10 кВ не будет иметь влияния, подпитка отсутствует.

Таблица №3 – Данные о токах КЗ на ПС Благовещенская и БТЭЦ

Вид КЗ	Ток текущий с ПС Благовещенская к ПС Чигири, кА	Ток текущий с БТЭЦ к ПС Чигири, кА	Ток на шинах ПС Благовещенская, кА	Ток на шинах БТЭЦ, кА
$I^{(3)}$ трехфазное замыкания	11.3	6.2	16.3	15.6
$I^{(1)}$ утроенный ток нулевой последовательности	11.4	4.8	19.7	17.4

Сопротивление системы:

$$Z_{экв} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз_{Благовещенская-Чигири}}} \quad (4)$$

$$Z_{экв} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 11.3} = 5.62 \text{ Ом}$$

Расчитаем ток трехфазного короткого замыкания на шинах пс Чигири с учетом подтекания с БТЭЦ.

$$I_{(3)Чигири} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{экв} + Z_l} + I_{(3)БТЭЦ-Чигири} \quad (5)$$

$$I_{(3)Чигири} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 5,62 + 0,9} + 6,2 = 16,544 \text{ кА}$$

Расчитаем ток трехфазного короткого замыкания на шинах подстанции Чигири с учетом подтекания с ПС Благовещенская:

$$I_{(3)Чигири} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 5,914 + 0,9} + I_{(3)Благовеценская-Чигири}$$

$$I_{(3)Чигири} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 5,914 + 0,9} + 11,3 = 17,214 \text{ кА}$$

3.3.2 Токи кз нулевой последовательности

Ток нулевой последовательности был предоставлен на предприятии.

Подробный расчет двухфазного и трехфазного тока кз был произведен в приложении А. Результаты расчета сведены в таблицу 4

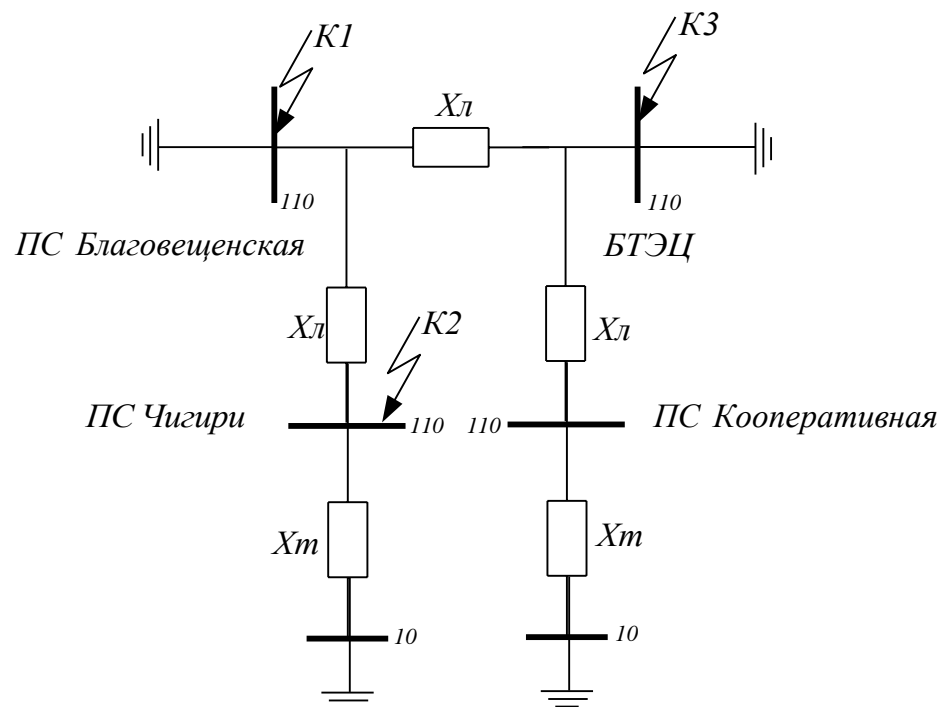


Рисунок 3 – Схема замещения нулевой последовательности

Таблица № 4 - Токи КЗ результат расчета

Тип короткого замыкания	Со стороны ПС Благоевеценская, кА	Со стороны БТЭЦ, кА
$I_{КЗ}^{(3)}$	16,544	17,214
$I_{КЗ}^{(2)}$	14,3	14,9
$I_{КЗ}^{(1)}$	12,4	12,9

4 ПРОВЕРКА ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Распределительное устройство 220 кВ на ПС «Благовещенская» выполнено по схеме 220 «Две рабочие системы шин». Каждая ячейка включает в себя выключатель, заземлитель, встроенные трансформаторы тока. Шинные трансформаторы напряжения присоединены к сборным шинам.

Распределительное устройство 110 кВ на ПС «Благовещенская» выполнено по типовой схеме «одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная системы шин».

Распределительное устройство 35 кВ выполнено по типовой схеме 10-1 «одна рабочая секционированная выключателем система шин».

Сборные шины выполнены трубами алюминиевого сплава 1915 ГОСТ 1-2-70, закрепленными на блоках опорных изоляторов. Для устранения вибраций жесткой ошиновки, возникающих от воздействия ветра, применены специальные виброгасящие устройства, смонтированные в трубчатых шинах. Конструкция узлов крепления жестких шин обеспечивает компенсацию температурных изменений - их длины возможных неточностей в установке блоков, а также смещений блоков, возникающих вследствие деформации грунта в процессе эксплуатации. Спуски к оборудованию и перемычки выполнены сталеалюминевым проводом АС-300/39.

Как говорилось ранее, в ходе модернизации релейной защиты и автоматики, нет необходимости в замене силового оборудования на ПС «Благовещенская». Тем не менее, в связи с изменением нагрузки, а вследствие и с изменением параметров аварийных режимов, необходимо осуществить проверку установленного силового оборудования на подстанции и убедиться в его надежности. [3]

4.1 Проверка выключателей

Условия выбора и проверки выключателей приведены выше. Расчётные данные для проверки правильности выбора выключателей берутся из

предыдущих пунктов дипломного проекта. Подробный расчет данных приведен для проверки выключателя на стороне 110 кВ, для стороны 220 кВ и 35 кВ расчет аналогичен. На ПС «Благовещенская» на стороне 110 кВ установлен выключатель: ВМТ-110Б, на стороне 220 кВ: выключатель НРЛ 245 В1, на стороне 35 кВ: выключатель ВМД-35М.

Проверка выключателя 110 кВ по термической устойчивости

$$B_{К} = I^2 \cdot (t_{п.о} + t_{отк} + T_{А1}); \quad (15)$$

$$B_{К} = 10,24^2 \cdot (2,05 + 0,04) = 219,15 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{НК} = I^2 \cdot t_{Т} \quad (15)$$

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

Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t :

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{н} \cdot I_{откл}, \quad (16)$$

где $\beta_{н}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя

$$\beta_{н} = 40\%;$$

$I_{откл.ном}$ – номинальный ток отключения.

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 40 = 22,62 \text{ кА}.$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени t :

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\frac{t}{T_{a1}}} \quad (17)$$

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 10,24 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,04}} = 4,7 \text{ кА}$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{по} + i_{at} \leq \sqrt{2} \cdot I_{НОМОТК} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right)$$

$$\sqrt{2} \cdot 10,24 + 4,7 \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{0,4}{100}\right)$$

$$19,1 \leq 56,79 \text{ кА.}$$

Условия выбора и проверки сводятся к тому, что значения параметров выключателя и разъединителя должны быть больше значений, полученных при расчете. Сопоставление расчетных и каталожных данных приведены в таблице 5. [3]

Таблица 5 – Условия выбора и проверки выключателей

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
Выключатели 220 кВ		
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P = 220 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{pmax} = 451 \text{ А}$	$I_H \geq I_{pmax}$
$i_{скв} = 55 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,085 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 4700 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 211,13 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} = 3,81 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{пт} = 3,8 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{a.ном} = 22,31 \text{ кА}$	$i_{at} = 5,38 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{at}$
Выключатели 110 кВ		

$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{p\max} = 198,3 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p\max}$
$i_{скв} = 48 \text{ кА}$	$i_{уд} = 6,954 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 903 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 54,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{вкл} = 10 \text{ кА}$	$I_{по} = 3,028 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 10 \text{ кА}$	$I_{пт} = 3,02 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 13,4 \text{ кА}$	$i_{ат} = 4,282 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
Выключатели 35 кВ		
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P = 35 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 1600 \text{ А}$	$I_{p\max} = 141,2 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p\max}$
$i_{скв} = 40 \text{ кА}$	$i_{уд} = 6,948 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 730 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 47,32 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 3,038 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 3,038 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 11,2 \text{ кА}$	$i_{ат} = 4,283 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Все выключатели удовлетворяют условиям проверки.

4.2 Проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ.

На стороне 110 кВ установлен РНДЗ-1-110-1000 У1. На стороне 35 кВ установлен РНДЗ-35-600 У1. На стороне 220кВ роль разъединителей выполняют

выкатанные тележки выключателей установленных на ОРУ. [15]

Таблица 6 – Проверка разъединителя РНДЗ-1-110-1000 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1250 \text{ А}$	$I_P = 253 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{ДИН}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 25,14 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I^2_{\text{Терм}} \cdot t_{\text{Терм}} = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 219,15 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_{\text{Терм}} \cdot t_{\text{Терм}}$

Выбранные разъединители удовлетворяют условиям проверки.

4.3 Проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи.

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту).

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу

точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Вторичные обмотки, предназначенные для релейной защиты, имеют класс точности 10Р. Все ТТ выбираются по номинальному току, напряжению установки и проверяются на термическую и динамическую устойчивость. Номинальные параметры вторичных обмоток ТТ, используемых для включения РЗ, также обосновываются расчетом на допустимую погрешность в условиях КЗ с учетом фактической нагрузки. [15]

Таблица 7 - Технические данные ТТ ввода РУ 110 кВ.

№	Наименование параметра	Обозначение параметра	Тип (величина)
1	Используемый коэффициент трансформации	$K_{ТТ}$	1000/5
2	Количество обмоток	-	3
3	Тип обмоток	-	0,5/10P/10P
4	Кол-во фаз	-	3
5	Номинальная мощность одной обмотки	$S_{НОМ}$	20/40/40ВА

В соответствии со схемой распределения устройств РЗА по трансформаторам тока к защитной обмотке подключены следующие элементы:

Таблица 8 – Основные элементы, подключенные к обмоткам РЗА ТТ 110 кВ.

Элементы	Характеристика
Обмотка ТАа 10P	
Кабель	КВВГнг-LS, 7x2,5мм ² , (30*2)м
Микропроцессорный терминал защиты	0,5 ВА
Элементы	Характеристика
Обмотка ТАб 10P	
Кабель	КВВГнг-LS, 7x2,5мм ² , (30*2)м
Микропроцессорный терминал защиты	0,5 ВА

Элементы	Характеристика
Обмотка ТАс 10Р	
Кабель	КВВГнг-LS, 7x2,5мм ² , (30*2)м
Микропроцессорный терминал защиты	0,5 ВА

Сопротивление проводов, подключенных к обмотке трансформатора тока ТАа 10Р.

$$R_{\text{пр}} = \rho_{\text{сu}} I_{\text{каб}} / S_{\text{каб}} \quad (18)$$

$$R_{\text{пр}} = 0,016760 / 2,5 = 0,4008 \text{ Ом}$$

Сопротивление приборов, подключенных к обмотке ТТ ТАа 10Р:

$$R_{\text{приб}} = S_{\text{ном}} / I_{\text{ном}}^2 \quad (19)$$

$$R_{\text{приб}} = 0,1 / 5^2 = 0,02 \text{ Ом}$$

Суммарное сопротивление контактов, подключенных к обмотке ТТ ТАа 10Р:

$$R_{\text{конт}} = n \circ R_{\text{к}} \quad (20)$$

$$R_{\text{конт}} = 10 \cdot 0,001 = 0,01 \text{ Ом}$$

Величина общего сопротивления, подключенного к обмотке трансформатора тока ТТ ТАа 10Р:

$$R_{\text{общ}} = R_{\text{каб}} + R_{\text{приб}} + R_{\text{конт}} \quad (21)$$

$$R_{\text{общ}} = 0,4008 + 0,02 + 0,01 = 0,4308 \text{ Ом}$$

Переведем в мощность вторичных обмоток:

$$S_{\text{общ}} = R_{\text{общ}} I_{\text{ном}}^2 \quad (22)$$

$$S_{\text{общ}} = 0,4308 \cdot 25 = 10,77 \text{ ВА} \leq 30 \text{ ВА}$$

Если принять, что $R_{\text{общ}} \approx Z_{\text{общ}}$ (что идет в запас), то можно сделать вывод, что поскольку $S_{\text{общ}}$ много меньше $S_{\text{ном}}$, то трансформатор тока даже в режиме с максимальным током короткого замыкания будет работать в области, далекой от точки насыщения, что соответствует условиям надежной работы релейной защиты. [15]

Таблица 9 - Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 253 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,9 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} = 25,14 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$B_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 219,15 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_T \geq B_K$

Как видно из результатов ТТ соответствует данным условиям и проходит проверку.

4.4 Проверка трансформаторов напряжения

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

Выбор трансформатора напряжения осуществляется по следующим

условиям:

– по напряжению установки;

– по вторичной нагрузке:

$$S_{2ном} = S_2,$$

где $S_{2ном}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности, при этом следует иметь в виду, что для однофазных трансформаторов напряжения, соединенных в звезду, следует взять суммарную мощность всех трех фаз (по каталогу);

S_2 – нагрузка всех измерительных приборов, присоединенных к трансформатору напряжения.

Второе условие говорит о том, что нагрузка, подключаемая к вторичным обмоткам не должна превышать их номинальную мощность. [15]

Определим вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты занесем в таблицу 10.

Таблица 10- Расчет по определению мощности вторичных обмоток ТН с учетом резервирования.

Наименование элементов нагрузки	Основная вторичная обмотка ТН(У)	Дополнительная вторичная обмотка ТН (У)	Дополнительная вторичная обмотка (раз.тр.)
	Снагрузки на фазу, ВА	Снагрузки на фазу, ВА	Снагрузки на 3U _о , ВА
Трансформаторы напряжения 110 кВ			

Шкаф микропроцессорной резервной защиты, автоматики трансформатора	0,5x2=1,0		1x2=2,0
Шкаф микропроцессорной защиты линий 220кВ и СВ-220	0,5x4=2,0		1x4=4,0
Счетчик микропроцессорный		1,2x3=3,6	
Вольтметр	0,5x2=1,0		
Цифровые преобразователи АСУ ТП	0,5x5=2,5		

$$S_{\text{нф.мах}3P} = 1+2,0+1+2,5 = 6,5 \text{ ВА}$$

Для работы в нормальном режиме в классе точности 3P номинальная мощность вторичной обмотки должна быть не менее 10 ВА (с учетом резервирования).

$$S_{\text{нф.мах}3P \text{ доп}} = 3,6 \text{ ВА} \quad S_{\text{нф.мах}3U_0} = 2 + 4 = 6 \text{ ВА}$$

Для работы в нормальном режиме в классе точности 10P номинальная мощность вторичной обмотки «разомкнутый треугольник» должна быть не менее 10 ВА (с учетом резервирования). [19]

Расчет произведен с условием применения микропроцессорной техники.

На стороне 110 кВ установлены измерительные трансформаторы напряжения типа НКФ-110-57У1.

Основные технические характеристики трансформаторов напряжения, устанавливаемых на шинах 110 кВ приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Основные технические характеристики ТН 110 кВ.

Наименование	Значение
1	2
Тип	НКФ-110-57У1
Напряжение первичной обмотки, кВ	$110/\sqrt{3}$
Напряжение вторичной обмотки, кВ №1, №2, №3	$0,1/\sqrt{3}, 0,1$
Номинальная трехфазная мощность, В·А, основной вторичной обмотки при измерении междуфазных напряжений при симметричной нагрузке на вводах ab, bc и ca в классе точности 0,5	360
Номинальная трехфазная мощность, В·А, основной вторичной обмотки при измерении междуфазных напряжений при симметричной нагрузке на вводах ab, bc и ca в классе точности 1,0	500
Номинальная трехфазная мощность, В·А, основной вторичной обмотки при измерении междуфазных напряжений при симметричной нагрузке на вводах ab, bc и ca в классе точности 3,0	1200
Номинальная мощность дополнительной вторичной обмотки, В·А в классе точности 3,0	80
Номинальная частота, Гц	50
Рабочий диапазон температур окружающего воздуха, °С	от минус 5 до плюс 40

Результаты проверки трансформатора напряжения показаны в таблице 12.

Таблица 12 – Проверка трансформатора напряжения на стороне 110 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условие выбора	
$P_2 = 49,2 \text{ Вт}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$	$110 \geq 110 \text{ кВ}$
	$P_{2ном} = 360 \text{ Вт}$	$P_{2ном} \geq P_2$	$360 \geq 49,2 \text{ Вт}$

Для защиты трансформаторов напряжения применяем высоковольтные предохранители ОПН–П1–110/73/10/2УХЛ1.

4.5 Система собственных нужд подстанции

Приемниками собственных нужд являются оперативные цепи, электродвигатели систем охлаждения трансформаторов, освещение, электроотопление помещений, электрообогрев коммутационной аппаратуры высокого напряжения и шкафов, установленных на открытом воздухе, двигатели заводки приводов выключателей 110 кВ, разъединителей 110 кВ, связь и сигнализация. Трансформаторы собственных нужд устанавливаются открыто, на территории подстанции. Щит СН-0,4кВ размещается в помещении

ОПУ. На территории открытых распределительных устройств ПС кабели 0,4 кВ прокладываются в заглубленных сборных железобетонных лотках, частично в металлических коробах и асбестно-цементных трубах, с отдельной прокладкой силовых, контрольных и взаиморезервируемых кабелей, с учетом требований по защите вторичных цепей от импульсных помех. При этом кабели принимаются с изоляцией, не распространяющей горение. Сечение прокладываемых кабелей выбирается по допустимой нагрузке, проверяется по условию допустимого падения напряжения и удовлетворяет требованиям устойчивости к возгоранию. В данный проект разработка системы собственных нужд не входит, и поэтому будет рассмотрена ориентировочно, для проверки существующего оборудования. [19]

Проверка трансформаторов собственных нужд:

Мощность трансформатора собственных нужд определяем суммированием мощностей всех потребителей, подключенных к шинам 380/220 В.

Для каждого потребителя требуемые активная и реактивная мощности определяются по формулам:

$$P_{расч} = P_y \cdot \alpha, \text{ кВт} \quad (23)$$

$$Q_{расч} = P_{расч} \cdot tg\varphi \quad (24)$$

Сведения по установленной мощности потребителей собственных нужд приведены в таблице 13.

Таблица – 13 Расчетная ориентировочная мощность потребителей собственных нужд 380/220 В.

Наименование потребителей	Установленная мощность P_y , кВт	Cos φ	Tg φ	Расчетная нагрузка на трансформатор		
				Коэф. спроса α	Активная $P_p = P \cdot \alpha$, кВт	Реактивная $Q_p = P_p \cdot tg\varphi$, кВАр
1	2	3	4	5	6	7
Рабочее освещение	24	0,8	0,75	0,7	16,8	-
Моторные нагрузки вентиляция ЗРУ и КРУН 35	2	0,8	0,75	0,7	1,2	0,9

Продолжение таблицы 13

Обдув трансформатора	6	0,8	0,75	1	3,6	2,7
Приводные механизмы РПН трансформатора	2,2	0,8	0,75	0,8	1,1	0,825
Приводы разъединителей и заземлителей	16,5	0,85	0,75	0,7	6,6	4,95
Отопление здания ЗРУ,	70	1	0	0,7	49	-
Обогрев приводов разъединителя	12	1	0	0,5	6	-
	2	3	4	5	6	7
ЗВУ	20,8	0,87	0,5	0,7	16,64	9,48
Сварочная сеть	10	0,7	1,0	1	10	10,2
Итого					110,94	29,055
Суммарная мощность S кВА					114,7	

Расчетная мощность электроприемников собственных нужд:

$$S_{расч} = \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2} \quad (25)$$

$$S_{расч} = \sqrt{110,94^2 + 29,05^2} = 114,7 \text{ кВА}$$

Установленные на ПС «Благовещенская» трансформаторы ТМГ-630/35 У1, на каждую секцию шин 35кВ, удовлетворяют требуемой нагрузке

собственных нужд. Каждый трансформатор собственных нужд присоединён одним трехжильным кабелем к ячейке 35 кВ с плавким предохранителем. [19]

Характеристики трансформатора:

-номинальное напряжение обмотки ВН:	$U_{ВН} = 35 \text{ кВ}$
-номинальное напряжение обмотки НН:	$U_{НН} = 0,4 \text{ кВ}$
-потери мощности короткого замыкания:	$P_{кз} = 2,65 \text{ кВт}$
-напряжение короткого замыкания:	$U_{к} = 4,5$
-схема и группа соединения обмоток:	Y/Yo-11.

4.6 Проверка ВЧЗ

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

Заградители выпускаются с естественным воздушным охлаждением и состоят из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора. ВЧ заградители устанавливают на фундаментах либо подвешивают на линейных порталах.

Проверку ВЧ- заградителей производим по номинальным и ударным токам.

$$1) U_{\text{ном}} = U_{\text{сети}},$$

$$2) I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. расч}},$$

$$3) i_{\text{пред.скв}} \geq i_{\text{уд}}$$

$$4) I_{\text{терм.нор}}^2 \cdot t \geq \frac{B}{k}$$

На ВЛ 110 кВ установлен высокочастотный заградитель типа ВЗ-630-

0,5У1. Налиниях 220 кВ установлен аналогичные ВЧЗ.

Значения $I_{\max p}$ и V_k берем те же что и для выключателей. [19]

Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН и СН для проверки представлены в таблицах 14, 15 соответственно.

Таблица 14 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{p\max} = 253 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{пред.скв}} = 41 \text{ кА}$	$i_{уд} = 25,14 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 675 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_k = 219,15 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_k \leq I^2_T \cdot t_T$

Таблица 15 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{p\max} = 191,1 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{пред.скв}} = 41 \text{ кА}$	$i_{уд} = 7,87 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 675 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_k = 538 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_k \leq I^2_T \cdot t_T$

4.7 Измерения и учет

Измерения на ПС снимаются в следующем объеме:

- Измерение напряжение напряжения на шинах 220 кВ (цифровой вольтметр ЕВ-3020);
- Измерение напряжения на шинах 110кВ (цифровой вольтметр ЕВ-3020);
- Измерение тока на вводах 110 кВ (цифровой амперметр типа N12P; «Сириус-Т»; «Сириус-УВ»);
- Измерение тока на вводе 220 и 110 кВ (анализаторы параметров типа N10А);

- Измерение тока на линиях 110кВ (анализаторы параметров типа N10A);

- Измерение тока на секционных выключателях 220, 110 и 35 кВ;

- Амперметры типа N12P.

Учет электроэнергии предусмотрен на вводах 220кВ и линиях 110 кВ, на вводах 110 и на линиях 110кВ - на счетчиках типа «МЕРКУРИЙ-230».

Пределы допускаемой основной относительной погрешности счетчиков при измерении активной энергии соответствуют классу точности 1,0 согласно ГОСТ Р 52322-2005 или классу 0,5S согласно ГОСТ Р 52323-2005. Пределы допускаемой основной относительной погрешности счетчиков при измерении реактивной энергии соответствуют классу точности 1 или 2 согласно ГОСТ Р 52425-2005.

По условиям эксплуатации счетчик относится к группе 4 ГОСТ 22261-94 с диапазоном рабочих температур от минус 40 до плюс 55°С. [15]

Таблица 16 - Технические характеристики счетчиков Меркурий-230:

Номинальное значение тока ($I_{ном}$) для счетчика трансформаторного включения.	5А
Максимальное значение тока ($I_{макс}$);	7,5А или 60А или 100А
Номинальное значение фазного напряжения ($U_{ном}$);	57,7В или 230В
Установленный рабочий диапазон напряжения;	от 0,9 до 1,1 $U_{ном}$
Расширенный рабочий диапазон напряжения	0,8 до 1,15 $U_{ном}$;
Предельный рабочий диапазон напряжения;	от 0 до 1,15 $U_{ном}$
Частота сети.	50 Гц

Постоянная счетчика и стартовый ток, при котором счетчик начинает регистрировать энергию приведены в таблице 17.

Таблица 17 - Постоянная счетчика и стартовый ток

Модификации счетчика (0X)	Постоянная счетчика, имп/(КВт*ч), имп(квар*ч)		Стартовый ток, А	Время, мин
	В режиме телеметрии (А)	в режиме поверки (В)		
00	5000	160000	0,005	1,74
01	1000	32000	0,020	0,36
02	500	16000	0,040	0,44
03	1000	160000	0,005	0,44

Центральная сигнализация на ПС выполнена на микропроцессорном устройстве «Сириус-ЦС». Аппаратура размещается в шкафу ЦС типа ШЭРА-ЦС-1001 производства ЗАО "Радиус-Автоматика". Сигналы передаются на панель телемеханики и далее на диспетчерский пункт[19].

Для предотвращения ошибочных действий обслуживающего персонала при оперативных переключениях на подстанции предусмотрена электромагнитная блокировка разъединителей ОРУ-110 кВ с двигательными приводами и ячейками PASS MO.

4.8 Проверка ограничителей перенапряжения

Для ограничения перенапряжений на РУ применяют ОПН, назначение которых является защита энергооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

На стороне СН трансформаторов установлен ограничитель перенапряжения типа ОПН РВ-110УХЛ1 с классом напряжения 110кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
110	110	115	10	40

Проверка выбора по поглощающей ограничителем энергии:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot C}, \quad (26)$$

где β – коэффициент затухания ($\beta = 0,91$); C – скорость света.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 3 \cdot 10^8} = 0,9 \text{ мкс.}$$

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (27)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжения. ($U_0 = 900$);

l – длина защищаемого подхода;

k – коэффициент полярности.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 900} = 661,8 \text{ кВ.}$$

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{\text{огн}}}{Z} \cdot U_{\text{огн}} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (28)$$

где $U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе ($U_{ост}=152$);

Z – волновое сопротивление линии ($Z=470$).

$$\mathcal{E} = \frac{661,8-152}{470} \cdot 152 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 1 = 297 \text{кДж}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (29)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{297}{220} = 1,34 \text{кДж / кВ}.$$

Удельная энергоёмкость ОПН РВ-110УХЛ1 равна 2 кДж / кВ

На стороне ВН трансформаторов установлен ограничитель перенапряжения типа ОПН – 220 УХЛ1 с классом напряжения 220 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
220	220	230	10	32

На стороне НН трансформаторов установлен ограничитель перенапряжения типа ОПН РВ-35УХЛ1 с классом напряжения 35 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
35	35	37	10	24

Все установленные устройства ОПН проходят необходимые проверки и в замене не нуждаются.

4.9 Проверка шинных конструкций

Основное электрическое оборудование ПС и аппараты в основных электрических цепях соединяются между собой проводниками разного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки.

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами марки АС.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

-по длительно допустимому

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.утяж}}, \quad (30)$$

где $I_{\text{раб.утяж}}$ - расчетный ток утяжеленного режима для электроустановки;
 $I_{\text{доп}}$ - допустимый ток для шины выбранного сечения.

$$I_{\text{раб.утяж}} = 1,4 \cdot I_{\text{max}}, \quad (31)$$

-по термической стойкости

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B}}{C}, \quad (32)$$

где q_{min} – минимальное сечение провода,

C – коэффициент, рассчитывается по формуле:

$$C = \sqrt{A_k - A_{II}} = const, \quad (33)$$

Можно принять:

-для алюминиевых шин и кабелей – $C = 91$ [7];

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 330 кВ – 8 м; 220 кВ – 7 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание. [19]

При проверке шин на термическую стойкость находят температуру нагрева шины токами короткого замыкания и сравнивают ее с кратковременно допускаемой температурой нагрева токами короткого замыкания:

$$Q_{к.расч} \leq Q_{к.доп}, \quad (34)$$

Установлены нормами следующие кратковременные допускаемые температуры нагрева проводников токами короткого замыкания:

- голые медные шины - $Q_{к.доп} = 300$ °С;
- голые алюминиевые шины - $Q_{к.доп} = 200$ °С;

- голые стальные шины - $Q_{к.доп} = 400 \text{ }^{\circ}\text{C}$;

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода начало отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу, Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса, чем больше длительность протекания и ток КЗ.

При проверке шин на динамическую устойчивость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах.

На стороне высокого напряжения установлены гибкие шины, выполненные проводом марки АС - 300/39, допустимый ток которых $I_{доп} = 605 \text{ А}$, радиус провода $r_0 = 1,08 \text{ см}$. Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами $D = 700 \text{ см}$.

Проверка шин на схлестывание не производится, так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА. Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе. [19]

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{доп} = 605 \text{ А}$$

$$I_{раб.утяж} = 1,4 \cdot 240 = 336 \text{ А}$$

$$605 \geq 336$$

Проверка по условию короны (необходима для гибких проводников ОРУ при напряжении 110 кВ и выше):

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \tag{35}$$

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование (кВ/см);

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода.

$$E = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (36)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m=0,82$);

r_0 – радиус провода, см.

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (37)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см. При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (38)$$

где D – расстояние между соседними фазами, см.

$$E = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}}\right) = 31,995 \text{ кВ / см.}$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 700 = 882 \text{ см}$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 220}{1,08 \cdot \lg \frac{882}{1,08}} = 24,763 \text{ кВ/см.}$$

Условие проверки:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0,$$

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 24,763 = 26,496 \text{ кВ/см,}$$

$$0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 31,995 = 28,795 \text{ кВ/см,}$$

$$26,496 \leq 28,795$$

Установленный провод проходит по условию проверки на нагрев и по условию короны.

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

Основным назначением релейной защиты является выявление места возникновения КЗ и быстрое автоматическое отключение поврежденного оборудования или участка сети от остальной неповрежденной части электрической установки или электрической сети, а также выявление нарушения нормальных режимов оборудования и подача предупредительных сигналов обслуживающему персоналу или отключение оборудования с выдержкой времени. К релейной защите предъявляются следующие требования:

- селективность;
- быстродействие;
- чувствительность;
- надежность.

Проектирование релейной защиты представляет собой сложный процесс выработки и принятия решений по выбору принципов выполнения релейной защиты. Также решаются вопросы эффективного функционирования устройств релейной защиты и автоматики всех элементов защищаемой схемы, начиная с выбора видов и расчёта уставок проектируемых устройств и заканчивая правильным их подключением к цепям оперативного тока. [11]

5.1 Выбор устройств релейной защиты

В соответствии с ПУЭ [7], для линий в сетях 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю.

Защиты должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при качаниях, если в сети возможны качания или асинхронный ход, при

которых вероятны излишние срабатывания защиты. Допускается выполнение защиты без блокирующих устройств, если она отстроена от качаний

по времени(около 1,5-2 с).

Для линий напряжением 110-220 кВ вопрос о типе основной защиты, в том числе о необходимости применения защиты, действующей без замедления при КЗ в любой точке защищаемого участка, должен решаться в первую очередь с учетом требования сохранения устойчивости работы энергосистемы. При этом, если по расчетам устойчивости работы энергосистемы не предъявляются другие, более жесткие требования, может быть принято, что указанное требование, как правило, удовлетворяется, когда трехфазные КЗ, при которых остаточное напряжение на шинах электростанций и подстанций ниже $0,6-0,7 U_{ном}$, отключаются без выдержки времени. Меньшее значение остаточного напряжения ($0,6 U_{ном}$) может быть допущено для линий 110 кВ, менее ответственных линий 220 кВ (в сильно разветвленных сетях, где питание потребителей надежно обеспечивается с нескольких сторон), а также для более ответственных линий 220 кВ в случаях, когда рассматриваемое КЗ не приводит к значительному сбросу нагрузки.

При выборе типа защит, устанавливаемых на линиях 110-220 кВ, кроме требования сохранения устойчивости работы энергосистемы должно быть учтено следующее:

1. На линиях 110 кВ и выше, отходящих от АЭС, а также на всех элементах прилегающей сети, на которых при многофазных КЗ остаточное напряжение прямой последовательности на стороне высшего напряжения блоков АЭС может снижаться более чем до 0,45 номинального, следует обеспечивать резервирование быстродействующих защит с выдержкой времени, не превышающей 1,5 с с учетом действия УРОВ.

2. Повреждения, отключение которых с выдержкой времени может привести к нарушению работы ответственных потребителей, должны

отключаться без выдержки времени (например, повреждения, при которых остаточное напряжение на шинах электростанций и подстанций будет ниже

0,6 $U_{ном}$, если отключение их с выдержкой времени может привести к саморазгрузке вследствие лавины напряжения, или повреждения с остаточным напряжением 0,6 $U_{ном}$ и более, если отключение их с выдержкой времени может привести к нарушению технологии).

3. При необходимости осуществления быстродействующего АПВ на линии должна быть установлена быстродействующая защита, обеспечивающая отключение поврежденной линии без выдержки времени с обеих сторон.

4. При отключении с выдержкой времени повреждений с токами, в несколько раз превосходящими номинальный, возможен недопустимый перегрев проводников.

Допускается применение быстродействующих защит в сложных сетях и при отсутствии изложенных выше условий, если это необходимо для обеспечения селективности [11].

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий следует устанавливать ступенчатые токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения. Если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или скорости отключения повреждения, например на головных участках, или если это целесообразно по условию согласования защит смежных участков с защитой рассматриваемого участка, должна быть предусмотрена ступенчатая дистанционная защита. В последнем случае в качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности. Защита должна быть установлена, как правило, только с тех сторон, откуда может быть подано питание.

Для линий, состоящих из нескольких последовательных участков, с целью упрощения допускается использование неселективных ступенчатых защит тока

и напряжения (от многофазных замыканий) и ступенчатых токовых защит нулевой последовательности (от замыканий на землю) в сочетании с устройствами поочередного АПВ.

На одиночных линиях, имеющих питание с двух или более сторон (последнее — на линиях с ответвлениями), как при наличии, так и при отсутствии обходных связей, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, от многофазных замыканий должна быть применена дистанционная защита (преимущественно трехступенчатая), используемая в качестве резервной или основной (последнее — только на линиях 110-220 кВ).

В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени. В отдельных случаях допускается использовать токовую отсечку для действия при ошибочном включении на трехфазную короткую в месте установки защиты, когда токовая отсечка, выполненная для действия в других режимах, не удовлетворяет требованию чувствительности.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности. [11]

Для защиты от многофазных замыканий в обмотках и на выводах трансформаторов мощностью 6300 кВА и выше, работающих одиночно, мощностью 4000 кВА и выше, работающих параллельно, а также мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности, максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с и отсутствует газовая защита, предусматривается продольная дифференциальная защита с циркулирующими токами, действующая на отключение выключателей силового трансформатора без выдержки времени.

Особенностью дифзащиты трансформаторов по сравнению с дифзащитой генераторов, линий и т. л. является неравенство первичных токов разных обмоток трансформатора и их несовпадение в общем случае по фазе.

Для компенсации сдвига токов по фазе вторичные обмотки трансформаторов тока, установленных со стороны звезды силового трансформатора, соединяют в треугольник, а вторичные обмотки трансформаторов тока, установленных со стороны треугольника силового трансформатора, — в звезду. Компенсация неравенства первичных токов достигается правильным подбором коэффициентов трансформации трансформаторов тока. [14]

Исходя из требований и необходимых комплектов защит, которые необходимо установить на защищаемую линию и трансформатор, целесообразно принять к установке два шкафа фирмы ЭКРА. Шкаф с комплектом ступенчатых защит КСЗ и АУВ – ШЭ2607 011 и шкаф с основной защитой линии – ВЧБ, ШЭ2607 085.

Для защиты линии 220 кВ используется шкаф типа ШЭ2607 011 содержит один комплект.

- пять ступеней дистанционной защиты (ДЗ) от междуфазных замыканий с блокировкой при качаниях
- ступень ДЗ от земляных замыканий,
- шесть ступеней токовой направленной защиты нулевой последовательности (ТНЗНП);
- токовая отсечка (ТО);
- АРПТ;
- УРОВ (не используется в схеме для двух выключателей на присоединение);

Шкаф типа ШЭ2607 085 предназначен для защиты двухконцевых или многоконцевых линий электропередачи напряжением 110 – 330 кВ. Шкаф

содержит: основную высокочастотную защиту линии. Выбирается одна из защит:

- ДФЗ,
- направленная ВЧ защита линии обратной последовательности (НВЧЗ);
- направленная ВЧ защита нулевой последовательности (ВЧБ);
- комплект ступенчатых защит (КСЗ):
- пять ступеней ДЗ от междуфазных замыканий,
- ступень от земляных замыканий, - шесть ступеней ТНЗНП;
- ТО;
- УРОВ;
- МТЗ;
- АРПТ;
- ЗНФР.

- Защита содержит релейную и высокочастотную части. Релейная часть защиты выполнена на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704V085. Программное обеспечение предназначено для использования терминала в качестве основной быстродействующей или резервной защиты на двухконцевых линиях напряжением 110 – 220 кВ, оборудованных устройствами ТАПВ, при всех видах КЗ. [14]

Имеется возможность использования защиты на линиях с тяговой нагрузкой, линиях с ответвлениями и линиях, оборудованных ОАПВ. В состав высокочастотной части входят: приемопередатчик, обеспечивающий передачу ВЧ сигналов по линии, и аппаратура автоматического контроля канала связи. Шкаф предназначен для совместной работы с ВЧ приемопередатчиком типа: ПВЗУ, ПВЗУ-Е, ПВЗУ-Е (ВОЛС), ПВЗУ-М, ПВЗ-90М, ПВЗ-90М1, ПВЗ, АВЗК-80, АВАНТ. Предприятием поставляется только релейная часть защиты – шкаф типа ШЭ2607 085, на котором предусмотрено место для установки высокочастотного приемопередатчика и проложены провода для присоединения его к схеме защиты. Каждый шкаф выполнен по индивиду-

альной карте заказа. Высокочастотная аппаратура поставляется предприятием-изготовителем отдельно от релейной части шкафа. Сведения, необходимые для изучения, регулирования и эксплуатации высокочастотной аппаратуры, содержатся в соответствующей технической документации её предприятий-изготовителей.

Все описанные шкафы дублируются для обеспечения надежности срабатывания защит. [14]

6 РАСЧЕТЫ УСТАВОК РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ВЛ 110 КВ ПС БЛАГОВЕЩЕНСКАЯ-БТЭЦ.

Подробный расчет произведен с помощью ПК MathCAD 15 и представлен в Приложении А.

Шкаф ШЭ2607011, БЭ2704011 (КСЗ+АУВ)

6.1 Уставки срабатывания АУВ и АПВ

Таблица 21 - Уставки АУВ и АПВ

№	Наименование	Значение
1	Напряжение срабатывания ПО максимального напряжения шин, В (60...100)	80
2	Напряжение срабатывания ПО минимального напряжения шин, В (10...80)	40
3	Напряжение срабатывания ПО максимального напряжения от ШОН, В (60...100)	80
4	Напряжение срабатывания ПО минимального напряжения от ШОН, В (10...80)	40
5	Разность напряжений ИО контроля синхронизма, В(5...50)	44
6	Угол между напряжениями ИО контроля синхронизма, град. (5...85)	40
7	Скорость изменения угла ИО контроля синхронизма, Гц(0,05...0,4)	0,05
8	Предельная скорость изменения угла ИО контроля синхронизма, Гц (0,05...2,0)	0,06

Таблица 22 - Уставки по времени АУВ и АПВ

№	Наименование	Значение
1	DT101 Время включения выключателя, с (0,01...1,00)	0,6
2	DT76 Время первого цикла АПВ, с (0,25...16)	1,8
3	DT78 Время второго цикла АПВ, с (2,5...160)	160
4	DT81 Время подготовки АПВ, с (15...120)	20
5	DT72 Задержка на срабатывание защиты ЭМВ, с(1,0...2,0)	1,0
6	DT73 Задержка на срабатывание защиты ЭМО1, с(1,0...2,0)	1,0
7	DT74 Задержка на срабатывание защиты ЭМО2, с(1,0...2,0)	1,0
8	DT75 Задержка на срабатывание ЗНФ, с (0,1...0,2)	0,2
9	DT77 Задержка на срабатывание ЗНФР, с (,025...0,8)	0,5
10	DT82 Врем включения от АПВ, С (0,0...2,0)	0,1
11	DT100 Время сброса готовности АПВ при отключенномвыключателе, с (10...840)	620
12	DT102 Ожидание КС (УС), с (0...840)	600

Таблица 23 - Логика работы АУВ и АПВ

№	Наименование	Значение
1	XB77 Контроль синхронизма (не предусмотрен/предусмотрен)	предусмотрен
2	XB84 Улавливание синхронизма (не предусмотрен/предусмотрен)	предусмотрен

3	XB74 Второй электромагнит отключения (не предусмотрен/ предусмотрен)	уточнить при наладке
4	XB73 Обесточивание ЭМ при приеме «Блокировка вкл. иоткл.» (не предусмотрен/ предусмотрен)	предусмотрен
5	XB81 Выбор режима АПВ (слепое АПВ, АПВ шин илилинии)	слепое АПВ
6	XB82 Второй цикл АПВ (не предусмотрен/ предусмотрен)	не предусмотрен
7	XB 80 Отключение выкл. от «Авар. Снижение давл.элегаза в ТТ» (не предусмотрен/ предусмотрен)	не предусмотрен
8	XB78 Привод выключателя (трехфазный, пофазный)	уточнить при наладке
9	XB76 Контроль сигнализации АПВ от датчика тока ЭМВ(не предусмотрен/ предусмотрен)	не предусмотрен
10	XB71 Логика включения с КС (типовая, не типовая)	типовая
11	XB2 Включение с контролем отсутствия напряжения (не предусмотрен/ предусмотрен)	не предусмотрен
12	XB75 Сброс готовности АПВ при отключенномвыключателе (не предусмотрен/ предусмотрен)	предусмотрен

Таблица 24 - АВР (Не используется)

№	Наименование	Значение
---	--------------	----------

1	XB79 Выбор режима АВР (двусторонний, шин, линии)	линии
2	DT70 Задержка на срабатывание АВР шин (0,0...60,0)	60
3	DT71 Задержка на срабатывание АВР линии (0,0...60,0)	60

6.2 Уставки срабатывания ДЗ

Таблица 25 - Уставки ИО Z_{I-V} ст. (Первичные величины)

№	Наименование	Значение
1	Уставка по оси X характеристики РС I ступени при КЗ на землю, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
2	Уставка по оси R характеристики РС I ступени при КЗ на землю, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
3	Угол наклона φ_1 характеристики с при КЗ на землю ступени, °(45...89 шаг 1)	77
4	Корректирующий множитель КKR коэффициента компенсации тока нулевой последовательности по активному сопротивлению, о.е. (0,00...3,00 шаг 0,1) (по умолчанию КKR=1,00)	1
5	Корректирующий множитель ККX коэффициента компенсации тока нулевой последовательности по реактивному сопротивлению, о.е. (0,00...3,00 шаг 0,1) (по умолчанию ККX=1,00)	1

6	Уставка по оси X характеристики РС I ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	25,63
7	Уставка по оси R характеристики РС I ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	13,01
8	Угол наклона φ_1 характеристики РС I ступени, °(45...89шаг 1)	80
9	Угол наклона φ_4 верхней части характеристики РС I ступени, ° (-45...0 шаг 1)	0
10	Уставка по оси X характеристики РС II ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	45,63
11	Уставка по оси R характеристики РС II ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	23,17
12	Угол наклона φ_1 характеристики РС II ступени, °(45...89шаг 1)	- 22
13	Уставка по оси X характеристики РС III ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	135,96
14	Уставка по оси R характеристики РС III ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	69,02
15	Угол наклона φ_1 характеристики РС III ступени, °(45...89шаг 1)	120
16	Уставка по оси X характеристики РС IV ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
17	Уставка по оси R характеристики РС IV ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
18	Угол наклона φ_1 характеристики РС IV ступени, °(45...89шаг 1)	77
19	Направленность IV ступени (вперед, назад)	вперед

20	Уставка по оси X характеристики РС V ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
21	Уставка по оси R характеристики РС V ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
22	Угол наклона φ_1 характеристики РС V ступени, °(45...89 шаг 1)	77
23	Направленность V ступени (вперед, назад)	вперед
24	Угол наклона φ_3 нижней левой части характеристики, °(91...135 шаг 1)	120
25	Угол наклона φ_2 нижней правой части характеристики, °(-45...0 шаг 1)	-22
26	Уставка по оси R нагрузочного режима (1/Ином...500/Ином шаг 0,01)	51,2
27	Угол выреза нагрузочного режима (1...70 шаг 1)	нет

Таблица 26 - Орган определяющий вид повреждения

№	Наименование	Значение
1	Напряжение срабатывания ПО РНП, В (6,00...15,00 шаг 0,01)	6
2	Ток срабатывания $3I_0$ ПО РТНП, А (0,05·Ином...0,2· Ином шаг 0,01)	300
3	Коэффициент торможения ПО РТНП, о.е. (0,000...0,150 шаг 0,001)	0,150
4	Ток срабатывания ПО БТ, А (1,00...15,00 шаг 0,01)	2· Ином=2000

Таблица 27 - Уставка блокировки при качаниях (БК) по DI

№	Наименование	Значение
1	Уставка по приращению I_2 чувствительного реле тока(РТ) БК, А ($0,04 \cdot I_{ном} \dots 1,5 \cdot I_{ном}$ шаг 0,01)	100
2	Уставка по приращению I_2 грубого РТ БК, А ($0,06 \cdot I_{ном} \dots 2,5 \cdot I_{ном}$ шаг 0,01)	300
3	Уставка по приращению I_1 чувствительного РТ БК, А($0,08 \cdot I_{ном} \dots 3 \cdot I_{ном}$ шаг 0,01)	200
4	Уставка по приращению I_1 грубого РТ БК, А ($0,12 \cdot I_{ном} \dots 5 \cdot I_{ном}$ шаг 0,01)	600
5	DT37 Время ввода быстродействующих ступеней от чувствительного РТ БК,с	0,4
6	DT38 Время ввода быстродействующих ступеней от грубого РТ БК,с ($0,2 \dots 1$ шаг 0,1)	0,4
7	DT39 Время ввода медленнодействующих ступеней от РТБК,с ($3 \dots 16$ шаг 1)	6,0

Таблица 28 - Уставки блокировки при качаниях (БК) по DZ

№	Наименование	Значение
1	Ток срабатывания РТ I_2 для dZ/dt , ($1,0-50,0$)% I_1	15
2	DT43 Время задержки блокировки по DZ, ($0,001-1,000$) с	0,045
3	DT44 Время возврата БК по DZ, ($0,01-5,00$) с	2,5
4	XB26 Формирование области контроля DZ/dt относительно III ступени/ II ступени	II ступени

Таблица 29 - Уставки по времени для ДЗ

№	Наименование	Значение
1	DT28 Время ввода ускорения при включении выключателя, с (0,7...2 шаг 0,1)	1,0
2	DT29 Задержка на срабатывание ускорения при включении выключателя от ДЗ и ТО, с (0...1 шаг 0,001)	0,05
3	DT33 Задержка на срабатывание I ступени ДЗ, с (0...1 шаг 0,001)	0,05
4	DT34 Задержка на срабатывание II ступени ДЗ с меньшей выдержкой времени, с (0,05...15 шаг 0,01)	15
5	DT35 Задержка на срабатывание II ступени ДЗ, с (0,05...15 шаг 0,01)	0,6
6	DT36 Задержка на срабатывание III ступени ДЗ, с (0,05...15 шаг 0,01)	2,5
7	DT46 Задержка на срабатывание IV ступени ДЗ, с (0,05...15 шаг 0,01)	15
8	DT47 Задержка на срабатывание V ступени ДЗ, с (0,05...15 шаг 0,01)	15
9	DT48 Задержка на срабатывание I ступени ДЗ на землю, с (0,05...15 шаг 0,01)	15
10	DT45 Задержка на срабатывание I, II или III ступени ДЗ при оперативном ускорении, с (0,05...5 шаг 0,01)	0,3
11	DT42 Продление сигнала пуска ВЧТО №2, с (0,00...0,20 шаг 0,01)	0,04

Таблица 30 - Логика работы ДЗ

№	Наименование	Значение
1	XB62 I ступень ДЗ на землю (выведена, в работе)	Выведена
2	XB63 IV ступень ДЗ (выведена, в работе)	Выведена
3	XB64 V ступень ДЗ (выведена, в работе)	Выведена
4	XB20 Подхват срабатывания РС I ступени от ненаправленного РС II ступени (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
5	XB21 Подхват действия I ступени (или II ступени меньшей выдержкой времени) (от БК-б, от БК-м)	От БК-б
6	XB22 Действие II ступени в меньшей выдержкой времени(не предусмотрено, предусмотрено)	Не предусмотрено
7	XB23 Ускоряемая ступень ДЗ при включении выключателя (не предусмотрена, II ступень, III ступень)	II ступень
8	XB24 Контроль действия III ступени от блокировок (отБНН и БК, только от БНН)	Только от БНН
9	XB25 Ускоренный возврат БК при отключении выключателя (не предусмотрен, предусмотрен)	Предусмотрен
10	XB27 Алгоритм БК DZ/DI	DI
11	XB28 Оперативно ускоряемая ступень (I ступень, II ступень, III ступень)	II ступень
12	XB29 Контроль действия ступеней ДЗ от БНН (непредусмотрен, предусмотрен)	Предусмотрен

13	XB44 Контроль ускорения при включении выключательот напряжения на линии (не предусмотрен, ШОН РН на линии)	Не предусмотрен
14	XB45 Контроль I ступени ДЗ на землю (от БК-б, от БК-м)	От БК-б
15	XB46 Контроль IV ступени ДЗ (от БК-б, от БК-м, нет)	От БК-б
16	XB47 Контроль V ступени ДЗ (от БК-б, от БК-м, нет)	От БК-б
17	XB41 Запрет АПВ при ОУ от ДЗ или ТНЗНП (непредусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
18	XB42 Запрет АПВ от ускорения при включении выключателя (не предусмотрен, предусмотрен)	Предусмотрен
19	XB41 Запрет АПВ от III ступени ДЗ (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
20	XB15 Действие сигнала ВЧТО №1 (с контролем, безконтроля)	Без контроля
21	XB16 Контроль от КQT при приеме ВЧТО №1 (непредусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
22	XB17 Контроль от БК при приеме ВЧТО №1 (непредусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
23	XB18 Контроль I(II) ступени ДЗ или реле тока IV ступени ТНЗНП при приеме ВЧТО №1 (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
24	XB19 Контроль от I(II) ступени ДЗ при приеме ВЧТО №2(I ступень, II ступень)	II ступень

6.3 Уставки срабатывания ТНЗНП и токовой отсечки

Таблица 31 - Уставки реле ТНЗНП и токовой отсечки

№	Наименование	Значение
1	Ток срабатывания I ступени ТНЗНП, А ($0,05 \cdot I_{ном} \dots 30 \cdot I_{ном}$ шаг 0,01)	1684
2	Ток срабатывания II ступени ТНЗНП, А ($0,05 \cdot I_{ном} \dots 30 \cdot I_{ном}$ шаг 0,01)	752
3	Ток срабатывания III ступени ТНЗНП, А ($0,05 \cdot I_{ном} \dots 30 \cdot I_{ном}$ шаг 0,01)	433
4	Ток срабатывания IV ступени ТНЗНП, А ($0,05 \cdot I_{ном} \dots 30 \cdot I_{ном}$ шаг 0,01)	38
5	Ток срабатывания V ступени ТНЗНП, А ($0,05 \cdot I_{ном} \dots 30 \cdot I_{ном}$ шаг 0,01)	18000
6	Ток срабатывания VI ступени ТНЗНП, А ($0,05 \cdot I_{ном} \dots 30 \cdot I_{ном}$ шаг 0,01)	18000
7	Ток срабатывания блокирующего РНМ, А ($0,04 \cdot I_{ном} \dots 0,5 \cdot I_{ном}$ шаг 0,01)	60
8	Ток срабатывания разрешающего РНМ, А ($0,04 \cdot I_{ном} \dots 0,5 \cdot I_{ном}$ шаг 0,01)	60
9	Напряжение срабатывания блокирующего РНМ, В (0,5...5 шаг 0,1)	2540
10	Напряжение срабатывания разрешающего РНМ, В (0,5...5 шаг 0,1)	2540
11	Коэффициент выноса ТН на линию, о.е. (0,00...0,50 шаг 0,01)	0
12	Ток срабатывания токовой отсечки, А ($0,35 \dots 30 \cdot I_{ном}$ шаг 0,01)	2494
13	Ток срабатывания ПО токовой отсечки при включении выключателя, А ($0,35 \dots 30 \cdot I_{ном}$ шаг 0,01)	18000

Таблица 32 - Уставки по времени для ТНЗНП и токовой отсечки

№	Наименование	Значение
1	DT49 Задержка на срабатывание ускорения при включении выключателя от ТНЗНП, с (0,05...5 шаг 0,01)	0,3
2	DT50 Задержка на срабатывание I ступени ТНЗНП, с(0,01...15 шаг 0,01)	0,3
3	DT51 Задержка на срабатывание II ступени ТНЗНП, с (0,05...15 шаг 0,01)	0,8
4	DT52 Задержка на срабатывание III ступени ТНЗНП, с(0,05...15 шаг 0,01)	1,3
5	DT53 Задержка на срабатывание IV ступени ТНЗНП, с(0,05...15 шаг 0,01)	1,8
6	DT59 Задержка на срабатывание V ступени ТНЗНП, с(0,05...15 шаг 0,01)	15
7	DT60 Задержка на срабатывание VI ступени ТНЗНП, с(0,01...15 шаг 0,01)	15
8	DT54 Задержка на срабатывание ускорения ТНЗНП при приеме сигнала ВЧТО №3, с (0,05...5 шаг 0,01)	0,05
9	DT55 Время ожидания при внешних повреждениях, с(0,01...0,20 шаг 0,01)	0,15
10	DT56 Задержка пуска ВЧТО №3 при реверсе мощности, с(0,01...0,20 шаг 0,01)	0,15
11	DT57 Задержка на срабатывание токовой отсечки, с(0,000...15,000 шаг 0,001)	0,05

12	DT58 Задержка на срабатывание II, III или IV ступени ТНЗНП при оперативном ускорении, с (0,05...5 шаг 0,01)	0,5
13	DT80 Продление сигнала пуска ВЧТО №3, с (0,00...0,60 шаг 0,01)	0,04
14	DT18 Задержка на срабатывание ускор. ТНЗНП от защиты парал. линии, с (0,05...5,00 шаг 0,01)	5,0

Таблица 34 - Логика работы ТНЗНП и токовой отсечки

№	Наименование	Значение
1	XB65 V ступень ТНЗНП (выведена, в работе)	Выведена
2	XB66 VI ступень ТНЗНП (выведена, в работе)	Выведена
3	XB30 Автоматический вывод направленности при срабатывании ТНЗНП (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
4	XB31 Автоматический вывод направленности в режиме ускорения при включении выключателя (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
5	XB32 Контроль направленности I ступени ТНЗНП (предусмотрен, не предусмотрен)	Предусмотрен
6	XB33 Контроль направленности II ступени ТНЗНП (предусмотрен, не предусмотрен)	Предусмотрен
7	XB34 Контроль направленности III ступени ТНЗНП (не предусмотрен, от РНМ-р, от РНМ-р, от РМН-б)	от РНМ-р

8	XB35 Контроль направленности IV ступени ТНЗНП (непредусмотрен, от РНМ-р, от РНМ-р, от РМН-б)	от РНМ-р
9	XB39 Контроль направленности V ступени ТНЗНП (непредусмотрен, от РНМ-р, от РНМ-р, от РМН-б)	от РНМ-р
10	XB91 Направленности V ступени ТНХНП (вперед, назад)	вперед
11	XB40 Контроль направленности VI ступени ТНЗНП (непредусмотрен, от РНМ-р, от РНМ-р, от РМН-б)	от РНМ-р
12	XB92 Направленности VI ступени ТНХНП (вперед, назад)	Вперед
13	XB36 Ускоряемая ступень ТНЗНП при включении выключателя (не предусмотрена, II ступень, III ступень)	III ступень
14	XB37 Оперативно ускоряемая ступень ТНЗНП (II ступень, III ступень, IV ступень)	III ступень
15	XB38 Ускорение действия токовой отсечки при включении выключателя (не предусмотрено, предусмотрено)	Не предусмотрено
16	XB53 Отстройка V ступени ТНЗНП от БТНТ (непредусмотрена, предусмотрена)	Не предусмотрено
17	XB54 Отстройка VI ступени ТНЗНП от БТНТ (непредусмотрена, предусмотрена)	Не предусмотрено
18	XB57 Контроль ВЧТО №3 от III(IV) ступени ТНЗНП (III ступень, IV ступень)	III ступень

6.4 Уставки пуска УРОВ

Таблица 35 - Уставки реле тока УРОВ

№	Наименование	Значение
1	Ток срабатывания реле тока УРОВ, А ($0,04 \cdot I_{НОМ} \dots 0,40 \cdot I_{НОМ}$ шаг 0,01)	60

Таблица 36 - Уставки по времени УРОВ

№	Наименование	Значение
1	DT16 Задержка на срабатывание УРОВ, с (0,1...0,6 шаг 0,1)	0,25

Таблица 37 - Логика работы УРОВ

№	Наименование	Значение
1	XB5 Подтверждение пуска УРОВ от сигнала KQC(предусмотрено, не предусмотрено)	Предусмотрено
2	XB6 Действие УРОВ «на себя» (предусмотрено, не предусмотрено)	Предусмотрено
3	XB83 Пуск УРОВ при действии ЗНФР (предусмотрено, не предусмотрено)	Не предусмотрено

6.5 Уставки ВЧБ

Таблица 38 - Уставки реле тока и напряжения

№	Наименование	Значение
1	Ток срабатывания Блокирующего реле тока I_0 БЛ, А ($0,05 \cdot I_{НОМ} \dots 30 \cdot I_{НОМ}$ шаг 0,01)	70,59

2	Ток срабатывания отключающего реле тока $I_{0\text{от}}$, А ($0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \dots 30 \cdot I_{\text{НОМ}}$ шаг 0,01)	240
3	Напряжение срабатывания откл. реле напряжения $U_{0\text{от}}$, В ($0,05 \dots 20$ шаг 0,01)	4
4	Уставка по приращению I_1 блокирующего, А ($0,04 \cdot I_{\text{НОМ}} \dots 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ шаг 0,01)	1
5	Уставка по приращению I_2 блокирующего, А ($0,04 \cdot I_{\text{НОМ}} \dots 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ шаг 0,01)	0,5
6	Ток срабатывания ПО I^T , А 2 ПУСК ($0,025 \cdot I_{\text{НОМ}} \dots 0,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ шаг 0,001)	120
7	Коэффициент торможения ПО I^T , о.е. 2 ПУСК ($0 \dots 0,15$ шаг 0,001)	0,04

Таблица 39 - Уставки реле сопротивления

№	Наименование	Значение
1	Уставка по оси X характеристики $Z_{\text{от}}$, Ом ($I_{\text{НОМ}} \dots 500 / I_{\text{НОМ}}$ шаг 0,01)	97,91
2	Уставка по оси R характеристики $Z_{\text{от}}$, Ом ($I_{\text{НОМ}} \dots 500 / I_{\text{НОМ}}$ шаг 0,01)	49,71
3	Угол наклона характеристики (от оси X) $Z_{\text{от}}$, град (45...85 шаг 1)	80
4	Угол наклона нижней правой части характеристики $Z_{\text{от}}$, град (0...85 шаг 1)	-22
5	Угол наклона нижней левой части характеристики $Z_{\text{от}}$, град (91...179 шаг 0,01)	120

Таблица 40 – Уставки по времени

№	Наименование	Значение
1	Задержка останова ВЧ передатчика, с (0,025...0,1 шаг 0,01)	0,05
2	Время продления сигнала пуска ВЧ передатчика при однофазных КЗ, с (0,040...0,4 шаг 0,01)	0,04
3	Время ввода Z_{OT} от БК, с (0,2...1 шаг 0,1)	0,4
4	Время вывода Z_{OT} от БК, с (3...12 шаг 1)	6

Таблица 41 - Логика работы

№	Наименование	Значение
1	Действие БНН на пуск ВЧ передатчика (не предусмотрено/предусмотрено)	Не предусмотрено
2	Пуск ВЧ передатчика при выводе защиты (не предусмотрен/предусмотрен)	Не предусмотрен
3	Вывод защиты от КЗ на землю при включении выключателя (не предусмотрен/предусмотрен)	Предусмотрен
4	Сигнализация пуска на отключение (не предусмотрена/предусмотрена)	Предусмотрена
5	Ускоренный возврат БК при отключении выключателя (не предусмотрен/предусмотрен)	Предусмотрен
6	Блокирующие действия ДЗ при срабатывании реле I_0 от (не предусмотрено/предусмотрено)	Предусмотрено
7	Блокирование действия ДЗ при срабатывании реле U_0 от (не предусмотрено/предусмотрено)	Предусмотрено

8	Совместная работа с ЭПЗ1643 (не предусмотрена/предусмотрена)	Предусмотрена
9	ПО I _{T2} пуск (выведен, в работе)	В работе

Таблица 42 – Уставки устройства резервирования при отказах выключателя (УРОВ)

№	Наименование	Значение
1	Ток срабатывания реле тока УРОВ, А (0,04·I _{НОМ} ...0,4·I _{НОМ} шаг 0,01)	60
2	Задержка на срабатывание УРОВ, с (0,1...0,6 шаг 0,1)	0,25
3	Подтверждение пуска УРОВ от сигнала КЭС (предусмотрено, не предусмотрено)	Предусмотрено
4	Действие УРОВ “на себя” (предусмотрено, не предусмотрено)	Предусмотрено

6.6 Уставки срабатывания ВЧБ

Таблица 43 – Результаты расчета ВЧБ

Наименование величины	Значение для стороны		
	220 кВ	110 кВ	35 кВ
1	2	3	4
Первичный рабочий ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	62,755	374,903	1312
Схема соединения обмоток ТТ	Д	У	У

Продолжение таблицы 43

Коэффициент трансформации ТТ	150/5	500/5	2000/5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальному току трансформатора, А	3,623	6,494	3,28

Таблица 44 – Результаты расчета ВЧБ

Наименование величины	Значение
1	2
Ток срабатывания реле на основной стороне, А	14,13
Число витков обмотки НТТ реле для основной стороны	7
Число витков обмотки НТТ реле для стороны НН	7
Число витков уравнивающей обмотки НТТ реле для стороны НН	0
Число витков тормозной обмотки НТТ реле	1

7 СЕТЕВАЯ АВТОМАТИКА

Сетевая автоматика – совокупность устройств, реализующих функции автоматического повторного включения, автоматического ввода резерва (АВР), автоматического опережающего деления сети (АОДС). В рамках курсового проекта будет выбрано и описано устройство АПВ.

Будет описано устройство релейной защиты, так же не требующее расчета в рамках курсового проектирования – устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ). [11]

7.1 Устройство АПВ

Устройства АПВ должны предусматриваться для быстрого восстановления питания потребителей или межсистемных и внутрисистемных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты.

Должно предусматриваться автоматическое повторное включение:

1) воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линий всех типов напряжением выше 1 кВ. Отказ от применения АПВ должен быть в каждом отдельном случае обоснован. На кабельных линиях 35 кВ и ниже АПВ рекомендуется применять в случаях, когда оно может быть эффективным в связи со значительной вероятностью повреждений с образованием открытой дуги (например, наличие нескольких промежуточных сборок, питание по одной линии нескольких подстанций), а также с целью исправления неселективного действия защиты. Вопрос о применении АПВ на кабельных линиях 110 кВ и выше должен решаться при проектировании в каждом отдельном случае с учетом конкретных условий;

2) шин электростанций и подстанций;

3) трансформаторов;

4) ответственных электродвигателей, отключаемых для обеспечения

самозапуска других электродвигателей.

Для осуществления АПВ по п. 1-3 должны также предусматриваться устройства АПВ на обходных, шиносоединительных и секционных выключателях.

Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы они не действовали при:

1) отключении выключателя персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;

2) автоматическом отключении от релейной защиты непосредственно после включения персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;

3) отключении выключателя защитой от внутренних повреждений трансформаторов и вращающихся машин, устройствами противоаварийной автоматики, а также в других случаях отключений выключателя, когда действие АПВ недопустимо.

Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы была исключена возможность многократного включения на КЗ при любой неисправности в схеме устройства.

Устройства АПВ должны выполняться с автоматическим возвратом.

Включение выключателей и порядок опробования линий следует осуществлять с КС или УС. Для данных режимов АПВ следует задать стандартные параметры синхронизации. Минимальное значение напряжения от ТН задается равным 60% от номинального значения. Минимальное значение тока от ШОН, соответствующее этому условию ($60\%U_{ном}$), составляет 0,075 А. Разница углов напряжений принимается равным 40° . Результаты выбора параметров АПВ сведем в Таблицу 45.

Таблица 45 – Выбор уставок АПВ

Параметр срабатывания	Тип реле	Уставка
-----------------------	----------	---------

1	2	3
Выдержка времени АПВ, с	РВ-9	1,0
Минимальное значение напряжения от ТН, В	РН-55/100	55
Минимальное значение тока от ШОН, А	РТ-40/0,2	0,070
Максимальная разница углов напряжений, град	РКС	40

7.2 УРОВ

Устройство резервирования при отказе выключателя – разновидность автоматики электрических сетей напряжением выше 1 кВ, предназначенная для отключения выключателя последующего участка при отказе выключателя предыдущего участка в аварийных ситуациях.

При коротком замыкании в сети релейная защита поврежденного участка подаёт сигнал на отключение выключателя, питающего данный участок, при этом пусковые органы УРОВ также вводятся в действие на отключение смежных выключателей с выдержкой времени, достаточной для срабатывания резервируемого выключателя; при успешном срабатывании последнего УРОВ возвращается в исходное состояние и блокируется. В случае, если выключатель по каким-либо причинам (неисправность механической части, его цепей управления) не отключился, то по истечении заданной выдержки времени УРОВ произведёт отключение всех смежных выключателей, питающих повреждённую линию и находящихся ближе к источнику питания (по отношению к не отключившемуся выключателю) [5].

Для пуска УРОВ необходимо выполнение двух условий:

1. Срабатывание релейной защиты на отключение выключателя, питающего непосредственно повреждённую линию.

2. Факт наличия аварийных параметров, свидетельствующих о том, что повреждение по каким-либо причинам не устранено.

УРОВ не может резервировать отказ релейной защиты не сработавшего выключателя, поэтому применение УРОВ предусматривает обязательное использование резервной релейной защиты в дополнение к основной, при этом цепи обеих защит должны быть полностью независимы друг от друга, так, что неисправность в цепи одной защиты не могла вызвать отказ другой (питание оперативных цепей производится от разных предохранителей или автоматических выключателей, каждый пусковой орган обеих защит также выполняется независимым и включаются на собственный независимый комплект трансформаторов тока, сигналы на отключение выключателей осуществляется от разных выходных реле). [14]

Таблица 46 – Выбор уставок УРОВ

Параметр срабатывания	Тип реле	Уставка
1	2	3
Выдержка времени УРОВ, с	РВ-2	0,3
Выдержка времени УРОВ «на себя», с		0,1
Ток срабатывания УРОВ, А	РТ-40Р	0,5

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

8.1 Безопасность

Безопасность жизнедеятельности на производстве – это совокупность многих правил и норм, созданных для обеспечения защиты жизни и сохранения здоровья человека.

Строгое выполнение норм техники безопасности обеспечивает защиту работников от опасностей и рисков, которые могут возникнуть на работе. Безопасность жизнедеятельности на производстве была создана, чтобы обеспечить правильную среду обитания на рабочем месте, и не навредить деятельности и здоровью человека.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается кабельная линия 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – подстанция Благовещенская, поэтому следует детально рассмотреть охрану труда при ее эксплуатации. Кроме того необходимо уделить внимание охране труда при работе на прилегающих объектах, а именно БТЭЦ, ПС Благовещенская и ПС Чигири.

Любые работы с кабельными линиями должны проводиться в соответствии с правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. В первую очередь, с ними должен ознакомиться каждый технический работник, а также персонал, который осуществляет эксплуатацию, ремонт и наладку энергетического оборудования. Данные правила должны исполняться при выполнении любых работ с кабельными изделиями.

К работам на ВЛ допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование, вводный инструктаж, инструктаж и обучение на рабочем месте, проверку знаний по охране труда и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже III.[5]

Работники, выполняющие работы на линии, обязаны правильно применять средства индивидуальной и коллективной защиты, соблюдать требования охраны труда, при ситуации, угрожающей жизни и здоровью людей немедленно извещать своего непосредственного или вышестоящего руководителя о любой

ситуации а так же о каждом несчастном случае, происшедшем на производстве, или об ухудшении состояния своего здоровья, в том числе о проявлении признаков острого профессионального заболевания .

При работе на ВЛ возможны воздействия следующих опасных и вредных производственных факторов: [5]

- повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; повышенная влажность воздуха;
- расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола, перекрытия);
- недостаточная освещенность рабочих мест;
- попадание остатков оптического волокна на работника;
- появление в зоне работы взрывоопасных, пожароопасных и ядовитых сред;
- физические перегрузки;

Работники должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты в соответствии с Типовыми отраслевыми нормами бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты и Коллективным договором.

Работы на линии ЗАПРЕЩАЮТСЯ: [5]

- во время грозы и при ее приближении;
- при скорости ветра более 15 м/сек;
- при снежных буранах и предельных температурах, установленных местными органами власти;
- при сильном дожде или тумане.

Исключение допускается при ликвидации аварии. В этом случае руководитель работ обязан организовать средства для обогрева.

Перед началом работ необходимо получить инструктаж по мерам безопасности при работах на особо опасных участках у руководителя работ, обо

всех недостатках и неисправностях инструмента, приспособлений и средств защиты, обнаруженных при осмотре, доложить руководителю работ для принятия мер к их устранению, а так же поставить необходимые защитные ограждения.

К работам на трансформаторных подстанциях и в распределительных пунктах предъявляются повышенные требования в безопасности труда. Сотрудникам необходимо пройти обучение безопасным методам труда, получить вводный инструктаж по безопасности труда, первичный инструктаж на рабочем месте, первичную проверку знаний ПТБ, ПТЭ.

Работы по профилактическому обслуживанию и ремонту трансформаторных подстанций требуют тщательно подготовки рабочего места, при которой должны быть выполнены организационные и технические мероприятия, направленные на безопасное выполнение работ

При подготовке рабочего места в случаях требующих снятия напряжения необходимо произвести указанные в наряде переключения в электроустановке. В электроустановках с каждой стороны откуда может быть подано напряжение на рабочее место необходимо осуществить видимый разрыв, образовать который можно отсоединением шин и проводов, отключением коммутационных аппаратов, снятием предохранителей. Все отключения необходимо выполнять в диэлектрических перчатках. [5]

8.3 Чрезвычайные ситуации

Противопожарные мероприятия при эксплуатации электроустановок на ПС Благовещенская, Чигири и БТЭЦ.

Анализ статистики пожаров показывает, что около 20% случаев загораний вызвано неисправностью или неправильной эксплуатацией электроустановок. Особенно велика частота пожаров, связанных с электрооборудованием, в жилых зданиях. Здесь число загораний, вызванных тепловым действием электрического тока, достигает 53% от общего количества пожаров.

Высокие темпы роста энерговооруженности труда в промышленности, строительстве, оснащение квартир электроплитами и другими бытовыми

электроприборами увеличивают вероятность возникновения пожаров из-за неисправности оборудования и перегрузки сети и требуют повышенного внимания к правильной эксплуатации электрооборудования.

Основными причинами пожаров являются короткие замыкания в проводах и электрооборудовании (69%), оставление электронагревательных установок без присмотра (21%), перегрев из-за плохого контакта (около 6%), перегрузка электроустановок (около 3%). Часто причиной пожара является нарушение правил пожарной безопасности при выполнении электросварочных работ и несоблюдение пожаробезопасных расстояний от светильников, электронагревателей и т. п. до легковоспламеняющихся материалов и конструкций.

Лица, ответственные за состояние электроустановок, назначенные приказом руководителя предприятия или цеха, обязаны: [6]

1) обеспечивать своевременное проведение профилактических осмотров и планово-предупредительных ремонтов электрооборудования и своевременное устранение нарушений правил техники эксплуатации электроустановок потребителей, могущих привести к пожарам и загораниям;

2) следить за правильностью применения и выбора кабелей, проводов, двигателей, светильников и другого электрооборудования в зависимости от класса пожаро- и взрывоопасное помещений и условий среды;

3) систематически контролировать и поддерживать в исправном состоянии аппараты защиты от коротких замыканий и перегрузок и устройства молниезащиты;

4) организовывать обучение и инструктаж электротехнического персонала по вопросам пожарной безопасности при эксплуатации электроустановок;

5) обеспечивать исправность средств для ликвидации пожаров в электроустановках и кабельных сооружениях.

Дежурный электрик (сменный электромонтер) обязан производить плановые профилактические осмотры электрооборудования, проверять наличие и исправность аппаратов защиты и принимать немедленные меры к устранению

нарушений, которые могут привести к пожарам. [6]

Основные профилактические противопожарные мероприятия при эксплуатации электроустановок при осмотрах электроустановок нужно особое внимание уделять состоянию контактов: наличие искрения в выключателях, штепсельных соединениях, в болтовых соединениях и т. п.

Ослабление контактов неизбежно вызывает недопустимый нагрев токоведущих болтов и присоединенных к ним проводов. При обнаружении чрезмерного нагрева контактов и проводов необходимо принять меры по разгрузке или отключению установки. Восстановление контактов (зачистка, подтяжка винтовых соединений) проводить с соблюдением мер безопасности от поражения электрическим током. Кабельные каналы необходимо содержать в чистоте. Недопустимо их захламление, особенно горючими материалами.

Электродвигатели, светильники, проводка, распределительные устройства должны очищаться от горючей пыли не реже двух раз в месяц, а в зонах со значительным выделением пыли — не реже одного раза в неделю.

В процессе эксплуатации необходимо следить за равномерной нагрузкой по фазам однофазных электроприемников — освещения, электронагревательных приборов. Следует помнить, что при наличии однофазных электроприемников по рабочему нулевому проводу протекает ток, величина которого может достигать величины фазного тока. Поэтому сечение нулевого провода в осветительных установках с газоразрядными лампами должно быть равным сечению фазных проводов. [6]

Одна из причин пожаров — нагрев при пробуксовке ременных передач. При осмотрах и ремонтах электроустановок нужно следить за правильным натяжением плоских и клиновидных ремней у двигателей и на транспортных установках (ленточные транспортеры, нории и т. п.). Результаты осмотров, обнаруженные дефекты и принятые меры отмечаются в оперативном журнале.

Особую осторожность нужно соблюдать при работах с паяльной лампой.

Следует:

- заливать лампы только тем горючим, на которое она предназначена;

- наливать в резервуар лампы горючее не более чем на 3/4 его емкости; аливиную пробку заворачивать не менее чем на 4 нитки;
- не накачивать чрезмерно лампу во избежание взрыва;
- не разжигать паяльную лампу путем подачи горючей жидкости на горелку;
- немедленно прекращать работу при обнаружении неисправности лампы (подтекание резервуара, утечка газа через резьбу горелки и т. п.);

Нельзя наливать и выливать горючее, а также разбирать лампу вблизи огня.

Основными методами повышения пожарной безопасности электроустановок является их выполнение в соответствии с ПУЭ, правильный выбор защиты от коротких замыканий и перегрузок, соблюдение требований правил технической эксплуатации электроустановок по режиму нагрузки, ремонтным работам и т. п. Перегрузка проводов и электрооборудования сверх установленных норм не допускается. Контроль загрузки следует проводить по стационарным амперметрам или с помощью токоизмерительных клещей. [12]

Все электроустановки должны быть защищены от токов короткого замыкания и других ненормальных режимов, могущих привести к пожару (автоматические выключатели, плавкие предохранители, устройства от перенапряжений и т. д.). Предохранители и уставки автоматических выключателей должны соответствовать сечению проводов и допустимым нагрузкам. Замена сгоревших предохранителей «жучками» и перемычками, хотя бы временно, не допускается.

На каждом щитке указываются номинальные токи предохранителей и токи установки автоматов каждой линии и должен иметься запас калиброванных предохранителей.

Все соединения, оконцевания и ответвления проводов, осуществляемые в процессе эксплуатации, выполняются капитально — путем опрессовки, пайки, сварки, зажима под болт и т. п. Наброс проводов крючками и скрутка не

допускаются.

В пожароопасных зонах производственных и складских помещений с наличием горючих материалов (бумага, хлопок, лен, каучук и др.), а также изделий в сгораемой упаковке светильники и электрооборудование должны иметь закрытое или защищенное исполнение. Вблизи проводов недопустимо наличие легковоспламеняющихся предметов и материалов. [12]

Устройство и эксплуатация электросетей-временок, как правило, не разрешается. Исключением могут быть временные иллюминационные установки и электропроводки, питающие место, где выполняются строительные и временные ремонтно-монтажные работы. Такие установки должны выполняться с соблюдением всех требований ПУЭ.

Для переносных электроприемников, необходимо применять шланговые провода и кабели. Нужно следить за состоянием проводов в местах входа в корпус переносного инструмента и в других местах, где возможно перетирание и обрыв.

Переносные светильники оборудуются стеклянными колпаками и сетками. Светильники (стационарные и переносные) не должны соприкасаться со сгораемыми конструкциями здания и горючими материалами. Провода обязательно защищаются от механических повреждений.

В соответствии с правилами технической эксплуатации нужно регулярно проводить измерения сопротивления изоляции проводов и электрооборудования. В сетях напряжением до 1000 В сопротивление изоляции каждого участка сети — не менее 0,5 МОм.

В четырехпроводных сетях необходимо следить за состоянием контактов и надежностью изоляции нулевого провода так же, как и фазных проводов.

Электрооборудование нужно содержать в исправном состоянии, под постоянным наблюдением. Пользоваться неисправными розетками, рубильниками и другим оборудованием не разрешается.

При эксплуатации электроустановок запрещается: [12]

1) Использовать электродвигатели и другое электрооборудование, поверхностный нагрев которого при работе превышает температуру окружающего воздуха более чем на 40 °С;

2) Кабели и провода с поврежденной изоляцией; электронагревательные приборы без огнестойких подставок. Нельзя также оставлять их длительное время включенными в сеть без присмотра;

3) Применять нестандартные (самодельные) электропечи или электрические лампы накаливания для отопления помещений;

4) Оставлять под напряжением электрические провода и кабели с неизолированными концами.

На время прекращения работы (ночью, в выходные и праздничные дни) вся проводка в пожароопасных помещениях обесточивается с распределительного щитка. Дежурное освещение при необходимости может оставаться включенным. По возможности рекомендуется обесточивать сети на время прекращения работы и в помещениях с нормальной средой.

При использовании для электросварки металлических конструкций и полос в качестве обратного заземляющего провода необходимо создавать надежный контакт всех соединений путем приваривания друг к другу отдельных участков, чтобы исключить искрение и перегрев их во время протекания сварочного тока.

В электропомещениях запрещается хранить горючие жидкости.

Спецодежду следует хранить в специальных помещениях, развешивая в развернутом виде, чтобы исключить самовозгорание. В карманах нельзя оставлять промасленные тряпки и обтирочные концы. Промасленный обтирочный материал может самовозгораться, поэтому его необходимо складывать в металлические ящики. Использованный обтирочный материал нужно ежедневно удалять из рабочих помещений, особо следить, чтобы обтирочные материалы не оставались вблизи действующего электрооборудования и в распределительных шкафах и силовых пунктах.

8.2 Экологичность

В процессе эксплуатации все энергетические объекты оказывают определенное влияние на окружающую среду. Все проявления вредного воздействия, которое появляется на окружающую среду различными электротехническими объектами, можно разделить на несколько групп.

1) Акустический шум.

Источниками шума являются все энергетические объекты: электростанции, линии электропередачи и подстанции. В последнее время в практике строительства и эксплуатации все более необходимо заниматься вопросами контроля шума от подстанций, расположенных вблизи жилых районов. Источниками шума на подстанции являются трансформаторы, вентиляторы и насосы систем охлаждения, синхронные компенсаторы, переключатели. Снижение шума достигается за счет использования шумозащитных экранов [18].

2) Влияние на почву.

При строительстве и эксплуатации воздушных линий и подстанций, при условии соблюдения всех проектных решений и строительных норм, изменений в состоянии и свойствах почв не будет.

Нарушение почвенного и растительного покрова во время строительства обусловлено расположением карьеров фундамента для проникновения в опоры воздушных линий, под фундамент оборудования, под масляным поддоном и т.д.

3) Загрязнение среды трансформаторным маслом.

В случае серьезных аварий (зажигание трансформатора) разлив горящего масла может произойти за пределами трансформаторного бака, что влечет за собой особую опасность для окружающей среды и человека. Чтобы предотвратить распространение горячего масла через подстанцию, маслозаполненное оборудование защищено масляным приемником.

Незапечатанный приемник масла должен быть выполнен в виде бортовых ограждений для маслонаполненного оборудования. Высота боковых рельсов не должна превышать 0,5 м над уровнем окружающей компоновки.

Нижняя часть масляного приемника должна иметь наклон не менее 0,005 к яме и быть покрыта чистым гранулированным гравием или щебнем от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Масляные сепараторы должны гарантировать, что масло и вода, используемые для тушения масла, удаляются из приемника масла и что автоматические стационарные устройства и гидранты находятся на огнестойком расстоянии от оборудования и конструкций: 50% масла и общее количество вода должна быть удалена не более 0,25 часа. могут быть выполнены в виде подземных трубопроводов или открытых кювет и поддонов.

Произведем расчет санитарно-защитной зоны по шуму для ПС Благовещенская.

На открытом воздухе на территории подстанции установлены 2 трансформатора.

Определить минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму, если известен тип трансформаторов, и характеристика прилегающей к подстанции территории. Исходные данные приведены в таблице 47.

Таблица 47 – Исходные данные

Количество трансформаторов	Вид системы охлаждения	Мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения,кВ	Тип территории
2	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов ДЦ)	125	220	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам

1. По таблице 3 колонка № 13 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки» определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа

территории прилегающей к ПС. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов.

Допустимый уровень шума для территорий, прилегающих к жилым домам составляет: 45 дБА.

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

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (системы охлаждения видов Д) уровень звуковой мощности составляет ($S_{\text{ном}} = 125 \text{ МВА}$, $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$):

$$L_{WA} = 98 \text{ дБА.}$$

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

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

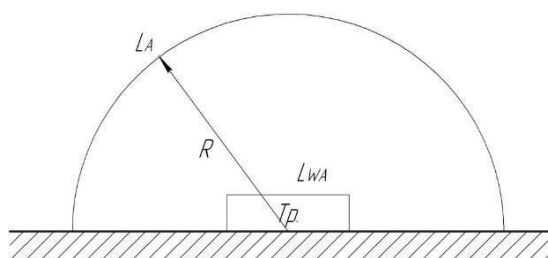


Рисунок 4 – Излучение шума трансформатором

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

$$L_{WA} = L_A + 101g \frac{S}{S_0}, \quad (42)$$

где S - площадь поверхности полусферы, m^2 ;

$$S_0 = 1_m^2.$$

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

$$L_A(R) = L_{WA} + 101g \frac{S}{S_0}, \quad (43)$$

где $S = \pi R^2$.

Пусть на ПС расположены 2 ТМ и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой приведенной на рисунке 2. Расстояния R_1 и R_2 неизвестны, а l - известно (из проекта).

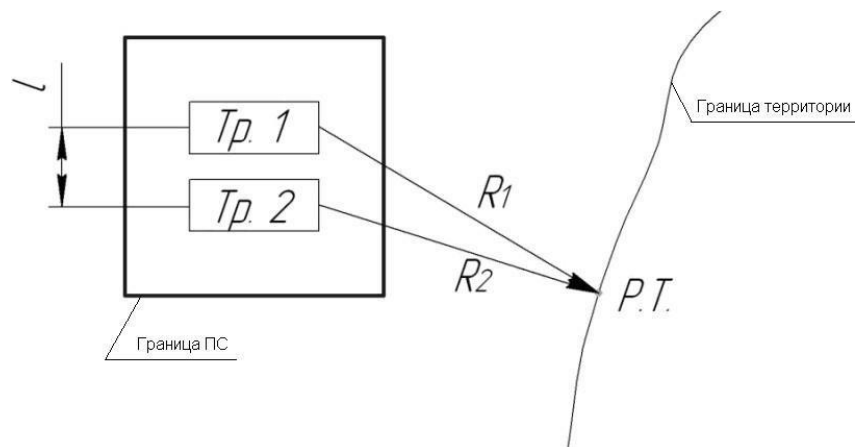


Рисунок 5 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

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

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

$$L_{WA\Sigma} = 101g \sum_{i=1}^N 10^{0.1L_{WAi}},$$

где N - количество источников шума (ТМ);

L_{WAi} - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

Уровень звуковой мощности эквивалентного источника в условиях данной задачи будет равен:

$$L_{WA\Sigma} = 101g \sum_{i=1}^2 10^{0.1 \cdot 98} = 101, \text{ дБА}.$$

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

Исходя из принятых допущений выражение (1) можно переписать в следующем виде

$$ДУ_{LA} = L_{WA\Sigma} - 101g \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}, \quad (44)$$

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

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(98-45)}}{2\pi}} = 178,24, \text{ м} \quad (45)$$

Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием».

Вывод: В ходе данных расчетов выяснилось что при расстоянии до жилой застройки $R=347\text{м}$ требование $R \geq R_{\min}$ соблюдается и никаких дополнительных мероприятий для шумоизоляции прилегающей жилой территории не требуется.

9 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

В данной выпускной квалификационной работе была модернизирована релейная защита и автоматика воздушной линии 110 кВ «Благовещенская - БТЭЦ», проанализируем необходимый уровень инвестиций в проект для его реализации.

9.1 Сравнение защит на статических реле и микропроцессорной элементной базы

Основные достоинства микропроцессорной релейной защиты заключаются в следующем:

Мультифункциональностью которая включает в себя:

- 1) осциллографирование, запись протекающих процессов;
- 2) функцию ОМП;
- 3) ведение логов о повреждениях, а также о мгновенных значениях параметров для оценки неисправностей с дальнейшей передачей данных в центральное устройство на подстанции или диспетчерский пункт через последовательный интерфейс;
- 4) автоматическое тестирование аппаратного и программного обеспечения, что обеспечивает высокий уровень готовности защиты и уменьшает число проверок устройства.
 - 1) Меньшими габаритами по сравнению с комплексом РЗ и А, выполненным на электромеханике или интегральных микросхемах (ИМС).
 - 2) Наличием четырех групп уставок.
 - 3) Невысокое потребление в цепях оперативного постоянного тока и напряжения, чем защиты на электромеханической элементной базе или ИМС.
 - 4) Наличием свободных закономерных составляющих, что позволяет более легко приспособить терминал в различных условиях.
 - 5) Комплексом цифровой обработки и управления измерительных данных

от считывания и преобразования величин до принятия решения об отключении/включении выключателя требуется меньшее время.

6) Использованием 16-разрядной микропроцессорной системы.

7) Легкая наладка с помощью специальных разработанных средств.

8) Значительно сокращенные сроки вывода в проверку.

9) Разнообразные виды связи человек-машина приближают микропроцессорные устройства к пользователю, независимо от его местонахождения.

10) Методы цифровой фильтрации и измерения обеспечивают правильное функционирование при насыщении трансформаторов тока и переходных процессах.

Таким образом, нами выявлено явное доминирование микропроцессорной техники перед классической электромеханической релейной.

9.2 Выбор фирмы производителя и марки микропроцессорной релейной защиты

Рынок микропроцессорной релейной защиты в мире представлен различными производителями, такими как АВВ, Siemens,

Сегодня на рынке МУРЗ присутствуют сотни моделей десятков различных производителей. Каждый тип МУРЗ имеет собственный корпус, существенно отличающийся от корпуса другого типа МУРЗ, иногда даже того же самого производителя. В соответствии с данными отчета NewtonEvans Research Co. в 2015 г. группой ведущих компаний мира являются – АВВ, Areva, SEL, Siemens, NARI.

Однако в связи с санкционной политикой европейских государств по отношению к Российской Федерации использование европейской МУРЗ является дорогостоящим решением.

Российский рынок микропроцессорной техники РЗиА представлен компаниями Механотроника, Радиус, ЭКРА, Брестлер, лидером среди которых является компания ЭКРА.

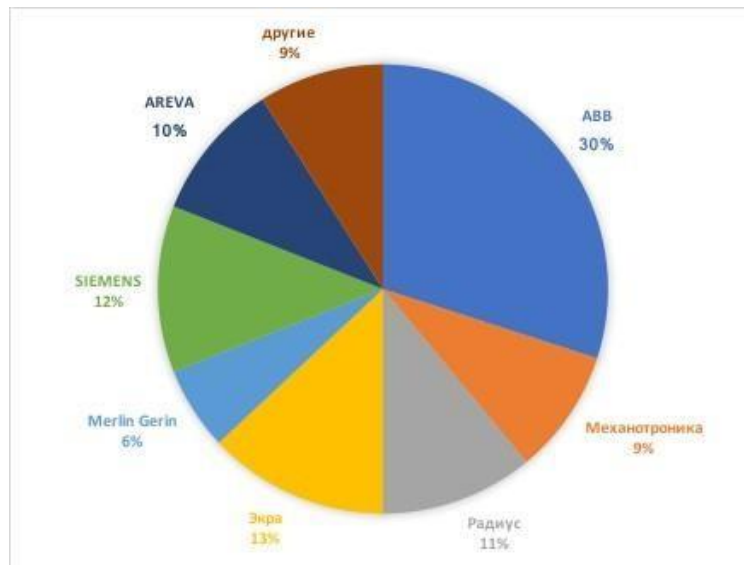


Рисунок 6 – Мировые производители МУРЗ

Шкафы микропроцессорной техники фирмы ЭКРА – наиболее распространенная марка на отечественном рынке РЗА. Шкафы данной фирмы обладают всем необходимым функционалом, а так же поставляются со всем необходимым ПО, и различной технической и информационной поддержкой. Шкафы серии ЭКРА ШЭ 2607 более адаптированы для российской эксплуатации, что позволяет снизить эксплуатационные издержки а так же упрощает процесс обучения персонала, кроме этого наличие производственной площадки на территории России облегчает и ускоряет доставку запасных частей.

ООО НПП «ЭКРА» – научно-производственное предприятие «полного цикла», созданное в 1991 году российскими специалистами-релейщиками в г. Чебоксары и функционирующее без участия иностранного капитала. Предприятие специализируется на разработке и поставках наукоемких устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) на новейшей микропроцессорной элементной базе для объектов электроэнергетики,

нефтегазового комплекса и других отраслей промышленности. Все выпускаемые предприятием комплектные устройства релейной защиты и автоматики адаптированы к применению в составе АСУ ТП.

ООО НПП «ЭКРА» является головным предприятием Группы компаний ЭКРА, объединяющей региональные дилерские и сервисные центры, проектирующие и инжиниринговые организации для оперативного взаимодействия с заказчиками и решения комплексных задач в электроэнергетике от проектирования до сдачи энергообъекта «под ключ».

Шкаф ШЭ2607 085 который включает в себя:

- дифференциальную защиту (ДЗЛ),
- комплект ступенчатых защит (КСЗ),
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ),
- максимальную токовую защиту (МТЗ),
- автоматику разгрузки при перегрузке по току (АРПТ),
- защиту от неполнофазного режима (ЗНФР),
- систему дистанционного приёма и передачи команд,

Шкаф типа ШЭ2607 085 является полукомплектom дифференциальной токовой продольной защиты линии (ДЗЛ) с использованием цифровых каналов связи (КС). Предназначен для использования в качестве основной защиты линий электропередачи (ЛЭП) напряжением 110-220 кВ.

Область применения ДЗЛ:

- двухконцевые ЛЭП 110-220 кВ с двухсторонним питанием;
- двухконцевые ЛЭП 110-220 кВ с двухсторонним питанием с ответвительными ПС (от- пайками) без питания со стороны отпаек;
- тупиковые ЛЭП 110-220 кВ (если на таких ЛЭП установка ДЗЛ необходима).

Шкаф также содержит:

комплект ступенчатых защит (КСЗ):

- пять ступеней ДЗ от междуфазных замыканий, -ступень от земляных

замыканий,

- шесть ступеней ТНЗНП;
- ТО;

Кроме основной функции ДЗЛ, устройство включает в себя систему дистанционного приёма и передачи команд.

Имеется возможность использования защиты на линиях с ответвлениями и линиях,

оборудованных ОАПВ.

Шкаф предназначен для работы в следующих условиях:

а) номинальные значения климатических факторов внешней среды по ГОСТ 15543.1-89 и ГОСТ 15150-69, при этом:

- нижнее предельное рабочее значение температуры окружающего воздуха – минус 5 °С (без выпадения инея и росы);
- верхнее предельное рабочее значение температуры окружающего воздуха - 45 °С;
- верхнее рабочее значение относительной влажности воздуха - не более 80 % при 25 °С;
- высота над уровнем моря - не более 2000 м;
- окружающая среда невзрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли, агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих изоляцию и металл;
- место установки шкафа должно быть защищено от попадания брызг воды, масел, эмульсий, а также от прямого воздействия солнечной радиации;

б) рабочее положение шкафа в пространстве – вертикальное с отклонением от рабочего положения до 5° в любую сторону.

Степень загрязнения 1 (загрязнение отсутствует или имеется только сухое, не- проводящее загрязнение) по ГОСТ Р 51321.1-2007.

Группа механического исполнения шкафа в части воздействия

механических факторов внешней среды М40 по ГОСТ 17516.1-90, при этом аппаратура, входящая в состав шкафа, выдерживает:

- вибрационные нагрузки с максимальным ускорением до 0,7 g в диапазоне частот от 10 до 100 Гц;

- одиночные удары длительностью от 2 до 20 мс с максимальным ускорением 3 g.

Шкаф с двух сторон имеет двери, обеспечивающие двухстороннее обслуживание установленной в нем аппаратуры. Оболочка шкафа и терминала имеет степень защиты от прикосновения к токоведущим частям и попадания твердых посторонних тел IP20 или IP41 (IP54 по требованию заказчика) по ГОСТ 14254-96, а клеммники терминала БЭ2704 и переключатели на двери шкафа - IP00.

Функция УРОВ реализует принцип индивидуального устройства. Возможно выполнение универсального УРОВ как по схеме с дублированным пуском от защит, так и по схеме с автоматической проверкой исправности выключателя.

Шкафы ШЭ 2607 011 предназначены в качестве резервной или единственной защиты линии напряжением 110–220 кВ и автоматики управления линейным выключателем.

В каждом комплекте питание оперативным постоянным током терминала, цепей электромагнитов включения и первой группы электромагнитов отключения, а также цепей второй группы электромагнитов отключения выключателя выполнено от отдельных автоматических выключателей. Благодаря этому обеспечивается возможность отключения выключателя даже при неисправном терминале.

В ДЗ по выбору имеется два алгоритма блокировки при качаниях:

- по скорости изменения токов обратной и прямой последовательности;
- по скорости изменения векторов сопротивления.

ДЗ выполнена пятиступенчатой с блокировкой при качаниях и

неисправностях в цепях напряжения, причем первая ступень обеспечивает защиту от всех видов КЗ, вторая пятая – от междуфазных КЗ.

Предусмотрена возможность разворота четвертой и пятой ступеней ДЗ и пятой и шестой ступеней ТНЗНП в обратную сторону.

ТНЗНП содержит шесть направленных ступеней для защиты от КЗ на землю.

Предусмотрены возможности ускорения защит: от параллельной линии, при опробовании линии, оперативные и по ВЧ каналу.

ПО тока реагирует на линейные и фазные величины токов.

Функция АУВ обеспечивает прием команд включения и отключения, контроль и фиксацию положения, блокировку от многократных включений.

Пуск АПВ (однократного или двукратного) осуществляется с контролем напряжений на шинах и линии (контроль отсутствия, наличия или синхронизма напряжений). Предусмотрен режим включения выключателя как с контролем, так и с улавливанием синхронизма.

Функция УРОВ реализует принцип индивидуального устройства, причём возможно выполнение универсального УРОВ как по схеме с дублированным пуском, так и по схеме с автоматической проверкой исправности выключателя.

Для реализации защиты линии будет использовано два шкафа фирмы ЭКРА, а именно – ШЭ 2607 085 с комплектами основной защиты линии, а так же шкаф ШЭ 2607 011 с резервными комплектами.

9.3 Капиталовложения в реализацию проекта

В данном проекте произведем расчет необходимых инвестиций для модернизации релейной защиты и автоматики ВЛ.

Капиталовложения - это совокупные материальные, трудовые и финансовые ресурсы, необходимые для создания и расширения предприятия, его реконструкции и технического перевооружения.

Капиталовложения финансируются за счет следующих средств:

1) собственных финансовых ресурсов: прибыли; амортизационных отчислений; финансовых средств инвесторов, полученных от продажи акций, паевых и иных взносов; денежных накоплений, полученных в виде возмещения потерь от аварий, стихийных бедствий и органов страхования и др.;

2) заемных средств: банковских кредитов; облигационных займов; коммерческих кредитов и др.;

3) привлеченных средств: финансовых средств, централизуемых союзами предприятий в установленном порядке; средств внебюджетных фондов; средств федерального бюджета; средств иностранных инвесторов.

Следует отметить, что обычно финансирование капитальных вложений осуществляется в основном за счет собственных средств, а суммарная величина заемного и привлеченного капитала не превышает 30% общего объема финансирования. Такое соотношение привлеченного и заемного капитала связано с тем, что при высокой доле заемных и привлеченных средств, особенно в случае банкротства предприятия, значительно повышается риск потери инвестором финансовых средств.

В технико-экономических расчетах с целью ориентировочной и быстрой оценки размера капитальных вложений часто пользуются укрупненными показателями и не учитывают некоторых статей расходов (например, налога на добавленную стоимость); не учитываются также элементы сети, суммарная стоимость которых значительно (в сотни раз) меньше стоимости основных элементов сети (таких как выключатели, трансформаторы, воздушные линии (ВЛ), кабельные линии (КЛ), подстанции (ПС) и т.д.).

УСП электрических сетей предназначены для: технико-экономических расчетов при сопоставлении вариантных решений выбора схем электрических сетей («схемное» проектирование); оценки эффективности разработки инвестиционных проектов и бизнес-планов; оценки объемов инвестиций при планировании электросетевого строительства.

При составлении расчетов по объектам комплексной реконструкции, технического перевооружения и расширения действующих зданий и

сооружений, строительстве последующих очередей на территории действующих предприятий или примыкающих к ней площадках к указанной норме применяется коэффициент 0,8;

7% - прочие работы и затраты.

2,6-3,18% - содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль. Величина процентной нормы определяется в зависимости от стоимости строительства согласно Методическим рекомендациям по расчету норматива затрат на содержание службы заказчика-застройщика ОАО «ФСК ЕЭС»;

6,5-8,5% - проектно-изыскательские работы, затраты на проведение экспертизы проектной документации и авторский надзор (при осуществлении нового строительства – 8%). Принимать в соответствии с Методическими указаниями по применению справочников базовых цен на проектные работы в строительстве, утвержденными приказом Министерства регионального развития Российской Федерации от 29 декабря 2009 г. № 620.

В таблице 48 приведена стоимость микропроцессорных устройств РЗ и их количество на защищаемом объекте.

Таблица 48 – Марки выбранных микропроцессорных устройств

№ п/п	Фирма изготовитель	Марка шкафа	Количество, шт	Цена за шт, руб.
1	ЭКРА	ШЭ2607 085	4	1380000
2	ЭКРА	ШЭ2607 011	4	1221000
3			итого	10,404,000.00

Капитальные вложения необходимые на установку РЗиА состоят из стоимости устанавливаемого оборудования, стоимости строительного-монтажных работ и прочих затрат.

$$K_{\Sigma} = (K_{обр} + K_{СМР} + K_{пр}), \quad (46)$$

где $K_{обр}$ - сметная стоимость оборудования без учета строительного монтажных работ, тыс. руб.;

$K_{СМР}$ - строительные-монтажные работы, тыс. руб.;

$K_{пр}$ - прочие затраты;

Таблица 49 - Данные по структуре капиталовложений в электросетевом строительстве

Наименование объекта	Капиталовложения в строительство, %			
	Всего	Оборудование, приспособления и производственный инвентарь	Строительно-монтажные работы	Прочие затраты
РЗ открытых и закрытых электрических подстанций напряжением 110-750 кВ, включая ПС 220/110/35 кВ	100	51	37	12

Рассчитаем сметную стоимость оборудования

$$K_{обр} = (4 \cdot 1380000 + 1221000 \cdot 4) \cdot 1 = 10,404,000.00 \text{ руб.}$$

Определим общие капиталовложения, капиталовложения на строительные-монтажные работы и прочие капиталовложения.

Общие капиталовложения:

$$K_{\Sigma} = \frac{K_{обp}}{0,51} = \frac{10404000,00}{0,51} = 20400000,00 \text{ руб.}$$

Капиталовложения на строительно-монтажные работы:

$$K_{СТP} = 0,37K_{\Sigma} = 0,37 \cdot 20400000,00 = 7548000,00 \text{ руб.}$$

Прочие капиталовложения:

$$K_{ПP} = 0,12K_{\Sigma} = 0,12 \cdot 20400000,00 = 2448000,00 \text{ руб.}$$

9.4 Расчёт эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки - расходы необходимые для эксплуатации энергетических объектов в течении одного года.

Издержки любого из энергетических объектов будут состоять из амортизационных отчислений и эксплуатационных издержек на ремонт и эксплуатацию оборудования.

$$И = И_{PЭ} + И_{AM} \quad (47)$$

Амортизация - постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукт или работу (услугу).

Цель амортизации - накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов.

Экономическое содержание износа - потеря стоимости. Выделяют следующие виды износа:

1. физический износ - изменение физических, механических и другие свойств основных фондов под воздействием сил природы, труда и т. д. (амортизационные отчисления учитывают только этот вид износа);

2. моральный износ 1-го рода - потеря стоимости в результате появления более дешевых аналогичных средств труда;

3. моральный износ 2-го рода - потеря стоимости, вызванная появлением более производительных средств труда;

4. социальный износ - потеря стоимости в результате того, что новым основные фонды обеспечивают более высокий уровень удовлетворения социальных требований;

5. экологический износ - потеря стоимости в результате того, что основные фонды перестают удовлетворять новым, повышенным требованиям и охране окружающей среды, рациональному использованию природных ресурсов и т.п.

Амортизационные отчисления - денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции; для *i*-го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{сл}}, \quad (48)$$

где *K* – капиталовложения;

*T*_{сл} – срок службы оборудования (*T*_{сл} = 20 лет).

Эксплуатационные издержки на ремонт и эксплуатацию необходимы для поддержания оборудования в рабочем состоянии.

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Все эти факторы риска требуют тщательно продуманной системы

профилактических и предупредительных мероприятий по поддержанию оборудования и передаточных устройств предприятий в надлежащем техническом состоянии.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания (ППР и ТО), а также unplanned (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования. Сущность системы ППР и ТО заключается в том, что по истечении определенного отработанного времени в момент ожидаемого отказа производятся различные виды ремонтного воздействия (ТР, КР и ТО). Чем короче разрыв между фактическим моментом отказа и моментом ожидаемого отказа и выполнения соответствующего ремонтного воздействия, тем эффективнее система ППР и ТО.

Ежегодные затраты на КР и ТР, а также ТО энергетического оборудования определяются по формуле

$$I_{рз} = \alpha_{орз} \cdot K, \quad (49)$$

где $\alpha_{орз}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию оборудования ($\alpha_{орз} = 0,0155$)

Рассчитаем эксплуатационные издержки:

$$I = \alpha_{орз} \cdot K + \frac{K}{T_{сл}}, \quad (50)$$

$$I = 0,0155 \cdot 20400000 + \frac{20400000}{20} = 1336200 \text{ руб.}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы над выпускной квалификационной работой был выполнен следующий объем работ:

- произведен расчет токов КЗ и произведена проверка оборудования.
- было произведена установка современных шкафов релейной защиты на базе микропроцессорных терминалов, а также закрепились и дополнены знания по РЗА.
- произведен расчет уставок срабатывания, определены коэффициенты чувствительности и время срабатывания защиты линии. Обосновано применение микропроцессорных устройств защиты.
- рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при производстве работ в эксплуатации оборудования, вопросы охраны окружающей среды и основные противопожарные мероприятия.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 2012. - 608 с.
- 2 Фетисов А.П. и др. Справочник по пожарной безопасности в электроустановках. – М.: Стройиздат, 2013.
- 3 Козулин В.С., Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 2013. – 648 с.
- 4 Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 / под науч. ред. Н.Н. Тиходеева. – 3-е изд. – С.-Пб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2013. – 353 с.
- 5 Техника безопасности в электроэнергетических установках: Справочное пособие / под ред. П.А. Долина. – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 286 с.
- 6 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий / Минэнерго. - М.: Энергоатомиздат, 2012. - 144 с.
- 7 Трубицин В.И. Надежность электрической части электростанций. М.: Издательство МЭИ, 2014.
- 8 Мясоедов Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций/ Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. – Благовещенск: Издательство АмГУ, 2013. – 142 с.
- 9 Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / под ред. И.А. Баумштейна и М.В. Хомякова. – М.: «Энергия», 2013. – 568 с.
- 10 Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / под ред. И.А. Баумштейна и М.В. Хомякова. – М.: «Энергия», 2012. – 568 с.
- 11 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110 - 750 кВ. – М.: Энергия, 2012. – 152 с.

12 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями).

13 РД 34.49.101-87 Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий.

14 Источники питания для схем с цифровыми устройствами релейной защиты / О. Г. Захаров . – М. : Энергопрогресс : Энергетик, 2013 . – 102 с.

15 Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / под ред. И.А. Баумштейна и М.В. Хомякова. – М.: «Энергия», 2013. – 568 с.

16 Крючков И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие / И.П. Крючков, В.Н. Неклепаев и др.; под ред. И.П. Крючкова и В.А. Старшинова. – 2-е изд. – М.: издательский центр «академия», 2012. – 416 с.

17 РД 34.49.104. Рекомендации по проектированию автоматических установок водяного пожаротушения масляных силовых трансформаторов.

18 Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения. Утверждены приказом Ростехнадзора №533 от 12.11.2013

19 Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Введено в действие с 1 ноября 2003 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

$U_H := 110$	ТОКИ КЗ	Потоки мощности	Рабочие токи на участке
$S_G := 100$	$I_{3кзФблаг} := 16.3 \text{ кА}$	$P_{благ.бтэц} := 57 \text{ МВт}$	$I_{благ.бтэц} := 299 \text{ А}$
	$I_{1кзФблаг} := 19.7 \text{ кА}$	$Q_{благ.бтэц} := 7,4 \text{ МВт}$	
	$I_{3кзФбтэц} := 15.6 \text{ кА}$		
	$I_{1кзФбтэц} := 17.4 \text{ кА}$		

Характеристики провода

АС – 300

$$r_{0AC300} = 0.098$$

$$x_{0AC300} = 0.429$$

Характеристики трансформатора пс Благовещенская

$$S_1 := 125$$

АТДЦТН 125000/220/110

$$U_{BH1} := 230$$

$$U_{CH1} := 115$$

$$U_{HH1} := 37$$

$$\%U_{BC1} := 10.5$$

$$\%U_{BH1} := 42,3$$

$$\%U_{CH1} := 27,7$$

$$U_{KB1} := 0.5 \cdot (\%U_{BC1} + \%U_{BH1} - \%U_{CH1}) = 12,55$$

$$U_{KH1} := 0.5 \cdot (\%U_{BH1} + \%U_{CH1} - \%U_{BC1}) = 29,75$$

$$U_{KC1} := 0.5 \cdot (\%U_{CH1} + \%U_{BC1} - \%U_{BH1}) = -2,05$$

$$U_{KC1} := 0$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А

$$X_{B1} := \frac{U_{KB1} \cdot S_6}{100 \cdot S_1} = 0.269$$

$$X_{Cp1} := \frac{U_{KC1} \cdot S_6}{100 \cdot S_1} = 0$$

$$X_{H1} := \frac{U_{KH1} \cdot S_6}{100 \cdot S_1} = 0.156$$

Характеристики трансформатора пс Чигири тдн 10000 110/10

$$S_2 := 10$$

$$U_{BHs.2} := 115$$

$$U_{HHs.2} := 10.5$$

$$U_{k\%s.2} := 10.5$$

$$X_{T2} := \frac{U_{k\%s.2} \cdot S_6}{100 \cdot S_2} = 1.05$$

Характеристики трансформатора БТЭЦ тдц 125000 /110

$$S_3 := 125$$

$$U_{BH3} := 115$$

$$U_{HH3} := 10.5$$

$$U_{k\%s.3} := 10.5$$

$$X_{T3} := \frac{U_{k\%s.3} \cdot S_6}{100 \cdot S_3} = 0.084$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А

сопротивления на каждом из участков для прямой и обратной последовательности

$$r_{\text{благ.чиг}} := r_{0AC300} \cdot l_{\text{благ.чиг}} = 0.392 \quad \text{Ом}$$

$$x_{\text{благ.чиг}} := x_{0AC300} \cdot l_{\text{благ.чиг}} = 1.716 \quad \text{Ом}$$

$$z_{\text{благ.чиг}} := \sqrt{r_{\text{благ.чиг}}^2 + x_{\text{благ.чиг}}^2} = 0.88$$

$$r_{\text{бтэц.чиг}} := r_{0КЛ} \cdot l_{\text{бтэц.чиг}} = 0.505 \quad \text{Ом}$$

$$x_{\text{бтэц.чиг}} := x_{0КЛ} \cdot l_{\text{бтэц.чиг}} = 2.209 \quad \text{Ом}$$

$$z_{\text{бтэц.чиг}} := \sqrt{r_{\text{бтэц.чиг}}^2 + x_{\text{бтэц.чиг}}^2} = 0.905$$

$$r_{\text{чигири}} := r_{0КЛ} \cdot l_{\text{начигири}} = 0.015$$

$$x_{\text{чигири}} := x_{0КЛ} \cdot l_{\text{начигири}} = 0.026$$

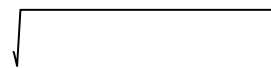
$$z_{\text{чигири}} := \sqrt{r_{\text{чигири}}^2 + x_{\text{чигири}}^2} = 0.03$$

считаем сопротивления нулевой последовательности

$$x_{0\text{благ.чиг}} := 4.7 \cdot x_{\text{благ.чиг}} = 8.065$$

$$x_{0\text{бтэц.чиг}} := 4.7 \cdot x_{\text{бтэц.чиг}} = 10.382$$

$$x_{0\text{чигири}} := 4.7 \cdot x_{\text{чигири}} = 0.123$$



ПРИЛОЖЕНИЕ А

РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

Произведем расчет трехфазных токов короткого замыкания при помощи $Z_{\text{экв}}$

$$Z_{\text{л}} := 0.9 = 0.9$$

$$I_{\text{кБлагЧ}} := 11.3$$

$$I_{\text{кБТЭЦЧ}} := 6.2$$

$$Z_{\text{ЭКВ}} := \frac{110}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{к}}} = 5.62$$

$$Z_{\text{ЭКВ}} := \frac{110}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{к}}} = 10.24$$

Расчитаем ток КЗ на шинах 110кВ ПС Чигири

$$I_{\text{кчиг1}} := \frac{110}{3 \cdot Z_{\text{ЭКВ}} + Z_{\text{л}}} = 10.344$$

$$I_{\text{кчиг1}} := \frac{110}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{ЭКВ}} + Z_{\text{л}}} = 5.914$$

$$I_{\text{кчиг}} := I_{\text{кчиг1}} + I_{\text{кБТЭЦЧ}} = 16.544$$

$$I_{\text{кчиг}} := I_{\text{кчиг1}} + I_{\text{кБлагЧ}} = 17.214$$

Расчитаем ток трехфазного КЗ на шинах 110кВ ПС Чигири

$$I_{\text{кчиг}} := 16.544 + 17.214 = 33.758$$

Расчитаем ток двухфазного КЗ на шинах 110кВ ПС Чигири

$$\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кчигири}} = 29.2$$

$\sqrt{\quad}$

ПРИЛОЖЕНИЕ А

1. Расчет недостающих параметров защищаемой линии:

$$K_{\text{ТТ}} := \frac{1000}{5} \quad K_{\text{ТН}} := \frac{220000}{100}$$

$$K_{\text{ТС}} := \frac{K_{\text{ТН}}}{K_{\text{ТТ}}} = 11$$

2. Расчет защиты ВЛ 220 кВ Благовещенская-БТЭЦ

2.1 Расчет ДЗ со стороны ПС 220 кВ

Благовещенская Расчет 1 ступени ДЗ

Отстройка от КЗ на шинах подстанции, примыкающей к противоположному концу линии, а также с учетом трансформатора:

$$Z_{\text{Л.1}} := 27.53 \text{ Ом} \quad Z_{\text{Тр}} := 269.72 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{ср.1}} := 0.85 \cdot Z_{\text{Л.1}} = 23.401 \text{ Ом} \quad Z_{\text{ср.1}} := 0.85 \cdot (Z_{\text{Л.1}} + Z_{\text{Тр}}) = 252.662 \text{ Ом}$$

Выбираем наименьшее, принимаем $Z_{\text{ср.1}} := 23.401 \text{ Ом}$

Расчет 2 ступени ДЗ

Согласование с 1 ступенью ДЗ:

$$K_{\text{Т}} := 1 \quad Z_{\text{Л.2}} := 48.73 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{ср.11}} := 0.85 \cdot Z_{\text{Л.1}} + \frac{0.66}{K_{\text{Т}}} \cdot Z_{\text{Л.2}} = 55.56 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{ср.11}} := 0.85 \cdot Z_{\text{Л.1}} + \frac{0.78}{K_{\text{Т}}} \cdot Z_{\text{ср.1}} = 41.65 \text{ Ом}$$

Отстройка от КЗ на шинах низшего (среднего напряжения) предыдущей ПС:

$$Z_{\text{ср.11}} := 0.85 \cdot Z_{\text{Л.1}} + \frac{Z_{\text{Тр}}}{K_{\text{Т}}} = 252.662 \text{ Ом}$$

Выбираем наименьшее, принимаем $Z_{\text{ср.11}} := 41.653 \text{ Ом}$

Проверка чувствительности:

$$Z_{\text{КЗ}} := Z_{\text{Л.1}} = 27.53 \text{ Ом}$$

$$K_{\text{ч}} := \frac{Z_{\text{ср.11}}}{Z_{\text{КЗ}}} = 1.513$$

$K_{\text{ч}}$ более 1.2 ,окончательно принимает уставку: $Z_{\text{ср.11}} := 41.65 \text{ Ом}$

ПРИЛОЖЕНИЕ А

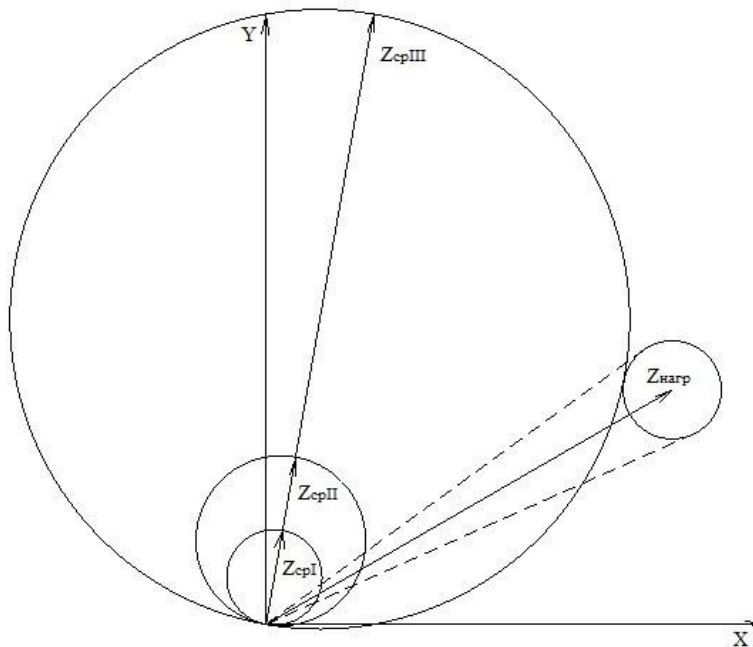
Расчет 3 ступени ДЗ

Расчет зоны срабатывания 3 ступени ДЗ произведем графическим способом. Для этого необходимо построить графическую характеристику срабатывания ДЗ для 1 и 2 ступеней:

$$Z_{\text{ср. I}} := 23.4 \text{ Ом} \quad \phi_{\text{мч}} := 80 \quad \phi_{\text{раб}} := 30 \text{ град} \quad U := 220 \cdot 10^3 \text{ В}$$

$$Z_{\text{ср. II}} := 41.65 \text{ Ом} \quad \phi_{\text{нагр}} := \phi_{\text{раб}} \quad I_{\text{раб. max}} := 1000 \text{ А}$$

$$Z_{\text{нагр}} := \frac{0.8U}{\sqrt{3}I_{\text{раб. max}}} = 101.614 \text{ Ом}$$



Графически, значение уставки 3 ступени ДЗ получилось:

$$Z_{\text{ср. III}} := 137 \text{ Ом}$$

Проверка чувствительности:

$$Z_{\text{кз}} := Z_{\text{л. 1}} + Z_{\text{л. 2}} = 76.26 \text{ Ом}$$

$$K_{\text{ц}} := \frac{Z_{\text{ср. III}}}{Z_{\text{кз}}} = 1.796$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Коэффициент чувствительности должен быть больше или равен 1,2.
Так как наше значение удовлетворет условию, то принимаем данную уставку: $Z_{ср.ш} := 137 \text{ Ом}$

2.2 Расчет ТЗНП со стороны ПС 220 кВ Благовещенская

Расчет 1 ступени РТНП:

Отстройка от КЗ на землю на шинах ПС Чигири

$I_{0.конц} := 3110 \text{ А}$ - утроенный ток нулевой последовательности, протекающий в защите ПС Благовещенская на шинах ПС Чигири

$K_{отс} := 1.3$ - коэффициент отстройки

$$Z_{экв} := \frac{U}{\sqrt{3} I_{0.конц}} = 40.84 \text{ Ом}$$

$$I_{0.кз} := \frac{U}{\sqrt{3} (Z_{л.1} + Z_{экв})} = 1.858 \cdot 10^3 \text{ А}$$

$$I_{сз.1} := K_{отс} I_{0.кз} = 2.415 \cdot 10^3 \text{ А}$$

Расчет 2 ступени РТНП:

Согласование с 1 ступенью защиты следующей ВЛ:

$I_{0.конц} := 24240 \text{ А}$ - утроенный ток нулевой последовательности, протекающий в защите ПС Чигири на шинах БТЭЦ

$$Z_{экв} := \frac{U}{\sqrt{3} I_{0.конц}} = 5.24 \text{ Ом}$$

$$I_{0.кз} := \frac{U}{\sqrt{3} (Z_{л.2} + Z_{экв})} = 1.418 \cdot 10^3 \text{ А}$$

$K_{отс} := 1.1$

$$I_{сз.1} := K_{отс} I_{0.кз} = 1.56 \cdot 10^3 \text{ А}$$

$K_{ток} := 0.5$

$$I_{сз.ш} := K_{отс} K_{ток} I_{сз.1} = 857.922 \text{ А}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет 3 ступени РТНП:

Отстройка от броска тока намагничивания трансформатора на ПС Чигири:

$$S_{\text{тр}} := 40 \cdot 10^6 \text{ ВА} \quad U_{\text{ном.тр}} := 220 \cdot 10^3 \text{ В}$$

$$I_{\text{ном.тр}} := \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.тр}}} = 104.97 \text{ А}$$

$$I_{\text{БТН}} := 6 I_{\text{ном.тр}} = 629.837 \text{ А}$$

$$k_{\text{отс}} := 1.1$$

$$I_{\text{сз.III}} := k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{БТН}} = 692.82 \text{ А}$$

Расчет чувствительности:

$$I_{0.\text{кз}} := 1418 \text{ А}$$

$$K_{\text{ч.III}} := \frac{I_{0.\text{кз}}}{I_{\text{сз.III}}} = 2.047$$

Коэффициент чувствительности должен быть больше или равен 1.2

Расчет 4 ступени РТНП:

Отстройка от токов небаланса при трехфазном КЗ за трансформатором на ПС Чигири:

$$U := 230 \cdot 10^3 \text{ В} \quad I_{\text{кз.сум}} := 4400 \text{ А}$$

$$Z_{\text{экв}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.сум}}} = 30.18 \quad Z_{\text{тр}} := 269.72 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз.тр}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{экв}} + Z_{\text{тр}})} = 442.783$$

$$K_{\text{отс}} := 0.1$$

$$I_{\text{сз.IV}} := K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз.тр}} = 44.278$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет чувствительности:

Ток в защите при трехфазном КЗ на БТЭЦ:

$$I_{\text{кз.сум}} := 31000 \text{ А}$$

$$Z_{\text{ЭКВ}} := \frac{U}{\sqrt{3} I_{\text{кз.сум}}} = 4.284 \text{ Ом}$$

$$I_{0.\text{кз.заш}} := \frac{U}{\sqrt{Z_{\text{ЭКВ}} + Z_{\text{Л.1}} + Z_{\text{Л.2}}}} = 1.649 \cdot 10^3 \text{ А}$$

$$K_{\text{ч.IV}} := \frac{I_{0.\text{кз.заш}}}{I_{\text{сз.IV}}} = 37.234$$

2.3 Расчет МТО со стороны ПС 220 кВ Благовещенская

Ток в защите при КЗ на ПС Чигири:

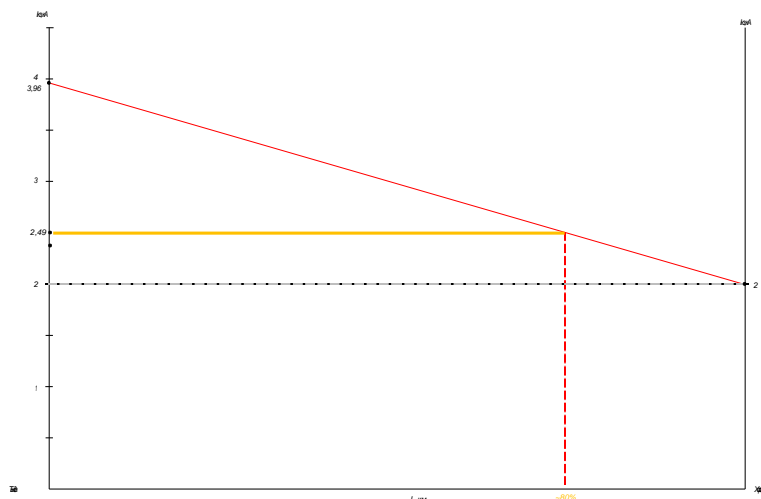
$$I_{\text{кз.сумм}} := 5400 \text{ А}$$

$$Z_{\text{ЭКВ}} := \frac{U}{\sqrt{3} I_{\text{кз.сумм}}} = 24.591 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз.заш}} := \frac{U}{\sqrt{Z_{\text{ЭКВ}} + Z_{\text{Л.1}}}} = 2.548 \cdot 10^3 \text{ А}$$

$$K_{\text{отс.}} := 1.2$$

$$I_{\text{ср.отс.}} := K_{\text{отс.}} \cdot I_{\text{кз.заш}} = 3.057 \cdot 10^3$$



ПРИЛОЖЕНИЕ А

2.4 Расчет ВЧБ со стороны ПС 220 кВ Благовещенская: Выбор уставок срабатывания:

Ток срабатывания, пускающий передатчик (блокирующий):

$$K_H := 1.1 \quad K_B := 0.85$$

$$I_{\text{ср.бл.рас}} := \frac{K_H}{K_B} I_{\text{раб.мах}} = 1.294 \cdot 10^3 \text{ А в}$$

$$I_{\text{ср.откл}} := 1.4 I_{\text{ср.бл.рас}} = 1.812 \cdot 10^3 \text{ А}$$

Проверка чувствительности:

$$I_{3.\text{кз.мин}} := 7900 \text{ А}$$

$$K_{\text{ч}} := \frac{I_{3.\text{кз.мин}}}{I_{\text{ср.откл}}} = 4.36 \quad K_{\text{ч}} \text{ ДОЛЖЕТ БЫТЬ БОЛЬШЕ, ЛИБО РАВЕН 2}$$

По фазным органам пуска данная защита является чувствительной

Ток срабатывания $I_{2.\text{откл}}$:

$$K_3 := 2 \quad K_H := 1.2 \quad K_B := 0.4 \quad I_{2.\text{небал}} := 0.02 I_{\text{раб.мах}} = 20 \text{ А} \quad I_{2.\text{несим}} := I_{2.\text{небал}}$$

$$I_{2.\text{откл}} := \frac{K_H K_3}{K_B} (I_{2.\text{небал}} + I_{2.\text{несим}}) = 240 \text{ А}$$

$$I_{2.\text{откл.втор}} := \frac{I_{2.\text{откл}}}{K_{\text{ТТ}}} = 1.2 \text{ А} \quad \text{Полученное значение необходимо привести к значению панели защит. Выбираем ближайшее- 1А}$$

$$I_{2.\text{откл.вт}} := 1 \text{ А}$$

$$I_{1.\text{кз.мин}} := 890 \text{ А}$$

$$I_{2.\text{блокир}} := 0.5 I_{2.\text{откл.вт}} = 0.5 \text{ А}$$

$$I_{2.\text{кз.мин}} := 890 \text{ А}$$

Проверка чувствительности:

$$K_{\text{ч}} := \frac{I_{1.\text{кз.мин}}}{K_{\text{ТТ}} I_{2.\text{откл.вт}}} = 4.45 \quad K_{\text{ч}} := \frac{I_{2.\text{кз.мин}}}{K_{\text{ТТ}} I_{2.\text{откл.вт}}} = 4.45$$

Коэффициент чувствительности должен быть больше или равен 2.
Данные органы защиты являются чувствительными.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет сопротивления срабатывания:

Сопротивление срабатывания принимаем равным $Z_{ср. II}$ второй ступени

ДЗ:

$$Z_{ср} := 41.65 \text{ Ом}$$

Проверка чувствительности:

$$I_{3, КЗ} := 7900 \text{ А}$$

$$Z_{КЗ} := 0.5 \frac{U}{\sqrt{3} I_{3, КЗ}} = 8.404 \text{ Ом}$$

$$K_{ч} := \frac{Z_{ср}}{Z_{КЗ}} = 4.956 \quad K_{ч} \text{ должен быть больше, либо равен } 2$$

Расчет коэффициентов фильтров тока:

$$I_{1.1.1} := 626 \text{ А} \quad I_{2.1.1} := 626 \text{ А} \quad I_{2.1} := 626 \text{ А}$$

$$K_{f.1} := \frac{(I_{1.1.1} + I_{раб. max})}{I_{2.1.1}} = 2.597$$

$$K_{f.2} := 1.5 \frac{I_{раб. max}}{I_{2.1}} = 2.396$$

По полученным результатам необходимо привести значение $K_{f. расч.}$

в соответствие со значением панели защиты, а также соблюсти

данное неравенство:

$$K_{f.2} \geq K_{f. расч.} \geq K_{f.1}$$

Принимаем ближайшее значение в соответствии с панелью $K_{f. расч.} := 4$

Проверка чувствительности:

$$K_{ч} := \frac{I_{2.1.1}}{I_{2.1}} - \frac{K_{ТГ}}{K} = \frac{I_{1.1.1}}{I_{2.1}} - \frac{K_{ТГ}}{K} = 4.695$$

Коэффициент чувствительности должен быть больше или равен 2

Угол блокировки: 60 градусов

ПРИЛОЖЕНИЕ А

2.5 Выбор уставок срабатывания АПВ:

Время срабатывания АПВ выбирается с учетом времени срабатывания защит, осуществляющих ближнее резервирование с противоположной стороны, т.е 2 ступень ДЗ и 3 ступень ТЗНП. С учетом того, что данные ступени защит прошли проверку по чувствительности, время их срабатывания равно:

$$t_{2.ДЗ} := 0.5 \text{ с} \quad t_{3.ТЗНП} := 1.3 \text{ с}$$

Чтобы отстроиться от данных ступеней, необходимо выбрать наибольшее время срабатывания. В нашем случае это $t_{3.ТЗНП}$ и ввести выдержку времени, чтобы дать защите отработать, тогда время срабатывания АПВ:

$$\Delta t := 0.5 \text{ -ступень селективности}$$

$$t_{АПВ} := t_{3.ТЗНП} + \Delta t = 1.8$$

$$\Delta \phi := 40 \text{ градусов}$$

Минимальное вторичное напряжение, для работы АПВ:

$$U_{\min} := 80 \text{ В}$$

Максимально минимальный ток при минимальном напряжении в линии:

$$U_{\min.лин} := 0.075 \text{ А}$$

2.6 Выбор уставок срабатывания УРОВ:

Ток срабатывания УРОВ:

$$I_{ср.УРОВ} := 60 \text{ А}$$

Время срабатывания УРОВ:

$$T_{ср.УРОВ} := 0.3 \text{ с}$$

2.7 Расчет ВЧБ

$$I_{\text{раб.макс.транс.ВН}} := \frac{40000}{\sqrt{3 \cdot 230}} = 100.409 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.ВН}} := I_{\text{раб.макс.транс.ВН}} = 100.409 \text{ А}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А

$$I_{\text{раб.макс.транс.СН}} := \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 38.5} = 599.844 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.СН}} := I_{\text{раб.макс.транс.СН}} = 599.844 \text{ А}$$

$$I_{\text{раб.макс.транс.НН}} := \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2.099 \cdot 10^3 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.НН}} := I_{\text{раб.макс.транс.НН}} = 2.099 \cdot 10^3 \text{ А}$$

Коэффициенты трансформации ТТ:

$$k_{\text{ТТ.ВН}} := \frac{150}{5} = 30$$

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

$$k_{\text{ТТ.НН}} := \frac{3000}{5} = 600$$

Коэффициенты схемы ТТ:

$$k_{\text{сх.ВН}} := \sqrt{3}$$

$$k_{\text{сх.СН}} := \sqrt{3}$$

$$k_{\text{сх.НН}} := 1$$

Вторичные номинальный токи трансформатора:

$$I_{\text{ном.ВН.втор}} := \frac{(I_{\text{ном.ВН}} \cdot k_{\text{сх.ВН}})}{k_{\text{ТТ.ВН}}} = 5.797$$

$$I_{\text{ном.СН.втор}} := \frac{(I_{\text{ном.СН}} \cdot k_{\text{сх.СН}})}{k_{\text{ТТ.СН}}} = 8.658$$

$$I_{\text{ном.НН.втор}} := \frac{(I_{\text{ном.НН}} \cdot k_{\text{сх.НН}})}{k_{\text{ТТ.НН}}} = 3.499$$

Определение тока срабатывания защиты:

$$k_{\text{пер}} := 1 \quad \text{-коэффициент, учитывающий переходной режим}$$

$$k_{\text{одн}} := 1 \quad \text{-коэффициент однотипности}$$

$$\sigma := 0.1 \quad \text{-погрешность ТТ}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А

$$I_{\text{кз.сумм.}} := 8100 \text{ A}$$

$$Z_{\text{ЭКВ}} := \frac{230 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.сумм.}}} = 16.394 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{Т.ВН}} := 275.06 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{Т.СН}} := 5.7 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{Т.НН}} := 148.11 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{Т.ВН.НН}} := Z_{\text{Т.ВН}} + Z_{\text{Т.НН}} = 423.17 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{Т.ВН.СН}} := Z_{\text{Т.ВН}} + Z_{\text{Т.СН}} = 280.76 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз.тр1}} := \frac{230}{\sqrt{Z_{\text{ЭКВ}} + Z_{\text{Т.ВН.НН}}}} = 0.30 \text{ кА}^3$$

$$I_{\text{кз.тр2}} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{ЭКВ}} + Z_{\text{Т.ВН.СН}})} = 0.44 \text{ кА}$$

$$I_{\text{кз.тр3}} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{ЭКВ}} + Z_{\text{Т.ВН}})} = 0.45 \text{ кА}$$

$$I_{\text{к.мах}} := 430 \text{ A}$$

$$I_{\text{нб.расч1}} := k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot I_{\text{к.мах}} = 43 \text{ A}$$

Диапазон регулирования напряжения на сторонах (РПН, ПБВ) и коэффициенты токораспределения (отношение значения тока внешнего КЗ через трансформатор к току на стороне, где устраивается КЗ):

$$\Delta U_{\alpha} := 0.1$$

$$\Delta U_{\beta} := 0.1$$

$$K_{\text{ток.}\alpha} := \frac{0.291}{6.297} = 0.046$$

$$K_{\text{ток.}\beta} := \frac{0.423}{2.486} = 0.17$$

$$I_{\text{нб.расч2}} := I_{\text{к.мах}} \cdot (\Delta U_{\alpha} \cdot K_{\text{ток.}\alpha} + \Delta U_{\beta} \cdot K_{\text{ток.}\beta}) = 9.304 \cdot I_{\text{нб.расч1}}$$

$$:= I_{\text{нб.расч1}} + I_{\text{нб.расч2}}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А

$$I_{\text{нб.расч}} = 52.304 \text{ А}$$

Определение тока срабатывания защиты по условию отстройки максимального тока небаланса:

$$k_{\text{отс}} := 1.3$$

$$I_{\text{сз.ДЗТ.расч1}} := k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 67.995 \text{ А}$$

Определение тока срабатывания защиты по условию отстройки от броска тока намагничивания:

$$I_{\text{ном.ВН}} = 100.4 \text{ А}$$

$$I_{\text{БТН}} := 3 \cdot I_{\text{ном.ВН}} = 301.22 \text{ А}$$

$$I_{\text{сз.ДЗТ.расч2}} := k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{БТН}} = 391.59 \text{ А}$$

Принимаем:

$$I_{\text{сз.ДЗТ}} := I_{\text{сз.ДЗТ.расч2}} = 391.594 \text{ А}$$

Проверка чувствительности:

$$I_{\text{к.р}} := 423 \text{ А}$$

$$k_{\text{ч.ДЗТ}} := \frac{I_{\text{к.р}}}{I_{\text{сз.ДЗТ}}} = 1.08$$

Определение числа витков обмотки НТТ:

$$F_{\text{ср}} := 150 \text{ -МДС для ДЗТ-11}$$

$$I_{\text{сз.ДЗТ.втор.осн}} := \frac{(I_{\text{сз.ДЗТ}} \cdot k_{\text{сх.ВН}})}{k_{\text{ТТ.ВН}}} = 22.609 \text{ А}$$

$$\omega_{\text{осн.расч}} := \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{сз.ДЗТ.втор.осн}}} = 6.635$$

$$\omega_{\text{осн}} := 7$$

Число витков обмотки НТТ реле на других сторонах:

$$\omega_{\text{I.расч}} := \omega_{\text{осн}} \cdot \frac{I_{\text{ном.ВН.втор}}}{I_{\text{ном.СН.втор}}} = 4.687$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А

$$\omega_{II,расч} := \omega_{осн} \frac{I_{НОМ.ВН.втор}}{I_{НОМ.НН.втор}} = 11.597$$

$$\omega_I := 4$$

$$\omega_{II} := 11$$

Расчетный ток небаланса, обусловленный неточностью выставления витков в обмотках НТТ:

$$I_{нб.расч3} := \frac{(\omega_{I,расч} - \omega_I)}{\omega_{I,расч}} K_{ток.а} - \frac{(\omega_{II,расч} - \omega_{II})}{\omega_{II,расч}} K_{ток.б} I_{к.мах} = -0.855 \text{ А}$$

Окончательный расчет тока срабатывания защиты с учетом $I_{нб.расч3}$

$$I_{нб.расч} := |I_{нб.расч1}| + |I_{нб.расч2}| + |I_{нб.расч3}| = 53.159 \text{ А}$$

$$k_{отс} = 1.3$$

$$I_{сз.ДЗТ.расч3} := k_{отс} I_{нб.расч} = 69.107 \text{ А}$$

$$I_{сз.ДЗТ} := I_{сз.ДЗТ.расч2} = 391.594 \text{ А}$$

Расчет удовлетворяет принятое ранее значение

Расчет числа витков тормозной обмотки НТТ:

$$I_{раб.ВН} := \frac{(I_{к.р} k_{сх.ВН})}{k_{ТТ.ВН}} = 24.422 \text{ А}$$

$$I_{раб.СН} := \frac{I_{к.р} k_{сх.ВН} \frac{230}{37.5}}{k_{ТТ.СН}} = 37.44 \text{ А}$$

$$F_{раб} := I_{раб.ВН} \omega_I + I_{раб.СН} \omega_{II} = 509.604$$

$$I_{торм} := I_{к.мах} = 430 \text{ А} \quad I_{торм.втор} := I_{торм} \frac{k_{сх.СН}}{k_{ТТ.СН}} = 6.207 \text{ А}$$

$$\omega_{раб} := \omega_{осн.расч} = 6.635 \quad \text{tg} \alpha := 0.75$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А

$$\omega_{\text{торм.расч}} := k_{\text{отс}} \frac{I_{\text{нб.расч}} \cdot \omega_{\text{раб}}}{I_{\text{торм}} \cdot \text{tg}\alpha} = 1.422$$

$$\omega_{\text{торм}} := 1$$

Для выставления рассчитанных чисел витков обмоток НТТ необходимо применение реле ДЗТ-11/1

3. Пересчет необходимых уставок из ЭМ в МП:

3.1 Уставки АУВ и АПВ

Напряжение срабатывания ПО максимального напряжения шин, В:

$$U_{\text{НОМ}} := 220 \cdot 10^3 \text{ В} \quad K_{\text{ТН}} := \frac{220000}{100} = 2.2 \cdot 10^3$$

$$U_{\text{ср.max.Ш}} := \frac{(0.8 \cdot U_{\text{НОМ}})}{K_{\text{ТН}}} = 80 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания ПО минимального напряжения шин, В:

$$U_{\text{ср.min.Ш}} := \frac{(0.4 \cdot U_{\text{НОМ}})}{K_{\text{ТН}}} = 40 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания ПО максимального напряжения от ШОН, В:

$$U_{\text{ср.max.ШОН}} := \frac{(0.8 \cdot U_{\text{НОМ}})}{K_{\text{ТН}}} = 80 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания ПО минимального напряжения от ШОН, В:

$$U_{\text{ср.min.ШОН}} := \frac{(0.4 \cdot U_{\text{НОМ}})}{K_{\text{ТН}}} = 40 \text{ В}$$

Скорость изменения угла ИО контроля синхронизма, Гц:

$$\varphi := 40 \text{ Град} \quad T_{\text{АПВ}} := 1.8 \text{ с} \quad T_{\text{ВВ}} := 0.8 \text{ с}$$

$$\Delta f := \frac{\varphi}{360 \cdot (T_{\text{АПВ}} + T_{\text{ВВ}})} = 0.043 \text{ Гц}$$

Принимаем $\Delta f = 0.05 \text{ Гц}$

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Предельная скорость изменения угла ИО контроля синхронизма, Гц:

$$\Delta f_{\text{пред}} := \frac{\Phi}{360 T_{\text{АПВ}}} = 0.062 \text{ Гц}$$

3.2 Уставки ДЗ:

$$Z_{\text{ср. I}} := 25.831 \text{ Ом} \quad \Phi_{\text{м.ч}} := 80 \text{ град}$$

$$X_1 := Z_{\text{ср. I}} \cdot \frac{(1 + \sin(80\text{deg}))}{2} = 25.635 \text{ Ом}$$

$$R_1 := \frac{Z_{\text{ср. I}}}{(1 + \sin(80\text{deg}))} = 13.014 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{ср. II}} := 45.98 \text{ Ом}$$

$$X_2 := Z_{\text{ср. II}} \cdot \frac{(1 + \sin(80\text{deg}))}{2} = 45.631 \text{ Ом}$$

$$R_2 := \frac{Z_{\text{ср. II}}}{(1 + \sin(80\text{deg}))} = 23.166 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{ср. III}} := 137 \text{ Ом}$$

$$X_3 := Z_{\text{ср. III}} \cdot \frac{(1 + \sin(80\text{deg}))}{2} = 135.959 \text{ Ом}$$

$$R_3 := \frac{Z_{\text{ср. III}}}{(1 + \sin(80\text{deg}))} = 69.024 \text{ Ом}$$

$$U := 220 \cdot 10^3 \text{ В} \quad I_{\text{раб. max}} := 1000 \text{ А}$$

$$Z_{\text{нагр}} := \frac{0.8U}{\sqrt{3} I_{\text{раб. ma}}} = 101.614 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{нагр}} := Z_{\text{нагр}} \cdot \frac{(1 + \sin(80\text{deg}))}{2} = 100.842 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{нагр}} := \frac{Z_{\text{нагр}}}{(1 + \sin(80\text{deg}))} = 51.196 \text{ Ом}$$

3.3 Уставки органа определяющего вид повреждений:

Ток срабатывания ЗИю

$$3I_0 := 1.5 K_{\text{ТТ}} = 300 \text{ А} \quad K_{\text{ТТ}} := \frac{1000}{5} \quad I_{\text{НОМ}} := 1000 \text{ А}$$

Ток срабатывания по БТ:

$$I_{\text{ср. БТ}} := 2 I_{\text{НОМ}} = 2 \cdot 10^3 \text{ А}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А

1.4 Уставки блокирования при качаниях (БК) по ДІ:

Уставка по приращению I₂ чувств. реле тока (РТ) БК, А:

$$I_{2.чувств} := 0.5 \cdot K_{\text{ТТ}} = 100 \text{ А}$$

Уставка по приращению I₂ грубого реле тока (РТ) БК, А:

$$I_{2.груб} := 3 \cdot I_{2.чувств} = 300 \text{ А}$$

Уставка по приращению I₁ чувств. реле тока (РТ) БК, А:

$$I_{1.чувств} := I_{2.чувств} \cdot 2 = 200 \text{ А}$$

Уставка по приращению I₁ грубого реле тока (РТ) БК, А:

$$I_{1.груб} := 3 \cdot I_{1.чувств} = 600 \text{ А}$$

1.5 Уставки ВЧБ:

Ток срабатывания ПО по ЗІо, блокирующий:

$$3I_{0.блокир} := 1.5 \cdot K_{\text{ТТ}} = 300 \text{ А}$$

Ток срабатывания ПО по ЗІо, отключающий:

$$3I_{0.отключ} := 2 \cdot 3I_{0.блокир} = 600 \text{ А}$$

Ток срабатывания ПО по I₂, отключающий:

$$I_{2.отключ} := 1 \cdot K_{\text{ТТ}} = 200 \text{ А}$$

Ток срабатывания ПО по I₂, блокирующий:

$$I_{2.блокир} := \frac{I_{2.отключ}}{2} = 100 \text{ А}$$

Ток срабатывания ПО по I_л (АВ), блокирующий:

$$I_{л.блокир} := I_{2.блокир} \cdot \sqrt{3} = 173.205 \text{ А}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Ток срабатывания ПО по Iл (АВ), отключающий:

$$I_{л.отключ} := I_{2.отключ} \sqrt{3} = 346.41 \text{ А}$$

Ток срабатывания ПО по приращению I2, блокирующий:

$$dI_{2.блокир} := I_{2.блокир}^{0.7} = 70 \text{ А}$$

Ток срабатывания ПО по приращению I2, отключающий:

$$dI_{2.отключ} := dI_{2.блокир}^2 = 140 \text{ А}$$

Ток срабатывания ПО по приращению I1, блокирующий:

$$dI_{1.блокир} := dI_{2.блокир}^4 = 280 \text{ А}$$

Ток срабатывания ПО по приращению I1, отключающий:

$$dI_{1.отключ} := dI_{1.блокир}^2 = 560 \text{ А}$$

Уставки ИО Zот и Zотв

ВЧБ:

$$Z_{ср.ДЗЛ} := 66 \text{ Ом} \quad \phi := 85 \text{ град}$$

$$X_{ДФЗ} := \sqrt{Z_{ср.ДЗЛ} \cdot \frac{(1 + \sin(85\text{deg}))}{2}} = 65.874 \text{ Ом} \quad R_{ДФЗ} := \frac{Z_{ср.ДЗЛ}}{(1 + \sin(85\text{deg}))} = 33.06 \text{ Ом}$$