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
И.о. зав. кафедрой
_____ Н.В. Савина
«19» 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция устройств защиты и автоматики шин и автотрансформатора подстанции Амурская на стороне среднего напряжения 220 кВ

Исполнитель
студент группы 542 об 1 _____ 13.06.19 (подпись, дата) А.А. Крумкин

Руководитель
профессор, канд.техн.наук _____ 13.06.19 (подпись, дата) Ю.В. Мясоедов

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук _____ 01.06.2019 (подпись, дата) А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель _____ 19.06.2019 (подпись, дата) Н.С. Бодруг

Благовещенск 2019

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
И.о. зав. кафедрой
_____ Н.В. Савина
«01» 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Крумкина Анатолия Анатольевича 1.

Тема выпускной квалификационной работы:
Реконструкция устройств защиты и автоматики шин и автотрансформатора подстанции Амурская на стороне среднего напряжения 220кВ
(утверждено приказом от 04.04.19 № 759-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 13.06.19

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы по преддипломной практике, однолинейная схема Амурской области

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):
Общая характеристика района, расчет токов коротких замыканий, расчет уставок и выбор релейной защиты

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.)
таблиц - 14, программных продуктов - 3

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

7. Дата выдачи задания 5.04.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мелоедов Ю.В, к.т.н., проф.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 88 стр., 16 рисунков, 14 таблиц, 22 источника, 107 формул

ПОДСТАНЦИЯ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА, ОТКРЫТОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ТРАСФОРМАТОР, РЕЛЕ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ, ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ ЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА, ЧУВСТВИТЕЛЬНЫЙ ТОКОВЫЙ ОРГАН, УРОВ

В Данной выпускной квалификационной работе произведена реконструкция релейной защиты и автоматики шин и автотрансформатора на стороне среднего напряжения в связи появления новых присоединений на ОРУ 220 кВ.

В ходе выполнения ВКР выполнены расчеты сопротивлений в максимальном и минимальном режимах, расчеты токов коротких замыканий. Произведен выбор измерительного оборудования. Проведен расчет уставок релейной защиты для шин и автотрансформатора и уставок УРОВ. Сделан выбор шкафов релейной защиты, а так же произведена экономическая оценка проекта. Рассмотрены вопросы экологичности и безопасности.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

КЗ – короткое замыкание;

ПС – подстанция;

РЗ – релейная защита;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ДЗШ – дифференциальная защита шин;

УРОВ – устройство резервирования отключения выключателя;

ТТ – трансформатор тока;

ТН – трансформатор напряжения;

ЧТО – чувствительный токовый орган;

ВЧ – высокочастотная связь;

ВН – высокое напряжение;

СН – среднее напряжение;

НН – низшее напряжение;

ТКЗ – токи коротких замыканий;

РПН – регулирование под нагрузкой.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 7
1 Энерго-экономическая характеристика района 9
2 Расчет токов короткого замыкания 13
2.1 Общие положения 13
2.2 Расчет сопротивлений элементов электрической сети 15
2.3 Расчет токов коротких замыканий 22
3 Выбор и проверка электрических аппаратов 28
3.1 Выбор трансформаторов тока 29
3.2 Выбор трансформатора напряжения 22
4 Расчет уставок релейной защиты 35
4.1 Расчет уставок дифференциальной защиты шин 35
4.1.1 Общие положения 35
4.1.2 Расчет параметров срабатывания 36
4.1.3 Расчет коэффициента торможения 40
4.1.4 Проверка чувствительности ДЗШ 42
4.1.5 Расчет тока срабатывания реле чувствительного токового органа 46
4.1.6 Выбор уставок УРОВ 48
4.1.7 Выбор уставок реле напряжения 49
4.1.8 Уставки по выдержкам времени 49
4.1.9 Выбор шкафа 51
4.2 Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора 55
4.2.1 Общие положения 55
4.2.2 Расчет параметров срабатывания ДЗТ 57
4.2.3 Расчет коэффициента торможения 59
4.3.4 Уровень блокировки по второй гармонике 60
4.2.5 Ток срабатывания дифференциальной отсечки 60
4.2.6 Выбор уставок УРОВ ВН 61

4.2.7 Ток срабатывания ЗП 61
4.1.8 Выбор шкафа 62
5 Организационно-экономический расчет 66
5.1 Сравнение электромеханических и микропроцессорных защит 66
5.2 Капиталовложения в реализацию проекта 67
5.3 Расчет эксплуатационных издержек 68
5.4 Расчет амортизационных издержек 68
5.5 Прочие расходы 69
5.6 Расчет ущерба 70
5.8 Чистый дисконтированный доход 71
6 Безопасность и экологичность 74
6.1. Безопасность 74
6.2 Экологичность 77
6.3 Чрезвычайная ситуация 82
Заключение 87
Библиографический список 88

ВВЕДЕНИЕ

Амурская область – это уникальный экономико-географический объект на Дальнем Востоке Российской Федерации. Так же, занимая пограничное положение, Амурская область является "речными воротами" в Китай.

В Амурской области есть возможность добычи угля, железной руды и руды цветных металлов.

Для области выгодное транспортно-географическое положение проявляется в том, что есть:

- водный путь Зея – Амур с выходом в Татарский пролив;
- транссибирская железнодорожная магистраль;
- байкало-амурская магистраль;
- автомагистраль федерального значения Москва - Владивосток.

Экономика Амурской области – это многоотраслевое хозяйство, которое включает в себя лесное и сельское хозяйство, добычу полезных ископаемых, обрабатывающие производства, производство и распределение электроэнергии, воды и газа, связь и транспорт, строительство.

В настоящее время в Амурской области центром экономического развития является газопереработка. Этот центр расположен в г.Свободный, в котором численность населения более 53,7 тыс. человек.

Благодаря началу строительства Амурского газоперерабатывающего завода будет создано 39,5 тыс. рабочих мест.

Для обеспечения деятельности Амурского газоперерабатывающего завода в г. Свободный на подстанции Амурская необходимо построить новые присоединения к ОРУ 220 кВ. Тем самым увеличиваются токи короткого замыкания на шинах 220кВ.

Следовательно, это приведет к увеличению появления опасных режимов работы элементов электрической сети в Свободненском районе.

Для защиты всей энергосистемы используется релейная защита, которая должна во время отключать поврежденный участок в целях для сохранения

бесперебойной работы неповрежденных участков.

Основными проблемами релейной защиты автотрансформаторов и шин ОРУ 220 кВ являются:

– повышение возможности повреждения автотрансформаторов АОДЦТН-167000/500/220, а так же шин ОРУ 220 кВ;

– неселективность срабатывания релейной защиты;

– нет объединения функции УРОВ для выключателей;

– нарушение надежной работы установок и энергосистем в целом.

Данные проблемы являются актуальными. В качестве решения необходимо совершить реконструкцию релейной защиты на подстанции Амурская для автотрансформаторов и шин ОРУ 220 кВ.

Целью выпускной квалификационной работы является реконструкция устройств защиты и автоматики шин и автотрансформатора подстанции Амурская на стороне среднего напряжения 220 кВ.

В ходе подготовки к выпускной квалификационной работе были определены следующие задачи:

1 оценка и вычисление токов коротких замыканий;

2 выбор и проверка измерительных приборов;

3 расчёт уставок и выбор шкафов релейной защиты;

4 проверка выгодности и целесообразности проекта;

5 оценка проекта с точки зрения безопасности эксплуатации и влияния на экологию.

В ходе работы были использованы следующие программные продукты: Visio, Mathcad, MS Word.

1 ЭНЕРГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

Подстанция Амурская 500 кВ располагается в Свободненском районе Амурской области в 5-м км Ново-Ивановской трассы на юго-западе от г. Свободный.

Подстанция с постоянным дежурством оперативного персонала.

Подстанция Амурская 500 кВ была построена в 1978 году и введена в эксплуатацию в 1979 году.

Данный объект находится в зоне эксплуатационного обслуживания филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Амурское ПМЭС.

Подстанция осуществляет транзит и передачу мощности от двух крупнейших гидроэлектростанций Дальнего Востока, Зейской и Бурейской ГЭС, по четырем линиям электропередачи 500 кВ и девяти линиям 220 кВ – потребителям Амурской области, Хабаровского края и Приморья, а так же КНР.

Суммарная установленная мощность объекта равна 1128 МВА.

На подстанции установлено:

– открытое распределительное устройство 220 кВ «две рабочие и обходная системы шин»;

– открытое распределительное устройство 35 кВ выполнено по схеме «одна рабочая секционированная выключателем система шин»;

– закрытое распределительное устройство 10 кВ;

– комплектная трансформаторная подстанция 10 кВ;

– комплектное распределительное устройство наружной установки 10 кВ;

– силовые автотрансформаторы АОДЦТН-167000/500/220-75, АТДЦТН-63000/220 и АТДЦТНГ-63000/220.

Электроснабжение потребителей различных категорий Свободненского района осуществляется линиями электропередачи напряжением 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ и ниже от ПС Амурская, ПС Свободненская и других подстанций, расположенных в данном районе.

Свободненский район располагается на юго-западе Амурско-Зейской равнины. На северо-западе граничит с Шимановским районом, на северо-востоке с – Мазановским, на юге – с Благовещенским. На западе между Свободненским районом и КНР проходит государственная граница.

Юго-восточная часть района находится в пойме реки Зея, западная часть – в пойме реки Амур. Большая часть территории района покрыта лесной растительностью, а так же пересечена увалами и сопками. Преобладающие типы лесов по породам – это береза, лиственница, дуб (манчжурский), сосна.

Территория Свободненского района по характеру рельефа – это возвышенное плоскогорье со средними высотами 250-300 м. Амуро-Зейский водораздел, который проходит в меридиальном направлении, резкой выраженности не имеет. Плоско-холмистые увалы от водораздела тянутся к берегам рек Зеи и Амура, которые образуют на выходах к ним крутые склоны и обрывы.

В Свободненском районе имеется большое количество полезнымых ископаемых – это месторождения бурых углей, формовочных и стекольных песков, огнеупорных и кирпичных глин, суглинков, песчано-гравийного балласта, строительного камня, каолина.

В Свободненском районе преобладает резко континентальный климат с муссонными чертами – это выражается в больших годовых (45-50 °С) и суточных (до 20 °С) колебаниях температур воздуха и большом преобладании летних осадков.

Сильное влияние материка проявляется именно зимой. Это заключается в том, что сухой охлаждённый воздух проникает далеко на юг в виде зимнего муссона. По причине этого наблюдаются холодные малоснежные зимы с преобладанием ясной погоды. Количество зимних осадков составляет всего 5-7 процентов от годовых. Высота снежного покрова незначительна. Самый холодный месяц – это Январь. Его температура равна -28 °С. Максимальная температура в зимние месяцы в отдельные годы доходит до -56 °С. Из-за сухости воздуха и слабого ветра мороз переносится сравнительно легко.

Низкие зимние температуры не соответствуют положению города. Вслед-

ствие малого снежного покрова и довольно низких температур наблюдаются глубокие промерзания почв (до 2—2,5 м). По данным причинам весна поздняя и засушливая. Безморозный период наступает в третьей декаде мая и первой декаде июня.

Воздействие Тихого океана проявляется в основном летом, то есть, когда с моря проникает летний муссон. Лето жаркое и дождливое. Среднемесячная температура лета – 20,4 °С, наиболее высокие температуры летнего периода достигают до +42 °С. Максимальное количество осадков выпадает в июле и августе (100 – 300 мм за месяц). Первые заморозки наступают в конце августа – начале сентября. Осенью устанавливается тёплая и ясная погода. Годовое количество осадков в среднем равно 493 мм.

Строительство Зейской ГЭС и создание Зейского водохранилища способствует некоторому потеплению климата.

Данные по климату представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические характеристики Свободненского района

Параметр	Значение	Ед. изм.
Среднегодовая t воздуха	-2.2	˚С
Абсолютный min t воздуха	- 52	˚С
Абсолютный max t воздуха	+40	˚С
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98	-41	˚С
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92	-39	˚С
Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92%	-42	˚С
Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98%	-44	˚С
Продолжительность периода со средней суточной температурой ≤0°С	179	дни
Среднегодовая t почвы	-3	˚С
Абсолютный min t почвы	- 57	˚С
Абсолютный max t почвы	+62	˚С
Преобладающее направление ветра	СВ, С	-
Среднегодовая скорость ветра	2,4	м/с
Количество дней со скоростьюветра >15 м/с	4	дни
Нормативное ветровое давление	0,30	кПа
Скорость ветра на высоте 10 м, возможная 1 раз в 25 лет	32	м/с
Район по ветровому давлению	-	III
Тип местности по воздействию ветра на ВЛ	-	А
Влажность воздуха среднегодовая	%	70

Продолжение таблицы 1

Параметр	Ед. изм.	Значение
Среднегодовое количество осадков	мм	522
Средняя высота снежного покрова	см	17…21
Наибольшая высота снежного покрова	см	32…42
Плотность снежного покрова, max.	кг/м3	200
Плотность снежного покрова, средняя	кг/м3	160
Район по весу снегового покрова	-	I
Число дней с туманом в году, среднее	дни	15
Наибольшее число дней с туманом	дни	31
Среднее число дней с грозой	дни	31
Наибольшее число дней с грозой	дни	45
Продолжительность гроз в году	часы	40…60
Среднее число дней с метелью	дни	4
Наибольшее число дней с метелью	дни	12
Нормативная толщина стенки гололеда	мм	20
Район по гололедной нагрузке	-	III
Скорость ветра при гололеде	м/с	8
Температура воздуха при гололеде	˚С	-5
Климатический район		IВ
Климатический район по воздействию на технические изделия: холодный		I_2

2 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

2.1 Общие положения

Короткие замыкания (КЗ) – не предусмотренное условиями работы электрическое соединение между любыми точками разных фаз или фазы и нейтрального провода, или фазы с землей (при заземлении нейтрали источника электроэнергии).

В зависимости от соединения токоведущих элементов различают трехфазные, двухфазные, двухфазные на землю, однофазные и однофазные на землю короткие замыкания.

Трехфазное КЗ ($К^{(3)}$) –это замыкание между собой в одной точке всех трех фаз, которое представлено на рисунке 1.

При этом система напряжений при трехфазном к.з. остается симметричной.

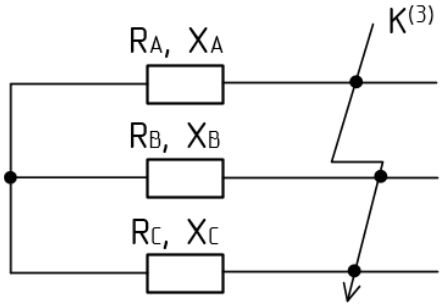

Рисунок 1 – Трехфазное КЗ

Двухфазное КЗ ($К^{(2)}$) – это замыкание двух фаз между собой в одной точке, которое представлено на рисунке 2.

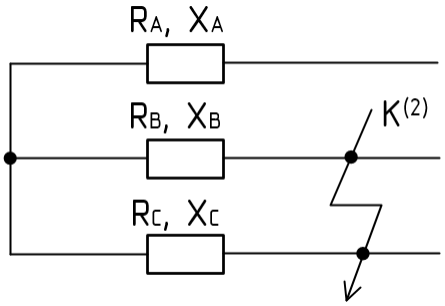

Рисунок 2 – Двухфазное КЗ

Двухфазное КЗ на землю ($К^{(1.1)}$) – это замыкание двух фаз между собой в одной точке, при этом происходит замыкание на землю, которое представлено на рисунке 3.

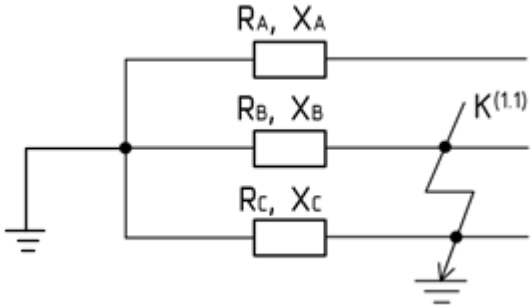

Рисунок 3 – Двухфазное КЗ на землю

Однофазное КЗ ($К^{(1)}$) – это замыкание одной фазы на землю (рисунок 4).

Если источник электроэнергии имеет заземленную нейтраль то, это считается коротким замыканием.

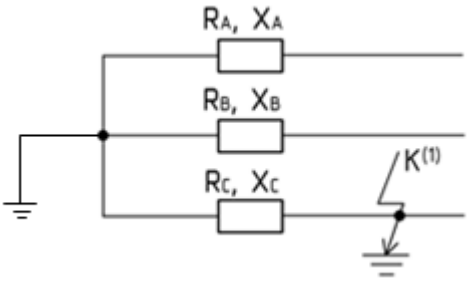

Рисунок 4 – Однофазное КЗ

КЗ может возникнуть по таким причинам, как ошибки персонала обслуживающего электрические сети, износ электрооборудования, неправильный монтаж, плохой контакт в соединениях электроприборов, перегрузка электрической цепи, механическое повреждение проводов.

Расчет ТКЗ выполняется для определения величин токов, необходимых для расчета уставок срабатывания и проверки чувствительности защит. В первом случае необходимо рассчитать максимальный режим, а во втором – минимальный.

Минимальный режим работы – это такой режим, когда общее сопротивление электрической сети имеет наибольшее значение.

Максимальный режим работы электрической сети – это такой режим, когда общее ее сопротивление имеет наименьшее значение, т.е. в условиях, когда полностью включено в работу все оборудование.

Основные допущения при расчете параметров схем замещения и необходимых аварийных режимом:

а) схемы отдельных последовательностей приводятся к одной ступени напряжения при средних значениях коэффициентов трансформации силовых трансформаторов. Точные коэффициенты трансформации следует принимать во внимание при наличии трансформаторов и автотрансформаторов с широким диапазоном встроенного регулирования для оценки чувствительности и выполнения согласования;

б) не учитываются активные сопротивления элементов схем отдельных последовательностей, за исключением линий электропередач, для которых отношение активных и реактивных сопротивлений $R_л / X_л \geq 0,3 \div 0,4$;

в) не учитываются поперечные емкости линий электропередач напряжением 110-220 кВ длиной 200-250 км и ЛЭП 330-750 кВ длиной до 150 км;

г) принимается, как правило, равенство сопротивлений элементов электрической сети в схемах прямой и обратной последовательностей. Исключение – соответствующие сопротивления синхронных генераторов;

д) при проектировании релейной защиты подстанций напряжением 110-750 кВ и линий электропередач напряжением 110-220 кВ допустимо ограничиваться вычислением только аварийных составляющих.

2.2 Расчет сопротивлений элементов электрической сети

Для расчёта сопротивления энергосистемы используем формулу (1):

$$x_c = \frac{U_{баз.}^2}{S_{к.з.}}, \qquad (1)$$

где $U_{баз.}$ – базисное напряжение, кВ;

$S_{к.з.}$ – мощность короткого замыкания энергосистемы, МВА.

Для сопротивления генератора – формула (2):

$$x_г = x_{*г} \frac{U^2_{баз.}}{S_{ном.}}, \qquad (2)$$

где $x_{*г}$ – относительное сопротивление генератора, о.е.

В схеме замещения прямой последовательности при расчете уставок быстродействующих защит рекомендуется использовать сверхпереходное сопротивление x''_{*d}; при расчете уставок резервных защит – переходное сопротивление x'_{*d}; в схемах замещения обратной последовательности – сопротивление x_{*2}.

Для сопротивления двухобмоточного трансформатора – формула (3):

$$x_т = \frac{u_к\%}{100} \times \frac{U^2_{баз.}}{S_{ном.}}, \qquad (3)$$

где $u_к\%$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Для расчета сопротивления автотрансформатора необходимо определить напряжения короткого замыкания на высокой, средней и низкой сторонах по формулам (4) – (6):

$$u_{к.т.в.\%} = 0{,}5\left(u_{к.в\text{-}с\%} + u_{к.в\text{-}н\%} - u_{к.с\text{-}н\%}\right), \qquad (4)$$

$$u_{к.т.с.\%} = 0{,}5\left(u_{к.в\text{-}с\%} + u_{к.с\text{-}н\%} - u_{к.в\text{-}н\%}\right), \qquad (5)$$

$$u_{к.т.н.\%} = 0{,}5\left(u_{к.в\text{-}н\%} + u_{к.с\text{-}н\%} - u_{к.в\text{-}с\%}\right), \qquad (6)$$

Затем расчитываем сопротивление так же на высокой, средней и низкой сторонах по формуле (7):

$$x_{m_i} = \frac{u_{к.т.i}\%}{100} \times \frac{U^2_{баз.}}{S_{ном.}}, \quad (7)$$

Далее определяем сопротивление линии по формуле (8):

$$x_л = x_{уд.} \times l \times \frac{U^2_{баз.}}{U^2_{ср.}}, \quad (8)$$

где $x_{уд.}$ – удельное сопротивление на 1 км длины линии, Ом/км,

l – длина линии, км,

$U_{ср.}$ – средненоминальное напряжение в месте установки данного элемента, кВ.

Сопротивление реактора определяется по формуле (9):

$$x = x_{р.} \times \frac{U^2_{баз.}}{U^2_{ср.}}, \quad (9)$$

$x_{р.}$ – сопротивление реактора, Ом.

Расчет сопротивления обобщенной нагрузки осуществляется по формуле (10):

$$x''_{нагр.} = 0{,}35 \times \frac{U^2_{баз.}}{S_{баз.}}, \quad (10)$$

Начальным этапом при расчете ТКЗ является представление исходной схемы с токами, соответствующими максимальному режиму систем ВН и СН. Данная схема изображена на рисунке 5.

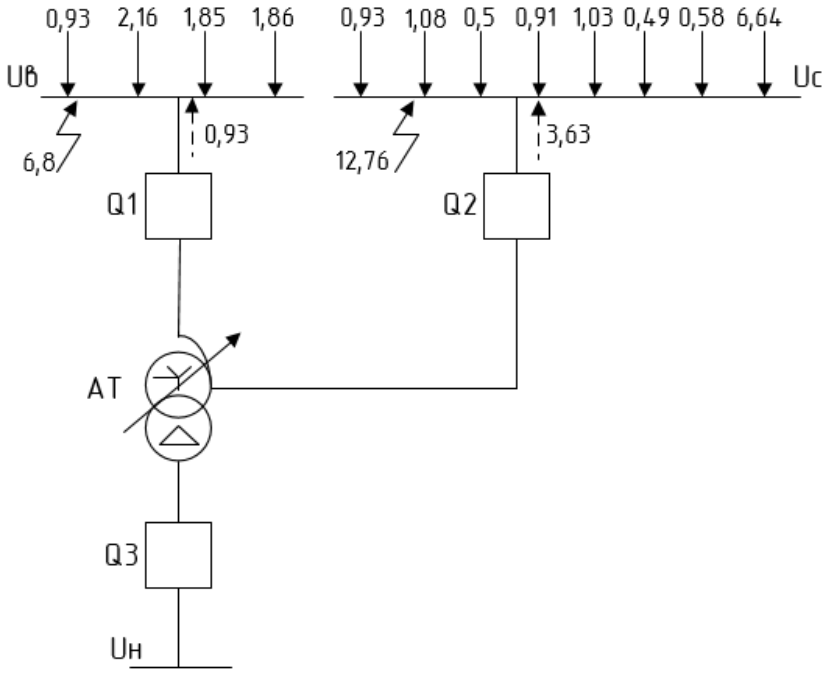

Рисунок 5 – Исходная схема с токами

Далее изображаем поясняющую схему с указанием расчетных точек КЗ, представленную на рисунке 6.

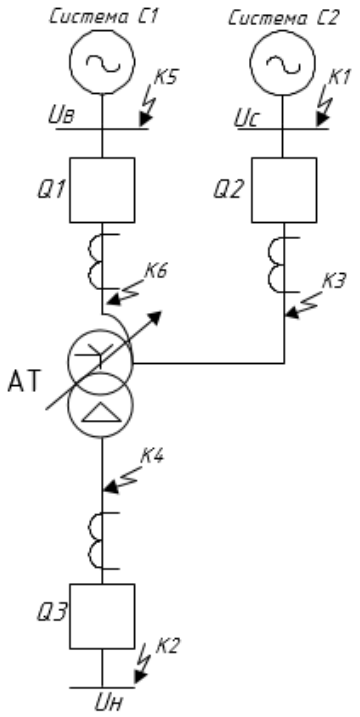

Рисунок 6 – Поясняющая схема с указанием расчетных точек КЗ

Для расчета сопротивлений необходимо составить схему замещения элек-

трической сети, для которой необходимо посчитать токи КЗ (рисунок 7).

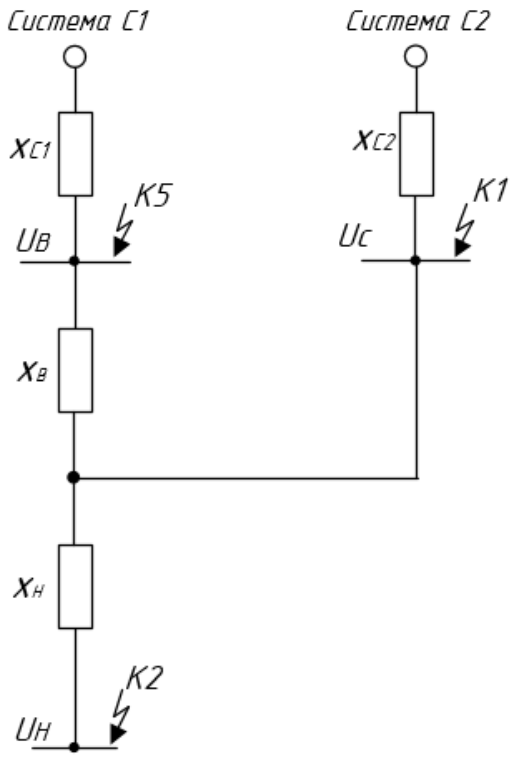

Рисунок 7 – Схема замещения

Работа систем в минимальном режиме соответствует отключению части присоединений. Но, поскольку вариантов таких отключений достаточно много, примем следующие расчетные условия, представленные формулами (11) и (12):

$$x_{C1(мин.)} / x_{C1(макс.)} = 1{,}5, \tag{11}$$

$$x_{C2(мин.)} / x_{C2(макс.)} = 2, \tag{12}$$

где $x_{C1(макс.)}$ и $x_{C2(макс.)}$ – сопротивления систем в максимальном режиме,

$x_{C1(мин.)}$ и $x_{C2(мин.)}$ – сопротивления систем в минимальном режиме.

Расчет сопротивления системы С1 в максимальном режиме представлен в формуле (13). Для данного расчета принимаем все токи, подтекающие к шинам ВН, кроме тока в трансформаторе:

$$x_{C1(макс.)} = \frac{U_B}{\sqrt{3}\times\sum I_{прис.}}, \qquad (13)$$

$$x_{C1(макс.)} = \frac{525}{\sqrt{3}\times(0{,}93+2{,}16+1{,}85+1{,}86)} = \frac{525}{\sqrt{3}\times 6{,}8} = 44{,}5 \text{ Ом.}$$

Сопротивление системы С1 в минимальном режиме вычисляется из формулы (11):

$$x_{C1(мин.)} = 1{,}5\times 44{,}5 = 66{,}8 \text{ Ом.}$$

Для системы *С2* расчет выполняется так же, но нужно обратить внимание на то, что токи этой стороны приведены к напряжению U_C, а параметры схемы замещения должны быть приведены к одной ступени напряжения. По этой причине определяем сопротивление системы *С2* в максимальном режиме, приведенное к напряжению СН, которое представлено в формуле (14):

$$x_{C2(макс.,СН)} = \frac{U_C}{\sqrt{3}\times\sum I_{прис.}}, \qquad (14)$$

$$x_{C2(макс.,СН)} = \frac{230}{\sqrt{3}\times(0{,}93+1{,}08+0{,}5+0{,}91+1{,}03+0{,}49+0{,}58+6{,}64)} = \frac{230}{\sqrt{3}\times 12{,}16} = 10{,}92 \text{ Ом.}$$

Затем рассчитываем сопротивление системы *С2* в максимальном режиме, приведенное к напряжению ВН, по формуле (15):

$$x_{C2(макс.)} = x_{C2(макс.,СН)}\times\frac{U_B^2}{U_C^2}, \qquad (15)$$

$$x_{C2(макс.)} = 10{,}92\times\frac{525^2}{230^2} = 56{,}8 \text{ Ом.}$$

После по формуле (16) рассчитываем сопротивление системы С2 в минимальном режиме:

$$x_{C2(мин.)} = 2 \times x_{C2(макс.)}, \quad (16)$$

$$x_{C2(мин.)} = 2 \times 56,8 = 113,7 \text{ Ом.}$$

Для расчета сопротивления автотрансформатора без учета РПН необходимо изначально определить напряжение короткого замыкания в % для высокой, средней и низкой сторон. Это показано в формулах (4) – (6):

$$U_{к.В} = 0,5 \times \left(37 + 23 - 11,5\right) = 24,25 \text{ \%;}$$

$$U_{к.С} = 0,5 \times \left(23 + 11,5 - 37\right) = 0 \text{ \%;}$$

$$U_{к.Н} = 0,5 \times \left(37 + 11,5 - 23\right) = 12,75 \text{ \%.}$$

Сопротивления отдельных сторон автотрансформатора без учета РПН, приведенные к напряжению высокой стороны, рассчитываются по формуле (7):

$$x_B = \frac{24,25}{100} \times \frac{525^2}{167} = 400,2 \text{ Ом;}$$

$$x_C = 0;$$

$$x_H = \frac{12,75}{100} \times \frac{525^2}{167} = 210,4 \text{ Ом.}$$

Для расчета сопротивления автотрансформатора с учетом РПН нужно воспользоваться формулами (17) и (18):

$$x_{Ti.мин.} = x_{Ti.ном.} \times (1 - DU)^2, \quad (17)$$

$$x_{Ti.макс.} = x_{Ti.ном.} \times (1 + DU)^2, \quad (18)$$

Выражая из формул (17) и (18) для высокой и низкой стороны, получаем значение сопротивления автотрансформатора с учетом РПН:

$$x_{B.мин.} = 400,2 \times (1 - 0,12)^2 = 502,1 \text{ Ом;}$$

$x_{В.макс.} = 400,2 \times (1 + 0,12)^2 = 309,9$ Ом;

$x_{Н.мин.} = 210,4 \times (1 - 0,12)^2 = 263,9$ Ом;

$x_{Н.макс.} = 210,4 \times (1 + 0,12)^2 = 162,9$ Ом.

Все значения сопротивлений для систем *С1* и *С2* сведем в таблицу 1.

Таблица 1 – Сопротивления систем *С1* и *С2* в максимальном и минимальном режимах

Элемент электрической сети	Максимальный режим	Минимальный режим
Сопротивление системы *С1*	44,5 Ом	66,8 Ом
Сопротивление системы *С2*, не приведенное к одному классу напряжения	10,9 Ом	16,3 Ом
Сопротивление системы *С2*	56,8 Ом	113,7

Все значения сопротивлений для автотрансформатора сведем в таблицу 2.

Таблица 2 – Сопротивления для автотрансформатора

Сопротивления отдельных сторон автотрансформатора	Без учета РПН	С учетом РПН максимальное
		С учетом РПН минимальное
$x_В$	400,2	502,1
		309,9
$x_С$	0	0
$x_Н$	210,4	263,9
		162,9

2.3 Расчет токов коротких замыканий

Ток трехфазного КЗ, необходимый для расчета уставок защит, определяем для максимального режима систем, а ток двухфазного КЗ, по которому защиты проверяются по чувствительности – в минимальном режиме.

Далее, учитывая все рассчитанные сопротивления, составляем схему замещения, представленную на рисунке 8, и производим расчет.

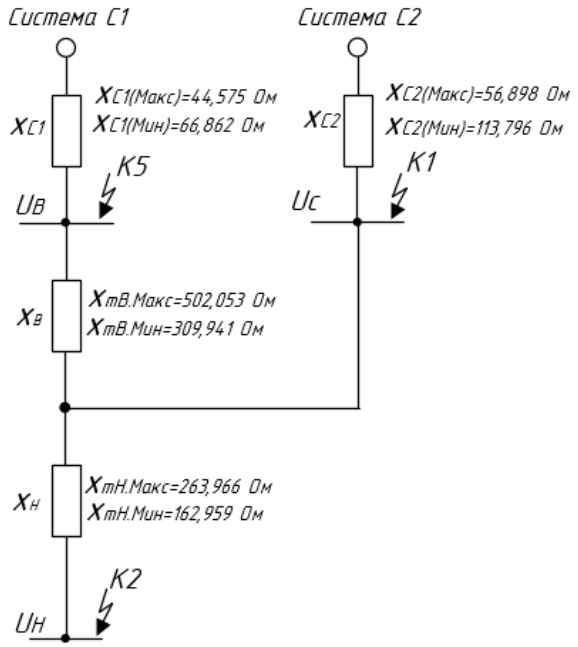

Рисунок 8 – Схема замещения с учетом всех сопротивлений

Выполняем расчет токов КЗ при работе обоих источников питания.

Трехфазный ток КЗ на шинах среднего напряжения в точке *К1* со стороны системы С1 в максимальном режиме находится по формуле (19):

$$I^{(3)}_{K1.макс.(C1)} = \frac{U_{ном.B}}{\sqrt{3}\times(x_{C1(макс.)}+x_{B.мин.})}, \tag{19}$$

$$I^{(3)}_{K1.макс.(C1)} = \frac{525}{\sqrt{3}\times(44{,}5+309{,}9)} = 0{,}8 \text{ кА}.$$

Ток КЗ в точке *К1* со стороны системы *С2* в максимальном режиме вычисляется по формуле (20):

$$I^{(3)}_{K1.макс.(C2)} = \frac{U_{ном.B}}{\sqrt{3}\times x_{C2(макс.)}}, \tag{20}$$

$$I^{(3)}_{K1.макс.(C2)} = \frac{525}{\sqrt{3}\times 56{,}8} = 5{,}3 \text{ кА}.$$

Двухфазный ток КЗ на шинах среднего напряжения в точке *К1* со стороны системы *С1* в минимальном режиме находится по формуле (21):

$$I^{(2)}_{K1.мин.(C1)} = \frac{U_{ном.В}}{2\times(x_{C1(мин.)}+x_{В.макс.})}, \quad (21)$$

$$I^{(2)}_{K1.мин.(C1)} = \frac{525}{2\times(66{,}8+502{,}1)} = 0{,}5 \text{ кА}.$$

Ток КЗ в точке К1 со стороны системы *С2* в минимальном режиме вычисляется по формуле (22):

$$I^{(2)}_{K1.мин.(C2)} = \frac{U_{ном.В}}{2\times x_{C2(мин.)}}, \quad (22)$$

$$I^{(2)}_{K1.мин.(C2)} = \frac{525}{2\times 113{,}7} = 2{,}3 \text{ кА}.$$

Трехфазный ток КЗ на шинах низшего напряжения в точке *К2* в максимальном режиме, формула (23):

$$I^{(3)}_{K2.макс.} = \frac{U_{ном.В}}{\sqrt{3}\times\left[\frac{(x_{C1(макс.)}+x_{В.мин.})\times x_{C2(макс.)}}{x_{C1(макс.)}+x_{В.мин.}+x_{C2(макс.)}}+x_{Н.мин.}\right]}, \quad (23)$$

$$I^{(3)}_{K2.макс.} = \frac{525}{\sqrt{3}\times\left[\frac{(44{,}5+309{,}9)\times 56{,}8}{56{,}8+44{,}5+309{,}9}+162{,}9\right]} = \frac{525}{\sqrt{3}\times 211{,}9} = 1{,}4 \text{ кА}.$$

Двухфазный ток КЗ на шинах низшего напряжения в точке *К2* в максимальном режиме, формула (24):

$$I^{(2)}_{K2.макс.} = I^{(3)}_{K2.макс.} \times \frac{x_{C1(макс.)} + x_{В.мин.}}{x_{C1(макс.)} + x_{В.мин.} + x_{C2(макс.)}}, \quad (24)$$

$$I^{(2)}_{K2.макс.} = 1{,}4 \times \frac{44{,}5+309{,}9}{56{,}8+44{,}5+309{,}9} = 1{,}2 \text{ кА}.$$

Однофазный ток КЗ на шинах низшего напряжения в точке *К2* в максимальном режиме, формула (25):

$$I^{(1)}_{K2.макс.} = I^{(3)}_{K2.макс.} \times \frac{x_{C2(макс.)}}{x_{C1(макс.)} + x_{B.мин.} + x_{C2(макс.)}}, \quad (25)$$

$$I^{(1)}_{K2.макс.} = 1,4 \times \frac{44,5}{56,8+44,5+309,9} = 0,2 \text{ кА}.$$

Трехфазный ток КЗ на шинах низшего напряжения в точке *К2* в минимальном режиме определяется по формуле (26):

$$I^{(3)}_{K2.мин.} = \frac{U_{ном.В}}{2\times\left[\frac{(x_{C1(мин.)}+x_{B.макс.})\times x_{C2(мин.)}}{x_{C1(мин.)}+x_{B.макс.}+x_{C2(мин.)}}+x_{Н.макс.}\right]}, \quad (26)$$

$$I^{(3)}_{K2.мин.} = \frac{525}{2\times\left[\frac{(66,8+502,1)\times 113,7}{66,8+113,7+502,1}+263,9\right]} = 0,8 \text{ кА}.$$

Двухфазный ток КЗ на шинах низшего напряжения в точке *К2* в минимальном режиме рассчитывается по формуле (27):

$$I^{(2)}_{K2.мин.} = I^{(3)}_{K2.мин.} \times \frac{x_{C1(мин.)} + x_{B.макс.}}{x_{C1(мин.)} + x_{B.макс.} + x_{C2(мин.)}}, \quad (27)$$

$$I^{(2)}_{K2.мин.} = 0,8 \times \frac{66,8+502,1}{66,8+502,1+113,7} = 0,7 \text{ кА}.$$

Однофазный ток КЗ на шинах низшего напряжения в точке *К2* в минимальном режиме рассчитан по формуле (28):

$$I^{(1)}_{K2.мин.} = I^{(3)}_{K2.мин.} \times \frac{x_{C2(мин.)}}{x_{C1(мин.)} + x_{B.макс.} + x_{C2(мин.)}}, \quad (28)$$

$$I^{(1)}_{K2.мин.} = 0,8 \times \frac{66,8}{66,8+113,7+502,0} = 0,2 \text{ кА}.$$

На шинах высшего напряжения в точке *К5* трехфазный ток КЗ в максимальном режиме со стороны системы *С2* определяется по формуле (29):

$$I^{(3)}_{K5.макс.(C2)} = \frac{U_{ном.В}}{\sqrt{3}\times(x_{C2(макс.)}+x_{В.мин.})}, \quad (29)$$

$$I^{(3)}_{K5.макс.(C2)} = \frac{525}{\sqrt{3}\times(56,8+309,9)} = 0,8 \text{ кА}.$$

Трехфазный ток КЗ в максимальном режиме со стороны системы *С1* в точке *К5* рассчитывается по формуле (30):

$$I^{(3)}_{K5.макс.(C1)} = \frac{U_{ном.В}}{\sqrt{3}\times x_{C1(макс.)}}, \quad (30)$$

$$I^{(3)}_{K5.макс.(C1)} = \frac{525}{\sqrt{3}\times 44,5} = 6,8 \text{ кА}.$$

На шинах высшего напряжения в точке *К5* трехфазный ток КЗ в минимальном режиме со стороны системы *С2* определяется по формуле (31):

$$I^{(2)}_{K5.мин.(C2)} = \frac{U_{ном.В}}{2\times(x_{C2(мин.)}+x_{В.макс.})}, \quad (31)$$

$$I^{(2)}_{K5.мин.(C2)} = \frac{525}{2\times(113,7+502,1)} = 0,4 \text{ кА}.$$

Трехфазный ток КЗ в минимальном режиме со стороны системы *С1* рассчитывается по формуле (32):

$$I^{(2)}_{K5.мин.(C1)} = \frac{U_{ном.В}}{2\times x_{C1(мин.)}}, \quad (32)$$

$$I^{(2)}_{K5.мин.(C1)} = \frac{525}{2\times 66,8} = 3,9 \text{ кА}.$$

Для удобства и последующих расчетов все полученные значения токов КЗ для точек *К1* и *К5* внесем в таблицу 3.

Таблица 3 – Значения токов КЗ для точек *К1* и *К5*.

Точка КЗ	Трехфазное КЗ со стороны *С1*	Трехфазное КЗ со стороны *С2*	Двухфазное КЗ со стороны *С1*	Двухфазное КЗ со стороны *С2*
К1	0,8	5,3	0,4	2,3
К5	0,8	6,8	3,9	0,4

Все полученные значения для точки *К2* внесем в таблицу 4.

Таблица 4 – Значения токов КЗ для точки *К2*.

Точка КЗ	Трехфазное КЗ в макс. режиме	Трехфазное КЗ в мин. режиме	Двухфазное КЗ в макс. режиме	Двухфазное КЗ в мин. режиме	Однофазное КЗ в макс. режиме	Однофазное КЗ в мин. режиме
К2	1,4	0,8	1,2	0,7	0,1	0,1

3 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Измерительные трансформаторы тока и напряжения предназначены для преобразования первичных токов и напряжений до значений, подходящих для подключения измерительных приборов, релейной защиты и устройств автоматики.

Применение измерительных трансформаторов позволяет обеспечить безопасность, так как цепи высшего и низшего напряжения разделены, а также унифицировать конструкцию приборов и реле.

Трансформаторы тока классифицируются по:

– конструкции — втулочные, встроенные, проходные, опорные, шинные, разъемные;

– роду установки — наружные и для закрытых и комплектных распределительных устройств;

– числу ступеней трансформации — одноступенчатые и каскадные;

– коэффициентам трансформации — с одним или несколькими значениями;

– числу и назначению вторичных обмоток.

Трансформаторы тока характеризуются:

– номинальным первичным током $I_{ном1}$, который представлен в стандартной шкале номинальных первичных токов и равен значениям от 1 А до 40000 А;

– номинальным вторичным током $I_{ном2}$, который равен 5 А или 1 А.

Отношение номинального первичного тока к номинальному вторичному – это коэффициент трансформации, который представлен в формуле (33):

$$k_{TA} = \frac{I_{ном1}}{I_{ном2}}, \qquad (33)$$

Трансформаторы напряжения характеризуются номинальными значения-

ми первичного напряжения, вторичного напряжения, которое обычно равно 100 В, коэффициента трансформации, представленное в формуле (34):

$$k = \frac{U_{ном1}}{U_{ном2}}\ , \tag{34}$$

В зависимости от погрешности различают следующие классы точности трансформаторов напряжения:

– 0,2;

– 0,5;

– 1;

– 3.

3.1 Выбор трансформаторов тока

Номинальный ток ТТ должен быть ближе к рабочему току установки, по той причине, что недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

ТТ выбираются по номинальному напряжению, по номинальному току, по вторичной нагрузке, а проверяются по термической и динамической стойкостям.

Далее на примере ТТ, находящихся на автотрансформаторах АОДЦТН-167000/500/220-75, рассмотрим их выбор.

Первое условия выбора – по напряжению установки. Данное условие представлено в формуле (35):

$$U_{уст} \le U_{ном}\,, \tag{35}$$

Второе условие – это по току, которое представлено в формуле (36):

$$I_{норм} \le I_{1ном},\ I_{мах} \le I_{1ном}\,, \tag{36}$$

Третье условие – это по вторичной нагрузке ТТ, которое представлено в формуле (37):

$$Z_2 \leq Z_{2ном}\ , \qquad (37)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,

$Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Так как, индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, по данной причине, можно принять данное выражение $Z_2 \approx R_2$.

Тогда вторичная нагрузка, равная R_2, состоит из сопротивления приборов $R_{приб}$, соединительных проводов $R_{пр}$ и переходного сопротивления контактов $R_к$, которая представлена в формуле (38):

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_к, \qquad (39)$$

Для того, чтобы приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь.

Для этого преобразуем данные в таблицу 5.

Таблица 5 – Измерительные приборы, установленные на автотрансформаторе

Прибор	Тип	Сторона ВН	Сторона СН	Сторона НН
Амперметр	СА3020-5	4	4	4
Ваттметр	СР3020	-	5	5
Варметр	СР3020	-	5	5
Счетчик АЭ	СЭТ-4ТМ.03М	-	0,1	0,1
Счетчик РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	-	0,1	0,1
ИТОГО		4	14,2	14,2

Для того чтобы обеспечить заданный класс точности необходимо соблюдать условие, представленное в формуле (40):

$$Z_{2\ доп} \geq \sum(Z_{приб} + Z_{пр} + Z_к), \qquad (40)$$

Далее определяем нагрузку на трансформаторе тока по формуле (41):

$$R_{нагр} = \sum R_{приб.} + R_{пр} + R_K, \quad (41)$$

Затем определяем сопротивление соединительных проводов по формуле (42):

$$R_{пр} = R_{2доп} - \sum R_{приб} - R_K, \quad (43)$$

где $R_{2доп}$ – допустимое сопротивление нагрузки на трансформаторе тока, которое равно 30,2 Ом;

$\sum R_{приб}$ – суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$\sum R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (44)$$

$$\sum R_{приб} = \frac{30}{25} = 1{,}2 \text{ Ом.}$$

Переходное сопротивление контактов равно R_K = 0,05 Ом.

Следовательно, приближенное сопротивление провода равно:

$R_{пр}$ =30,2 – 4 – 0,5=25,7 Ом.

Далее определяем сечение проводов по формуле ():

$$S = \frac{r \times l}{R_{пр}} \quad (45)$$

где l – длина соединительных проводов, которая выбирается в зависимости от класса напряжения и равна 160 м;

ρ - удельное сопротивление материала провода, для алюминия (ρ =

0,0289).

Тогда решая формулу (45) получаем:

$$S = \frac{0,289 \times 160}{25,7} = 1,9 \text{ мм}^2.$$

Выбираем кабель марки АКРВБ четырехжильный с сечением 4 мм^2.

Характеристики кабеля:

– контрольный кабель с резиновой изоляцией;

– оболочка – ПВХ пластикат;

– броня – две стальные ленты;

– защитный покров – пропитанная кабельная пряжа.

Таким образом, сопротивление нагрузки будет вычисляться по формуле (41):

$R_{нагр} = 25,7+1,2+0,5=27,4$ Ом.

Трансформаторы тока проверяются по динамической и термической стойкости. Расчет представлен в формулах (46) и (47):

$$i_{уд} = K_{эд} \times \sqrt{2} \times I_{1ном}, \quad (46)$$

где $K_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости, величина равная 8;

$I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

Вычисляя формулу (46) получаем, что ударный ток равен:

$i_{уд} = 2,07$ кА.

$$B_k \geq (K_T \times I_{1ном})^2 \times t_T, \quad (47)$$

где K_T – кратность термической стойкости, величина справочная;

t_T – время термической стойкости, величина справочная.

Выбираем трансформатор тока ТГФ-500У1. Его характеристики представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Трансформатор тока ТГФ-500У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст}$ =500 кВ	$U_{ном}$ =500 кВ	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб}$ =183 А	$I_{1ном}$ =600-1200А	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном}$ = 5 А	
	Класс точности 0,2;0,2S;0,5;0,5S	
$Z_{2р}$ = 27,4 ВА	$Z_{2ном}$ = 50 ВА	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_у$ =2,070 кА	$I_{дин.\ н.}$=127-153 кА	$i_у < I_{дин.\ н.}$
$B_к$ =18,034 МА^{2}с	$I_{т\ н}$=86 кА, $t_{т\ н}$= 1с $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 16^2 \cdot 3 = 7396\, MA^2 c$	$B_к < I_{тн}^2 \times t_{тн}$

Для выбора трансформаторов тока на стороне СН и НН расчет производится такое же, как и представлен выше.

Для стороны СН выбираем AGU-245.

А для стороны НН выбираем ТВ-СЭЩ-35.

3.2 Выбор трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения нужны:

– для понижения высокого напряжения;

– для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются по номинальному напряжению, конструкции и схеме соединения обмоток, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке.

Первым условием выбора трансформатора напряжения является напряжение установки. Это условие представлено в формуле (48):

$$U_{уст} \le U_{ном}, \tag{48}$$

Следующим условием является вторичная нагрузка. Условие представлено в формуле (49):

$$\sum S_2 \le S_{ном}, \tag{49}$$

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

$\sum S_2$ – нагрузка всех измерительных приборов, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА.

Для примера произведем выбор трансформатора напряжения для ОРУ 500 кВ.

Для этого в первую очередь необходимо определить нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения.

Таблица 7 – Измерительные приборы РУВН

Прибор	Тип	Количество	Потребляемая мощность $S_{2\sum}$
Амперметр	СА3020-5	12	4
Ваттметр	СР3020	3	5
Варметр	СР3020	3	5
Счетчик АЭ	СЭТ-4ТМ.03М	3	0,1
Счетчик РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	3	0,1
ИТОГО		24	78,6

В РУ 500 кВ устанавливаем трансформаторы НКФ-500-78У1.

Таблица 8 – трансформатор напряжения НКФ-500-78У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст}$ =500 кВ	$U_{1ном}$ = 500 кВ	$U_{уст} = U_{1ном}$
	Класс точности 0,2	
$S_{2р}$ =78,6 ВА	$S_{2н}$ =500 ВА	$S_{2р} < S_{2н}$

Следовательно, данный трансформатор напряжения подходит.

4 РАСЧЕТ УСТАВОК РИЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

4.1 Расчет уставок дифференциальной защиты шин

4.1.1 Общие положения

На подстанции Амурская ДЗШ является основной защитой с абсолютной селективностью и реагирует на все виды КЗ на защищаемой секции шин. Принцип работы ДЗШ заключается в пофазном сравнении модуля суммы векторов тока по присоединениям, подключенным к защищаемой секции шин.

Подключение выполнено так, чтобы в нормальном режиме, т.е. учитывается ток нагрузки, и при внешнем КЗ сумма токов присоединений, т.е. учитывается дифференциальный ток ДЗШ, равна 0. При КЗ в зоне ДЗШ дифференциальный ток равен сумме токов присоединений.

ДЗШ выполнена с торможением – это способствует увеличению порога срабатывания дифференциального тока в зависимости от тормозной величины. Торможение максимально при внешних КЗ и минимально при КЗ в зоне действия защит. Защита отстроена от бросков токов намагничивания трансформаторов.

В ДЗШТ предусмотрен автоматический контроль исправности токовых цепей. При повреждениях во вторичных цепях тока происходит автоматическая блокировка работы ДЗШТ.

В ДЗШТ предусмотрен чувствительный орган, предназначенный для повышения чувствительности защиты в режимах опробования системы шин после КЗ или ремонта, а так же для обеспечения невозврата ДЗШТ после КЗ с отказом одного из выключателей, когда уровни токов повреждений могут резко уменьшиться.

Требования, предъявляемые к ДЗШТ 220 кВ:

– выполнение с торможением для отстройки от токов небаланса установившегося и переходного режимов при внешнем КЗ;

– обеспечение исправности вторичных цепей тока;

– обеспечение контроля отсутствия напряжения;

– обеспечение оперативного и автоматического опробования секции шин с несколькими присоединениями;

– обеспечение автоматического повышения чувствительности измерительных органов;

– наличие логики запрета АПВ выключателей;

– наличие логики отключения и пуска УРОВ;

– обеспечение возможности ручной префиксации присоединений, в том числе сигналов запрета АПВ, отключения от УРОВ присоединений;

– содержание функции регистрации аварийных событий;

– содержание функции осциллографирования.

Характеристика срабатывания ДЗШ представлена на рисунке 9.

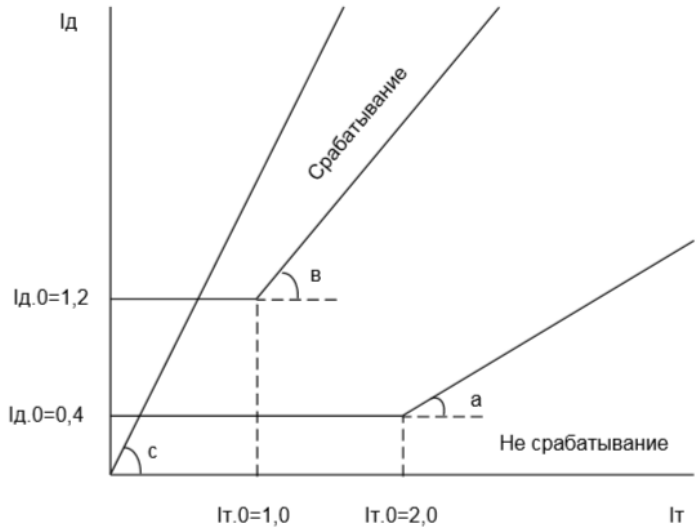

Рисунок 9 – Характеристика срабатывания ДЗШ

4.1.2 Расчет параметров срабатывания

Определяем первичные и вторичные токи сторон трансформатора тока. Для этого необходимо рассчитать сначала первичный ток по формуле (49):

$$I_{перв.ном.i} = \frac{S_{ном.}}{\sqrt{3} \times U_{ном.i}}, \qquad (49)$$

Так как тема выпускной квалификационной работы связана со средним

напряжением, равным 220 кВ, то расчет ведем только для стороны среднего напряжения:

$$I_{перв.ном.i} = \frac{167000}{\sqrt{3} \times 230} = 419{,}2 \text{ А}.$$

Схема соединения трансформаторов тока для стороны среднего напряжения – это треугольник, следовательно, коэффициент схемы $k_{сх.i}$ равен $\sqrt{3}$.

Далее по формуле (50) вычисляем расчетный первичный ток:

$$I_{перв.расч.i} = I_{перв.ном.i} \times k_{сх.i}, \tag{50}$$

Тогда, расчетный первичный ток равен:

$$I_{перв.расч.i} = 419{,}2 \times \sqrt{3} = 726{,}1 \text{ А}.$$

Отсюда вычисляем коэффициенты трансформации ТТ исходя из формулы (51):

$$k_{ТА.уст.i} \geq \frac{I_{перв.расч.i}}{5}, \tag{51}$$

Для присоединений с большей нагрузкой коэффициент трансформации ТТ равен:

$$k_{ТА.уст.i} = \frac{1000}{5}.$$

Данный коэффициент рассчитан для:

– ВЛ 220 кВ Благовещенск №1,

– ВЛ 220 кВ Благовещенск №2,

– ВЛ 220 кВ М. Чесноковская-тяга №1,

– ВЛ 220 кВ М. Чесноковская-тяга №2,

– ВЛ 220 кВ Короли-тяга;

– АТ - 1;

– АТ - 2;

– ОВ - 220 кВ;

– ШСВ - 220 кВ.

Для присоединений с меньшей нагрузкой коэффициент трансформации ТТ будет равен:

$$k_{TA.уст.i} = \frac{600}{5}.$$

Этот коэффициент рассчитан для:

– ВЛ 220 кВ Новокиевка,

– ВЛ 220 кВ Ледяная,

– ВЛ 220 кВ Шимановск-тяга;

– ВЛ 220 кВ Белогорск-тяга;

– АТ – 3;

– АТ – 4.

Номинальный ток терминала принимаем равным 5 А.

Последовательность расчета базисных токов присоединений ТТ:

1) ТТ присоединений расположить в порядке уменьшения их коэффициентов трансформации;

2) при *Iном = 5* А базисный ток ТТ с наибольшим коэффициентом трансформации принимается равным *5,0* А;

3) Так как базисный ток ТТ с наибольшим коэффициентом трансформации у ВЛ 220 кВ Благовещенск №1, ВЛ 220 кВ Благовещенск №2, ВЛ 220 кВ М. Чесноковская –тяга №1, ВЛ 220 кВ М. Чесноковская –тяга №2, ВЛ 220 кВ Короли-тяга, то $I_{базТТ2} = 5$ А;

4) базисные токи присоединений с меньшими коэффициентами трансформации определяются с помощью выражения (52):

$$I_{базТТ1} = I_{базТТ2} \times \frac{K_{ТТ2}}{K_{ТТ1}}, \qquad (52)$$

Ток начала торможения I_{TO} задается в относительных единицах и регулируется в диапазоне от 1,00 до 2,00 с точностью до 0,01.

Следует начать расчет параметров срабатывания защиты с принятия того, что I_{TO} = 1,00. Но если же чувствительность защиты неудовлетворительна, то необходимо увеличить I_{TO} до необходимого значения.

Далее производим расчет начального тока срабатывания.

Условия выбора начального тока срабатывания дифференциальной защиты при отсутствии торможения :

1) условие отстройки от максимального тока в защите при разрыве ее вторичных цепей в рабочем режиме, которое представлено в формуле (53):

$$I_{Д.О.} = \frac{K_{отс} \times I_{раб.макс}}{K_{TA} \times I_{баз}}, \qquad (53)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, который равен 1,2;

$I_{раб.макс}$ – первичный ток нагрузки наиболее нагруженного присоединения, при этом возможные пиковые значения тока нагрузки не учитываются;

K_{TA} – коэффициент трансформации ТТ наиболее нагруженного присоединения;

$I_{баз}$ – базисный ток наиболее нагруженного присоединения;

2) условие отстройки от расчетного первичного тока небаланса в режиме, соответствующем началу торможения. Данное условие представлено в формуле (54):

$$I_{Д.О.} = K_{отс} \cdot I_{нб.торм.нач}, \qquad (54)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности ДЗШ, а так же ошибки расчета и необходимый запас, который принимается равным 1,5;

$I_{нб.торм.нач}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью ТТ

в режиме, соответствующем началу торможения, т.е. полусумма первичных тормозных токов равна току $I_{торм.нач}$.

Составляющая тока небаланса находится по формуле (55):

$$I_{нб.торм.нач} = (K_{одн} \cdot K_{пер} \cdot \varepsilon_{ТТ} \cdot \Delta f_{выб} \cdot \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{Т.О.}, \quad (55)$$

где $K_{одн}$ – коэффициент однотипности равный 1,0;

$K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим, $K_{пер}$ = 1,3 при $I_{Т.О.}$ = 1,0 и $K_{пер}$ = (1,5 ÷ 2,0) при $I_{Т.О.}$ = 2,0;

$\varepsilon_{ТТ}$ – полная относительная погрешность основных ТТ, равная 0,1;

$\Delta f_{выб}$ – полная относительная погрешность выравнивания, принимается равной 0,02;

$\Delta f_{ПТТ}$ – полная относительная погрешность промежуточных ТТ.

Величина погрешности $\Delta f_{ПТТ}$ равна 0,05.Следовательно, минимально возможное значение начального тока срабатывания $I_{ТО}$ = 0,4.

Далее выбирается наибольшее значение из рассчитанных по формулам (53) и (54).

4.1.3 Расчет коэффициента торможения

Выбор коэффициента торможения дифференциальной защиты состоит из рассмотрения условий:

1) отстройка от тока небаланса в переходном режиме при внешнем КЗ. Данное условие представлено в формуле (56):

$$K_Т \geq \frac{\Delta I_Д}{\Delta I_Т} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб.расч.*} - I_{Д.О.}}{I_{торм.расч*} - I_{ТО}}, \quad (56)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,5;

$I_{нб.расч.*}$ – относительное значение максимального расчетного тока небалан-

са при расчетном внешнем КЗ, которое протекает через защиту;

$I_{торм.нач*}$ – относительное значение расчетного тормозного тока в защите при расчетном внешнем КЗ;

Относительное значение максимального расчетного тока небаланса в режиме внешнего КЗ определяется по формуле (57):

$$I_{нб.расч.*} = (K_{одн} \cdot K_{пер} \cdot \varepsilon_{ТТ} \cdot \Delta f_{выб} \cdot \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{к.макс}, \quad (57)$$

где $I_{к.макс}$ – относительное максимальное значение тока внешнего металлического КЗ, приведенное к базисному току.

Данное значение тока вычисляется по выражению (58):

$$I_{к.макс} = \frac{I_{к.макс.п}}{K_{ТА} \cdot I_{баз}}, \quad (58)$$

где $I_{к.макс.п}$ – первичное максимальное значение тока внешнего металлического КЗ.

Относительное значение расчетного тормозного тока вычисляется по формуле (59):

$$I_{торм.расч*} = (1 - 0,5 \cdot (K_{одн} \cdot K_{пер} \cdot \varepsilon_{ТТ} \cdot \Delta f_{выб} \cdot \Delta f_{ПТТ})) \cdot I_{к.макс}, \quad (59)$$

2) отстройка от тока небаланса в режиме качаний. Условие представлено в формуле (60):

$$K_T \geq \frac{K_{отс} \cdot I_{нб.расч.кач*} - I_{Д.О.}}{I_{торм.расч.кач*} - I_{ТО}}, \quad (61)$$

где $I_{нб.расч.кач*}$ – относительное значение максимального расчетного тока небаланса при качаниях, протекающего через защиту, от которого защита должна

быть отстроена выбором КТ;

$I_{торм.расч.кач*}$ – относительное значение расчетного тормозного тока в защите при качаниях.

Относительное значение максимального расчетного тока небаланса в режиме качаний определяется по формуле (62):

$$I_{нб.расч.кач*} = (K_{одн} \cdot K_{пер} \cdot \varepsilon_{ТТ} \cdot \Delta f_{выб} \cdot \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{кач}, \quad (62)$$

где $I_{кач}$ – относительное максимальное значение тока в режиме качаний, приведенное к базисному току.

Данное значение тока вычисляется по выражению (63):

$$I_{кач} = \frac{I_{кач.п}}{K_{ТА} \times I_{баз}}, \quad (63)$$

где $I_{кач.п}$ – первичное максимальное значение тока в режиме качаний.

Относительное значение расчетного тормозного тока определяется по выражению (64):

$$I_{торм.расч.кач*} = (1\text{-}0{,}5 \times (K_{одн} \times K_{пер} \times e_{ТТ} \times Df_{выб} \times Df_{ПТТ})) \times I_{кач}, \quad (64)$$

Принимается наибольшее из двух рассчитанных значений коэффициент торможения с округлением в сторону большего, чем расчетное значение, но не менее 0,6.

4.1.4 Проверка чувствительности ДЗШ

Проверка чувствительности ДЗШ производится при КЗ на шинах в расчетных режимах и по чувствительности работы подстанции и питающей системы:

– в нормальном режиме с учетом тока нагрузки;

– в режиме обеспечения невозврата при отключении КЗ на шинах и отказе выключателя.

Коэффициент чувствительности – это кратность уменьшения тока КЗ, при которой защита находится на грани срабатывания.

Коэффициент чувствительности в нормальном режиме определяется следующим образом (формула (65)):

$$K_{ч} \geq \frac{I^{/}_{к.мин}}{I_{ТО} + K_{Т} \cdot (I_{торм.расч.п} - I_{ТО})}, \tag{65}$$

где $K_{Т}$ принятое значение коэффициента торможения;

$I_{торм.расч.п}$ – тормозной ток, подводимый к защите при расчетом КЗ, о.е.;

$I^{/}_{к.мин}$ – минимальное значение периодической составляющей полного фазного тока рассматриваемого вида КЗ на шинах, которое насчитывается по формуле (66):

$$I^{/}_{к.мин} = \frac{I_{к.мин}}{I_{баз_Qj} \times K_{ТТ_Qj}}, \tag{66}$$

Выражение (65) справедливо при $I_{торм.расч.п} > I_{ТО}$.

Далее для расчета коэффициента чувствительности необходимо определить ток нагрузки, протекающий через защищаемые шины. Для этого необходимо воспользоваться формулой (67):

$$I_{НАГР} = \left| \sum_{f=1}^{N^{-}} \frac{\overset{g}{I}_{Q_j^{-}}}{I_{баз_Qj^{-}} \times K_{ТТ_Qj^{-}}} \right| = \left| \sum_{f=1}^{N^{+}} \frac{\overset{g}{I}_{Q_j^{+}}}{I_{баз_Qj^{+}} \times K_{ТТ_Qj^{+}}} \right|, \tag{67}$$

где N^{-} и N^{+} – количество присоединений, токи которых втекают и вытекают соответственно в защиту.

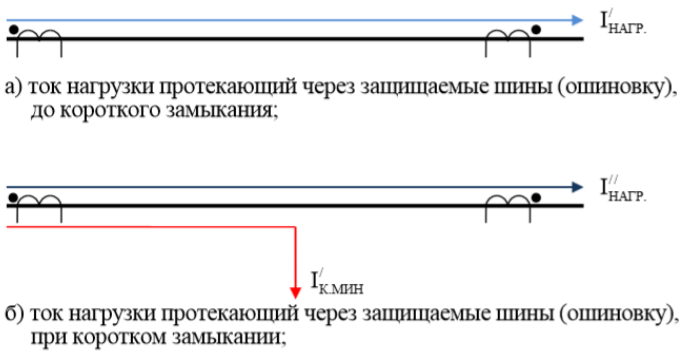

Рисунок 10 – Ток нагрузки, протекающий через защищаемые шины

На рисунке 10 показаны $I'_{НАГР}$ – ток нагрузки, протекающий через защиту до короткого замыкания, о.е., и $I''_{НАГР}$ – ток нагрузки, протекающий через защиту при коротком замыкании, о.е.

Значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 2. В случае когда $K_ч = 2$, то оценка чувствительности защиты производится традиционным для защит с торможением способом.

Это способ заключается в том, чтобы на характеристику срабатывания ДЗШ наносится точка "В" с координатами, представленными в формулах (68) и (69):

$$I_Д = (I''_{НАГР} + I'_{к.мин}) - I''_{НАГР} = I'_{к.мин}, \quad (68)$$

$$I_Т = I_{торм.расч.п} = 0{,}5 \times ((I'_{к.мин} + I''_{НАГР}) + I''_{НАГР}) = 0{,}5 \times I'_{к.мин} + I''_{НАГР}, \quad (69)$$

Далее проводим прямую, соединяющую точку "В" с точкой на оси абсцисс, координата которой равна току $I'_{НАГР}$. Точка "А" , где пересекается прямая с характеристикой срабатывания ДЗШ, является точкой, где защита находится на грани срабатывания.

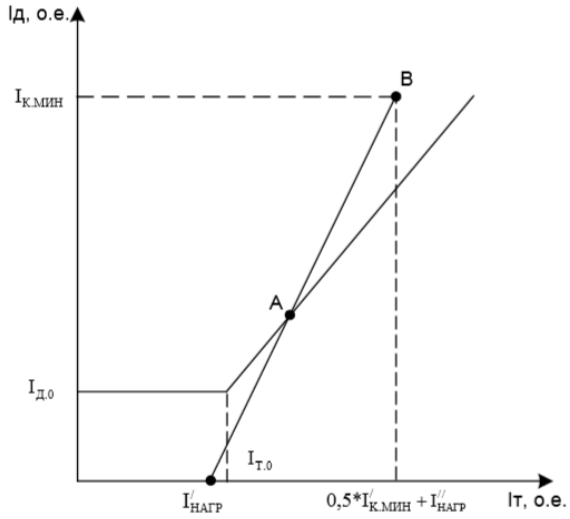

Рисунок 11 – Определение чувствительности ДЗШ

Рассматриваемая прямая пересекает характеристику срабатывания в наклонной части (рисунок 11), коэффициент чувствительности определяется по формуле (70):

$$K_Ч = \frac{I'_{к.мин} \times (-0{,}5 \times K_T) + K_T \times (I'_{НАГР} - I''_{НАГР})}{I_{Д.О} + K_T \times (I'_{НАГР} - I_{ТО})}, \qquad (70)$$

Если полученное значение $K_Ч < 2$, то необходимо увеличить значение уставки $I_{ТО}$ и повторить расчет чувствительности.

Для упрощения расчета коэффициента чувствительности можно принять $I'_{НАГР} = 1$ о.е. и $I''_{НАГР} = 0$ о.е.

Выбор уставок производится с учетом полной погрешности высоковольтных трансформаторов тока и неточности выравнивания коэффициентов трансформации ТТ в защите 2 %.

Ток срабатывания реле контроля исправности цепей переменного тока необходимо определять из условия отстройки от тока небаланса максимального рабочего режима, представленного в формуле (71):

$$I_{НБ} \approx \frac{K_{НБ} \times I_{НАГР.МАКС}}{K_{ТА} \times I_{баз}}, \qquad (71)$$

где $K_{НБ}$ = 0,03 – коэффициент небаланса;

$I_{НАГР.МАКС}$ – первичный ток нагрузки наиболее мощного присоединения для защиты шин;

$K_{ТА}$ – коэффициент трансформации главного трансформатора тока со стороны наиболее мощного присоединения для защиты шин;

$I_{баз}$ – базисный ток наиболее мощного присоединения для защиты шин.

Выбор выдержки времени элементов задержки на срабатывание в В11-В16, действующих на сигнал и блокировку ДЗШ при обрыве цепей тока производится по условиям:

– отстройки от возможного наибольшего времени качаний, которые могут возникнуть после включения присоединений шин и вызвать работу реле контроля исправности цепей переменного тока. Данное условие представлено в формуле (72):

$$t_{B11} = t_{КАЧ} + t_{ЗАП}, \tag{72}$$

где $t_{КАЧ}$ – возможное наибольшее время качаний;

$t_{ЗАП}$ – время запаса, равный 0,5 с.

– согласования с выдержками времени В3 – В6, осуществляющих запоминание срабатывания ДЗШ в цикле АПВ шин. Данное условие представлено в формуле (73):

$$t_{B11} = t_{КАЧ} + t_{ЗАП}, \tag{73}$$

Из двух рассчитанных значений принимается большее.

4.1.5 Расчет тока срабатывания реле чувствительного токового органа

Ток срабатывания реле ЧТО отстраивается от тока небаланса при самозапуске двигателей нагрузки по формуле (74):

$$I_{СЗ.ЧТО} \geq \frac{K_{отс} \times K_{зап} \times e_{ТТ}}{K_{в}} \times \frac{I_{неоткл.присоед.}}{K_{ТА} \times I_{баз}}, \quad (74)$$

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

$K_{зап}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки.

В предварительных расчетах данный коэффициент может быть принят равным из диапазона от 1,5 до 2,5. Точное значение коэффициента самозапуска невозможно определить, потому что оно зависит от многих факторов:

– состава нагрузки;

– пусковых характеристик и напряжения электродвигателей;

– способа их включения;

– степени загрузки приводимых механизмов;

– схемы электроснабжения;

– длительности;

– степени снижения напряжения при перерыве питания или при КЗ.

Для бытовой нагрузки, которая имеет в своем составе малую долю электродвигателей, принимают коэффициент самозапуска по опытным данным

$K_{зап}$ = 1,2 ÷ 1,3 , для городских сетей общего назначения $K_{зап}$ = 2,5, для сельских сетей $K_{зап}$ = 2;

$\varepsilon_{ТТ}$ – полная относительная погрешность основных ТТ, равная 0,1;

$K_{в}$ – коэффициент возврата, равный 0,9;

$I_{неоткл.присоед.}$ – первичный максимальный ток не отключенного присоединения;

$K_{ТА}$ – коэффициент трансформации ТТ не отключенного присоединения;

$I_{баз}$ – базисный ток не отключенного присоединения.

Следовательно, ток срабатывания реле ЧТО $I_{сз.ЧТО}$ по умолчанию равнен 0,20.

Проверка чувствительности реле ЧТО производится при расчетном виде

КЗ на шинах в расчетных режимах при опробовании присоединений и рассчитывается по формуле (75):

$$K_{Ч} = \frac{I_{опробов.присоед.*}}{I_{сз.ЧТО}}, \qquad (75)$$

где $I_{опробов.присоед.*}$ – относительное значение минимального тока, протекающего через шины при опробовании присоединений;

$I_{сз.ЧТО}$ – принятое значение параметра срабатывания ЧТО.

Значение коэффициента чувствительности КЧ должно быть не менее 2.

4.1.6 Выбор уставок УРОВ

Функция УРОВ шкафа реализовывает принцип индивидуального устройства, при этом схема УРОВ выполнена универсальной, следовательно, есть возможность реализации УРОВ по схемам с дублированным пуском и с автоматической проверкой исправности выключателя.

Выбор принципа действия УРОВ происходит с помощью программируемых накладок.

В части формирования выходов отключения комплекты УРОВ обеспечивают действия на доотключение резервируемого выключателя, а после с выдержкой времени действия на отключение смежных выключателей. Вывод действия УРОВ на доотключение резервируемого выключателя, т.е. действие УРОВ “на себя”, при работе по схеме с дублированным пуском, производится с помощью программируемых накладок XB58 – XB81.

Для УРОВ выбираются уставки по выдержке времени действия на отключение смежных выключателей и по току срабатывания реле тока.

По причине индивидуального принципа исполнения УРОВ имеет выдержку времени, необходимую для фиксации отказа выключателя. Это позволяет отказаться от излишних запасов по выдержке времени, которые предусмотрены в централизованных УРОВ с общей выдержкой времени.

Учитывая всё выше сказанное, можно считать, что выдержка времени

УРОВ выбирается в диапазоне от 0,2 до 0,3 с, что улучшает условия сохранения устойчивости энергосистемы.

Реле тока УРОВ предназначено для возврата схемы УРОВ при отсутствии отказа выключателя и для определения отказавшего выключателя или КЗ в зоне между выключателем и трансформатором тока с целью выбора направления действия устройства. Следовательно, ток срабатывания реле тока УРОВ выбирается минимальным. Значение тока срабатывания находится в диапазоне от 0,05 до 0,1 от базисного тока и оно представлено в формуле (76):

$$I_{сраб.УРОВ} = 0{,}05 \times I_{баз}, \qquad (76)$$

4.1.7 Выбор уставок реле напряжения

Выбор уставки реле максимального напряжения обратной последовательности ($U_2 >$) делается из условия отстройки от напряжения небаланса рабочего режима, и она может быть равна 6 В.

Выбор уставки реле минимального междуфазного напряжения ($U_{МФ} <$) делается из условия возврата реле в режиме отключения внешнего КЗ с коэффициентом отстройки, равным 1,2. Следовательно, уставка может быть равна 65 – 70 В.

Выбор уставки реле максимального междуфазного напряжения ($U_{МФ} >$) делается из условия того, что реле напряжения используется в логике при наличии нетиповых дополнительных требований. Но в типовом исполнении указанные реле не используются и значение уставки равно 100 В.

Уставка по выдержке времени неисправности цепей напряжения должна превышать время длительного снижения напряжения на шинах подстанции. Следовательно принимается значение порядка 10 – 15 с.

4.1.8 Уставки по выдержкам времени

Уставка по времени запоминания срабатывания ДЗШ в цикле АПВ должна перекрывать время автоматической сборки доаварийной схемы шин с уче-

том времени срабатывания ДЗШ, а так же учитывается время отключения выключателей, время АПВ и включения выключателей и время запаса, равне 0,5 с.

Выбор уставки по времени АПВ делается с учетом времени АПВ питающих присоединений, включаемых первыми. Но также должна быть достигнута необходимая чувствительность пусковых и избирательных органов.

При условии того, что ЧТО не отстраивается от токов небаланса при асинхронном ходе или качаниях, то уставка согласовывается с временем АПВ присоединений, включение которых может вызвать асинхронный ход или качания.

Выбор уставки по времени контроля напряжения в цикле АПВ делается исходя из того, что времени достаточно для уменьшения напряжения шин, т.к. при срабатывании ДЗШ напряжение на шинах уменьшается в течении некоторого времени, причиной которой является жестко присоединенные присоединения.

Значение уставки равно 0,25 с.

Рассчитанные значения представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Расчет параметров срабатывания ДЗШТ-220 кВ

Определяемая величина	Расчетное условие	Расчетное значение
Коэффициенты трансформации ТТ присоединений	ВЛ 220 кВ Благовещенск №1 $k_{TA.уст.2} = \frac{1000}{5}$	
	ВЛ 220 кВ Благовещенск №2 $k_{TA.уст.2} = \frac{1000}{5}$	
	ВЛ 220 кВ М. Чесноковская –тяга №1 $k_{TA.уст.2} = \frac{1000}{5}$	
	ВЛ 220 кВ М. Чесноковская –тяга №2 $k_{TA.уст.2} = \frac{1000}{5}$	
	ВЛ 220 кВ Короли-тяга $k_{TA.уст.2} = \frac{1000}{5}$	
Коэффициенты трансформации ТТ присоединений	АТ – 1 $k_{TA.уст.3} = \frac{1000}{5}$	
	АТ – 2 $k_{TA.уст.3} = \frac{1000}{5}$	
	ОВ – 220 кВ $k_{TA.уст.5} = \frac{1000}{5}$	
	ШСВ – 220 кВ $k_{TA.уст.5} = \frac{1000}{5}$	

Продолжение таблицы 9

Определяемая величина	Расчетное условие	Расчетное значение
Коэффициенты трансформации ТТ присоединений	ВЛ 220 кВ Ледяная $k_{TA.уст.1} = \frac{600}{5}$	
	ВЛ 220 кВ Шимановск-тяга $k_{TA.уст.1} = \frac{600}{5}$	
	ВЛ 220 кВ Белогорск-тяга $k_{TA.уст.1} = \frac{600}{5}$	
	АТ – 3 $k_{TA.уст.4} = \frac{600}{5}$	
	АТ – 4. $k_{TA.уст.4} = \frac{600}{5}$	
Базисные токи присоединений	$I_{базТТ2} = 5$	
	$I_{базТТ1} = 8,33$	
	$I_{базТТ3} = 5$	
	$I_{базТТ4} = 8,33$	
	$I_{базТТ5} = 5$	
Начальный ток срабатывания	По условию отстройки от максимального тока в защите при разрыве ее вторичных цепей в рабочем режиме	$I_{д.о.} = 1,2$
	По условию отстройки от расчетного первичного тока небаланса в режиме, соответствующем началу	$I_{д.о.} = 0,225$
	Выбирается из большего	1,2
Коэффициент торможения	По условию отстройки от тока небаланса в переходном режиме при внешнем КЗ	$I_{нб.расч*} = 3,33$ $I_{торм.расч*} = 14,48$ $K_T = 0,28$
	Принимается значение не менее 0,6	$K_T = 0,6$
Проверка чувствительности	Проверяется при минимальном значении тока КЗ на шинах	$K_ч = 2,44 > 2$ $I^{/}_{к.мин} = 8,21$ $I_{торм.расч*} = 4,6$
Ток срабатывания реле чувствительного токового органа	Ток срабатывания должен быть отстроен от тока баланса при самозапуске двигателей нагрузки	$I_{ср.ЧТО} = 0,2$
Ток срабатывания реле контроля исправности цепей тока	По условию отстройки от тока небаланса максимального нагр. режима	$I_{ср} = 0,2$

4.1.9 Выбор шкафа

Для данного вида релейной защиты я выбираю шкаф типа ШЭ2607 065. Он предназначен для защиты шин напряжением 110-220 кВ с фиксированным присоединением элементов и с изменяемой фиксацией присоединения.

Внешний вид шкафа представлен на рисунке 11.

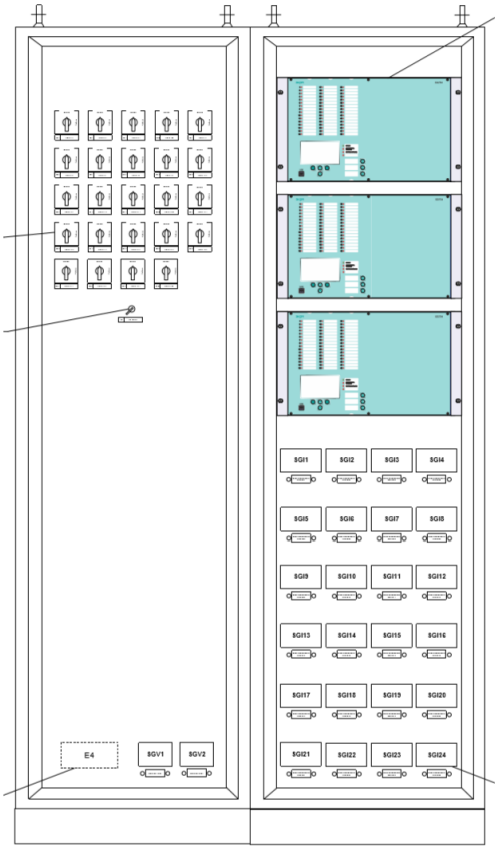

Рисунок 11 – Внешний вид шкафа ШЭ2607 065

Для обеспечения защиты ОРУ необходимо, чтобы была выполнена защита для 18 присоединений, то есть шкаф имеет 18 аналоговых входов для подключения к 18 трехфазным группам трансформаторов тока.

В шкафу используется три терминала БЭ2704 402. Каждый терминал обеспечивает защиту одной фазы сборных шин.

Шкаф – это металлоконструкция, созданная на основе специализированного профиля.

Для осуществления двухстороннего обслуживания шкаф имеет две передние и две задние двери. Внутри шкафа в правом объеме, т.е. на передней плите, установлены три терминала типа БЭ2704 402.

Шкаф содержит в себе:

– реле дифференциальной защиты шин с торможением, которое состоит из двух пусковых органов и избирательных органов первой, второй, третей, четвертой секций шин;

– реле чувствительного токового органа;

– реле минимального напряжения, реагирующие на междуфазные напряжения каждой из секции шин;

– реле максимального напряжения, которые реагируют на напряжения обратной последовательности первой и второй систем шин;

– реле контроля исправности токовых цепей;

– логику “очувствления” ДЗШ;

– логику опробования;

– логику УРОВ присоединений;

– логику запрета АПВ;

– логику очувствления;

– цепи отключения и пуска УРОВ;

– цепи запрета АПВ.

Цепи переменного тока имеют возможность обеспечения подключения к вторичным цепям главных трансформаторов тока с номинальным вторичным током 5 А.

Основные параметры шкафа:

– номинальный переменный ток $I_{ном}=5$ А;

– номинальное междуфазное напряжение переменного тока $U_{ном}=100$ В;

– номинальное напряжение оперативного постоянного или выпрямленного тока $U_{пит}=220$ В ;

– номинальная частота $f_{ном}= 50$ Гц

С двух сторон у шкафа имеются двери, которые обеспечивают двухстороннее обслуживание установленной в нем аппаратуры.

Подпитка шкафа осуществляется от цепей оперативного постоянного тока. Микроэлектронная часть устройства гальванически отделена от источника

оперативного постоянного тока.

Шкаф функционирует правильно при изменении напряжения оперативного постоянного тока от 0,8 до 1,1 от номинального значения. Допускается наличие синусоидальной составляющей с амплитудой до 6 % от среднего значения, которая имеет частоту второй гармоники промышленной частоты.

Так же относительная дополнительная погрешность параметров срабатывания пусковых органов терминала не выходит за границы ±3 % относительно значений параметров срабатывания, полученных при напряжении оперативного постоянного тока.

При подаче и снятии напряжения оперативного постоянного тока с перерывом любой длительности контакты выходных реле шкафа не замыкаются ложно.

Длительность однократных перерывов питания шкафа с последующим его восстановлением в условиях отсутствия требований к срабатыванию шкафа:

– до 500 мс – без перезапуска терминала;

– свыше 500 мс – с перезапуском терминала в течение не более 3 с.

При подаче напряжения оперативного постоянного тока обратной полярности контакты выходных реле шкафа не замыкаются ложно, а аппаратура терминала не повреждается.

Элементы шкафа, в нормальном режиме обтекаемые током, длительно выдерживают:

– 200 % номинальной величины переменного тока;

– 115 % номинальной величины напряжения оперативного постоянного тока;

– 180 % номинальной величины напряжения переменного тока для цепей напряжения «разомкнутого треугольника»;

150 % – для остальных цепей напряжения.

Рабочий диапазон каналов тока для переменной составляющей с номинальной частотой расположен в пределах от *0,04·Iном* до *80,0·Iном*.

Термическая стойкость цепей напряжения шкафа, подключаемых к обмоткам «разомкнутого треугольника» ТН, обеспечивается при напряжении до 180 В в течение 6 с [9].

4.2 Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора

4.2.1 Общие положения

Применяется для защиты трансформаторов и автотрансформаторов при повреждениях их обмоток, а так же на вводах и ошиновке.

ДЗТ основана на принципе сравнения величин токов в начале и в конце защищаемого участка, т.е. участок между трансформаторами тока, установленными на сторонах силового трансформатора или автотрансформатора, является защищаемой зоной.

ДЗТ обладает положительными свойствами такими, как:

– высокая чувствительность;

– быстродействие;

– не требуется выдержка времени.

В то же время обладает отрицательными свойствами такими, как:

– не обеспечивает защиты при внешних коротких замыканиях;

– может вызывать ложные отключения при обрыве в соединительных проводах вторичной цепи.

ДЗТ имеет максимум четыре входа для подключения к четырем трехфазным группам трансформаторов тока. Но при отсутствии одной из стороны предусмотрена возможность отключения неиспользуемых измерительных органов с помощью программных накладок. Предусмотрена возможность выравнивания разницы по коэффициентам трансформации ТТ в пределах от 0,25 до 16,00 А., но не более ±2 % от базисного тока.

Базисный ток стороны ($I_{баз.стор}$) – это значение вторичного тока в плече защиты на определенной стороне при передаче на эту сторону номинальной мощности трансформатора

Обеспечивается возможность подключения токовых цепей ДЗТ к ТТ, со-

единенным по схеме “звезда” независимо от группы соединения защищаемого трансформатора Y/Y-0, Y/Δ-11, Δ/Δ-0. При этом компенсация фазового сдвига и коэффициента схемы осуществляется программно.

ДЗТ выполнена в виде двухканальной дифференциальной токовой защиты, которая содержит в себе чувствительное реле и отсечку.

Чувствительное реле ДЗТ имеет токозависимую характеристику с уставкой по начальному току срабатывания ,которая изменяется в диапазоне от 0,2 до 1,0 $I_{баз.стор}$.

Средняя основная погрешность ДТЗ по начальному току срабатывания не более ±5 % от уставки.

Дифференциальная отсечка обеспечивает надежную работу при больших токах повреждения в зоне действия защиты. Она отстраивается от броска тока намагничивания по уставке. Ток срабатывания отсечки ($I_{отс}$) варьируется в диапазоне от 6,5 до 12,0 $I_{баз.стор}$. Средняя основная погрешность по току срабатывания отсечки меняется, но не более ±5 % от уставки.

ДЗТ выполняется в виде дифференциальной токовой защиты с торможением от тормозного тока.

Длина горизонтального участка регулируется в диапазоне от 0,6 до 1,5 $I_{баз.стор}$. Средняя основная погрешность по длине горизонтального участка характеристики срабатывания изменяется на ±10 % от уставки.

Уставка по коэффициенту торможения ДТЗ варьируется в диапазоне от 0,2 до 0,7. Средняя основная погрешность по коэффициенту торможения не более

ДЗТ правильно функционирует:

– при КЗ в зоне действия;

– при токе повреждения более начального тока срабатывания чувствительного реле до 40× $I_{баз.стор}$;

– при значении токовой погрешности высоковольтных ТТ в установившемся режиме, вызванной их насыщением при работе на активную нагрузку, до

50 %.

4.2.2 Расчет параметров срабатывания ДЗТ

Относительный начальный ток срабатывания ДЗТ АТ, при отсутствии торможения определяется с помощью формулы (77):

$$I_{Д.О*расч} = K_{отс} \cdot I_{нб.расч*}, \quad (77)$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки, который учитывает погрешности измерительного органа терминала, ошибки расчета и необходимый запас. Может быть равен $K_{отс}$=1,1...1,3.

Значение $I_{нб.расч*}$ определяется с помощью выражения (78):

$$I_{нб.расч*} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{выб} + \Delta f_{ПТТ}, \quad (78)$$

где $K_{пер}$– коэффициент, учитывающий переходный процесс, который следует принимать:

$K_{пер}$=1,5...2,5 – при использовании на разных сторонах защищаемого автотрансформатора однотипных трансформаторов тока;

$K_{пер}$=2...3 – при использовании на разных сторонах защищаемого автотрансформатора разнотипных трансформаторов тока.

Меньшие значения $K_{пер}$ принимаются при одинаковой схеме соединения ТТ защиты на разных сторонах, и большее значение – при разных схемах соединения ТТ;

$K_{одн}$– коэффициент однотипности трансформатора тока:

1 При внешних КЗ на стороне, где защищаемый трансформатор имеет два присоединения и трансформаторы тока рассматриваемой защиты установлены в цепях этих присоединений, принимается равным 0,5 - 1, при этом значение 0,5 принимается когда указанные ТТ обтекаются мало различающимися

между собой токами и примерно одинаково загружены.

2 При внешних КЗ на сторонах, где защищаемый трансформатор имеет одно присоединение, $K_{одн}$ равен 1;

ε - относительное значение полной погрешности ТТ в режиме, которая соответствует установившемуся КЗ. Полная погрешность для ТТ 5Р и 10Р составляет 0,05 и 0,10 соответственно;

$\Delta U_{РПН}$ – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимая равной половине действительного диапазона регулирования;

$\Delta f_{выб}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, определяемая погрешностями входных ТТ и аналого-цифровыми преобразователями терминала. Может быть принята 0,02;

$\Delta f_{ПТТ}$ – относительная погрешность внешнего выравнивающего трансформатора или автотрансформатора, используемого для выравнивания значения базисного тока соответствующей стороны, если он выходит за пределы диапазона 0,251 – 16,000 А. Токовая погрешность внешних выравнивающих автотрансформаторов не превышает 5% при двадцатикратном токе ответвления и подключения цепей защиты к вторичной обмотке выравнивающих автотрансформаторов.

Относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимая равной половине действительного диапазона регулирования определяется по формуле (79):

$$\Delta U_{РПН} = \frac{\left|\Delta U_{РПН\,max} - \Delta U_{РПН\,\min}\right|}{2 \cdot 100\%}, \qquad (79)$$

Уставка $I_{Д.О}$ должна приниматься не менее 0,2 о.е.

Ток начала торможения $I_{ТО}$=1,0 о.е.

Ток торможения блокировки определяется исходя из отстройки от максимально возможного сквозного тока нагрузки АТ. Наибольшее значение

сквозного тока нагрузки достигается при действии АВР секционного выключателя или АПВ питающих линий и может быть принят по формуле (80):

$$I_{Т.БЛ.} = K_{отс} \cdot K_{пред.нагр} \cdot \frac{I_{ном.нагр}}{I_{баз.стор}} \cdot \frac{K_{СХ_ТТ_СТОР}}{K_{ТТ_СТОР}}, \quad (80)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки;

$K_{пред.нагр}$ = 1,5..2,0 – коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность АТ в зависимости от его мощности:

– $K_{пред.нагр}$ = 1,5 - для АТ большой мощности;

– $K_{пред.нагр}$ = 1,8 - для АТ средней мощности;

– $K_{пред.нагр}$ = 2,0 - для распределительных АТ;

$K_{ТТ_СТОР}$ – коэффициент трансформации ТТ, соответствующей стороны АТ;

$K_{СХ_ТТ_СТОР}$ - коэффициент, учитывающий схему соединения вторичных обмоток главных ТТ соответствующей стороны.

4.2.3 Расчет коэффициента торможения

Коэффициент торможения с помощью правильного выбора коэффициента торможения обеспечивается несрабатывание ДЗТ АТ в диапазоне значений тормозного тока от $I_{ТО}$ до $I_{Т.БЛ.}$.

Если по защищаемому АТ протекает $I_{скв}$, то может появиться дифференциальный ток, определяемый по выражению (81):

$$I_{Д} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{выб} + \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{скв}, \quad (81)$$

Максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ, приведенное к базисному току стороны внешнего КЗ, представлено в формуле (82):

$$I_{скв} = \frac{I_{КЗ_Ме_СТОР}}{I_{баз.стор}} \cdot \frac{K_{СХ_ТТ_СТОР}}{K_{ТТ_СТОР}}, \quad (82)$$

При принятом способе формирования торможения для ДЗТ АТ, Тормозной ток равен (формула (83)):

$$I_T = \sqrt{I_{скв} \cdot (I_{скв} - I_Д) \cdot cos\beta}, \quad (83)$$

$$\beta = 180 - \alpha, \quad (84)$$

где β - угол между векторами токов $I_{скв}$ и $(I_{скв} - I_Д)$. может быть принят =10 – 20 °.

Следовательно, коэффициент торможения определяется по формуле (85):

$$K_ч \geq \frac{K_{отс} \cdot I_Д - I_{Д.О}}{I_T - I_{ТО}}, \quad (85)$$

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

4.3.4 Уровень блокировки по второй гармонике

Так же дополнительно для предотвращения ложной работы ДЗТ АТ при бросках тока намагничивания в момент включения трансформатора под напряжение, а также для обеспечения не действия защиты от тока небаланса переходного режима внешнего КЗ выполнена блокировка защиты по превышению отношения тока второй гармонической составляющей к току промышленной частоты.

Уставка по уровню блокировки по второй гармонике для защит автотрансформаторов выбирать на уровне 15%.

4.2.5 Ток срабатывания дифференциальной отсечки

Для исключения замедления работы ДЗТ АТ при больших токах внутреннего повреждения из-за блокировки защиты вследствие погрешности ТТ в пе-

реходном режиме предусмотрена вторая грубая ступень защиты без блокировки по второй гармонической составляющей тока.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки выбирается исходя из двух условий:

1 отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора $I_{отс}$ = 6,5;

2 отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ (формула (86)).

$$I_{Д} = 1{,}5 \cdot I_{скв} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{выб} + \Delta f_{ПТТ}) \ , \qquad (86)$$

4.2.6 Выбор уставок УРОВ ВН

Функция УРОВ реализует принцип индивидуального устройства, при этом схема выполнена универсальной и реализация возможна как по схеме с дублированным пуском, так и по схеме с автоматической проверкой исправности выключателя.

В соответствии с этим, УРОВ имеет выдержку времени, которая необходима для фиксации отказа выключателя. Это позволяет отказаться от запаса по выдержке времени, предусмотренного в централизованных УРОВ с общей выдержкой времени. Учитывая это, выдержка времени УРОВ равна (0,2-0,3) с, что улучшает условия сохранения устойчивости энергосистемы и уменьшает выдержки времени резервных защит.

Реле тока УРОВ предназначено:

– для возврата схемы УРОВ при отсутствии отказа выключателя;

– для определения отказавшего выключателя или КЗ в зоне между выключателем и трансформатором тока с целью выбора направления действия устройства.

Ток срабатывания реле тока УРОВ выбирается по возможности минимальным. Значение тока срабатывания присоединения равно (0,05÷0,1)· $I_{ном.ТТ}$.

4.2.7 Ток срабатывания ЗП

Ток срабатывания ЗП для АТ определяется по формуле (87):

$$I_{ЗП_СТОР} = \frac{I_{НОМ_СТОР}}{K_{ТТ_СТОР}} \cdot \frac{K_{отс}}{K_B}, \quad (87)$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки ЗП, О $K_{отс}$ = 1,05;

K_B - коэффициент возврата реле тока ЗП, K_B = 0,9;

$K_{ТТ_СТОР}$ - коэффициент трансформации ТТ соответствующей стороны АТ;

$I_{НОМ_СТОР}$ - номинальный первичный ток обмотки соответствующей стороны ВН, НН – для автотрансформатора.

Ток срабатывания общей обмотки АТ определяется по формуле (88):

$$I_{ЗП\,Общ.Обм} = \frac{I_{НОМ_СН} - I_{НОМ_ВН}}{K_{ТТ_ВН}} \cdot \frac{K_{отс}}{K_B}, \quad (88)$$

$K_{отс}$ - коэффициент отстройки ЗП, равный 1,05;

$I_{НОМ_ВН}$ - номинальный первичный ток обмотки стороны ВН;

$I_{НОМ_СН}$ - номинальный первичный ток обмотки стороны СН;

$K_{ТТ_ВН}$ - коэффициент трансформации ТТ стороны ВН.

4.1.8 Выбор шкафа

Для данного вида защиты выбирается шкаф ШЭ2607 041 [9].

Шкаф такого типа предназначен для защиты трансформатора и автотрансформатора. В шкафу реализуется функционал основных и резервных защит трансформатора и автотрансформатора и содержит:

– дифференциальную токовую защиту Т от всех видов КЗ внутри бака;

– токовую защиту нулевой последовательности стороны высшего напряжения;

– максимальную токовую защиту стороны высокого напряжения с пуском по напряжению;

– максимальную токовую защиту стороны среднего напряжения с пуском по напряжению;

– максимальную токовую защиту стороны низшего напряжения с пуском по напряжению;

– реле минимального напряжения сторон, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению;

– реле максимального напряжения сторон, реагирующие на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению;

– защиту от перегрузки;

– реле тока для блокировки РПН при перегрузке;

– токовые реле для пуска автоматики охлаждения;

– реле минимального напряжения сторон, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для блокировки РПН;

– УРОВ выключателя ВН;

– Защиту от потери охлаждения;

– ГЗТ сигнальная и отключающая ступени;

– ГЗ РПН;

– логику пуска пожаротушения.

Так же в комплекте обеспечивается прием сигналов от датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения.

Схема подключения к ТТ и ТН показана на рисунке 12.

Цепи переменного тока обеспечивают подключение к вторичным цепям трансформаторов тока с номинальным вторичным током 5 А.

Основные характеристики шкафа:

а) номинальный переменный ток $I_{ном}=5$ А;

б) номинальное междуфазное напряжение переменного тока $U_{ном}=100$ В;

в) номинальное напряжение оперативного постоянного или выпрямленного тока $U_{пит}=220$ В;

г) номинальная частота $f_{ном}=50$ Гц.

Подпитка шкафа осуществляется от цепей оперативного постоянного тока. Микроэлектронная часть устройства гальванически отделена от источника оперативного постоянного тока.

Правильное функционирование шкафа при изменении напряжения оперативного постоянного тока от $0,8U_{пит}$ до $1,1U_{пит}$.

Нет ложных замыканий контактов выходных реле при подаче и снятии напряжения оперативного постоянного тока с перерывом любой длительности.

Так же нет ложных замыканий контактов выходных реле, и нет повреждения аппаратуры терминала при подаче напряжения оперативного постоянного тока обратной полярности.

Элементы при обтекании током в нормальном режиме длительно могут выдерживать:

– 200 % номинальной величины переменного тока;

– 115 % номинальной величины напряжения оперативного постоянного тока;

– 180 % номинальной величины напряжения переменного тока для цепей напряжения «разомкнутого треугольника»;

– 150 % для остальных цепей напряжения.

Цепи переменного тока шкафа могут выдерживать без повреждения ток $40I_{ном}$ в течение 1 с.

Термическая стойкость цепей напряжения шкафа, которые подключены к обмоткам «разомкнутого треугольника» ТН, может быть обеспечена при напряжении до 180 В в течение 6 с.

Внешний вид шкафа представлен на рисунке 13.

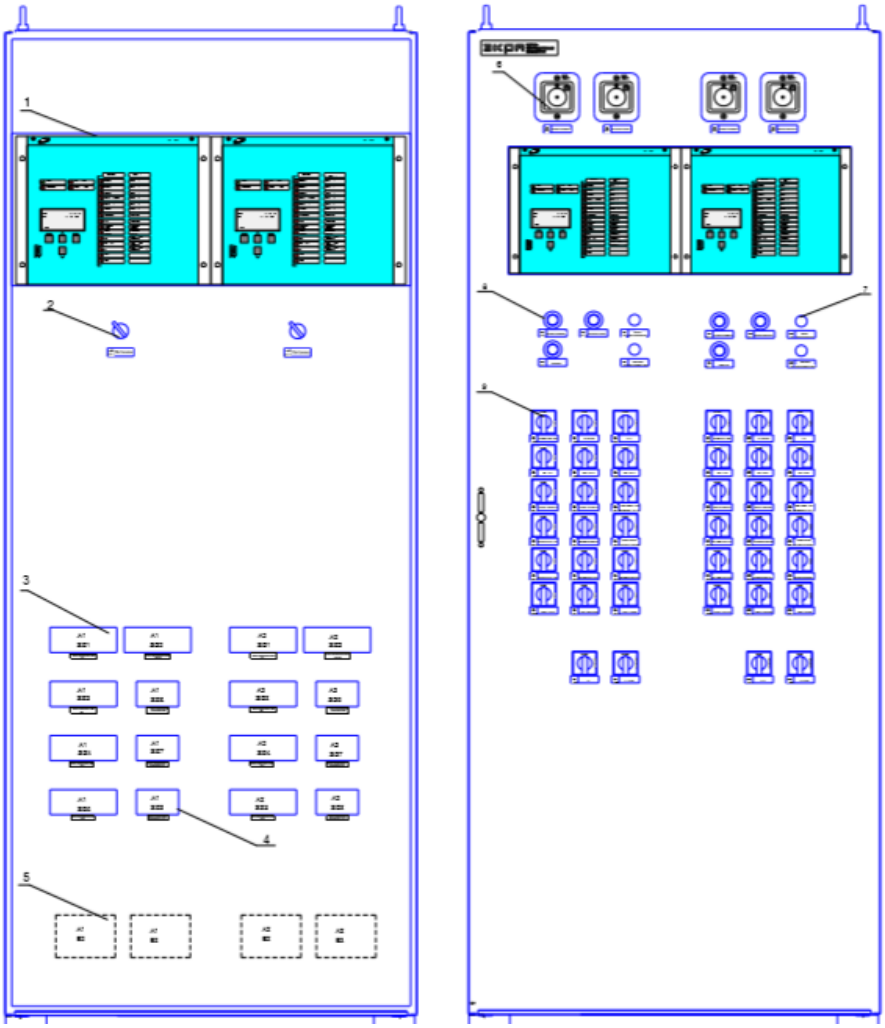

Рисунок 13 – Внешний вид шкафа ШЭ2607 041

5 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

5.1 Сравнение электромеханических и микропроцессорных защит

Рассмотрим основные преимущества микропроцессорной релейной защиты, которая использована для защиты шин 220 кВ. Эти преимущества представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Основные преимущества микропроцессорной релейной защиты

№	Основные преимущества	
1	Многофункциональность включает в себя:	определение места повреждения;
		регистрацию процессов, которая называется осциллографирование;
		накопление сообщений о повреждениях, мгновенных значениях величин для анализа повреждений с возможностью передачи указанных данных в центральное устройство на подстанции или диспетчерский пункт через последовательный интерфейс, в том числе с использованием светодиодов;
		автоматическое тестирование аппаратного и программного обеспечения, что обеспечивает высокий уровень готовности защиты и уменьшает число проверок устройства.
2	Меньшие габариты по сравнению с комплексом РЗиА, выполненным на электромеханике;	
3	Наличие четырех групп уставок;	
4	Более сниженное потребление по цепям оперативного постоянного тока и напряжения, чем у защиты на электромеханической элементной базе;	
5	Наличие свободных логических элементов, что позволяет более легко приспособить терминал в различных условиях.	
6	Наличие комплекса цифровой обработки и управления измерительных данных от считывания и преобразования величин до принятия решения об отключении/включении выключателя требуется меньшее время;	
7	Использование 16-разрядной микропроцессорной системы;	
8	Легкая наладка с помощью специальных разработанных средств;	
9	Методы цифровой фильтрации и измерения обеспечивают правильное функционирование при насыщении трансформаторов тока и переходных процессах.	

Проанализировав таблицу 10, можно выявить преимущества микропроцессорных комплексов. Но необходимо учитывать то, что микропроцессорные комплексы защит создаются различными производителями, как за рубежом, так и в нашей стране. Каждый из этих производителей в своем комплексе реализует как основные функции защиты, так инекоторые функции, которые специфичны только для него.

5.2 Капиталовложения в реализацию проекта

Экономическая оценка эффективности проектируемых объектов представлена в сопоставлении эксплуатационных издержек, капитальных затрат по всем источникам финансирования и прочих затрат с поступлениями.

В таблице 11 представлены стоимость микропроцессорных устройств РЗ, измерительных аппаратов и их количество на защищаемом объекте.

Таблица 11 – Стоимость и количество реконструированного оборудования

Тип устройства	Количество	Цена за единицу	Итог
Микропроцессорный терминал ЭКРА БЭ2704V041	1	327521	327521
Микропроцессорный терминал ЭКРА БЭ2704 402	3	326522	979566
Трансформатора тока ТГФ-500У1	12	9100	13030
Трансформатора тока AGU-245	15	400000	6000000
Трансформатора тока ТВ-СЭЩ-35	12	4000	48000
Трансформатор напряжения НКФ-500У1	8	8425	67400
Трансформатор напряжения ЗНОГ-220	3	6251	18753
Оптоволоконный кабель в грозотросе ДПС-004Е04-04	150	13874 руб/км	2081100
Устройство передачи команд (по ВОЛС) СР24	2	282885	565800
Устройство приема передачи команд (по ВЧ) РЗА - ПВЗУ-Е	2	276581	553200

Далее необходимо определить капитальные вложения в устройства РЗиА на ОРУ по формуле (88):

$$K_{ОРУ} = k_p(K_{ТН} + K_{ТТ} + K_{волс}), \quad (88)$$

$$K_{ОРУ} = 1,4 \times (6584553) = 9218374,2 \text{ руб.}$$

Затем необходимо определить капитальные вложения в устройства РЗиА, которые можно определить по формуле (89):

$$K_{РЗ} = n \cdot K_{устр.РЗ} \cdot k_р \cdot k_{СМР}, \quad (89)$$

где $K_{устр.РЗ}$ – стоимость устройств РЗ;

n – количество устройств РЗ, устанавливаемых на шине;

$k_р$ – районный коэффициент на базовую стоимость объектов, $k_р = 1,4$;

$k_{СМР}$ – коэффициент, учитывающий строительно-монтажные работы $k_{СМР} = 1,45$.

$K_{устр.РЗ} = (1 \times 327521 + 3 \times 326522) \times 1,4 \times 1,45 = 2653386,61$ руб.

Рассчитав формулы (88) и (89), находим суммарные капиталовложения.

$K_{сумм} = 9218374,2 + 2653386,61 = 11871760,81$ руб.

Далее необходимо рассчитать амортизационные и эксплуатационные издержки.

5.3 Расчет эксплуатационных издержек

Ежегодные затраты на капитальный и текущий ремонты и техническое обслуживание оборудования выражаются через эксплуатационные издержки.

Издержки на эксплуатацию релейной защиты определяются следующим образом (формула (90)):

$$И_{экс} = \alpha_{экс} \cdot K_{сумм} \cdot \alpha_п, \quad (90)$$

где $\alpha_{экс}$ – норма ежегодный отчислений на эксплуатацию, $a_{экс} = 0,037$;

$\alpha_п$ – поправочный коэффициент на микропроцессорные устройства РЗ и А, $\alpha_п = 0,9$;

$K_{РЗ}$ – суммарные капитальные вложения в устройства РЗ.

Следовательно, издержки на эксплуатацию релейной защиты:

$И_{экс} = 0,037 \cdot 11871760,81 \cdot 0,9 = 395329,6$ руб.

5.4 Расчет амортизационных издержек

Амортизация – это постепенное перенесение стоимости основных фондов на производимые с их помощью продукт или работу.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции.

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

Далее необходимо определить издержки на амортизацию из отношения капиталовложений к сроку службы данного оборудования по формуле (91):

$$И_{ам} = \alpha_{ам} \cdot К_{сумм}, \qquad (91)$$

где $\alpha_{ам}$ – ежегодные нормы отчислений на амортизацию.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию вычисляются из формулы (92):

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}}, \qquad (92)$$

где $T_{сл}$ – срок службы релейной защиты, $T_{сл} = 20$ *лет*.

Для микропроцессорных устройств РЗ принимаем $T_{сл} = 20$ лет.

По формуле (92) считаем:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{20} = 0{,}05 \ \ о.е.$$

Следовательно, издержки на амортизацию равны:

$И_{ам} = 0{,}05 \cdot 11871760 = 593588{,}04$ руб.

5.5 Возмещение затрат на электроэнергию

Определение возмещения затрат на электроэнергию $И_W$, потребляемую устройствами РЗ производится исходя из формулы (93):

$$И_W = W \cdot T_Э, \qquad (93)$$

где W – электроэнергия, потребляемая устройствами РЗ за год, кВт·ч;

$T_Э$ – тарифная цена электроэнергии для 220 кВ, $T_Э = 1.68$ руб./(кВт·ч).

Данные значения взяты из «№ 128-пр/э от 25.12.2009. Об утверждении единых тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям, расположенным на территории Амурской области на 2018 год.

По формуле (94) вычисляем электроэнергию, потребляемую устройствами РЗ за год:

$$W = P_{потр} \cdot T_{год}, \tag{94}$$

где $P_{потр}$ – активная мощность потребляемая устройствами РЗ, $P_{потр} = 4 \times 10^{-2}$ кВт;

$T_{год}$ – период одного года, *ч.*

Для электромеханических устройств РЗ:

$W = 4 \cdot 10^{-2} \cdot 8760 = 350$ кВт;

Получаем следующее возмещение затрат на электроэнергию:

$И_W = 350 \cdot 1.68 = 588$ руб.

5.6 Прочие расходы

Отсутствие потребности в топливе для ГЭС определяет низкую себестоимость электроэнергии, вырабатываемой на ГЭС.

Себестоимость электроэнергии зависит от:

– амортизационных отчислений;

– отчислений на эксплуатацию;

– издержек на собственные нужды и потери в трансформаторах;

– отчисления на заработную плату с учетом ЕСН;

– капиталовложения в станцию и прочих издержек.

Значит прочие расходы определяются с учетом рассчитанных выше издержек (формула (95)):

$$И_{пр} = 0,3 \cdot (И_{экс} + И_{ам} + И_W) + 0,03 \cdot К_{сумм}, \quad (95)$$

$$И_{пр} = 0,3 \times (395329 + 593588 + 588) + 0,03 \times 11871760 = 653004 \ руб.$$

суммарные издержки определяются по формуле (96):

$$\Sigma И = И_{экс} + И_{ам} + И_W + И_{пр}, \quad (96)$$

$$\Sigma И = 395329 + 593588 + 588 + 653004 = 164259 \ руб.$$

Результаты расчёта для микропроцессорных РЗ сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Издержки для устройств релейной защиты

Издержки, тыс.руб.	Микропроцессорные РЗиА
$И_{экс}$	395329
$И_{ам}$	593588
$И_w$	588
$И_{пр}$	653004
$\sum И$	1642509

5.7 Чистый дисконтированный доход

Чистый дисконтированный доход – это сумма всех дисконтируемых на какой-либо момент поступлений и выплат, которые возникают в результате реализации инвестиционного объекта.

Чистый дисконтированный доход – это интегральный или динамический критерий оценки экономической эффективности инвестиций, который оперирует с показателями работы проектируемых объектов по годам расчетного периода с учетом фактора времени.

Расчет чистого дисконтированного дохода заключается в дисконтировании чистого потока платежей $Э_t$, определенного как разность между притоками и оттоками денежных средств, т.е. без учета источников финансирования (формула (97)):

$$Э_t = О_{pt} - И_{экст} - И_{прт} - И_{Wt} - Н_t - К_{РЗt}, \quad (97)$$

где $Н_t$ – налог на прибыль.

Далее необходимо преобразовать формулу (97) в формулу (98):

$$Н_t = (О_{pt} - И_{экст} - И_{амт} - И_{Wt} - И_{прт}) \cdot 0,24, \quad (98)$$

$$Н_t = (582100 - 395,3 - 593,5 - 0,588 - 653) \cdot 0,24 \cdot 10^3 = 140098173 \text{ руб.}$$

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – это чистый дисконтированный доход (ЧДД) или чистая текущая стоимость, которая определяется по формуле (99):

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_P} \left[Э_t \cdot \left(\frac{1}{1+E} \right)^t \right], \quad (99)$$

где T_P – расчетный период, $T_P = 20$ *лет*;

E – норматив дисконтирования, $E = 0,0825$ *о.е.*

Далее необходимо рассчитать *ЧДД* для нулевого года при $t=0$ по формуле (100):

$$ЧДД_t = (О_{pt} - И_{экст} - И_{прт} - И_{Wt} - Н_t - К_{РЗt}) \cdot \left(\frac{1}{1+E} \right)^t, \quad (100)$$

При $t=0$ получаем:

$И_{экс0} = 0$ тыс. руб;

$И_{ам0} = 0$ тыс. руб;

$О_{р0} = 0$ тыс. руб;

$Н_0 = (0 - 0 - 0 - 0,588 - 653) \times 0,24 \times 10^3 = -156861$ тыс. руб;

$$ЧДД_0 = (0 - 0 - 653 - 0{,}588 - (-156.8) - 2653) \cdot \left(\frac{1}{1+0{,}0825}\right)^0 \cdot 10^3 = 3149788 \text{ руб.}$$

Чтобы построить жизненный цикл проекта, нужно посчитать чистый дисконтированный доход с нарастающим итогом. Данные сведены в таблицу 13.

Таблицу 13 – Чистый дисконтированный доход с нарастающим итогом

год	$ЧДД_\Sigma$	год	$ЧДД_\Sigma$	год	$ЧДД_\Sigma$
0	-2216	7	1888200	14	2973400
1	336100	8	2082400	15	3084900
2	648600	9	2261800	16	3187900
3	937300	10	2427500	17	3283060
4	1204000	11	2580600	18	3370970
5	1450400	12	2722000	19	3452180
6	1678000	13	2852700	20	3527200

Для определения эффективности инвестиционного проекта строится график жизненного цикла (рисунок 14).

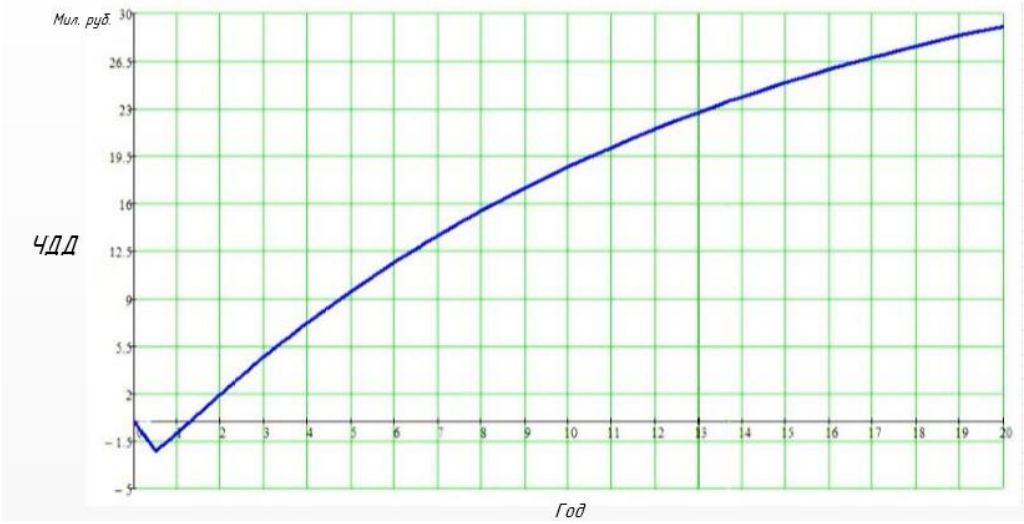

Рисунок 14 – Жизненный цикл проекта для микропроцессорных устройств РЗ

Из графика видно, что срок окупаемости устройств релейной защиты составляет примерно 1,5 года. Следовательно, реализация проекта успешна.

6 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной выпускной квалификационной объектом является подстанция Амурская 500 кВ. Далее рассмотрим такие разделы как:

– безопасность, включающую в себя защиту человека от повреждений электрическим током, защиту оборудования от повреждений, требования к персоналу при работе с электроустановками и т.д;

– экологичность. В этом разделе рассматривается воздействие объектов на окружающую среду и на человека;

– чрезвычайные ситуации, возникновение которых может угрожать жизни и здоровью человека, а так же нарушение целостности электрооборудования.

6.1. Безопасность

Электрическая подстанция — электроустановка, предназначенная для приёма, преобразования и распределения электрической энергии, в состав которой входят трансформаторы или другие преобразователи электрической энергии, вспомогательные и распределительные устройства, устройства управления автоматикой, а так же релейная защита.

Распределительное устройство (РУ) - электроустановка, служащая для приема и распределения электроэнергии и содержащая коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства (компрессорные, аккумуляторные и др.), а также устройства защиты, автоматики, телемеханики, связи и измерений.

На ОРУ 220 кВ электрооборудование, изоляторы, ограждения, токоведущие части, крепления, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния должны устанавливаться таким образом, чтобы:

1) Вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, а так же нагрев и электрическая дуга не приводили к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыкания на землю, а также не причиняли вред обслуживающему персоналу;

2) При нарушении нормальных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ. Это осуществляется путём снятия напряжения с электроустановки:

– отключение выключателей со всех сторон электроустановки;

– расхождение подвижных контактов разъединителя (создание видимого разрыва);

– заземление электроустановки;

– устранение повреждения;

3) Была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования. Для этого на территории ОРУ предусмотрена проезжая часть. Для транспортировки силового оборудования (трансформатор, автотрансформатор, реактор) на территорию ОРУ существуют специальные подъезды со стороны установки оборудования;

4) При снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонтам без нарушения нормальной работы соседних цепей. С обеих сторон цепи необходимо иметь видимый разрыв, а аппараты и токоведущие части заземлить;

5) Безопасность обслуживающего персонала и посторонних лиц должна обеспечиваться выполнением мер защиты, а также следующих мероприятий:

– соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей или путем закрытия, ограждения токоведущих частей;

– применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;

– применение предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;

– применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений;

– использование средств защиты и приспособлений, в том числе для защиты от воздействия электрического и магнитного полей в электроустановках, в которых их напряженность превышает допустимые нормы;

6) Независимо от минимальной температуры должен быть предусмотрен подогрев механизмов приводов масляных и воздушных выключателей, блоков клапанов воздушных выключателей, их агрегатных шкафов, а также других шкафов, в которых применяются аппаратура или зажимы внутренней установки.

При расположении ОРУ и подстанций в таких местах, где воздух может содержать вещества, которые ухудшают работу изоляции или разрушают оборудование и шины, должны быть приняты меры, обеспечивающие надежную работу установки:

– применена усиленная изоляция;

– применены шины из материала, стойкого к воздействию окружающей среды, или покраска их защитным покрытием;

– ОРУ и подстанции расположены со стороны господствующего направления ветра;

– ОРУ и подстанции выполнены по наиболее простым схемам;

– распределительные устройства и подстанции должны быть оборудованы электрическим освещением. Осветительная арматура устанавливается таким образом, чтобы было обеспечение безопасности обслуживания.

Во всех цепях ОРУ должна предусматриваться установка разъединяющих устройств с видимым разрывом, которые обеспечивают возможность отсоединения всех аппаратов каждой цепи со всех сторон, откуда может быть подано напряжение.

Строительные конструкции, находящиеся вблизи токоведущих частей и доступные для прикосновения персонала, не должны нагреваться от воздействия электрического тока до температуры 50 °С и выше; недоступные для прикосновения — до 70 °С и выше.

Во всех цепях ОРУ предусмотрена установка разъединяющих устройств с видимым разрывом, которые обеспечивают возможность отсоединения всех аппаратов каждой цепи от сборных шин и других источников напряжения. Разъединители устанавливаются с обоих сторон электрических цепей или аппаратов.

Расположение указателей уровня и температуры масла маслонаполненных трансформаторов и аппаратов и других указателей, характеризующих состояние оборудования, должно быть такое, чтобы были обеспечены удобные и безопасные условия для доступа к ним и наблюдения за ними без снятия напряжения.

Распределительные устройства и ПС должны быть оборудованы электрическим освещением. Осветительная арматура должна быть установлена таким образом, чтобы было обеспечено ее безопасное обслуживание.

На распределительных устройствах и ПС должна быть установлена телефонная и другая связь в соответствии с принятой системой обслуживания.

В ОРУ 110 кВ и выше должен быть предусмотрен проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений. Габарит проезда составляет как минимум 4 м по ширине и высоте. Это необходимо для обеспечения безопасности при проезде ремонтных механизмов.

Территория ПС должна быть ограждена внешним забором в соответствии с требованиями норм технологического проектирования ПС.

Расстояния от оборудования ОРУ до зданий ЗРУ и других технологических зданий и сооружений, до КБ, СТК, СК определяются только технологическими требованиями и не должны увеличиваться по пожарным условиям.

6.2 Экологичность

Расчёт шума, создаваемого автотрансформатором.

На территории подстанции Амурская на ОРУ установлены 2 вида автотрансформаторов.

Необходимо определить минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по

шуму, при условии того, что известны тип автотрансформаторов и характеристика прилегающей к подстанции территории.

Исходные данные приведены в таблице 11.

Таблица 14 – Исходные данные

Количество автотрансформаторов	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ
2	Принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла	167	500/220/10

Рассмотрим решение по пунктам:

1. По СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Территории, непосредственно прилегающие к площадкам отдыха на территории больниц и санаториев» необходимо определить допустимый уровень шума, который зависит от типа территории прилегающей к подстанции. Для более точного расчета необходимо принять наиболее жесткие требования, которые устанавливают время суток с 23.00 часов и до 07.00 часов.

Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к жилым домам, зданиям поликлиник, зданиям амбулаторий, диспансеров, домов отдыха, пансионатов, домовинтернатов для престарелых и инвалидов, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек равен 45 дБА.

2. Затем необходимо определить шумовые характеристики источника шума согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном государственном стандарте приведены корректированные уровни звуковой мощности трансформаторов и автотрансформаторов, зависимые от класса напряжения, типовой мощности и вида системы охлаждения. Корректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики автотрансформатора.

Для автотрансформатора с номинальной мощностью $S_{ном}$ = *167* МВА и номинальным напряжением $U_{ном}$ = *500* кВ с принудительной циркуляцией воздуха и масла с ненаправленным потоком уровень звуковой мощности составляет:

L_{WA} = *112* дБА.

3. Далее необходимо определить минимальное расстояние от подстанции до границы жилой застройки.

При условии того, что источник шума имеет показатель направленности равный 1, необходимо принять, что в любой точке полусферы радиусом R уровень шума, создаваемый данным источником, будет равным L_A.Данное условие представлено на рисунке 14.

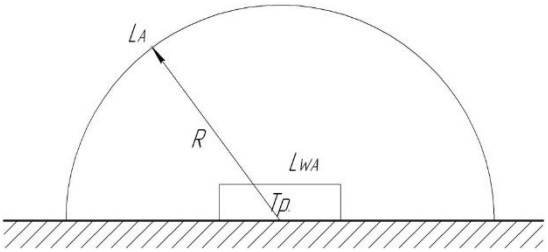

Рисунок 15 – Излучение шума автотрансформатором.

В соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение, представленное в формуле (101):

$$L_{WA} = L_A + 10lg\frac{S}{S_0}, \qquad (101)$$

где S - площадь поверхности полусферы, м^2;

$S_0 = 1$ м^2.

Оценивая формулу (89), можно сказать, что при оценке шума, создаваемого автотрансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора (R > 30 м) можно определить по формуле (102):

$$L_A(R) = L_{WA} - 10lg\frac{S}{S_0}, \qquad (102)$$

где $S = \pi R^2$.

На подстанции имеются два АТ и расположение относительно рассматриваемой территории приведено на рисунке 15. Расстояния R_1 и R_2 неизвестны, l - известно из проекта.

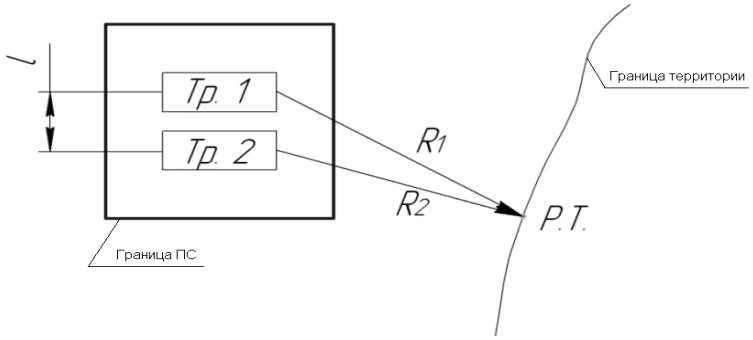

Рисунок 16 – Схема расположения подстанции относительно жилой застройки.

Для определения минимального расстояния от источников шума до границы жилой застройки необходимо учитывать следующие допущения:

1) учитывая, что расстояние между автотрансформаторами l невелико и $R_1 >> l, R_2 >> l$, то два и более источника шума необходимо заменить на один. Для определения корректированного уровня звуковой мощности необходимо воспользоваться формулой (103):

$$L_{WAS} = 10lg\sum_{i=1}^{N} 10^{0,1L_{WAi}}, \qquad (103)$$

где N - количество источников шума;

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

Вычислив формулу (103), значение уровня звуковой мощности эквивалентного источника равно:

$$L_{WAS} = 10lg\sum_{i=1}^{2}10^{0,1g105} = 115,1,\ дБА.$$

2) Уровень звука на границе жилой застройки равен допустимому уровню звука. Это условие представлено в формуле (104):

$$L_A(R) = ДУ_{L_A}, \qquad (104)$$

Оценивая все вышеуказанные условия, можно сказать что $R = R_{min}$.

Учитывая все принятые допущения, выражение (104) можно представить в следующем виде (формула 105):

$$ДУ_{L_A} = L_{WAS} - 10lg\frac{2pR_{min}}{S_0}, \qquad (105)$$

Преобразовав формулу (105) к выражению R_{min}, получаем минимальное расстояние от источников шума на подстанции до границы прилегающей территории, представленное в формуле (106):

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1\left(L_{WAS} - ДУ_{L_A}\right)}}{2p}}, \qquad (106)$$

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(108.01-35)}}{2p}} = 1264 \text{ м.}$$

Расстояние $R \geq R_{min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей территории к подстанции. В этом случае реализуется принцип «защита расстоянием», а санитарно-защитная зона по шуму определяется формулой (107):

$$R_{min} = L_{сзз}, \quad (107)$$

6.3 Чрезвычайная ситуация

В качестве чрезвычайной ситуации представлен пожар на подстанции. Так же рассмотрены основные противопожарные мероприятия.

Пожарная опасность электроустановок напрямую связана с применением горючих изоляционных материалов таких, как резины, лаки, масла.

Причинами воспламенения могут быть:

– электрические искры;

– дуги;

– короткие замыкания;

– перегрузка проводов;

– неисправности электрических машин и аппаратов.

В систему противопожарной защиты входит комплекс организационных и технических средств, которые направлены на предотвращение воздействия опасных факторов пожара на людей, а так же ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита обеспечивается:

– максимально возможным применением трудногорючих или негорючих веществ и материалов;

– ограничением количества горючих веществ на подстанции;

– изоляцией горючей среды;

– применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;

– предотвращением распространения пожара за пределы очага;

– применением средств пожаротушения;

– системами противодымной защиты;

– применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;

– эвакуацией людей;

– организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

а) устройством противопожарных преград;

б) установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;

в) устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;

г) применением средств, которые предотвращают разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;

д) применением огнепреграждающих устройств;

е) применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Особое значение в обеспечении пожарной безопасности имеет противопожарные преграды и разрывы.

Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся:

а) противопожарные стены;

б) перекрытия;

в) двери.

Далее рассмотрим порядок тушения пожара на энергообъекте:

1) при замечании возгорания необходимо немедленно сообщить в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, далее старший по смене должен принять правильное решение для предотвращения пожара;

2) старшему по смене необходимо определить лично или с помощью дежурного персонала место пожара, а так же возможные пути его распространения и угрозу действующему электрооборудованию;

3) после определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической системы пожаротушения, а так же должен создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара, затем приступить к ту-

шению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, которое знает расположение подъездных путей и водоисточников;

4) до прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия – это руководитель объекта. По прибытию старшего командира пожарного подразделения на пожар руководство тушением пожара переходит на него;

5) для того чтобы отключать присоединения, на которых горит оборудование, дежурный персонал не должен получать разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но должен уведомить его о произведенном отключении.

6) пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара только после инструктажа, который провел старший из технического персонала, и после получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением.

При пожаре необходимо усилить охрану территории и не допускать но месту пожара посторонних лиц.

Первичные средства пожаротушения, а так же пожарный инвентарь и щиты для их хранения должны находиться на видных местах и иметь свободный доступ, но при этом должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Для пожаротушения автотрансформаторов 167 МВ·А на подстанции предусмотрена автоматическая система пожаротушения распыленной водой, которая включает в себя насосную станцию пожаротушения с насосами, камеру

переключения задвижек и сухотрубопроводов, трубную обвязку автотрансформаторов с оросителями и пожарные резервуары.

Насосная станция пожаротушения и а ппаратная маслохозяйства должны оборудоваться пожарными кранами для внутреннего пожаротушения с расходом 5 л/с.

Наружное пожаротушение должно осуществляться передвижными устройствами от пожарных гидрантов с расходом 10 л/с.

Для ограничения пожара в случае загорания масла под автотрансформатором необходимо создание специальной маслоприемной ямы, покрытой решеткой, поверх которой насыпают гравий. При пожаре автотрансформатора масло из бака через нижний спускной кран должно сливаться через гравий в маслоприемную яму.

При срабатывании датчика пожарной сигнализации в помещении и защит автотрансформатора, которые реагируют на внутренние повреждения, необходим пуск средств пожаротушения.

Автоматический пуск дублируется дистанционным пуском со щита управления и ручным пуском у места установки в безопасном от пожара месте.

Автотрансформаторы и другие электроустановки, которые расположены рядом с источником возгорания, необходимо защищать от действия высокой температуры.

Для уменьшения площади пожара горячее масло нельзя тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслонаполненной аппаратуры такие же, как и методы тушения автотрансформаторов. Эти методы заключаются в том, что необходимо отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных защит, которые являются наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях необходимо:

– снять с них напряжение;

– приступить к тушению;

– допустить перехода огня на соседние панели.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения запрещается касаться к кабелей, проводов и аппаратуры.

Для обеспечения взрывобезопасности в помещении необходима принудительная вентиляция с резервом оборудования и установка электродвигателей вентиляторов и светильников во взрывобезопасном исполнении.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был предложен проект реконструкции релейной защиты шин и автотрансформатора на стороне среднего напряжения 220 кВ на подстанции Амурская в Амурской области.

В ходе работы с ВКР были решены следующие задачи:

1 оценка и вычисление токов коротких замыканий;

2 выбор и проверка измерительных приборов;

3 расчёт уставок и выбор шкафов релейной защиты;

4 проверка выгодности и целесообразности проекта;

5 оценка проекта с точки зрения безопасности эксплуатации и влияния на экологию.

В результате выполнения ВКР была реконструирована релейная защита шин на ОРУ 220 кВ, а так же релейная защита автотрансформатора подстанции Амурская. Этот проект способствует улучшению качества электроэнергии, а так же может обеспечить бесперебойность работы энергосистемы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Москва: РАО «ЕЭС России», 2008, - 131 с.

2 РД-153.-34.0-03.301-00. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2010.-116 с.

3 Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС»: «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» (Дата введения - 2007-12-20).

4 Крючков И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие / И.П. Крючков, В.Н. Неклепаев [и др.]; под ред. И.П. Крючкова. – 2-е изд. – М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 416 с.

5 Правила устройства электроустановок/ Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2003.

6 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110 - 750 кВ. – М.: Энергия, 2011. – 152 с.

7 Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / ред. В.Г. Герасимова [и др.]. – 8-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2013. – 964 с.

8 Шкаф защиты линии и автоматики управления линейным выключателем типов ШЭ2607 011021, ШЭ2607 041. Руководство по эксплуатации ЭКРА.656453.022 РЭ. – М.: ЭКРА, 2010. – 155 с.

9 Шкаф защиты линии и автоматики управления линейным выключателем типов ШЭ2607 011021, ШЭ2607 065. Руководство по эксплуатации ЭКРА.656453.022 РЭ. – М.: ЭКРА, 2010. – 155 с.

10 Ротачева, А.Г. Проектирование устройств релейной защиты. Методические указания для самостоятельной работы студентов / сост.: Ротачева А17

Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110 - 750 кВ. – М.: Энергия, 2011. – 152 с.

11 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.

12 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: http://www.uetm.ru/products/146/ (дата обращения: 20.04.2018).

13 Правила устройства электроустановок/ Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2003.

14 СТО 56947007- 29.240.35.184-2014.СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС» Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. СТО 56947007-29.240.35.184-2014. –78 с.

15 ГОСТ 21130-75 «Изделия электротехнические. Зажимы заземляющие и знаки заземления. Конструкция и размеры»/ Межгосударственный стандарт – М.: ИПК Издательство стандартов, 1975.

16 Электротехнический справочник. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ.ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: издательство МЭИ, 2001. – 518 с

17 Лазароиу Д.Ф., Бикир Н. Шум электрических машин и трансформаторов : Пер. с рум. / Д.Ф. Лазароиу, Н. Бикир. – М.: Энергия, 1973. – 271 с.

18 Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: руководство к решению задач и курсовому проектированию / Сост.: А.Н. Козлов, В.А. Козлов. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2019. – 158с.

19 Дьяков, А. Ф. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем / А. Ф. Дьяков. – М. : Энергоатомиздат, 2010. - 592 с.

20 Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-33.060.40.134-2012 «Типовые технические решения по системам ВЧ связи».

21 Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / ред. И.А. Баумштейн, М.В. Хомякова. – М.: «Энергия», 2010. – 568 с.

22 РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. – Москва: РАО «ЕЭС России», 2009 – 354 с.