

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой


Н.В. Савина

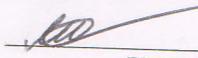
«14» 06 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование устройств релейной защиты и автоматики на вновь вводимой воздушной линии 220 кВ ПС Даурия – ПП Магистральный

Исполнитель

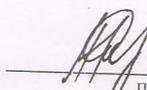
студент группы 942-об4


06.06.2023
подпись, дата

И.С. Лобов

Руководитель

доцент


подпись, дата

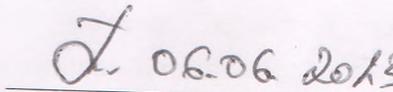
А.Г. Ротачева

Консультант по

безопасности и

экологичности

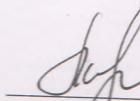
доцент, канд. техн. наук


06.06.2023
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

старший преподаватель


06.06.2023
подпись, дата

Л.А. Мясоедова

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой


Н.В. Савина

« 19 » 04 2023 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Лобова Ивана
Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование устройств релейной
защиты и автоматики на вновь вводимой воздушной линии ПС Даурия - ПП
Магистральный

(утверждено приказом от 03.04.23 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 7.06.23

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: СИПР 2025-2028,
эквиваленты сети с места практики филиал «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское
управление энергосистемы Амурской области»

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

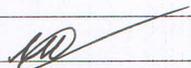
Характеристика района , параметры схемы , токи коротких замыканий, релейная защита и
автоматика

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем,
программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Карта-схема сети,
логические функциональные схемы.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к
ним разделов) Безопасность и экологичность А.Б.Булгаков

7. Дата выдачи задания 19.04.23

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева Алла Георгиевна доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 19.04.23


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа содержит 101 с., 12 рисунков, 21 таблица, 30 источников,

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РАСЧЕТНАЯ СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ, ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИИ, ДИСТАНЦИОННАЯ ЗАЩИТА,, ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА,

Актуальность выбранной темы ВКР заключается в том ,что сложившаяся тенденция развития рынка электроэнергии, обусловленная в первую очередь, развитием нефтегазовой отрасли в амурской области и инфраструктуры железной дороги, требует того-же и от сетей передачи и распределения этой самой энергии.

Целью данной работы стало проектирование устройств РЗА вновь вводимой ВЛ 220кВ ПС Даурия- ПП Магистральный. Выбор коммутационного оборудование, изучение требований к устройствам РЗА на данный класс напряжения,

Результатом работы стал расчет и выбор соответствующих электрических аппаратов и релейных защит на базе микропроцессорных терминалов. Учтены требования к экологичности и безопасности энергообъекта.

СОДЕРЖАНИЕ

ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	6
ВВЕДЕНИЕ	7
1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ И ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ	9
1.1 Территориальная характеристика района проектирования	9
1.2 Характеристика климатических условий в районе расположения проектируемого объекта.	10
2 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ И ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	13
2.1 Возможности программного комплекса АРМ СРЗА	14
2.2 Расчет параметров схемы замещения	15
2.3 Расчет токов короткого замыкания	18
3 ВЫБОР И ПРОВЕРКА КОМУТАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ.	19
3.1 Выбор и проверка выключателей	19
3.2 Выбор выключателей.	19
3.3 Производим выбор и последующую проверку разъединителей	23
3.4 Производим выбор и последующую проверку трансформаторов тока	25
3.5 Производим выбор и последующую проверку трансформаторов напряжения	29
4 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА	32
4.1 Расчет ДЗЛ	34
4.1.1 Выбор начального тока срабатывания дифференциальной защиты.	37
4.1.2 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	41
4.2 Расчет комплекта ступенчатых защит	44
4.2.1 Дистанционная защита линии	44
4.2.2 Расчет ДЗ	44
4.2.3 Расчет уставок ТО	49
4.2.4 Токовая направленная защита нулевой последовательности.	51
4.2.5 Расчет МТЗ	55
4.3.1 Автоматическое повторное включение (АПВ)	56

4.3.2	Однократное трехфазное АПВ линий	56
4.3.3	Описание однофазного АПВ	59
4.3.4	Защита от не переключения фаз выключателей (ЗНФ).	60
4.3.5	Токовая защита от перегрузки (ТЗП)	61
4.3.6	УРОВ	63
4.3.6.1	Описание УРОВ	63
4.3.6.2	Расчет уставок УРОВ	64
5.	ВЫБРАННЫЕ К УСТАНОВКЕ ЗАЩИТЫ	65
6	ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ	66
6.1	Капиталовложения на реализацию проекта	66
6.2	Расчет эксплуатационных издержек	67
6.3	Приблизительный расчет издержек на амортизацию	68
6.4	Возмещение затрат на электроэнергию	68
6.5	Прочие расходы	69
6.6	Расчет ущерба	69
6.7	Чистый дисконтированный доход	72
7	БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ	77
7.1	Безопасность	77
7.2	Экологичность	82
7.3	Чрезвычайные ситуации	88
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	97
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	98

ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей бакалаврской работе применяются следующие сокращения:

ВЛ – воздушная линия электропередачи;

ДЗЛ – дифференциальная защита линии;

ДТО – дифференциальная токовая отсечка;

ИО – измерительный орган (реагирует на несколько подведенных величин);

КЗ – короткое замыкание;

КС – канал связи;

ОВТ – отношение векторов тока;

ПО – пусковой орган (реагирует на одну подведенную величину);

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройств электроустановок;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ВВЕДЕНИЕ

Амурская область является регионом с непрерывно развивающейся энергетикой. За последние годы на территории области непрерывно увеличивался спрос на электроэнергию, появилась связь с энергосистемой республики Саха Якутия, была построена уникальная для региона Свободнинская ТЭЦ, появились и продолжают строиться новые крупные потребители

Актуальность выбранной темы ВКР заключается в том, что сложившаяся тенденция развития рынка электроэнергии, обусловленная в первую очередь, развитием нефтегазовой отрасли в амурской области и инфраструктуры железной дороги, требует того-же и от сетей передачи и распределения этой самой энергии.

В ходе данной выпускной квалификационной работы в качестве исходных данных рассматриваются объекты сети 220 кВ Тындинского и Сковородинского района (северо-запад Амурской области) и предлагаемые в СИПР ЕЭС России 2025-2028 программы развития. На территории упомянутых районов планируется строительство крупной ПС 500/220 кВ Даурия и переключательного пункта 220 кВ Магистральный, реконструкция и строительство ряда ВЛ и КВЛ названных классов напряжения. Что должно обеспечить надежные электрические связи и электроснабжение потребителей

Практическая значимость темы выпускной работы заключается в том, что имеющиеся в районе подстанции 220 кВ уже загружены и для их разгрузки и обеспечения надежных связей и предлагаются упомянутые технические решения.

Обеспечение нормального безопасного и бесперебойного функционирования электрических систем и является задачей релейной защиты и автоматики примером выбора и расчета которой служит данная выпускная квалификационная работа.

Целью данной работы стал выбор коммутационного и измерительного оборудования, выбор соответствующих защит и их расчет для вновь вводимой воздушной линии.

В графической части работы представлены электрическая схема района 220 кВ, схема связанных объектов, математическая модель и логические схемы рассматриваемых в ходе работы защит.

Для решения задач по данной теме применены различные литературно-технические источники, в том числе ПУЭ редакции №7 и руководства компании производителя выбранного оборудования, а так же компьютерные программы общего пользования: Microsoft Office: Word 2016, Visio, Excel; Mathcad 15 , AutoCAD и специализированный программный комплекс для расчета ТКЗ АРМ СРЗА.

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ И ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

В данном разделе представлены основные климатические характеристики и особенности географического положения района проектирования энергообъекта.

1.1 Территориальная характеристика района проектирования

Рассматриваемый район находится на северо-западе Амурской области, приравнен к районам крайнего севера. Граничит с республикой Саха Якутия, Забайкальским краем и 3-мя районами Амурской области (Зейский, Магдагачинский, Сковородинский) площадь района 83,3 тыс.км². [9]

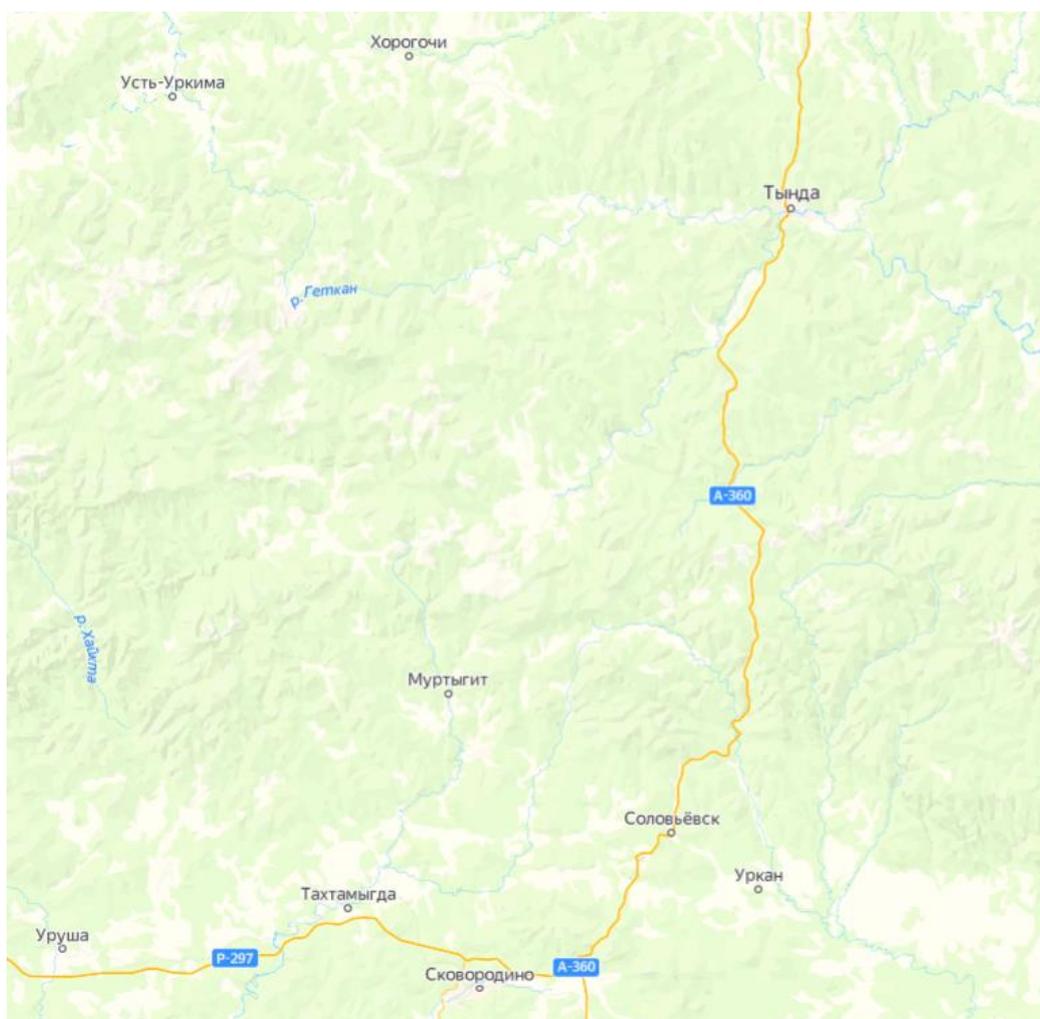


Рисунок 1 – Карта нахождения г.Тында

1.2 Характеристика климатических условий в районе расположения проектируемого объекта.

Тындинский район располагается на территории принадлежащей умеренно-климатическому поясу. «В середине лета световой день длится около - 16-16.5 час, солнце достигает высоты над горизонтом до 56 градусов, что позволяет поверхности получать много солнечного света. В декабре время светового дня сокращается до 7-8 часов, высота солнца падает до - 10-12 градусов, в следствии чего зимой наблюдается снижение температур. Большую часть года на территории Тындинского района стоит слабоветренная погода.»[9]

«Осенью и весной устанавливается циклоническая деятельность что в свою очередь приводит к появлению более сильных ветров.»[9]

Суточные колебания температур достигают амплитуды 20 градусов при ясной погоде . Годовая амплитуда находится в районе 47-51. Такой климат характеризуется как и климат всей Амурской области резкоконтинентальным, с присутствием муссонных черт. [9]

Изменение температуры воздуха по территории района имеет вид:

- при движении по территории района с юга на север наблюдается значительное понижение таковой
- в горах наблюдается высотная поясность.

«Средняя температура воздуха в январе в Тынде - 31,7. Средняя температура воздуха в июле изменяется от 17,1 до 18. Температура понижается при подъёме в порядке высотной поясности.»[9]

Максимальные температуры воздуха нередко могут достигать 36 градусов цельсия в районном центре г.Тынде. Но раз в десять лет в июле могут наблюдаться заморозки.

В температурном режиме района наблюдается преобладание отрицательных температур. Температура воздуха ниже минус 30 в среднем наблюдается 70 дней в году. Минимальная температура минус 40 наблюдается 8-10 дней в году. [9]

Даты начала безморозного периода сильно варьируют от года к году, от 21 мая до 3 июля. [9]

Обычно заморозки начинаются в конце августа - начале сентября. В отдельные годы - в начале августа. [9]

Так в 1984г. первый заморозок в воздухе отмечен 10 августа.

Средняя продолжительность безморозного периода по территории района может значительно отличаться. [9]

Вегетационный период в северной части района - с температурами воздуха превышающими 10 градусов длится 96 дней, на юге - 104 дня. Продолжительность периода без заморозков достигает 70 дней (метеостанция Тында). [9]

Характеристика осадочных погодных явлений

Наибольшее число дней с наблюдением осадков приходится на лето. Летние осадки часто могут сопровождаться грозами. [9]

«Снежный покров лежит около 210 дней в городе Тында. Первые снегопады обычно начинаются в начале сентября иногда снега может не быть до октября. Устойчивый снежный покров формируется в течении нескольких недель. С момента формирования снежного покрова его высота постепенно растёт. Наибольший темп роста наблюдается во второй половине октября - начале ноября. В последующем высота снежного покрова остается почти неизменной. Это объясняется заметно меньшим числом осадков в последующие месяцы, уплотнением снега и испарением его части с поверхности.» [9]

Уменьшение снежного покрова начинается со второй половины марта и уже к концу месяца прогрессирует его разрушение. [9]

Наблюдались случаи выпадения снега еще в мае, но лежит он недолго, не более нескольких дней, а иногда и часов. В данном районе достаточно хорошо выражены все времена года. [9]

Зима — это период с устойчивыми круглосуточными отрицательными температурами воздуха. Зима в разных частях района начинается по-разному. [9]

Таблица 1 – Принимаемые во внимание для выбора оборудования климатические характеристики района.

Климатические характеристики	Расчетная величина
1	2
Минимальная температура воздуха, °С	-56
Средняя температура воздуха за год в градусах, °С	6,8
Наибольшая наблюдаемая температура воздуха, °С	+36
Среднегодовая скорость ветра, м/сек	2
Район по ветру	I
Основные направления ветров	Западный
Количество дней с ветром более 10 м/сек, %	<30
Число грозных часов в год	17-25
Район характеризующий пляску проводов	Умеренный
Среднегодовая относительная влажность воздуха, %	74
Район условий по гололеду	IV
Температура гололедообразования, °С	-10

2 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ И ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данном разделе был произведен сбор данных по выбранному энергорайону, найденный в справочной литературе и на месте прохождения практики данные сети. Была составлена однолинейная схема замещения района, эквивалентированны в связи с другими энергорайонами. Были рассчитаны и занесены в программный комплекс АРМ СРЗА параметры схемы замещения района, с учетом шунтирующих реакторов на ПС Сковородино и ПС Тынды. [9]

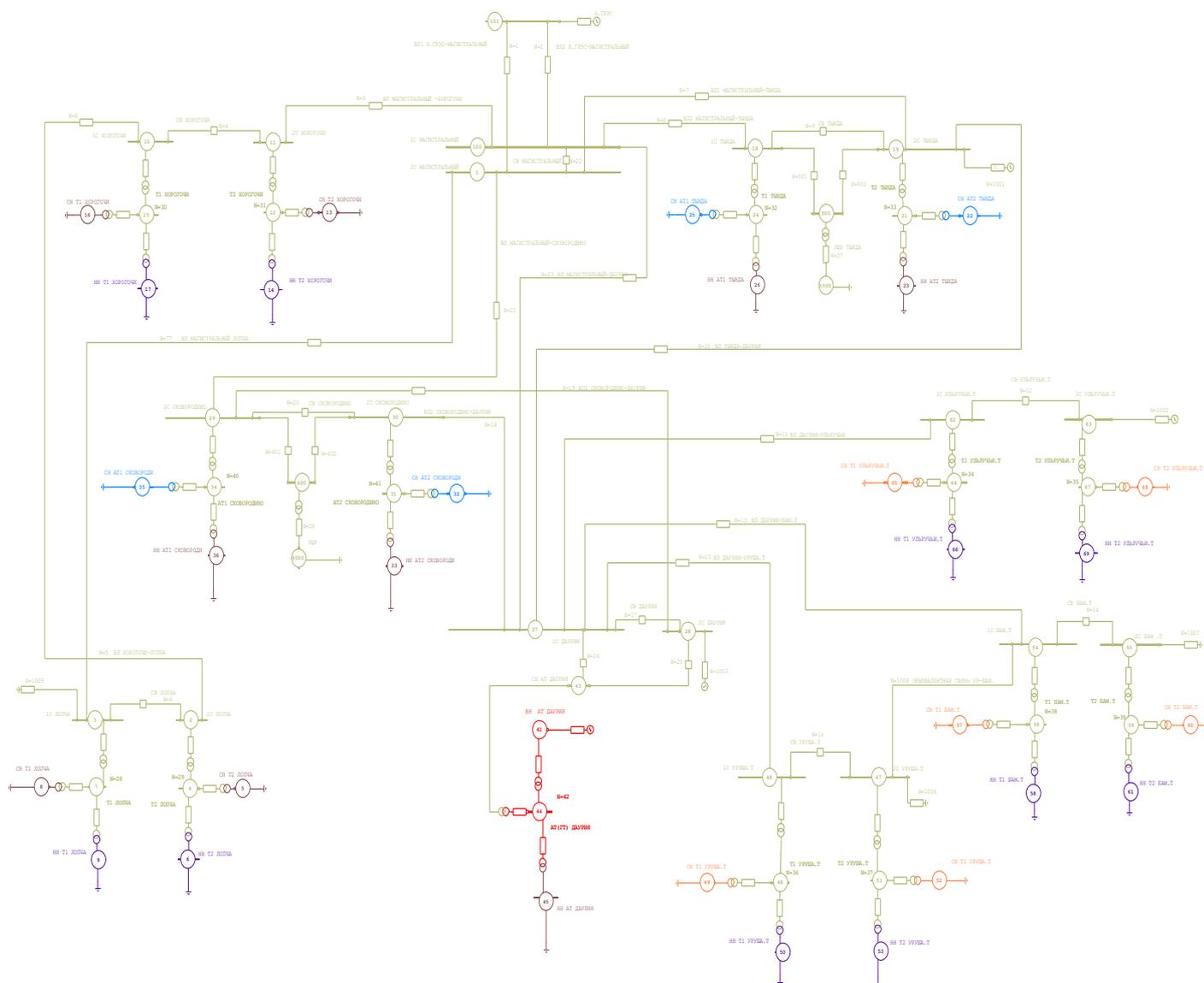


Рисунок 2 – графическое изображение мат. Модели программного комплекса АРМ СРЗА

2.1 Возможности программного комплекса АРМ СРЗА

Используемый в ходе выпускной квалификационной работы программный комплекс разработан для построения мат. модели не имея ограничений по числу связей и узлов, как в виде графики так и таблицами. Преобразовывать изображение графической части модели созданной сети в форматы CorelDRAW и AutoCAD. Производить операции экспорт/импорт электрической части созданной мат. модели сети (ветви и их параметры) в читаемый для программы Excel формат. [1]

В неограниченном объеме осуществлять расчет различных электрических величин при имитации повреждений любого уровня сложности, с учетом групп взаимоиндуцирующих ветвей, а так же активной составляющей включаемых в модель сопротивлений, разницу величин сопротивлений прямой и обратной последовательности с учетом фактических групп соединения обмоток трансформаторов для трехфазной симметричной сети любого класс напряжения. Позволяет представить рассчитанные данные в форматах программ Word и Excel. [1]

Осуществлять расчет уставок для микропроцессорных защит, ступенчатых токовых защит от замыканий на землю, а так же дистанционных защит следующих типов ЭПЗ- 1636, ДЗ-503, ПЗ-5, ПДЭ-2001, ШДЭ-2801, БРЭ-2801, токовых защит от междуфазных К.З., микропроцессорных дистанционных защит НПП «ЭКРА», SIEMENS, ALSTOM. Получать выходные документы в формате пакета Word, производить экспорт релейного фонда в формат программы Excel. [1]

В составе ПАЗ (Программа Анализа срабатывания Защит): входят алгоритмы позволяющие проводить анализ того как могут повести себя защиты нулевой последовательности (ТЗНП) и дистанционные защиты (ДЗ) при выбранных повреждениях электрической сети. Еще одной функцией является построение графиков, годографов различных электрических величин и

характеристик работы всех доступных ступеней для группы защит с учетом перемещения точки короткого замыкания по всей длине ЛЭП. [1]

Преобразовывать различные эквиваленты сетей в новые сети. осуществлять расчет характеристик производных схем замещения (шунтов) при повреждениях любой сложности, учитывая параметры взаимной индукции ветвей нулевой последовательности. [1]

2.2 Расчет параметров схемы замещения



Рисунок 3 – карта схема электрической сети

Таблица 2 - Данные проводов линий на территории рассматриваемого района

Наименование линии	Длина,км	Марка провода
1	2	3
НГРЭС-ПП Магистральный	192	АС -300
ПП Магистральный – ПС Лопча	160,8	АС-300
ПС Лопча – ПС Хорогочи	81,7	АС-300
ПП Магистральный – ПС Харагочи	75,5	АС-300
ПП Магистральный – ПС Тында	0,4	АС-300
ПС Тында – ПС Даурия	162,4	АС-к2у-300

Продолжение таблицы2

ПП Магистральный – ПС Даурия	160	АС-к2у-300
ПП Магистральный – ПС Сковородино	155,6	АС-к2у-300
ПС Даурия – ПС Сковородино	2	АС-к2у-300
ПС Даурия – ПС Уруша т.	29,6	АС-300
ПС Даурия – ПС Бам т.	27,5	АС-300
ПС Даурия – ПС Ульручьи т.	77	АС-300

Таблица 3 - Данные трансформаторов подстанций принятых в расчетную схему

Наименование тр-ра	Марка тр-ра
1	2
ПС Тында	АТДЦТН 63000-2
ПС Бам.т	ТДТНЖ 40000-2
ПС Сковородино	АТДЦТН 63000-2
ПС Лопча	ТДТН 25000-2
ПС Хорогочи	ТДТН 25000-2
ПС Ульручьи.т	ТДТНЖ 40000-2
ПС Уруша.т	ТДТНЖ 40000-2
ПС Даурия	АОДЦТН 167000 гт-3 (1 резерв)

По данным была составлена схема замещения и произведен расчет сопротивлений элементов сети

Сопротивление прямой последовательности:

$$X = x_0 \cdot l \quad (1)$$

$$R = r_0 \cdot l \quad (2)$$

Сопротивления нулевой последовательности:

$$X0 = 3 \cdot x_0 \cdot l \quad (3)$$

$$R0 = (r_0 + 0,15) \cdot l \quad (4)$$

Результаты сведены в таблицу 4 полный расчет приведен в приложении А.

Таблица 4 – Расчитанные сопротивления

Наименование	Значение			
	X	R	X0	R0
1	2	3	4	5
НГРЭС-ПП Магистральный	82,37	18,81	247	47,6
ПП Магистральный – ПС Лопча	67,54	12,06	202,6	36,18
ПС Лопча – ПС Хорогочи	37,34	8,54	112,1	21,6
ПП Магистральный – ПС Харагочи	32,39	7,4	97,17	18,72
ПП Магистральный – ПС Тында	0,172	0,039	0,51	0,099
ПС Тында – ПС Даурия	68,2	11,86	204,6	36,2
ПП Магистральный – ПС Даурия	67,2	11,68	201,6	35,68
ПП Магистральный – ПС Сквородино	66,75	15,25	200	38,6
ПС Даурия – ПС Сквородино	0,84	0,146	2,5	0,44
ПС Даурия – ПС Уруша т.	11,6	3,49	34,8	7,9

ПС Даурия – ПС Бам т.	11,8	2,7	35,39	6,82
ПС Даурия – ПС Ульручы т.	33	7,55	99,1	19,1

2.3 Расчет токов короткого замыкания

При расчете токов короткого замыкания была создана математическая модель сети, и занесены ранее рассчитанные данные в программный комплекс предназначенный для расчета всех возможных токов короткого замыкания российского разработчика, были учтены управляемые шунтирующие реакторы на ПС Тында и ПС Сквородино. полученные в ходе расчета данные приведены в приложении А. Схема математической модели вынесены в графическую часть выпускной квалификационной работы.

Данные расчета основных токов короткого замыкания приведены в таблице 5

Таблица 5 – Токи КЗ

Наименование	3-х фазное КЗ, кА	Однофазное КЗ, кА
1	2	3
ПП Магистральный	5,81	8,55
ПС Даурия	8,64	12,15
ПС Сквородино	8,44	12,29

Подробные значения с подпиткой токов КЗ представлено в приложении Б

3 ВЫБОР И ПРОВЕРКА КОМУТАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ.

3.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатели следует выбирать исходя из параметров нормального режима, а в последствии провести проверку их отключающей способности. Последним шагом при выборе выключателей является их проверка на термическую а затем и электродинамическую устойчивость при протекании токов кз.

Следует учесть следующие параметры:

- 1.установку (наружная, внутренняя);
2. вид выключателя (предварительно);
- 3.номинальное напряжение выключателя;
- 4.номинальный ток выключателя. [6]

3.2 Выбор выключателей.

Высоковольтные выключатели при равных параметрах могут быть выбраны, элегазовые, вакуумные, воздушные. [6]

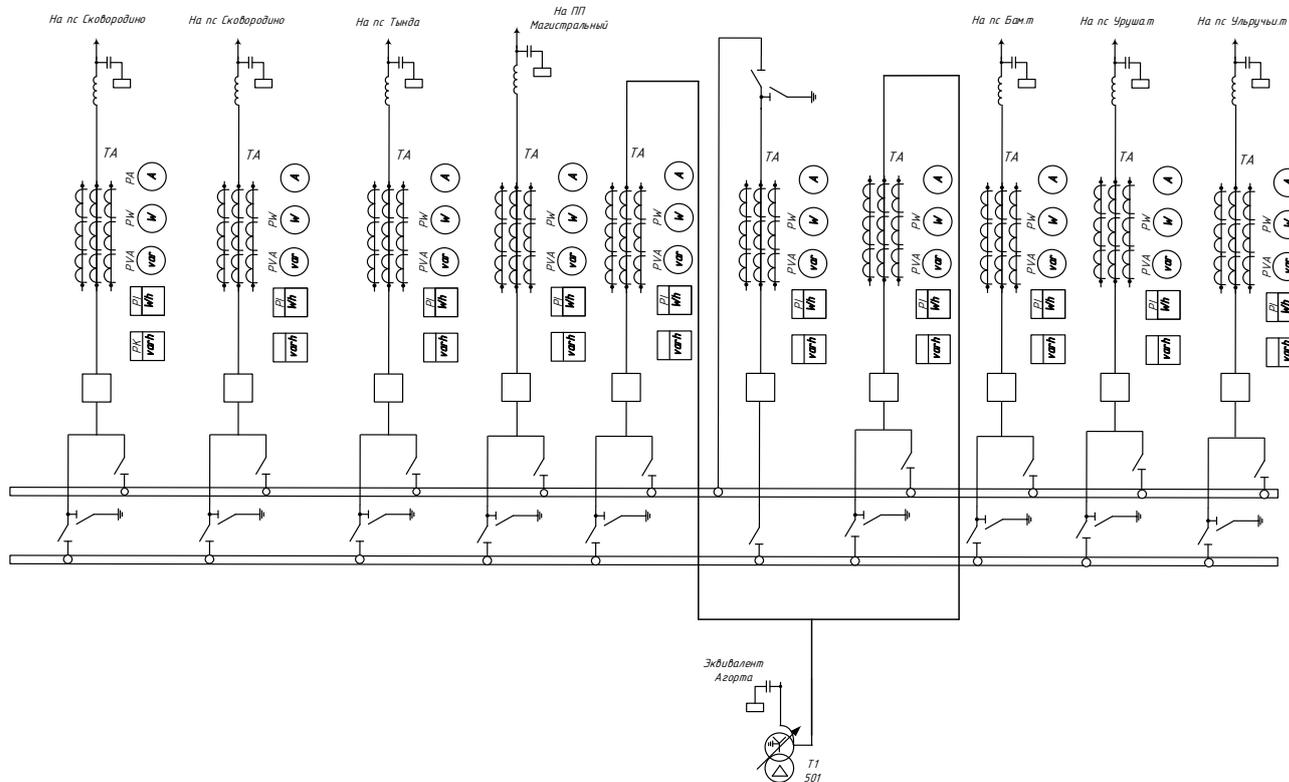


Рисунок 4 - Однолинейная схема ПС Даурия

Выбор аппарата по номинальному напряжению осуществляется исходя из условия:

$$U_{уст} \leq U_{уст\ ном}, \quad (5)$$

В данном условии $U_{уст}$ является номинальным напряжением аппарата, $U_{уст\ ном}$ номинальным напряжением установки.

При выборе аппаратов так же следует соблюдать условие по току:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ап.ном}, \quad (6)$$

где $I_{раб.мах}$ – максимальный рабочий ток присоединения.

Так же следует соблюдать условие дин.устойчивости обязательное для большинства аппаратов:

$$i_y \leq i_{мах}, \quad (7)$$

где $i_{мах}$ – Максимальное разрешенное значение амплитуды сквозного тока для выбранного аппарата.

Для установки выбираем элегазовый выключатель ВЭБ-УЭТМ-220Ухл1 на 220 кВ. Эта серия выключателей применяется для коммутации высоковольтных электрических цепей как при аварийных так и при нормальных режимах, эта серия выключателей способна нормально функционировать в циклах АПВ трехфазных сетей переменного электрического тока промышленной частоты 50 Гц и номинальным напряжением 220 кВ [6]

Проверку выключателя на термическую стойкость следует выполнять по формуле:

$$B_K = I_{кз} \cdot (t_{откл} + T_a + \Delta t), \quad (8)$$

В этом выражении $t_{откл}$ является собственным временем отключения выключателя;

T_a – характеризует постоянную затухания аperiodической составляющей ТКЗ.

где Δt – необходимая для селективного срабатывания выдержка по времени принятая для расчета $\Delta t = 0,45$ с.

$$B_K = 13,49^2 \cdot (0,055 + 0,02 + 0,45) = 39,8 \quad \text{кА}^2\text{с};$$

Далее следует проверить выбранный выключатель на способность отключать аperiodическую составляющую тока КЗ. Что невозможно без определения допустимого значения этой составляющей в токе отключаемом выключателем для времени τ

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл} \quad (9)$$

где β_n – относительное содержание такой составляющей в отключаемом токе, выбранного выключателя

$$\beta_n = 40;$$

$I_{откл}$ – отключаемый номинальный ток, выбранного ранее выключателя

$$I_{откл} = 50 \text{ кА.}$$

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{50 \cdot 40}{100} = 28,3 \text{ кА}$$

Максимальный рабочий ток определяем по выражению:

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{2} \cdot U} \quad (10)$$

$$I_{\text{макс}} = 1315 \text{ А}$$

Сравнивая каталожные данные с расчетными для выбранного выключателя ВЭБ-УЭТМ 220 кВ, для наглядности данные были сведены в таблицу 6. [6]

Таблица 6 – Сравнение каталожных и расчетных данных на ПС Даурия

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{Н}} = 252 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{рМАХ}} = 1315 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{Н}}$
$I_{\text{откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 8,7 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 50,5 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{к}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 95,54 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$
$I_{\text{пер}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 8,7 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{пер}}$

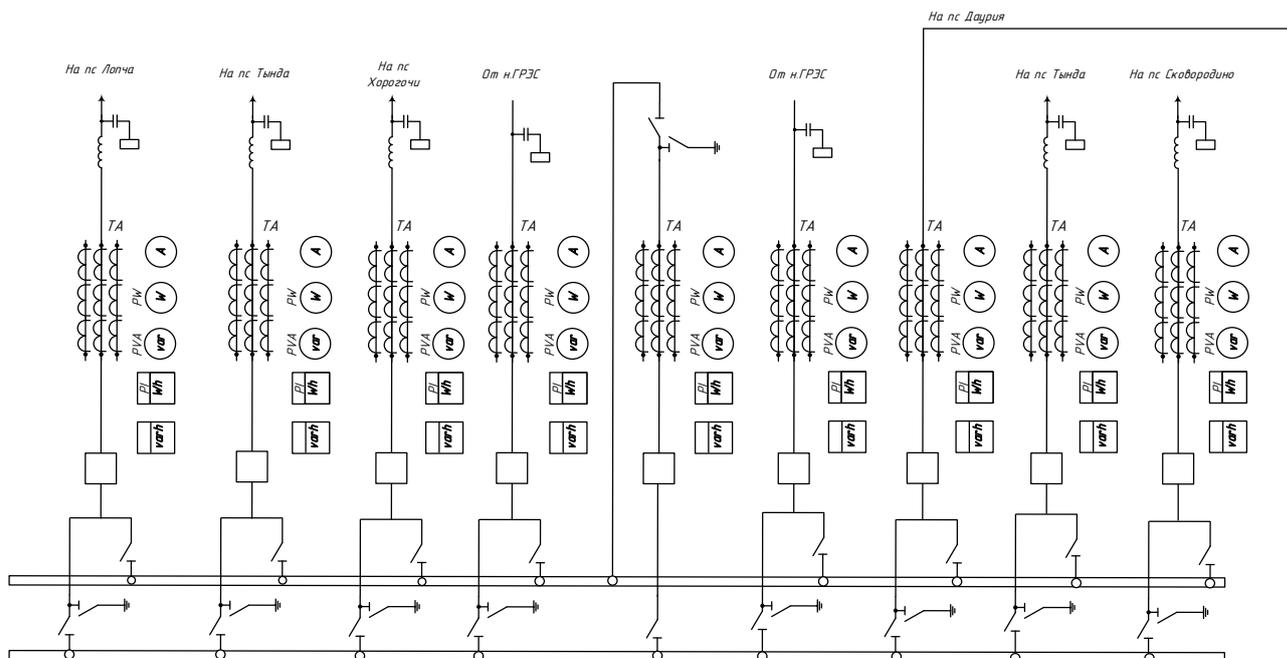


Рисунок 5 - Однолинейная схема ПП Магистральный

Сравнивая каталожные данные с расчетными для выбранного выключателя ВЭБ-УЭТМ 220 кВ, для наглядности данные были сведены в таблицу 7. [6]

Таблица 7 – Сравнение каталожных и расчетных данных на ПП Магистральный

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 252 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 1315 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} = 8,7 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 50,5 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$B_K = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 95,54 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{пер} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} = 8,7 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{пер}$

3.3 Производим выбор и последующую проверку разъединителей

Разъединители выбираются аналогично выключателям но есть существенное отличие связанное с тем что в отличие от последних первые не предназначены для проведения коммутаций под нагрузкой. Отличаеом является отсутствие проверки по отключающей способности.

На стороне 220 кВ выбираем разъединители РДЗ.1-220/1000 УХЛ1 с двумя заземляющими ножами.

Сравнивая каталожные данные с расчетными для выбранного разъединителя типа РДЗ 220 кВ, для наглядности данные были сведены в таблицу 8

Таблица 8 – Сравнение каталожных и расчетных данных выбранных ранее разъединителей для наглядности результаты сведены в таблицу.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P = 220 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_P = 1315 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 50,5 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 95,54 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 95,54 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Сравнивая каталожные данные с расчетными для выбранного на III Магистральный разъединителя типа РДЗ 220 кВ представлены в таблице, для наглядности данные были сведены в таблицу 9

Таблица 9 – Сравнение найденных каталожных и расчетных данных для разъединителей.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P = 220 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_P = 1315 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 50,5 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
Главные ножи		

$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_K = 95,54 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_K = 95,54 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Выбранный разъединитель соответствует требованиям к проектируемому объекту, следовательно, может быть установлен.

3.4 Производим выбор и последующую проверку трансформаторов тока

Для того чтобы избежать излишней погрешности ток первичной обмотки трансформатора тока должен быть максимально приближен к рабочему току установки.. [27]

При выборе трансформатора тока первым делом определяется нагрузка на его вторичной обмотке.

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (11)$$

где Z_2 –нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока;

$Z_{2\text{НОМ}}$ – называемая номинально допустимой нагрузка вторичной обмотки обеспечивающая соответствие выбранному классу точности. [27]

$$Z_{2\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_2^2}, \quad (12)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ - номинальная вторичная нагрузка ТТ

I_2 – вторичный ток ТТ, примем 5А

Вторичная нагрузка R_2 состоит из суммы сопротивлений приборов $R_{\text{ПРИБ}}$, соединительных проводов $R_{\text{ПР}}$ и переходного сопротивления контактов $R_{\text{К}}$: [27]

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (13)$$

После нахождения числа и типа определяемых приборов устанавливаем что, их минимальные сечения должны быть $2,5 \text{ мм}^2$ для меди и 4 мм^2 для алюминия. Тогда наибольшие сечения, соответственно – 6 и 10 мм^2 . Следующим шагом определяется сопротивление самой загруженной фазы, исходя из схемы соединения различных приборов контроля качества и учета электроэнергии, принимая что $Z_{\text{ПРОВ}}=R_{\text{ПРОВ}}$. Вторичная нагрузка ТТ представлена в таблице 10. Приборами учета и качества электрической энергии был выбран многофункциональный счетчик СЕ 304. [27]

Таблица 10– Планируемый состав вторичной нагрузки ТТ

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
ЛИНИЯ					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
Итого	-	-	2,4	2,4	2,4

Чтобы обеспечить выбранный класс точности следует соблюсти условие:

$$Z_{2\text{ ном}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (14)$$

Предварительно выбираем встроенный трансформатор тока, серии ТВГ-УЭТМ

Трансформатор обеспечивает:

Главным образом пропорциональное преобразование переменного тока цепей высокого напряжения в приемлемый для прямого измерения при помощи стандартных изм.приборов и работы органов устройств защиты;

Обеспечение так называемой гальванической развязки ввиду особенностей устройства данных аппаратов, что позволяет разделить цепи к которым имеет доступ персонал от цепей более высокого напряжения

$$Z_{2\text{ ном}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 25} = 2,31 \text{ Ом}. \quad (15)$$

Максимально допустимое сопротивление провода определим

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ ном}} - \sum R_{\text{приб}} - R_{\text{К}}. \quad (16)$$

Суммарное сопротивление провода определим по формуле:

$$R_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (17)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{2,4}{25} = 0,096 \text{ Ом}.$$

Для расчета переходное сопротивление всех контактов было принято 0,05 Ом.

Тогда приблизительное сопротивление проводов будет равно:

$$R_{np} = 2,31 - 0,096 - 0,05 = 2,164 \text{ Ом.}$$

Следующая формула применяется в данном расчете для определения сечения провода:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{R_{np}}, \quad (18)$$

где l – в данном выражении длина соединительного кабеля, зависящая от напряжения

$\rho = 0,0175$ - удельное сопротивление меди

$$q = \frac{0,0175 \cdot 150}{2,164} = 1,21 \text{ мм}^2$$

Выбираем медный кабель расчетным сечением $2,5 \text{ мм}^2$ КВВГнг.

В таком случае сопротивление нагрузки будет определяться формулой:

$$Z_2 = 1,21 + 0,096 + 0,05 = 1,4 \text{ Ом.}$$

. Таблица 11 – каталожные и расчетные данные выбранного трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_P = 1315 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$

Продолжение таблицы 11

$Z_{2НОМ} = 2,34 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,4 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 32,6 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 39,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}} \geq B_{\text{к}}$

3.5 Производим выбор и последующую проверку трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираем по следующему ряду условий:

1. исходя из номинального напряжению;
2. исходя из конструкции и схеме соединения обмоток;
3. исходя из необходимости соответствия определенному классу точности;
4. исходя из нагрузки вторичной сети сети.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (19)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность соответствующая классу точности;

$S_{2\Sigma}$ – сумарная вторичная нагрузка всех приборов учета контроля и устройств РЗА.

Как и для трансформаторов тока, при проверке соответствия классу точности, так же следует составить схему соединения обмоток напряжения измерительного оборудования, после чего привести данные в табличном виде а затем определить вторичную нагрузку.

Трансформаторы напряжения такой тип приборов который устанавливается на каждую систему и секцию шин, поэтому целесообразно тщательно проверить выбранные ранее трансформаторы

На высокую сторону (220 кВ) выбираем к установке трансформатор напряжения НАМИ – 220 УХЛ1. В таблице №12 приведены данные по вторичной нагрузке данного трансформатора

Таблица 12 – Данные по вторичной нагрузке

Прибор	Тип прибора	Мощность одной обмотки	Число обмоток	Cosφ	Sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр	Э-395	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-325	1,5	2	1	0	5	15	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	5	15	-
Счетчик активной Энергии	САЗ-И 676	1,5	2	0,38	0,925	10	30	64
ФИП	ФИП	3	1	1	0	5	15	-
Регистрирующие приборы								
Частотомер	Н-397	7	1	1	0	1	7	-
Вольтметр	Н-394	10	1	1	0	1	10	-
Ваттметр	Н-395	10	1	1	0	1	10	-
Приборы синхронизации								

Продолжение таблицы 12

Частотомер	Н-362	1,5	1	1	0	2	3	-
Вольтметр	Н-394	10	1	1	0	2	20	-

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (20)$$

$$S_p = \sqrt{127^2 + 64^2} = 142,2 \text{ ВА.}$$

Сравниваемые расчетные и каталожные данные для наглядности приведены в таблице 13

Таблица 13 – Соотнесенные расчетные и каталожные выбранного ранее трансформатора. -220 кВ.

Условия выбора по параметрам	Расчитанные ранее данные	Паспортные данные прибора
		НАМИ – 220 УХЛ1
1	2	3
$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{ кВ}$	220	220
$S_2 \leq S_{ном}, \text{ В А}$	142,2	200

4 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

В ходе работы по выбору релейных защит и автоматики решения принимались в соответствии с «приказом Минэнерго России от 13.02.2019 г.№101 (ред. От 10.07.2020г.) «Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики»[28] для линии напряжением 220 кВ имеющей питание с двух сторон и канал связи ВОЛС выбираем следующие виды защит: [29]

Как основную защиту проектируемого объекта выбираем диф.защиту линии ДЗЛ

В роли резервной защиты, согласно упомянутому документу, выбираем комплект ступенчатых защит (КСЗ) [29]

Для защиты линии 220кВ предлагается использовать шкаф дифференциальной защиты фирмы ЭКРА с комплектом ступенчатых защит ШЭ2607 091[29]

ШЭ2607 091 по заказу покупателя может быть укомплектован:

1. продольной дифференциальной защитой (ДЗЛ);
2. комплектом ступенчатых защит (КСЗ);
3. устройством резервирования отказа выключателя (УРОВ);
4. токовую защиту при перегрузке по току (ТЗП);
5. максимальной токовую защиту (МТЗ);
6. защитой от неполнофазного режима (ЗНФР),

7.системой дистанционного приёма и передачи команд по цифровым каналам связи;

8.может содержать устройство ОМП

Климатическое исполнение и категория размещения выбранного шкафа релейных защит принятое при поставках в пределах Российской Федерации и и при экспорте зарубежным заказчикам в зоны умеренного климата – УХЛ4 по ГОСТ 15150-69. [29]

Назначение:

Шкаф типа ШЭ2607 091 имеет в своем составе терминал дифференциальной защиты ДЗЛ использующий для передачи данных цифровые каналы связи (как ВЧ так и оптические каналы связи). Разработан чтобы быть использованным в качестве основной защиты линий (ЛЭП) напряжением 110 – 220 кВ. [29]

ДЗЛ может применяться на следующих объектах: [29]

1.двухконцевые ЛЭП с двухсторонним питанием напряжением 110-220 кВ;

2.двухконцевые ЛЭП с двухсторонним питанием с ответвительными ПС (отпайками) без питания со стороны отпаякнапряжением 110-220 кВ;

3.тупиковые ЛЭП напряжением 110-220 кВ (если на таких ЛЭП установка ДЗЛ необходима.

Подробное описание находящихся в выбранном шкафу защит:

Помимо основной защиту линии (ДЗЛ) данный шкаф содержит систему дистанционного приёма и передачи команды комплект ступенчатых защит включающий в себя: пять ступеней ДЗ предназначенной для защиты от межфазных КЗ, ступень ДЗ от земляных замыканий(в расчете приняли 3 ступени), шесть ступеней направленной ТЗНП и токовую отсечку; [29]

Описание устройства шкафа ШЭ2607

Релейная часть защиты выполнена на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704 204,с соответствующим программным обеспечением, которое позволяет применять данный терминал и как основную быстродействующую защиту и как резервную на двухконцевых линиях напряжением 110 – 220 кВ, с наличием устройств трехфазного апв АПВ, при всех видах КЗ. Данный терминал так же может быть применен для защиты линий, которые имеют в составе нагрузки тяговые ПС, и на линиях с применением устройств ОАПВ[29]

4.1 Расчет ДЗЛ

Нагрузочный режим и режим внешнего повреждения

Во время протекания нормального режима по линии протекает ток нагрузки. Такой ток в комплексной плоскости отношения векторов токов, без учёта дополнительных искажающих факторов, нагрузочный режим и внешние повреждения представлены одной точкой. [29]

В подобных режимах токи наблюдаемые в обеих полукомплектах равны по модулю, и противоположны, то есть расходятся на угол равный 180° . Дифференциальный ток в таких режимах почти равен нулю. [29]

Воздушные линии большой протяженности и кабельные линии характеризуются присутствием ёмкостного тока, который защита считает дифференциальным следовательно. для исключения дополнительного заглубления диф.защиты линии для отстройки от ёмкостного тока, применяется выравнивание токов на концах линии при помощи специальных устройств компенсирующих емкостной ток линии. [29]

Повреждение в зоне действия ДЗЛ

Повреждение произошедшее в зоне действия а именно на линии между обоими полукомплектами дифференциальной защиты, равен току повреждения $I_{кз}$ в месте КЗ (рисунок 3). [29]

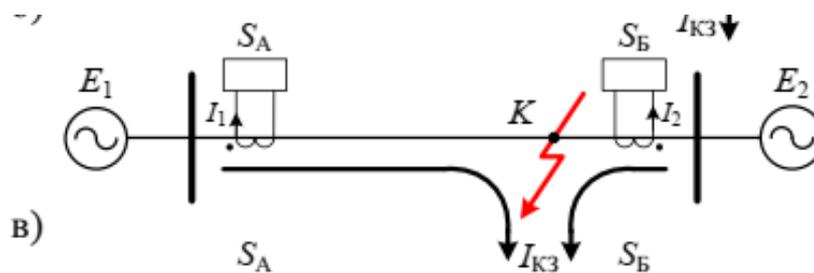


Рисунок 6 Режим повреждения на линии

В случае одностороннего питания, при внутренних кз через переходное сопротивление, возможно протекание токов по концам линии с направлением, соответствующем внешнему повреждению (рисунок 7). [29]

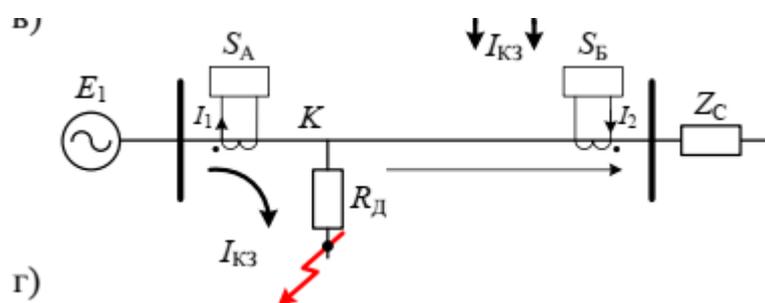


Рисунок 7 повреждение в зоне действия ДЗЛ с односторонним питанием

В таких случаях модульные токи по концам линии в отношении явно не дадут единицу, а следовательно такие режимы распознаются соответствующей блокировкой ДЗЛ. Устройство дифференциальной защиты предполагает пофазное сравнение векторных величин токов измеряемых по концам защищаемой устройством ДЗЛ линии. На линиях с двухсторонним питанием имеется фазовый сдвиг φ нагрузки участвующих в сравнении фазных токов, этот сдвиг является определяющим для нагрузочного угла и отличие отношений эквивалентных сопротивлений с обеих сторон по отношению к месту короткого замыкания (рисунок 8) [29]

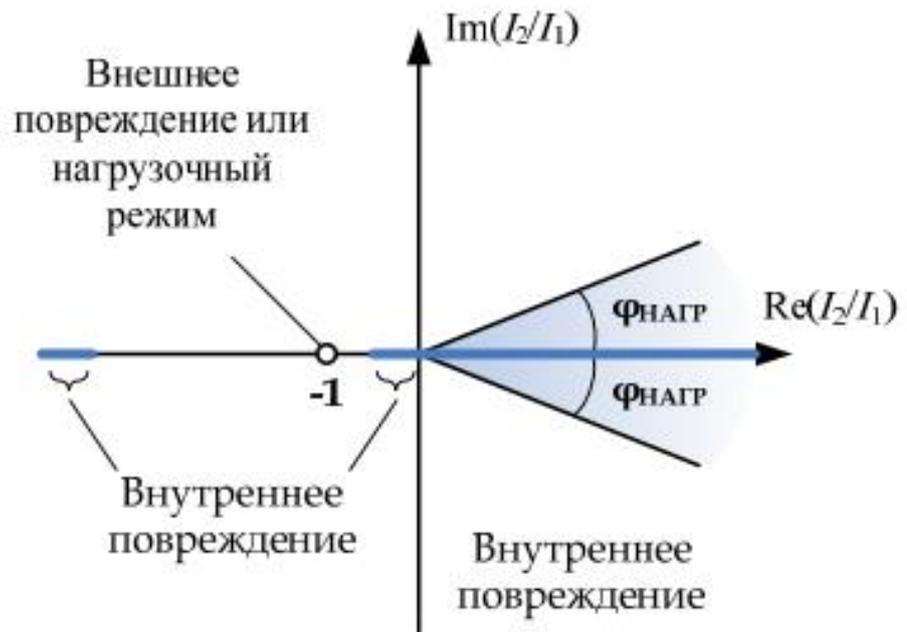


Рисунок 8 – Влияние угла нагрузки на характеристику срабатывания защиты. [29]

Параметры ДЗЛ определяются следующим образом

Для правильного выбора уставок такой защиты как ДЗЛ необходимо предварительно рассчитать следующие параметры системы:

1. величину базисного тока
2. ток срабатывания дифференциальной токовой отсечки
3. начальный ток срабатывания дифференциальной защиты

Базисный ток можно назвать среднеарифметическим значением первичных токов трансформаторов тока по обеим сторонам защищаемого объекта:

$$I_B = \frac{I_{ТТ_ПС_Д} + I_{ТТ_ПС_С}}{2} \quad (21)$$

$$I_B = \frac{2000+2000}{2} = 2000 \text{ A}$$

4.1.1 Выбор начального тока срабатывания дифференциальной защиты.

Расчет тока небаланса производится по формуле:

$$I_{НБ} = \frac{1}{I_B} \left[(2 \cdot \varepsilon + 2 \cdot \varepsilon_{изм} + \delta_{КС}) \cdot I_{макс.раб} + \frac{I_{ЕМК}}{2} \right] \quad (22)$$

$\varepsilon = 0,01$ погрешность ТТ взятая для класса точности 5Р.

$\varepsilon_{изм} = 0,01$ небаланс, зависящий от погрешностей измерений тока во всех терминалах полуккомплектов данной защиты.

$I_{макс.раб}$ - максимальное значение тока в нагрузочном режиме.

$I_{ЕМК}$ - расчетный для защищаемой линии емкостной ток, А

$\delta_{КС}$ - небаланс, вызванный асимметрией мультиплексированного канала связи

Для трансформаторов тока класса точности 5р погрешность нормируется при номинальном токе. Если величина тока $I_{макс.раб} > 2 \cdot I_{НОМ_ТТ}$, то погрешность данного ТТ ε увеличивают в 1,5 раза. В случаях когда величина тока $I_{макс.раб} < I_{НОМ_ТТ}$, тогда в расчете принимают $I_{макс.раб} = I_{НОМ_ТТ}$

В данном расчете принимаем $I_{макс.раб} = 2000 \text{ A}$

Расчет емкостного тока был произведен по упрощенной формуле:

$$I_{EMK} = b_1 \cdot L_{Л} \quad (23)$$

где b_1 -удельная поперечная проводимость линии 220 кВ по прямой последовательности

L -длина линии

$$I_{EMK} = 0,13 \cdot 160 = 20,8 \text{ А}$$

Такая характеристика как величина небаланса $\delta_{КС}$, которая вызывается асимметрией мультиплексированного канала $\Delta t_{КС}$ рассчитывается по следующему выражению:

$$\delta_{КС} = 2 \cdot \sin\left(\frac{\varphi_{КС}}{2}\right) \quad (24)$$

где $\varphi_{КС}$ - сдвиг фаз из-за асимметрии канала связи

Под такой асимметрией $\Delta t_{КС}$ принято понимать одну вторую разности времени передачи сигналов в обе стороны (время передачи приняты косвено)
[29]

$$\Delta t_{КС} = \frac{t_{(+)} - t_{(-)}}{2} \quad (25)$$

$$\Delta t_{kc} = \frac{(1-1) \cdot 10^{-6}}{2} = 0$$

Упомянутый выше дополнительный сдвиг фаз токовых плеч Диф. защиты линии принято считать следующим образом:

$$\varphi_{kc} = \Delta t_{kc} \cdot 18 \cdot 10^{-3} \quad (26)$$

$$\varphi_{kc} = 0 \cdot 18 \cdot 10^{-3} = 0$$

$$\delta_{kc} = 2 \cdot \sin\left(\frac{0}{2}\right) = 0$$

Расчитанный ток небаланса равен:

$$I_{НБ} = \frac{1}{2000} \left[(2 \cdot 0,03 + 2 \cdot 0,01 + 0) \cdot 1315 + \frac{20,8}{2} \right] = 0,058 \text{ А}$$

Первое условие выбора уставки по начал ному току срабатывания ДЗЛ в случаях, когда отсутствует торможение -это отстройка от небалансов в случаях когда линия эксплуатируется в нагрузочном режиме :

$$I_{до} = \frac{K_{отс} \cdot I_{НБ}}{K_B} \quad (27)$$

где $K_{отс}$ - это коэффициент отстройки обычно принимают в диапазоне 1,5 до 2,0

И_{нб} - ток небаланса

К_в – коэффициент возврата, принимается равным 0,95.

$$I_{до} = \frac{2 \cdot 0,058}{0,95} = 0,122 \text{ А}$$

Следует проверять чувствительность ДЗЛ в минимальном расчетном режиме работы сети, под которым понимают включение линии с одной из сторон под напряжение. Данная процедура имеет название опробование, используется для имитации повреждения на конце защищаемой линии.

Для ДЗЛ определение коэффициента чувствительности рассчитывается по формуле :

$$K_{ч} = \frac{I_{кз.мин}}{I_{до} \cdot I_{б}} \quad (28)$$

где $I_{кз.мин}$ – наименьший ток при замыкании в зоне действия защиты.

$$K_{чд} = \frac{1,04 \cdot 1000}{0,122 \cdot 2000} = 4,3$$

В случаях когда коэффициент чувствительности $K_{ч} > 2$, его значение ограничивается $K_{ч} = 2$. В таких случаях уставку определяют, отстраиваясь от наименьшего возможного тока КЗ при возникновении повреждения на защищаемом объекте: [29]

$$I_{до} = \frac{I_{КЗ.мин}}{2 \cdot I_B} \quad (29)$$

Если при этом выполняется условие:

$$I_{до} \geq \frac{2 \cdot I_{РАБ.макс}}{I_B} \quad (30)$$

то у защиты не будет ложных срабатываний в случае обрыва цепей тока в одном из установленных полуккомплектов. [29]

$$I_{до} = \frac{7,48 \cdot 1000}{2 \cdot 2000} = 1870 \text{ А - для Даурии}$$

$$I_{до} = \frac{5,032 \cdot 1000}{2 \cdot 2000} = 1258 \text{ А - для ПП Магистрального}$$

$I_{до} \geq 1,2$ - условие выполняется.

4.1.2 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

В ДЗЛ предусмотрена дифференциальная токовая отсечка (ДТО).

Работа ДТО основана на трехфазных пусковых органах, которые в свою очередь сравнивают величину фазных диф.токов I_d с порогом $I_{д.отс}$. Фазные ПО в случае срабатывания подают сигнал на логический элемент “ИЛИ”. ПО срабатывают при превышении модулем диф. тока заданного ранее порогового значения: [29]

$$I_D > I_{D.OTC} \quad (31)$$

Величина порогового значения выбирается в диапазоне от 2,0 до 40,0 о.е. И имеется выдержка времени на срабатывание варьирующаяся от 0,0 до 2,0 с.

Ток срабатывания ДТО определяют при помощи выражения: [29]

$$I_{D.OTC} = \frac{K_{OTC} \cdot I_{НБ.КЗ.ВНЕШ.МАКС}}{I_B} \quad (32)$$

Где K_{OTC} - коэффициент отстройки, выбирается из диапазона от 1,5 до 2,0,

$I_{НБ.КЗ.ВНЕШ.МАКС}$ - ток небаланса при внешнем повреждении с максимальным током КЗ.

«В устройстве ДЗЛ дифференциальные и тормозные величины вычисляются на основе векторов токов, полученных в результате цифровой фильтрации с выделением основной гармоники сигналов. При насыщении ТТ происходит относительное уменьшение модуля вектора вторичной величины сигнала I_2 по отношению к первичному току I_1 . Одновременно возникает фазовый сдвиг φ_s вектора вторичной величины сигнала относительно вектора первичного тока. Коэффициент искажения формы тока по первой гармонике сигнала показывает во сколько раз модуль вектора вторичного тока при наличии насыщения ТТ меньше модуля неискаженного вектора тока (при отсутствии насыщения)»[29]

$$K_s = \frac{I_1}{n_{НОМ} \cdot I_2} \quad (33)$$

$$K_s = \frac{2000}{1 \cdot 2000} = 1$$

Значение тока небаланса в выражении (33) можно определить исходя из коэффициента искажения формы тока K_s при насыщении ТТ одного из полукомплектов ДЗЛ и из конкретного фазового сдвига между первичным и вторичным током ТТ - $\Delta\varphi_s$:[29]

$$I_{НБ.КЗ.ВНЕШ.МАКС} = I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС} \cdot \sqrt{1 + \frac{1}{K_s} \cdot \left(\frac{1}{K_s} - 2 \cdot \cos(\Delta\varphi_s) \right)}, \quad (34)$$

Коэффициент K_s и фазовый сдвиг $\Delta\varphi_s$ для ДТО определяется в зависимости от постоянной времени первичной сети и максимального тока внешнего КЗ [29]

Рассчитываем $I_{НБ.КЗ.ВНЕШ.МАКС}$:

$$I_{НБ.КЗ.ВНЕШ.МАКС} = 1000 \cdot 12,15 \cdot \sqrt{1 + \frac{1}{1} \cdot \left(\frac{1}{1} - 2 \cdot \cos(13) \right)} = 5227,4 \text{ А}$$

Ток Срабатывания ДТО:

$$I_{Д.ОТС} = \frac{2 \cdot 5227,4}{2000} = 5,227 \text{ А}$$

$$I_{Д} > I_{Д.ОТС}$$

8,64 > 5,2 условие выполняется.

4.2 Расчет комплекта ступенчатых защит

4.2.1 Дистанционная защита линии

Ступенчатая ДЗ содержит пусковые и измерительные органы:

- направленные ИО сопротивления первой, второй, третьей, дополнительных четвертой и пятой ступеней от междуфазных повреждений с выходами Z_I СТ.(AB),(BC),(CA), Z_{II} СТ.(AB),(BC),(CA), Z_{III} СТ.(AB),(BC),(CA), Z_{IV} СТ.(AB),(BC),(CA), Z_V СТ.(AB),(BC),(CA);
- направленные ИО сопротивления от замыканий на землю с выходами Z_I СТ.(AN),(BN),(CN). [29]
- ненаправленные ИО сопротивления второй ступени Z_{II} СТ.нн(AB),(BC),(CA), выходные сигналы которых включены по схеме «ИЛИ» (выход Z_{II} СТ.(ABC));
- два варианта схемы блокировки при качаниях (по $\Delta I/\Delta t$ или $\Delta Z/\Delta t$); [29]

4.2.2 Расчет ДЗ

Полукомплект со стороны Даурии

Расчет первой ступени ДЗ

$$Z_{c.31} \leq \frac{Z_{II}}{1 + \beta + \delta} = 0,85 \cdot Z_{II} \quad (35)$$

$$Z_{c.31} \leq 0,85 \cdot 68,207 = 57,976 \text{ Ом}$$

Принимаем $Z_{c.31} = 57,976 \text{ Ом}$, $t_{c.3} = 0 \text{ с}$.

Расчет второй ступени ДЗ

Согласование с первой ступенью ДЗ смежной линии. Т.к смежных несколько по формуле (35) рассчитываем первые ступени и выбираем наименьшую. [29]

Таблица 14 1-я ступень смежных линий

Наименование линии	1-я ступень, Ом
1	2
Магистральный - Сковородино	58,2
Магистральный - Лопча	58,314
Магистральный - Хорогочи	28,24
Магистральный – Тында	0,15
Магистральный - НГРЭС	71,816

Чувствительность обеспечивается, за исключением линий Магистральный-Хорогочи и Магистральный-Тында.

Подробный расчет представлен в приложении.

$$Z_{c.32} \leq 0,85 \cdot Z_{Л1} + 0,78 \frac{Z_{c.з.смеж}}{K_m} \quad (36)$$

$$Z_{c.32} \leq 0,85 \cdot 68,207 + 0,78 \frac{58,2}{1} = 103,4 \text{ Ом}$$

Принимаем $Z_{c.31} = 58,093 \text{ Ом}$

$$t_{c.32} = \Delta t + t_{c.3} \quad (37)$$

$$t_{c.32} = 0,5 + 0 = 0,5 \text{ с.}$$

Чувствительность второй ступени проверяется когда замыкание произошло на конце защищаемой линии:

$$K_{ч2} = \frac{Z_{c.з2}}{Z_1} \geq 1,5 \quad (38)$$

$$K_{ч2} = \frac{103,4}{68,2} = 1,516 \geq 1,5$$

Чувствительность обеспечивается.

Расчет 3-й ступени ДЗ

$$Z_{c.з3} \leq Z_{c.з2} + Z_{c.зсмеж} \quad (39)$$

$$Z_{c.з3} \leq 103,4 + 58,2 = 161,57 \text{ Ом}$$

Принимаем $Z_{c.з3} = 161,57 \text{ Ом}$

$$t_{c.з3} = \Delta t + t_{c.з2} \quad (40)$$

$$t_{c.з2} = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с.}$$

$$K_{ч3} = \frac{Z_{c.з3}}{Z_1} \geq 1,5 \quad (41)$$

$$K_{ч3} = \frac{161,57}{68,2} = 2,369 \geq 1,5$$

Чувствительность обеспечивается.

Расчет второго полукомплекта со стороны ПП Магистральный

Таблица 15 1-я ступень смежных линий

Наименование линии	1-я ступень, Ом
1	2
Даурия-Тында	58,846
Даурия – Сковородино	0,725
Даурия – Уруша	10,294
Даурия-Ульручы	28,8
Даурия- Бам т.	10,286

Расчет первой ступени ДЗ

$$Z_{c.з1} \leq \frac{Z_{л}}{1 + \beta + \delta} = 0,85 \cdot Z_{л} \quad (42)$$

$$Z_{c.з1} \leq 0,85 \cdot 68,2 = 57,9 \text{ Ом}$$

Принимаем $Z_{c.з1} = 57,97 \text{ Ом}$, $t_{c.з} = 0 \text{ с}$.

Расчет второй ступени ДЗ

$$Z_{c.з2} \leq 0,85 \cdot Z_{л1} + 0,78 \frac{Z_{c.з.смеж}}{K_m} \quad (43)$$

$$Z_{c.32} \leq 0,85 \cdot 68,2 + 0,78 \frac{69,23}{1} = 111,97 \text{ Ом}$$

Принимаем $Z_{c.32} = 111,97 \text{ Ом}$

$$t_{c.32} = \Delta t + t_{c.3} \quad (44)$$

$$t_{c.32} = 0,5 + 0 = 0,5 \text{ с.}$$

Чувствительность второй ступени проверяется когда замыкание произошло на конце защищаемой линии:

$$K_{\chi 2} = \frac{Z_{c.32}}{Z_1} \geq 1,5 \quad (45)$$

$$K_{\chi 2} = \frac{111,97}{68,2} = 1,64 \geq 1,5$$

Чувствительность обеспечивается.

Расчет 3-й ступени ДЗ

$$Z_{c.33} \leq Z_{c.32} + Z_{c.зсмеж} \quad (46)$$

$$Z_{c.33} \leq 111,9758,84 = 170,8 \text{ Ом}$$

Принимаем $Z_{c.33} = 170,8 \text{ Ом}$

$$t_{c.33} = \Delta t + t_{c.32} \quad (47)$$

$$t_{c.32} = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с.}$$

$$K_{ч3} = \frac{Z_{c.33}}{Z_n} \geq 1,5 \quad (48)$$

$$K_{ч3} = \frac{170,8}{68,2} = 2,5 \geq 1,5$$

Чувствительность обеспечивается.

4.2.3 Расчет уставок ТО

Токовая отсечка является быстродействующей защитой, не имеющая выдержки времени и обеспечивающая абсолютную селективность. Однако ТО защищает не всю длину линии. ТО, как и МТЗ, реагирует на увеличение тока в защищаемом объекте, но селективность обеспечивается не выбором задержки по времени срабатывания защиты, а выбором величины уставки на срабатывание по току. Ток срабатывания токовой отсечки отстраивается по максимальному значению тока внешнего КЗ [14]

Ток срабатывания ТО выбирается исходя из условия отстройки от максимального трехфазного тока в конце линии, протекающего в месте установки защиты. [14]

Со стороны Даурии:

$$I_{c.3} \geq K_{отс} \cdot I_{кз.макс} \quad (49)$$

$$I_{c.3} = 1,3 \cdot 1315 = 1709 \text{ А}$$

Проверяем чувствительность ТО при КЗ на месте установки защиты:

$$K_{\psi} = \frac{I_{кз}}{I_{сз}} \leq 1,2 \quad (50)$$

$$K_{\psi} = 1,959 \leq 1,2$$

Чувствительность не выполняется, что приведет к ложным срабатываниям предлагается вывести из работы. [14]

Со стороны Магистрального:

$$I_{c.3} \geq K_{отс} \cdot I_{кз.макс} \quad (51)$$

$$I_{c.3} = 1,3 \cdot 1315 = 1709 \text{ А}$$

Проверяем чувствительность ТО при КЗ на месте установки защиты:

$$K_{\psi} = \frac{I_{кз}}{I_{сз}} \leq 1,2 \quad (52)$$

$$K_v = 1,959 \leq 1,2$$

Чувствительность не выполняется, что приведет к ложным срабатываниям предлагается вывести из работы.

4.2.4 Токовая направленная защита нулевой последовательности.

Описание функции ТНЗНП

«ТНЗНП содержит ПО и ИО:

– ПО тока нулевой последовательности с выходами $I_{тнзп\ III\ ст.}$, $I_{тнзп\ II\ ст.}$, $I_{тнзп\ I\ ст.}$, $I_{тнзп\ IV\ ст.}$, $I_{тнзп\ V\ ст.}$, $I_{тнзп\ VI\ ст.}$;

– блокирующий М0 БЛ и разрешающий М0 РАЗР ИО направления мощности нулевой последовательности (РНМНП).

Логическая схема ТНЗНП принимает сигналы от ПО тока нулевой последовательности шести ступеней, разрешающего (М0 РАЗР) и блокирующего (М0 БЛ) реле направления мощности нулевой последовательности и сигнал контроля реле положения «отключено» (РПО).

ПО тока ТНЗНП реагируют на ток нулевой последовательности, рассчитываемый по фазным токам.

Диапазоны регулирования уставок всех ступеней ПО ТНЗНП – от 0,05 $I_{ном}$ до 30 $I_{ном}$.»[29]

Средняя основная погрешность по току срабатывания реле тока ТНЗНП составляет не более 5 % от уставки.

Коэффициент возврата реле тока ТНЗНП - не менее 0,9.

Время срабатывания реле тока ТНЗНП всех ступеней при подаче входного тока, равного 2 $I_{СР}$, не превышает 0,025 с.

Время возврата реле тока ТНЗНП всех ступеней при сбросе тока от $10 I_{CP}$ до нуля не превышает 0,04 с.

Дополнительная погрешность по току срабатывания реле тока ТНЗНП от изменения температуры окружающего воздуха в рабочем диапазоне не превышает $\pm 5\%$ от среднего значения, определенного при температуре $(25 \pm 10)^\circ\text{C}$.

Для обеспечения направленности ТНЗНП используются два ИО

РНМНП: разрешающий $M0$ РАЗР – срабатывает при направлении мощности

«нулевой последовательности от линии к шинам, и блокирующий $M0$ БЛ – срабатывает при обратном направлении мощности нулевой последовательности. ИО направления мощности реагирует на величины векторов тока и напряжения нулевой последовательности $3U_0$, а также угол сдвига между ними.» [29]

Порог срабатывания разрешающего и блокирующего реле по току $3 I_0$ (I_{CP}) регулируется в пределах от $0,04 I_{ном}$ до $0,5 I_{ном}$, а по напряжению $3U_0$ (U_{CP}) – от 0,5 до 5,0 В.

Уставки РНМНП по углу максимальной чувствительности при утроенных по отношению к порогам срабатывания значениях тока и

напряжения: 250° – для разрешающего ИО РНМНП ($M0$ РАЗР) и 70° – для блокирующего ($M0$ БЛ). При этом обеспечивается минимальная угловая ширина зон срабатывания разрешающего и блокирующего РНМНП не менее 160° .

Средняя основная абсолютная погрешность РНМНП по углу максимальной чувствительности не превышает $\pm 5^\circ$.

Средняя основная погрешность порогов срабатывания РНМНП по току и напряжению нулевой последовательности не превышает 10% от уставки.

Коэффициент возврата РНМНП по току и напряжению нулевой последовательности не менее 0,9.

Время срабатывания РНМНП при одновременной подаче синусоидальных напряжения $3 U_{CP}$ и тока $3 I_{CP}$ не более 0,04 с.

Время возврата РНМНП при одновременном сбросе входных тока и напряжения от номинальных значений до нуля не более 0,04 с.

Для повышения чувствительности ИО М0 РАЗР по напряжению предусмотрена возможность искусственного смещения точки подключения ТН в линию на величину коэффициента смещения. Коэффициент смещения регулируется в диапазоне (0 - 0,5). [14]

Обеспечивается отстройка РНМНП от аperiodических бросков намагничивающего тока при включении силового трансформатора на ответвлении с амплитудой, равной шестикратному значению амплитуды номинального тока, и основанием волны тока до 240°. [14]

Обеспечивается отстройка ИО М0 от периодических бросков намагничивающего тока с амплитудой, равной двукратному значению амплитуды номинального тока [14]

Дополнительная погрешность по току и напряжению срабатывания РНМНП от изменения температуры окружающего воздуха в рабочем диапазоне не превышает $\pm 5\%$ от среднего значения, определенного при температуре (25 \pm 10) °С.

Обеспечивается действие I – VI ступеней ТНЗНП в цепи отключения с выдержками времени указанными в таблице 15. Ступени ТНЗНП действуют с выдержками времени для I...IV ступеней, соответственно [14]

Таблица 15- Ступени и диапазон времени

Ступень ТЗНП	Диапазон времени, с
1	2
I	0,01-15,0

Продолжение таблицы 15

II	0,05-15,0
III	0,05-15,0
IV	0,05-15,0
V	0,0-15,0
VI	0,0-15,0

Предусмотрена возможность независимой работы любой ступени ТНЗНП с контролем или без контроля направленности.

Выбор и растёт уставок ТНЗНП

Полный перечень уставок ТНЗНП приведен в пп. 2.1÷2.3 Приложения А.

Пусковыми органами (ПО) ТНЗНП являются шесть реле тока нулевой последовательности для каждой из ступеней, а измерительными (ИО) – два реле направления мощности нулевой последовательности (РНМНП): разрешающее и блокирующее. [14]

Перечень существующих уставок пусковых и измерительных органов ТНЗНП:

- 1.ток срабатывания ПО ступени ТНЗНП – I_{0CP} ;
- 2.ток срабатывания ПО II ступени ТНЗНП – I_{II0CP} ;
- 3.ток срабатывания ПО III ступени ТНЗНП – I_{III0CP} ;
- 4.ток срабатывания ПО IV ступени ТНЗНП – I_{IV0CP} ;
- 5.ток срабатывания ПО V ступени ТНЗНП – I_{V0CP} ;
- 6.ток срабатывания ПО VI ступени ТНЗНП – I_{VI0CP} ;
- 7.ток срабатывания блокирующего ИО РНМНП – $I_{0CP.БЛ.}$;
- 8.ток срабатывания разрешающего ИО РНМНП – $I_{0CP.РАЗ.}$;
- 9.напряжение срабатывания блокирующего ИО РНМНП – $U_{0CP.БЛ.}$;
- 10.напряжение срабатывания разрешающего ИО РНМНП – $U_{0CP.РАЗ.}$;

11. коэффициент выноса (смещения) ТН на линию - К_{вын.тн.}

4.2.5 Расчет МТЗ

Максимальные токовые защиты (МТЗ) со ступенчатой выдержкой времени применяются на одиночных линиях в радиальных сетях в качестве основных защит для сетей напряжением 2-10 кВ и резервных – для сетей напряжением 110-330 кВ, а также для защиты генераторов, трансформаторов; защиты устанавливаются также на шиносоединительных и секционных выключателях.[14]

Со стороны Даурия

$$I_{\text{мтз.сз}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{макс.раб}} \cdot k_{\text{сзн}}}{k_{\text{в}}} \quad (53)$$

$$I_{\text{мтз.сз}} = \frac{1,1 \cdot 1315 \cdot 2}{0,95} = 3045 \text{ А}$$

Проверка по чувствительности

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5 \quad (54)$$

$$k_{\text{ч}} = 2,4 \geq 1,5$$

Со стороны Магистральный

$$I_{\text{мтз.сз}} = \frac{1,1 \cdot 1315 \cdot 2}{0,95} = 3045 \text{ А}$$

Проверка по чувствительности

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин.}}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5 \quad (55)$$

$$k_{\text{ч}} = 2,4 \geq 1,5$$

4.3.1 Автоматическое повторное включение (АПВ)

«Устройства АПВ применяются на всех типах линий электропередач кроме кабельных напряжением 1кВ и выше; на шинах электростанций и подстанций, оборудованных соответствующей защитой; на мощных (мощностью более 1000 кВА) понижающих трансформаторах, с установленной на питающей стороне максимальной токовой защитой, в таких случаях когда отключение трансформатора фактически обесточит потребителя; на шиносоединительных и обходных выключателях и на ответственных электродвигателях, отключаемых исходя из условия самозапуска прочих электродвигателей.»[14]

4.3.2 Однократное трехфазное АПВ линий

Выдержка времени на срабатывание:

$$t_{\text{АПВ-1}} \geq t_{\text{з.п.}} + t_{\text{зан.}} \quad (56)$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{д.с.} - t_{вкл.Q.} + t_{зап.}, \quad (57)$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{защ.2макс} - t_{защ.1мин} + t_{откл.Q2.} + t_{откл.Q1.} - t_{вкл.Qi.} + t_{д.с.} + t_{зап.}, \quad (58)$$

Где $t_{г.н.}$ - время готовности привода, равное 0,2-1 с, зависит от типа привода

$t_{д.с.}$ - время деонизации среды в месте КЗ, равное 0,3 с для линий напряжением 220кВ;

$t_{зап.} = 0,4 - 0,5$ с - время запаса.

$t_{защ.2макс}$ и $t_{защ.1мин}$ - наименьшая и наибольшая выдержки времени защит по обе стороны защищаемой линии;

$t_{откл.Q2.}$ и $t_{откл.Q1.}$ - время отключения выключателей по обе стороны линии;

$t_{вкл.Qi.}$ - время отключения выключателя с расчетной стороны линии.

Таблица 16 - Время выдержки

1	2
$t_{АПВ-1}$	1,5
$t_{АПВ-1}$	0,74
$t_{АПВ-1}$	2,86

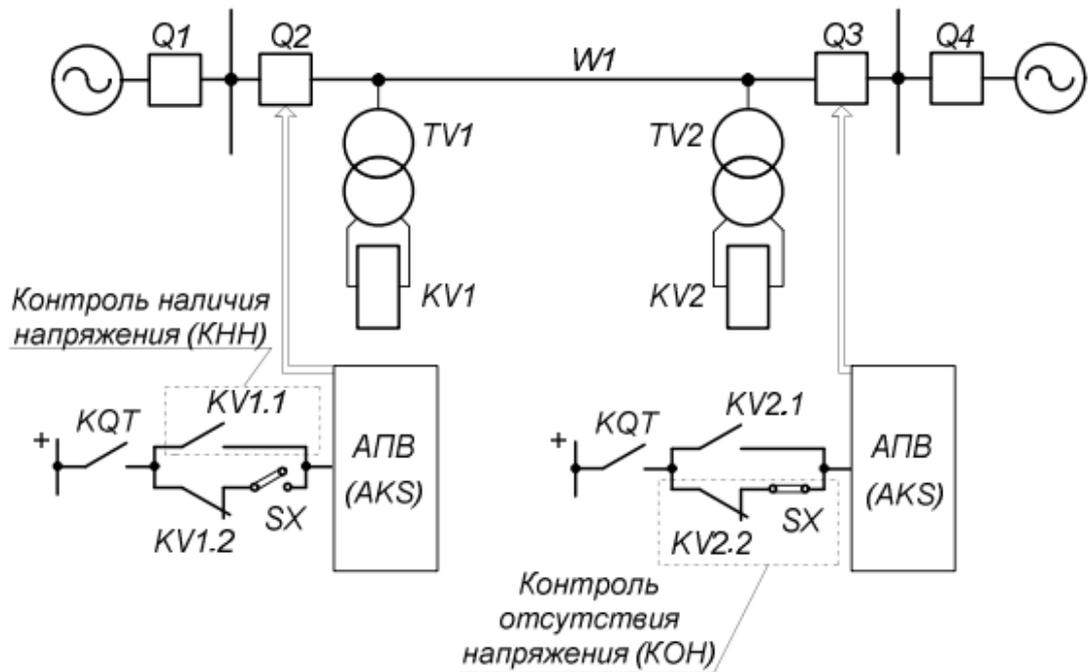


Рисунок 9 АРВ на линии с двусторонним питанием, в комплекты которого введены устройства контроля напряжения.

Попытка включения устройством АРВ на устойчивое КЗ может произойти лишь однократно – со стороны, контроля отсутствия напряжения. Уставка минимального реле, реализующего контроль отсутствия напряжения: [14]

$$U_{с.КОН} \leq \frac{(0,4;0,5) \cdot U_{НОМ}}{n_{TV}}. \quad (59)$$

С противоположной стороны выключатель будет включен только в том случае, если повреждение самоустранилось, а линия держит напряжение. Уставка реле, контролирующего наличие напряжения определяется по формуле: [14]

$$U_{с.КНН} \geq \frac{(0,7;0,8) \cdot U_{ном.}}{n_{TV}}. \quad (60)$$

АПВ, работающие с контролем наличия напряжения, требования (56) и (57) являются не обязательными, а условие (58) приобретает вид:

$$t_{АПВ-1} \geq t_{защ.2макс} - t_{защ.1мин} + t_{откл.Q2} + t_{откл.Q1} + t_{зап.} \quad (61)$$

4.3.3 Описание однофазного АПВ

Пуск ОАПВ может осуществляться:

1. от ДЗЛ (дискретный сигнал)
2. от I ступени ТНЗНП
3. от I ступени дистанционной защиты (дискретный сигнал)

Существуют следующие условия пуска внешнего ОАПВ:

- наличие хотя бы одного сигнала срабатывания «1» на выходе элемента «ИЛИ» (1);
- внешнее устройство ОАПВ находится в исправном состоянии – на входе терминала сигнал логический ноль «0»;
- переключатель SA 'Режим работы' установлен в положение «С ОАПВ»

Предусмотрен режим перевода защиты на отключение трех фаз при отказе устройства ОАПВ, который устанавливается программной накладкой XB2_ОАПВ в состояние предусмотрен в пункте меню [152402] ОАПВ /

При появлении сигнала срабатывания защиты, вводится в работу регулируемая задержка времени по истечении которой происходит автоматический перевод защиты на отключение трех фаз. [29]

Защита действует на выключатель с пофазным управлением через внешнее устройство ОАПВ. Встроенная функция трехфазного УРОВ в этом случае не используется, следует применять внешнее пофазное УРОВ. [29]

4.3.4 Защита от не переключения фаз выключателей (ЗНФ).

Данная защита была разработана для прекращения режима неполнофазного включения выключателя если последний выполнен с пофазным приводом. имеемые выдержки времени: меньшая 0,25 сек , служащая для трехфазного отключения в случае возникновения неполнофазного режима , не связанном с действием ОАПВ, и вторая которая больше по величине задержки ($t=1,5- 2$ сек), работающая в согласовании(в цикле) ОАПВ. Если ОАПВ действует на отключение только одной фазы то меньшая выдержка ЗНФ автоматически блокируется. [29]

Защита от неполнофазного режима линии (ЗНР).

Эта защита так же как и ЗНФ применяется для прекращения неполнофазного режима на ВЛ, возникающего в результате возможного отказа одной из фаз выключателя при операции отключения. [29]

Пуск защиты осуществляется по факту срабатывания защиты от непереключения фаз одного выключателя с контролем отключенного положения второго выключателя и наличия тока нулевой последовательности. ЗНР имеет, как и ЗНФ выключателя, две выдержки времени: меньшую 0,55 сек при недействии ОАПВ и большую (1,8 – 2,3) сек при работе ОАПВ. В обоих случаях выдержка времени ЗНР выбирается на 0,3 сек большей, чем выдержка времени ЗНФ, поскольку действием ЗНФ может быть ликвидирован неполнофазный режим. Защита действует на отключение данной линии с запретом ТАПВ, пуск В.Ч. сигнала телеотключения с запретом ТАПВ и на

останов В.Ч. передатчика основной защиты,обеспечивая отключение линии с противоположного конца с запретом ТАПВ. [29]

«Автоматическое ускорение вводится автоматически на время 0,5 сек при включении выключателей линии ключом управления или устройством ТАПВ при отсутствии напряжения на включаемой линии.

При вводе автоматического ускорения производится:

- перевод 2 -ой ступени ДЗ на действие без выдержки времени;
- перевод 3-ей ступени НТЗНП на отключение без выдержки времени с одновременным шунтированием органа направления мощности, т.е. НТЗНП становится ненаправленной»[28]
- перевод на самостоятельное действие избирательных органов ОАПВ;
- перевод быстродействующих защит (ДФЗ, 1-ая ступень НТЗНП и ДЗ, токовая отсечка) на отключение 3-х фаз через схему ОАПВ. [29]

4.3.5 Токовая защита от перегрузки (ТЗП)

«ТЗП выдаёт сигналы во внешние цепи при перегрузке присоединения по току, с учётом направления мощности прямой последовательности. В состав ТЗП входят ПО максимального тока прямой последовательности, ИО направления мощности прямой последовательности и цепи логики взаимодействия с другими узлами защиты»[29]

ПО максимального тока ТЗП реагируют на ток прямой последовательности.

Диапазон уставок ПО тока ТЗП - от 0,1 $I_{ном}$ до 2,0 $I_{ном}$.

Средняя основная погрешность по току срабатывания ПО тока ТЗП не превышает $\pm 5 \%$ от уставки.

Дополнительная погрешность по току срабатывания ПО тока ТЗП при изменении температуры окружающего воздуха в рабочем диапазоне не превышает $\pm 5 \%$ от среднего значения, измеренного при температуре (25 ± 10) °С.

Коэффициент возврата ПО тока ТЗП - не менее 0,98.

Время срабатывания ПО тока ТЗП при подаче входного тока, равного $2 I_{ср}$, не превышает 0,025 с. Время возврата ПО тока ТЗП при сбросе тока от $10 I_{ср}$ до нуля - не более 0,04 с [29]

ИО направления мощности прямой последовательности. Для обеспечения направления мощности используются два ИО РНМПП, включённые на ток и напряжение прямой последовательности. Первый (ИО РНМПП в линию) должен срабатывать при направлении мощности прямой последовательности от шин к присоединению, а второй (ИО РНМПП из линии) – от присоединения к шинам. [29]

Схема ТЗП обеспечивает действие:

- на сигнализацию (сигнальной ступени с первой выдержкой времени);
- на программируемое выходное реле, обеспечивающее отключение первой группы потребителей (I ступени со второй выдержкой времени);
- на программируемое выходное реле, обеспечивающее отключение второй группы потребителей (II ступени с третьей выдержкой времени).

Диапазон уставок по выдержкам времени для всех ступеней ТЗП - от 0 до 840 с.

Имеется возможность контроля ступеней ТЗП от ИО РНМПП в линию и РНМПП из линии. [29]

Выбор и растёт уставок ТЗП

Полный перечень уставок ТЗП разделён на три группы (Приложение А):

- уставки ПО ТЗП (п. 4.1);
- уставки по времени ТЗП (п. 4.2);
- логика работы ТЗП (п. 4.3).

В состав ТЗП входят три ПО максимального тока прямой последовательности и два ИО направления мощности прямой последовательности (РНМПП)

Уставки ПО ТЗП выбираются с учётом действия:

- сигнальной ступени - в цепи сигнализации;
- первой ступени - на отключение первой группы потребителей;
- второй ступени - на отключение второй группы потребителей.

Уставки РНМПП по току и напряжению не задаются (направленность определяется при величинах тока и напряжения, обеспечивающих их правильную работу с отстройкой от помех и погрешностей цифровой обработки). Задержки на срабатывание ступеней ТЗП задаются по местным условиям. [29]

4.3.6 УРОВ

4.3.6.1 Описание УРОВ

«Функция УРОВ шкафа реализует принцип индивидуального устройства, причем возможно выполнение универсального УРОВ как по схеме с дублированным пуском от защит с использованием РПВ, так и по схеме с автоматической проверкой исправности выключателя.»[29]

УРОВ содержит:

- ПО тока: ПО УРОВ ф.А, ПО УРОВ ф.В , ПО УРОВ ф.С;
- входы для приема внешних сигналов (Пуск УРОВ от ВЗ и Пуск УРОВ от ДЗШ);
- узел логики УРОВ.

В части формирования отключающих импульсов УРОВ обеспечивает действие на отключение резервируемого выключателя без выдержки времени, а затем с выдержкой времени действие на отключение смежных выключателей.

Предусмотрены задержки:

- действия УРОВ);
- действия УРОВ «на себя»

Обеспечена избирательность действия логики УРОВ. При поступлении пускового сигнала от защиты линии и наличии тока осуществляется формирование выходного сигнала УРОВ в защиту шин УРОВ присоединения в ДЗШ. И наоборот, при поступлении пускового сигнала от защиты шин и наличии тока осуществляется формирование выходного сигнала УРОВ в защиту линии УРОВ ДЗШ в присоединение. [29]

4.3.6.2 Расчет уставок УРОВ

Уставка по току срабатывания ПО УРОВ выбирается меньше минимального тока КЗ, протекающего в месте установки защиты при междуфазных КЗ и КЗ на землю в конце зоны резервирования(конец линии.

$$I_{cp} \leq \frac{I_{кз.мин}}{K_{тт} \cdot K_{\epsilon}} \quad (62)$$

$$I_{cp} \leq \frac{8,64}{1,2} = 7,2 \text{ кА}$$

Выдержка времени УРОВ должна выбираться минимально допустимой для уменьшения расчетных выдержек времени резервных защит и в тоже время достаточной для обеспечения надежной, устойчивой работы энергосистемы. [29]

5.ВЫБРАННЫЕ К УСТАНОВКЕ ЗАЩИТЫ

Подводя итог из рассчитанных и описанных защит для защиты ВЛ Даурия-Магистральный выбираем к установке основную защиту линии ДЗЛ (т.к. имеется связь по ВОЛС), резервной защитой будет являться комплект ступенчатых защит. Так же устанавливаем терминал АПВ.

Данные защиты предлагается реализовать с использованием микропроцессорных терминалов БЭ2704 091 Е2 УХЛ4, БЭ2704 021 Е2 УХЛ4 и БЭ2704 019 Е2 УХЛ4 в составе шкафа релейной защиты фирмы ЭКРА ШЭ 2607.

Так как длина линии превышает 20 км то согласно пункту 1.6.23. ПУЭ на линию следует установить устройство ОМП

6 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

6.1 Капиталовложения на реализацию проекта

Экономическая оценка заключается в сопоставлении капитальных затрат по источникам финансирования, издержек и прочих затрат с поступлениями.

Устройства, их количество и стоимость приведены в таблице 17

Таблица 17 – Стоимость и количество проектируемого оборудования.

Тип устройства	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Итог, руб.
1	2	3	
Микропроцессорный терминал ЭКРА БЭ 2706 091	2	440000	1760000
Микропроцессорный терминал ЭКРА БЭ 2706 019	2	440000	1760000
Выключатель ВЭБ – УЭМ – 220 УХЛ	2	1500000	6000000
Трансформатор тока ТВГ - УЭМ	6	670000	2680000
Разъединитель РНДЗ – 220 ХЛ1	4	300000	2400000
Трансформатор напряжения НАМИ – 220 УХЛ1	6	550000	2200000
Микропроцессорный терминал ЭКРА БЭ 2706 021	2	440000	1760000

Определяем капитальные вложения на ОРУ по формуле:

$$K_{ору} = K_{бык} + K_{ТТ} + K_{ТН} + K_p \quad (63)$$

Определяем капитальные вложения РЗ по формуле:

$$K_{PЗ} = K_{\text{уст.РЗ}} + k_{СМР} \quad (64)$$

Где $k_{СМР}$ коэффициент, учитывающий строительные-монтажные работы (45 % от стоимости оборудования)

Находим суммарные капитальные вложения:

$$K_{\text{сум}} = K_{\text{ору}} + K_{PЗ} \quad (65)$$

Результаты сводим в таблицу 18

Таблица 18 – Капитальные вложения

Наименование	Стоимость
1	2
$K_{\text{ору}}$	13280000
$K_{PЗ}$	7656000
$K_{\text{сумм}}$	20936000

6.2 Расчет эксплуатационных издержек

Через издержки выражаются капитальные и текущие ремонты.

Издержки на эксплуатацию релейной защиты определяется по формуле:

$$I_{\text{ЭКС}} = \alpha_{\text{ЭКС}} \cdot K_{\text{сумм}} \cdot \alpha_n, \quad (66)$$

Где $\alpha_{\text{ЭКС}}$ - норма ежегодных отчислений на эксплуатацию, принятая 0,007

α_n - поправочный коэффициент на микропроцессорные устройства РЗА, принятый 0,9

6.3 Приблизительный расчет издержек на амортизацию

«Амортизация – это постепенное перенесение стоимости основных фондов на производимые с их помощью продукт или работу» [17].

«Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции» [17].

«Цель амортизации – накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов» [17].

Определяем издержки на амортизацию из вложенных финансов к сроку службы оборудования:

$$I_{ам} = \alpha_{ам} \cdot K_{сумм}, \quad (67)$$

Где $\alpha_{ам}$ - ежегодные отчисления на амортизацию.

Вычисляются как:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{20}$$

6.4 Возмещение затрат на электроэнергию

Определяется по формуле:

$$I_w = W \cdot T_{э}, \quad (68)$$

Где W – электроэнергия потребляемая устройствами РЗ за год, кВт*ч;

$T_{э}$ – тарифная цена электроэнергии. Для 220 кВ принята 1,82 руб./кВт*ч за 2023 год.

Электрическая энергия потребляемая за год:

$$I_w = P_{ном} \cdot T_{год}, \quad (69)$$

Где $P_{\text{потр}}$ – активная мощность потребляемая устройствам РЗ, принятая 0,04 кВт;

$T_{\text{год}}$ – период одного года, ч.

6.5 Прочие расходы

Себестоимость электроэнергии зависит от издержек, потерь, работы персонала, внеплановые ремонты, налоги.

Прочие расходы рассчитываем по формуле:

$$I_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{W}}) + 0,3 \cdot K_{\text{сумм}}. \quad (70)$$

Суммарные издержки определяются по формуле:

$$\sum I = I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{W}} + I_{\text{пр}} \quad (71)$$

Все результаты издержек сводим в таблицу 19

Таблица 19 – Издержки на устройства РЗ

Издержки	Значение
$\sum I$	7813934.886
$I_{\text{ЭКС}}$	131896.8
$I_{\text{ам}}$	1046800
I_{W}	637,73
$I_{\text{пр}}$	6634600.358

6.6 Расчет ущерба

«Ущерб, связанный с перерывом электроснабжения потребителей, подразделяют на прямой и дополнительный в зависимости от того, в чем он выражается» [17].

«Прямой ущерб – от расстройства технологического процесса, брака продукции, порчи сырья и материалов, выхода из строя и сокращения службы оборудования, ухудшения технико-экономических показателей технологического процесса, увеличения затрат материалов, труда и энергии на

единицу выпускаемой продукции, простоя персонала, занятого ведением технологического процесса, и т.п. «[17].

«Дополнительный ущерб – от недоотпуска продукции. В зависимости от отрасли промышленности и характера производства при перерывах электроснабжения могут иметь место оба вида ущерба или только один или часть из них. Таким образом ущерб обычно подразделяется на ущерб в системе электроснабжения (системный ущерб) и ущерб у потребителей» [17]

Системный ущерб это такой ущерб в расчете которого учитывается только защищаемый объект в данном случае линия.

$$Y_{ВЛ} = K_{ВЛ} \cdot q_{ВЛ} \cdot \frac{L}{100}, \quad (72)$$

где $q_{ВЛ}$ – вероятность выхода из строя линии электропередачи;

$L_{ВЛ}$ – длина линии электропередачи, км;

$K_{ВЛ}$ – капиталовложения на сооружение ЛЭП, определяются по следующей формуле:

$$K_{ВЛ} = (K_0 \cdot L + Z_{П} \cdot L) \cdot K_n \quad (73)$$

где K_0 – удельные капиталовложения на строительство одного километра ВЛ, 1310 тыс. руб./км [Файбисович, с. 333, табл. 7.4];

$L_{ЛЭП}$ – длина трассы, км;

$Z_{П}$ – затраты на вырубку просеки, 110 тыс. руб./км [Файбисович, с. 335, табл. 7.8];

K_n – переводной коэффициент, 9,5.

Вероятность выхода из строя линии электропередач:

$$q_{ВЛ} = \frac{0,5 \cdot 11}{8760}$$

Основной ущерб (прямой ущерб) потребителю рассчитывается по формуле:

$$Y_{осн} = Y_0 \cdot \Delta W_{нед}, \quad (74)$$

где Y_0 – средняя величина удельного основного ущерба для отраслей народного хозяйства $Y_0 = 1,5$ [Китушин, с.234, табл. П 2.1];

$\Delta W_{нед}$ – количество недоотпущенной электроэнергии. Количество недоотпущенной электроэнергии определяется по формуле:

$$\Delta W_{нед} = P_{деф} \cdot K_n \cdot T_{г}, \quad (75)$$

где $P_{деф}$ – дефицитная мощность;

K_n – коэффициент простоя системы, принимается $2,754 \cdot 10^{-4}$ ч/год;

$T_{г}$ – период одного года.

Дефицитная мощность определяется по формуле:

$$P_{деф} = K_3 \cdot S_{ном.т} \cdot \cos \varphi, \quad (76)$$

где K_3 – коэффициент загрузки трансформатора;

$S_{ном.т}$ – мощность силового трансформатора, МВА.

Ущерб внезапности равен:

$$Y_{вн} = Y_{по} \cdot P_{деф}, \quad (77)$$

где $P_{деф}$ – дефицитная мощность;

$Y_{по}$ – удельная величина ущерба при полном отключении принимается 0,15 [Китушин, с.234, табл. П 2.1].

Суммарный ущерб потребителю рассчитывается по формуле:

$$Y_{\Sigma} = Y_{осн} + Y_{ВН}.$$

6.7 Чистый дисконтированный доход

«Чистый дисконтированный доход – это сумма всех дисконтируемых на какой-либо момент поступлений и выплат, которые возникают в результате реализации инвестиционного объекта» [17].

«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» [17].

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{pt} = W_t \cdot T, \tag{78}$$

Где W_t – полезная отпущенная электроэнергия в год;

T – одноставочный тариф для потребителя.

Прибыль от реализации продукта определится:

$$P_{pt} = O_{pt} - I_t - Y_t, \tag{79}$$

где O_{pt} – объем продаж электропотребителю в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

Y_t – суммарная величина ущерба в год.

Ставка налога на прибыль 2023 год равен 20%.

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot P_{\delta t}. \tag{80}$$

Величина прибыли после вычета налогов численно равна прибыли от реализации за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$P_{чt} = P_{бt} - H_t. \quad (81)$$

Расчет чистого дисконтированного дохода заключается в дисконтировании чистого потока платежей \mathcal{E}_t , определенного как разность между притоками и оттоками денежных средств, т.е. без учета источников финансирования:

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_{ЭКt} - I_{Wt} - H_t - K_{PЗt}. \quad (82)$$

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

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} [\mathcal{E}_t \cdot (\frac{1}{1+E})^t], \quad (83)$$

Где T_p – расчетный период принятый 20 лет

E норматив дисконтирования принятый 0,05

Инвестирование капиталовложений в ВЛ 3 рода.

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность времени от начального момента до момента окупаемости с учетом дисконтирования – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде,

после которого ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным.

Результаты сводим в таблицу 20

Таблица 20 – Результаты расчета ЧДД в тыс.руб

Год	ЧДД	ЧДД _г
1	2	3
0	-8506934.528	-8506934.528
1	-8506934.528	-8101842.408
2	-12694134.528	-11513954.22
3	3604926.259	3114070.843
4	2965781.755	-13535944.031
5	2824554.052	-10711389.978
6	2690051.478	-8021338.5
7	2561953.789	-5459384.711
8	2439955.989	-3019428.722
9	2323767.609	-695661.113
10	2213112.009	1517450.896
11	2107725.722	3625176.618
12	2007357.831	4014715.662
13	1911769.363	5926485.025
14	1820732.726	7747217.751
15	1734031.168	9481248.919
16	1651458.255	11132707.174
17	1572817.386	12705524.56
18	1497921.32	14203445.88
19	1426591.733	15630037.614
20	1358658.794	16988696.407

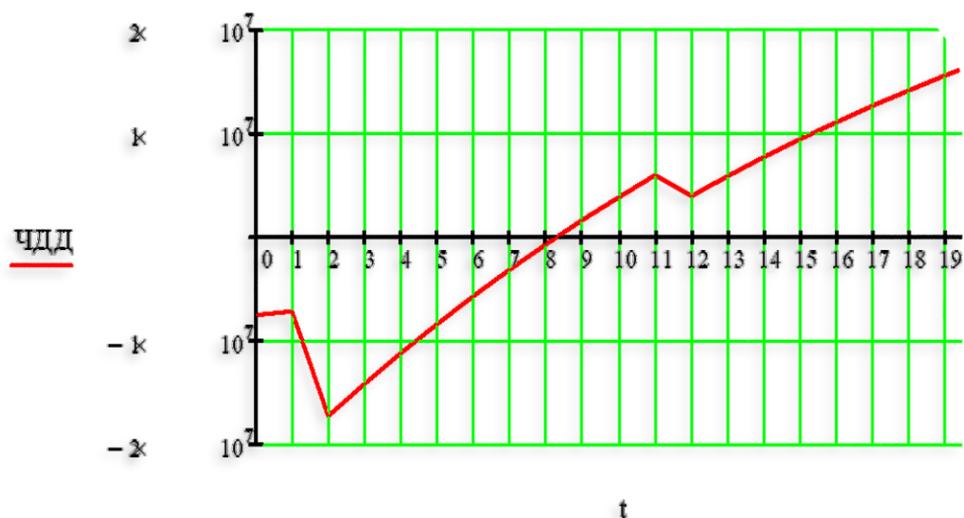


Рисунок 10 – график ЧДД

По графику заметно что срок окупаемости менее 9-ти лет. Значения ЧДД $>$ 0 положительные от сюда следует что, проект более-менее инвестиционно-привлекателен.

Таблица 21 – Результаты расчета ЧД

Год	ЧД
1	2
0	-7470056.928
1	-7470056.928
2	-18616913.856
3	-15015203.117
4	-11413492.378
5	--7811781.638
6	-4210070.899
7	-608360.16
8	2993350.579
9	6595061.318
10	10196772.058
11	13798482.797
12	17400193.536
13	21001904.275
14	24603615.014
15	28205325.754
16	31807036.493
17	35408747.232
18	39010457.971.
19	42612168.71
20	46213879.45

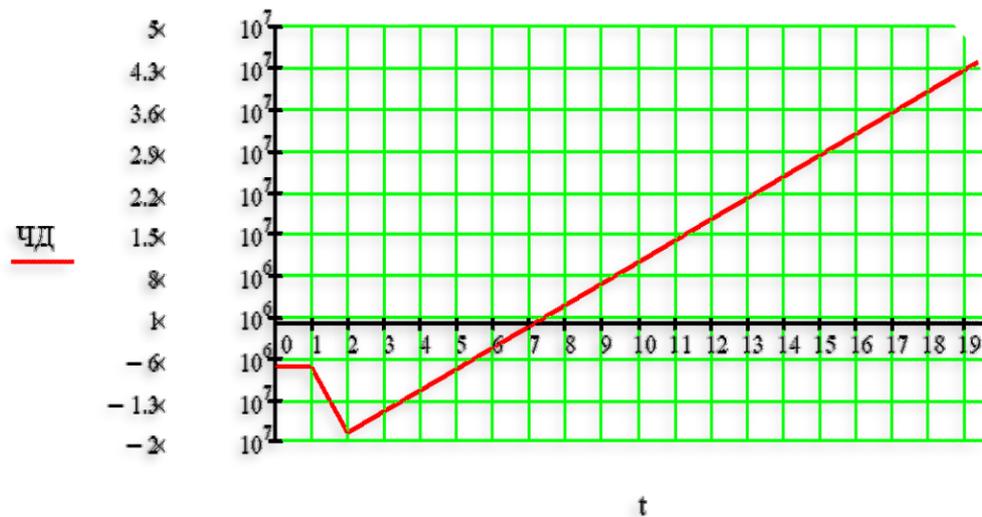


Рисунок 11 – График ЧД

Рентабельность инвестиций рассчитывается по формуле:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t}{K} \cdot 100. \quad (84)$$

Расчет оценки экономической эффективности представлен в приложении А.

Вывод: срок окупаемости при капиталовложениях в 20936000 руб. составит 7.2 года. Проект является экономически эффективным, т.к ИДД > 1,923. Рентабельность проекта составит 19,5% в год начиная с 7-го года.

7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Этот раздел выпускной квалификационной работы предназначен для рассмотрения вопросов, касающихся безопасности проведения мероприятий на ПС Даурия 500/220 кВ, дана оценка влияния данной подстанции на окружающую среду, рассмотрены вопросы обеспечения пожарной безопасности, как в ходе проектирования подстанций, так и в процессе эксплуатации [4].

7.1 Безопасность

Микроклимат помещения

«Микроклимат производственных помещений – это климат внутренней среды этих помещений, который определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности и скорости движения воздуха, а также температуры окружающих поверхностей.»[4]

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ)» «Общие санитарно - гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» п.1.4 «В кабинах, на пультах и постах управления технологическими процессами, в залах вычислительной техники и других производственных помещениях при выполнении работ операторского типа, связанных с нервно-эмоциональным напряжением, должны соблюдаться оптимальные величины температуры воздуха 22-24 °С, его относительной влажности 60-40 % и скорости движения (не более 0,1 м/с). Перечень других производственных помещений, в которых должны соблюдаться оптимальные нормы микроклимата, определяется отраслевыми документами, согласованными с органами санитарного надзора в установленном порядке».

В соответствии с СП 60.13330.2016 «СНиП 41-01-2003 ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ воздуха» п.5.1 Параметры микроклимата при отоплении и вентиляции помещений (кроме помещений, для

которых метеорологические условия установлены другими нормативными документами) следует принимать по ГОСТ 12.1.005 для обеспечения метеорологических условий и поддержания чистоты воздуха в обслуживаемой или рабочей зоне помещений (на постоянных и непостоянных рабочих местах):

б) в холодный период года в обслуживаемой или рабочей зоне жилых зданий (кроме жилых помещений), общественных, административно-бытовых и производственных помещений температуру воздуха - минимальную из допустимых температур при отсутствии избытков явной теплоты (далее - теплоты) в помещениях; экономически целесообразную температуру воздуха в пределах допустимых норм в помещениях с избытками теплоты. В производственных помещениях площадью более 50 м² на одного работающего следует обеспечивать расчетную температуру воздуха на постоянных рабочих местах и более низкую (но не ниже 10 °С) температуру воздуха на непостоянных рабочих местах. Относительную влажность воздуха в кондиционируемых помещениях допускается не обеспечивать по заданию на проектирование.

В местностях с расчетной температурой наружного воздуха в теплый период года (по параметрам Б) 30 °С и более температуру воздуха в кондиционируемых помещениях следует принимать на 0,4 °С выше указанной в ГОСТ 30494 и ГОСТ 12.1.005 на каждый градус превышения температуры наружного воздуха сверх температуры 30 °С, увеличивая также соответственно скорость движения воздуха на 0,1 м/с на каждый градус превышения температуры наружного воздуха. При этом скорость движения воздуха в помещениях в указанных условиях должна быть не более 0,5 м/с.

Один из параметров микроклимата допускается принимать в пределах допустимых норм вместо оптимальных при согласовании с органом санитарно-эпидемиологического надзора и по заданию на проектирование.[4]

Основной задачей производственного освещения является поддержание на рабочем месте освещенности, соответствующей характеру зрительной работы.

Разряд зрительных работ диспетчерского управления в ОПУ относится к группе IIIв. По нормативным документам освещенность помещения должна быть 300 лк, щиты вертикального положения должны быть освещены 150 лк. [4]

«Осветительные установки должны быть удобны и просты в эксплуатации, долговечны, отвечать требованиям эстетики, электробезопасности, а также не должны быть причиной возникновения взрыва или пожара. Обеспечение указанных требований достигается применением защитного зануления или заземления, ограничением напряжения питания переносных и местных светильников, защитой элементов осветительных сетей от механических повреждений.»[4]

Шум оборудования

«Шумом называют всякий неблагоприятно действующий на человека звук. С физической точки зрения звук представляет собой механические колебания упругой среды.

Трансформатор является источником постоянного шума механического и аэродинамического происхождения. Механический шум излучается баком трансформатора (реактора) и в основном зависит от типовой мощности трансформатора (реактора). Аэродинамический шум создается дутьевыми устройствами систем охлаждения и в ряде случаев может быть более интенсивным, чем механический шум трансформаторов (реакторов).»[30]

Слуховой орган человека воспринимает в виде слышимого звука колебания упругой среды, имеющие частоту примерно от 20 до 20000 Гц, но наиболее важный для слухового восприятия интервал от 45 до 10000 Гц. [4]

Восприятие человеком звука зависит не только от его частоты, но и от интенсивности и звукового давления.

Неблагоприятное действие шума на человека зависит не только от уровня звукового давления, но и от частотного диапазона шума, а также от равномерности воздействия в течение рабочего времени.

«В результате неблагоприятного воздействия шума на работающего человека происходит снижение производительности труда, увеличивается брак в работе, создаются предпосылки к возникновению несчастных случаев. Всё это обуславливает большое оздоровительное и экономическое значение мероприятий по борьбе с шумом.»[4]

«Для защиты персонала от шума решающее значение имеют санитарно-гигиенические нормативы допустимых уровней шума (СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" и свод правил СП 51.13330.2011 «Защита от шума и акустика залов. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003») поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.» [30]

ЭМП промышленной частоты

«Электромагнитное поле (ЭМП) образуется из электрического и магнитного полей, оказывающее на заряженные частицы силовое воздействие и определяемый во всех точках двумя парами векторных величин, которые характеризуют две его стороны - электрическое и магнитное поля.»[21].

«Электрическое поле - это составляющая ЭМП, которая характеризуется воздействием на электрически заряженную частицу с силой, пропорциональной заряду частицы и не зависящей от ее скорости.»[21].

«Магнитное поле - это составляющая ЭМП, которая характеризуется воздействием на движущуюся частицу с силой, пропорциональной заряду частицы и ее скорости»[21].

Влияющим фактором на здоровье обслуживающего персонала, является электромагнитное поле, возникающее в пространстве вокруг токоведущих частей действующих электроустановок.

«Интенсивное электромагнитное поле промышленной частоты вызывает у работающих нарушение функционального состояния центральной нервной и сердечно - сосудистой системы, а также периферической крови. При этом наблюдается повышенная утомляемость, снижение точности рабочих движений, изменение кровяного давления и пульса, возникновение болей в сердце, сопровождающихся сердцебиением и аритмией, и т. п.» [21].

Электробезопасность

Персонал, обслуживающий электроустановки, должен быть снабжен всеми необходимыми электрозащитными средствами, обеспечивающими безопасность его работы и соблюдать меры безопасности.

«Электрозащитные средства — переносимые, перевозимые изделия, служащие для защиты людей, работающих с электроустановками, от поражения электрическим током, от воздействия электрической дуги и электромагнитного поля.» [21].

Электрозащитные средства в свою очередь делятся на основные и дополнительные, до 1 кВ и выше 1 кВ.

Основные электрозащитные средства - средства защиты, изоляция которых длительно выдерживает рабочее напряжение электроустановок и позволяет прикасаться к токоведущим частям, находящимся под напряжением

«Дополнительные электрозащитные средства — средства защиты, дополняющие основные средства, а также служащие для защиты от напряжения прикосновения и напряжения шага, которые сами по себе не могут при данном напряжении обеспечить защиту от поражения током, а применяются совместно с основными электрозащитными средствами.» [21].

К основным электрозащитным средствам в электроустановках выше 1 кВ относятся: изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, указатели напряжения, указатели напряжения для фазировки, изолирующие устройства и приспособления для работ на воздушных линиях под напряжением с непосредственным прикосновением электромонтера к токоведущим частям (изолирующие лестницы, площадки, канаты и т.п.). [21].

К основным электрозащитным средствам, применяемым в электроустановках напряжением до 1 кВ, относятся: изолирующие штанги, изолирующие электроизмерительные клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки, слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками. [21].

К дополнительным электрозащитным средствам напряжением выше 1 кВ относятся: диэлектрические перчатки, диэлектрические боты, диэлектрические ковры, индивидуальные экранирующие комплекты, изолирующие подставки и накладки, диэлектрические колпаки, переносные заземления, оградительные устройства, плакаты и знаки безопасности.

К дополнительным электрозащитным средствам напряжением до 1 кВ относятся: диэлектрические галоши, диэлектрические ковры, переносные заземления, изолирующие подставки и накладки-оградительные устройства, плакаты и знаки безопасности. Электрозащитные средства рассчитываются на применение при наибольшем допустимом рабочем напряжении электроустановки [10].

7.2 Экологичность

Влияние ПС на атмосферу

Вещества, загрязняющие атмосферу, образующиеся в результате деятельности человека (к их числу относится и элегаз), делятся на две категории по их воздействию:

- истощение стратосферного озона (дыры в озоновом слое);

- глобальное потепление (парниковый эффект).

Галогеносодержащие газы, попадая в атмосферу земли, под воздействием ультрафиолетового излучения разлагаются, и освобожденные атомы галогенов вступают в реакцию с озоном, разрушая при этом озоновый слой земли. При попадании элегаза в атмосферу благодаря особенностям спектра ультрафиолетового поглощения молекулы SF₆ практически не происходит ее разрушения в верхних слоях атмосферы, а образовавшееся незначительное количество атомов фтора вступают в реакцию не с озоном, а с молекулами воды с образованием HF. [2]

Источником загрязнения атмосферы являются так же продукты горения трансформаторного масла, которым заполнено маслонеполненное оборудование (силовые трансформаторы, ТН, ТТ. реакторы), образующиеся в результате его возгорания в аварийных ситуациях.

Этим маслом является минеральное масло, которое содержит полихлорбифенил.

Полихлорбифенил - это не что иное, как хлорированный углеводород, относящийся к ядовитым синтетическим органическим соединениям. При высоких температурах, из масла происходит выделение хлора, который оказывает вредное воздействие на все живые организмы.

При вдыхании человеком происходит сильное отравление, парализующее дыхание.

Влияние ПС на почву и гидросферу

Использование на подстанциях большого объема трансформаторного масла являются не только негативным фактором, влияющим на атмосферу, но и негативным фактором, влияющим и на почву.

Продукты разложения трансформаторного масла при их растекании загрязняют почву, подземные воды, нанося вред животному и растительному миру вблизи ПС.

Меры по предотвращению загрязнения почвы трансформаторным маслом

Согласно [6, п 4.2.69] для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов с количеством масла 10-50 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

На РУ 220 кВ подстанции «Даурия» предполагается разместить группу однофазных трансформаторов и резерв фазы АОДЦТН-167000/500/220/10. Габариты трансформатора: длина $A=9,680$ м; ширина $B=5,270$ м; высота $H=5,540$ м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе $m = 42$ т. Плотность масла $\rho = 0,85$ т/м³.

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике, так как в соответствии с ПУЭ п. 4.2.69 для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 10 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований, маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла более 20 т не допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники с отводом масла должны выполняться заглубленной или незаглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки. Верхний уровень гравия (щебня) должен быть не менее чем на 75 мм ниже верхнего края

борта (при устройстве маслоприемников бортовыми ограждениями) или уровня окружающей планировки (при устройстве маслоприемников без бортовых ограждений).

Допускается не производить засыпку дна маслоприемников по всей площади гравием. При этом на системах отвода масла от трансформаторов (реакторов) следует предусматривать установку огнепреградителей;

Объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор (реактор), маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическим стационарными устройствами и гидрантами на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50% масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч. Маслоотводы могут выполняться в виде подземных трубопроводов или открытых кюветов и лотков;

Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформаторов, реакторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80% общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, ограждения маслоприемника и маслосборника должны быть защищены маслостойким покрытием.

Зная массу масла и его плотность, можно определить 100% объем масла.

$$V_{\text{TM}} = \frac{m}{\rho} \quad (85)$$

$$V_{\text{TM}} = \frac{42}{0.85} = 49,42 \text{ м}^3$$

Зная объем, который занимает масло, а также длина $A=9,680$ м; ширина $B=5,270$ м; высота $H=5,540$ м до крышки трансформатора, можно определить площадь, отводимую под маслоприемник:

$$S_{\text{МП}} = (A + 2 * \Delta) * (B + 2 * \Delta) \quad (86)$$

$$S_{\text{МП}} = (9,680 + 2 * 1,5) * (5,270 + 2 * 1,5) = 104,864 \text{ м}^2$$

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{\text{БПТ}} = 2 * (A + B) * H, \text{ м}^2, \quad (87)$$

$$S_{\text{БПТ}} = 2 * (9,680 + 5,270) * 5,54 = 165,646 \text{ м}^2;$$

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = I * t * (S_{\text{МП}} + S_{\text{БПТ}}), \text{ м}^3, \quad (88)$$

где t – нормативное время пожаротушения тушения, $t = 1800$ с;

I – интенсивность пожаротушения, $I=0,2$ л/с · м²;

$S_{\text{БПТ}}$ - площадь боковых поверхностей трансформатора.

$$V_{H_2O} = (104,864 + 165,646) * 0,2 * 1800 = 97383,6 = 97,4 \text{ м}^3.$$

С учетом данных трансформатора принимаем следующую конструкцию

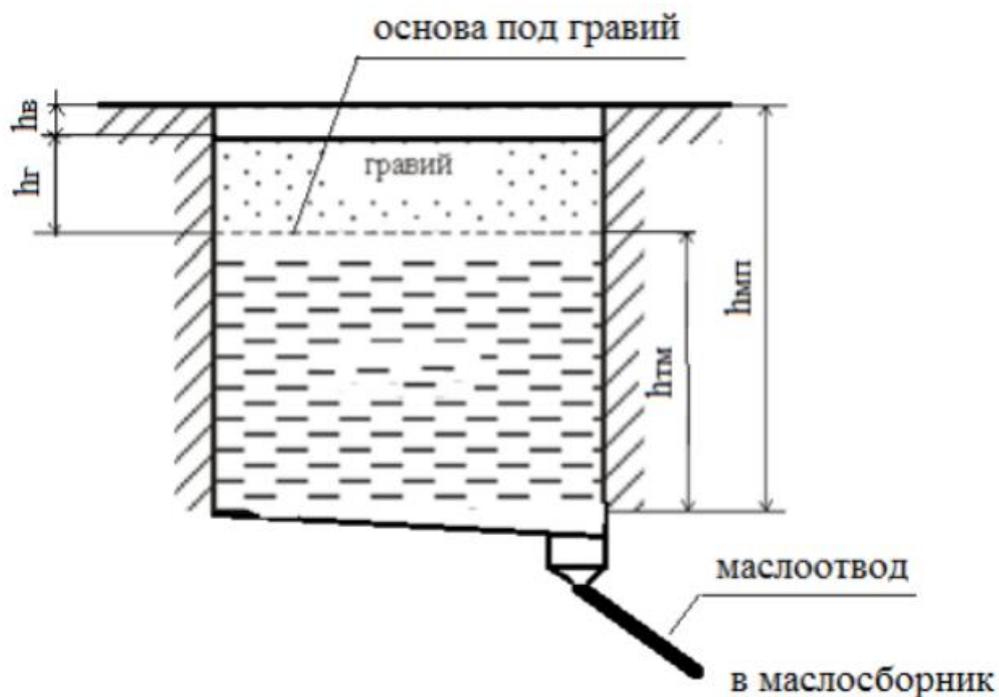


Рисунок 12 – Конструкция маслоприемника с отводом трансформаторного масла и воды (эскиз)

Глубина маслоприемника для приема 100% масла

$$h_{\text{ТМ}} = \frac{V_{\text{ТМ}}}{S_{\text{МП}}} \tag{89}$$

$$h_{\text{ТМ}} = \frac{V_{\text{ТМ}}}{S_{\text{МП}}} = \frac{49,42}{104,864} = 0,47 \text{ м}$$

Глубина маслоприемника с отводом трансформаторного масла принятой конструкции равна

$$h_{\text{МП}} = 0,47 + 0,075 + 0,25 = 0,795$$

Расчет маслосборника

Расчёт объема воды с учетом 30 минутного запаса для этого объем воды за нормативные 2 умножается минуты на 16 ,а затем на постоянную равную 0,8

$$V_{H_2O} = 97,4 * 0,8 = 77,92 \text{ м}^3.$$

Объем маслосборника должен быть не менее суммы объемов воды и трансформаторного масла

$$V_{\text{МС}} = 49,42 \text{ м}^3$$

7.3 Чрезвычайные ситуации

В процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования могут возникать различные непредвиденные ситуации, которые могут привести к тяжелым последствиям. Одной из многих опасных ситуаций может быть возникновение пожара электроэнергетических объектов.

1.3.1. Требования пожарной безопасности к содержанию территорий, зданий, помещений, сооружений и обеспечению безопасности людей при пожаре

Территория предприятия (РЭС, МУ, ПС) должна постоянно содержаться в чистоте, очищаться от сгораемых отходов, мусора, тары, опавших листьев, травы и т.п. Горючие отходы, мусор и т.п. следует собирать на специально выделенных площадках в контейнеры или ящики, а затем вывозить для дальнейшей утилизации. Запрещается загромождать материалами и оборудованием проезды вокруг зданий и дороги.

Вся территория предприятия, подразделений должна иметь капитальное ограждение и оборудованные контрольно-пропускные пункты, а также наружное освещение в соответствии с действующими нормами.

Ко всем зданиям и сооружениям предприятия должен быть обеспечен свободный проезд. Все проездные дороги (проезды, подъезды) и проходы к зданиям, сооружениям, открытым складам, пожарным водоемам и гидрантам и другим источникам водоснабжения (пруды, каналы и т.п.), оборудованные специальными площадками (пирсами), а также доступы к стационарным пожарным лестницам и пожарному инвентарю должны содержаться в исправном состоянии, быть постоянно свободными, а в зимнее время очищаться от снега и наледи.

На территории должны быть установлены соответствующие дорожные знаки и поясняющие надписи, не допускающие остановки автотранспорта, других механизмов и оборудования в местах сужения проездных дорог и в местах расстановки пожарной техники по оперативному плану пожаротушения ПС (карточкам пожаротушения).

Закрытие на ПС отдельных проездов и участков дорог на ремонт или по другим причинам может быть произведено после согласования с руководством ПС (объектовой пожарной охраной, при наличии) и устройства временных объездов или переездов через ремонтируемые участки. В этих случаях на весь период ремонта в необходимых местах должны быть установлены дорожные знаки и указатели маршрута следования.

Запрещается на территории предприятия, подразделений, сооружение временных сгораемых зданий и сооружений.

Территория предприятия должна иметь наружное освещение, достаточное для быстрого нахождения противопожарных источников, наружных пожарных лестниц, входов в здания и сооружения.

Временное хранение демонтированного или нового оборудования должно осуществляться на специально выделенных площадках, выполненных искусственным водонепроницаемым покрытием (бетон), с обваловкой по периметру.

Места временной и постоянной стоянки автотранспорта на территории определяется руководителем предприятия и должны иметь обозначения.

Во всех производственных, вспомогательных и административных зданиях должен соблюдаться установленный противопожарный режим для обеспечения нормальных и безопасных условий труда персонала в соответствии с требованиями настоящей инструкции.

Для всех зданий, помещений, установок согласно функциональному назначению (проекту, технической документации) должны быть разработаны инструкции по мерам пожарной безопасности в соответствии с правилами пожарной безопасности, требованиями заводов изготовителей, НТД, СНиП.

По каждому отдельному помещению должен быть назначен ответственный за пожарную безопасность, табличка с фамилией которого и номеров вызова пожарной охраны вывешивается на видном месте.

Для производственных и складских помещений, наружных установок должна быть определена категория взрывопожарной и пожарной опасности, а также класс зоны по правилам устройства электроустановок, который надлежит обозначать на дверях помещений или на установках.

Лица ответственные за пожарную безопасность предприятий (подстанций), один раз в три года должны проходить обучение по пожарно-техническому минимуму.

Запрещается производить перепланировку помещений без предварительной разработки проекта, а при отступлении его от строительных норм и правил — без согласования с местными надзорными органами. Запрещается в указанных помещениях уменьшать число эвакуационных выходов и снижать огнестойкость строительных конструкций в нарушение требований действующих строительных норм и правил (СНиП).

На путях эвакуации должно поддерживаться в исправном состоянии рабочее и аварийное освещение, а также должны быть установлены указатели для выхода персонала в соответствии с действующими Государственными стандартами.

На рабочих местах допускается хранить запас смазочных материалов в емкостях из небьющейся тары и с плотно закрывающимися крышками. Величина запаса смазочных материалов устанавливается местной инструкцией о мерах пожарной безопасности соответствующего цеха, участка, лаборатории и т.д.

После окончания смены сгораемые отходы и обтирочные материалы необходимо убирать с рабочего места. Не использованные ЛВЖ и ГЖ, а также краски, лаки и растворители следует хранить в специальных металлических шкафах (ящиках).

Использованные промасленные обтирочные материалы надо складывать в специальные металлические закрывающиеся ящики вместимостью не более 0,5 м³ с надписью "Для ветоши" и регулярно удалять для утилизации.

При пересечении коммуникациями и кабелями перегородок (перекрытий) все места проходов необходимо на всю толщину уплотнить несгораемыми

материалами, а при необходимости специальными сальниковыми уплотнениями.

Системы вентиляции и противодымной защиты (дымоудаления) должны поддерживаться в технически исправном состоянии, отвечающем условиям их установки и проектным требованиям.

Устройства, обеспечивающие плотное закрывание дверей лестничных клеток, коридоров, тамбуров, вестибюлей и холлов (доводчики, уплотнение притворов и т.п.) постоянно должны находиться в исправном состоянии. Их ремонт должен проводиться в кратчайшие сроки.

Маслоприёмные устройства под оборудованием и маслоотводы должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения. В пределах бортовых ограждений маслоприемников гравийную засыпку необходимо содержать в чистом состоянии и не реже 1 раза в год промывать. При образовании на гравийной засыпке твердых отложений от нефтепродуктов толщиной более 3 миллиметров, появлении растительности или невозможности его промывки должна осуществляться замена гравия.

Аварийные емкости для приема масла от силовых трансформаторов, масляных выключателей и реакторов должны проверяться не реже 2 раз в год, а также после обильных дождей, таяния снега или тушения пожара. Не допускается наличие воды в маслоборнике. В местах расположения маслоборников должны быть установлены указатели с обозначением их объема в кубических метрах. Результаты проверок маслоборников должны фиксироваться в специальном журнале, а при выявлении нарушений – в журнале дефектов оборудования ПС.

Проверка состояния огнезащитной обработки (пропитки) проводится в соответствии с инструкцией завода-изготовителя, но не реже 1 раза в год, с составлением акта проверки состояния огнезащитной обработки.

На дверях помещения аккумуляторной должны быть сделаны надписи «Аккумуляторная», «Огнеопасно», «Запрещается курить» или вывешены соответствующие знаки безопасности о запрещении использования открытого огня и курения. Стекла окон аккумуляторных батарей должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде или оснащены специальной защитной пленкой. Для герметичных стационарных аккумуляторов или аккумуляторов с пониженным выделением водорода допускается выполнять естественную вентиляцию из верхней части помещения.

В рабочих помещениях химической лаборатории все вещества, материалы и приборы должны храниться строго по ассортименту или по типу, разрешается хранить не более 1 кг горючих веществ каждого названия и не более 3 кг в общей сложности. Промасленные ветошь и бумагу нужно собирать емкости с плотно закрывающимися крышками и в конце рабочего дня выносить за пределы химической лаборатории.

Требования пожарной безопасности к электроустановкам.

Электроустановки должны монтироваться в соответствии с ПУЭ, ППБ, технической документации заводов изготовителей, проектных решений и эксплуатироваться с соблюдением номинальных режимов работы в соответствии с ПТЭ.

Лицо, ответственное за состояние электроустановок (электрохозяйство) назначается распорядительным документом по предприятию.

Помещения распределительных устройств, подщитовые помещения должны содержаться в чистоте.

Не допускается прокладывание воздушных линий электропередачи и наружных электропроводок над горючими кровлями и открытыми складами горючих материалов.

При эксплуатации электроустановок **ЗАПРЕЩАЕТСЯ:**

Использовать электроаппараты и приборы, имеющие неисправности, которые могут привести к пожару, а также эксплуатировать провода и кабели с повреждённой или потерявшей защитные свойства изоляцией.

Пользоваться повреждёнными розетками, рубильниками и другими электротехническими изделиями.

Использовать электроаппараты и приборы в условиях, не соответствующих рекомендациям предприятий-изготовителей.

Обёртывать электролампы и светильники бумагой; тканью и другими горючими материалами, а также эксплуатировать их со снятыми колпаками (рассеивателями).

Эксплуатировать электропечи, не оборудованные терморегуляторами.

Пользоваться электроутюгами, электроплитками, электрочайниками и другими электронагревательными приборами без подставок из негорючих материалов.

Оставлять без присмотра включённые в сеть электрические приборы (электронагреватели, телевизоры, радиоприёмники и т.п.).

Применять нестандартные (самодельные) электронагревательные приборы, использовать некалиброванные плавкие вставки или другие самодельные аппараты защиты от перегрузок и короткого замыкания.

Прокладывать транзитные электропроводки и кабельные линии через складские помещения, а также через пожароопасные и взрывоопасные зоны.

Включать в работу электроустановки с неисправными системами пожаротушения, предусмотренные проектом.

Переносные электрические светильники должны быть выполнены с применением гибких электропроводок, оборудованы стеклянными колпаками, а также защищены предохранительными сетками и снабжены крючками для подвески.

Проверка электрических сетей, электроприёмников, замер сопротивления изоляции и другие измерения должны производиться не реже 1 раза в 3 года.

При возникновении пожара персонал должен действовать в соответствии с местными инструкциями по пожарной безопасности, карточками пожаротушения и планом пожаротушения (на ПС).

Содержание первичных средств пожаротушения и сетей противопожарного водоснабжения

Первичные средства пожаротушения должны содержаться в соответствии с паспортными данными на них. Не допускается использование средств пожаротушения, не имеющих соответствующих сертификатов.

Ответственность за исправность, ремонт, сохранность и готовность к действию огнетушителей в подразделениях возлагается на лиц, уполномоченных на это распоряжением по предприятию (структурному подразделению).

Каждый огнетушитель, установленный в помещении, должен иметь порядковый номер, нанесённый на корпус белой краской.

Огнетушители должны всегда содержаться в исправном состоянии, периодически осматриваться, проверяться и своевременно перезаряжаться.

Огнетушители располагаются на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,5 м. Расположение огнетушителей в коридорах, проходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

При эксплуатации огнетушителей не допускается:

Попадание на корпус огнетушителей влаги, прямых солнечных лучей и осадков;

Нахождение огнетушителей без чеки и пломбы завода-изготовителя.

Температура эксплуатации и хранения углекислотных огнетушителей от -40 до +50 С, порошковых от -40 до +50 С.

Ответственность за содержание сетей противопожарного водоснабжения, их исправное состояние и работоспособность на нужды пожаротушения возлагается на лицо, закрепленное приказом по предприятию.

Пожарные краны противопожарного водопровода должны быть укомплектованы рукавами и стволами. Пожарный рукав должен быть присоединён к крану и стволу. Периодичность проверки состояния пожарных кранов и перемотка пожарных рукавов - не менее одного раза в год (для изменения места скатки).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был проработан вариант расчёта и выбора релейных защит и автоматики на вновь вводимой воздушной линии 220 кВ между планируемыми к постройке согласно схемам и программ развития на 2025-2028 годы ПС Даурия и ПП Магистральным. Рассматриваемые объекты находятся на северо-западе амурской области на территории Сквородинского и Тындинского районов

Был произведен сбор исходных данных, составлена схема замещения энергорайона и произведен расчет токов КЗ с применением специальных программных комплексов. Исходя из рассчитанных данных и учета климатических условий было выбрано основное электрооборудование соответствующего климатического исполнения.

Согласно нормативным документам, были определены соответствующие типы защит с учетом требований к оснащению релейными защитами и автоматикой защищаемого объекта. Был осуществлен выбор аппаратов РЗА. (Приоритетом стали российские производители). Исходя из имеющихся исходных данных произведен расчет уставок для выбранных к установке защит. Поставленные в бакалаврской работе задачи с учетом имеющихся возможностей успешно выполнены.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 АРМ СРЗА [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://pk-briz.ru/>. – Дата доступа: 05.06.2023.

2 Баковые выключатели ВЭБ-УЭТМ®-220 Точка доступа: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/vebuetm220/>. Дата доступа: 11.05.2023

3 Безопасное расстояние от ЛЭП до жилого дома: минимальные допустимые нормы СанПиН 2023 точка доступа: <https://zakonsosedu.ru/uchastok/rasstoyanie-ot-lep-do-doma>. Дата доступа 1.06.23

4 Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Б. Булгаков ; АмГУ, ИФФ. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. - 90 с.

5 Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения
Режим доступа: <https://pue8.ru/vybor-elektrooborudovaniya/86-vybor-transformatorov-toka-i-transformatorov-napryazheniya.html>. Дата доступа: 12.05.2023

6 Выключатели и измерительные трансформаторы в КРУ 6-220 кВ точка доступа: <https://forca.ru/knigi/oborudovanie/vyklyuchateli-i-izmeritelnye-transformatory-v-kru-6-220-kv-17.html> Дата доступа:26.05.23

7 Выпуск 2. Руководящие указания по релейной защите. Ступенчатая токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110 - 220 кВ Точка доступа: https://standartgost.ru/g/pkey-14293723933/Выпуск_2.
Дата доступа: 01.06.2023

8 Инновационные конструкции неизолированных проводов Точка доступа: 6b3e80424ab715c6ef2246e94e9fe962.pdf. Дата доступа 15.04.2022

9 Климатические условия Точка доступа: https://vuzlit.com/75714/klimaticheskie_usloviya. Дата доступа:06.06.2023

10 Козлов А.Н., Козлов В.А., Мясоедов Ю.В. К59 Релейная защита и автоматика электрических систем: учебное пособие / 3-е изд., испр. и доп. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013 – 158с.

11. Козлов А.Н., Ротачева А.Г. П.73 Проектирование устройств релейной защиты. Учебное пособие / сост.: Ротачева А.Г., А.Н. Козлов - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013

12 Линии электропередач 35 - 220 кв. дистанционная защита Расчёт уставок Методические указания Санкт-Петербург 2022

13 Линия электропередачи напряжением 110 220 кв Точка доступа: <https://plastep.ru/liniya-elektroperedachi-napryazheniem-110-220-kv/>. Дата доступа: 07.05.2023

14 Методика расчета и выбора параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования резервных защит в шкафу типа ШЭ2607 021 (первая редакция) экра.650323.066

15 Микропроцессорная релейная защита и автоматика электрических машин: учебное пособие / И. Л. Кузьмин, И. Ю. Иванов, Ю. В. Писковацкий [и др.]. – Казань: КГЭУ, 2021 – 125 с.

16 НАМИ – 220 ТУ 3414-023-11703970-03 Точка доступа: <https://ramenergy.ru/products/nami-220/>. Дата доступа: 13.05.2023

17 Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750 кВ. РД 153-34.0-35.617-2001. – М.: ИАЦ Энергия, 2012. – 264 с.

18 Правила устройства электроустановок – 7-е изд. – М. : НЦ ЭНАС, 2003.– 704 с.

19 ПС 220 кВ "Сковородино" Точка доступа: https://www.asuvei.ru/object/ps_skovorodino/#:~:text=Подстанция%20220%20кВ%20«Сковородино»%20трансформаторной,тяговых%20подстанций%20РЖД%20в%20Приамурье. Дата доступа: 06.06.2023

20 ПУЭ. Правила устройства электроустановок. Издание 7

21 Расчет максимальных рабочих токов Точка доступа: https://studwood.net/2511530/matematika_himiya_fizika/raschet_maksimalnyh_rabochih_tokov. Дата доступа: 26.04.2023

22 Рекомендации по выбору уставок функции продольной дифференциальной защиты линии электропередачи ЭКРА.650323.037Д7

23 РПД-УЭТМ®-220, РПДО-УЭТМ®-220 Точка доступа: <https://www.uetm.ru/katalogproduktsii/item/rpduetm220rpduetm220/>. Дата доступа: 13.05.2023

24 Город Тында, Тындинский район, география, климат Точка доступа: <http://tynda.ru/sasw/win/geogr/geogr2.htm>. Дата доступа: 8.05.2023

25 Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.037-2010

26 Трансформаторы тока встроенные серии ТВГ-УЭТМ® Точка доступа: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/?url=transformatoryi-toka-vstroennyye-serii-tvg-uetm>®. Дата доступа: 11.05.23

27 Указания по проектированию ВЛ 220 кВ и выше с неизолированными проводами нового поколения Стандарт организации Дата введения: 01.07.2019

28 Шкаф дифференциальной защиты линии с комплектом ступенчатых защит ШЭ2607 091(Первичная схема подстанции с одним выключателем) Руководство по эксплуатации ЭКРА.656453.1049 РЭ (091_405 от 11.8.2020)

29 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании Стандарт организации Дата введения: 15.03.2010

30 Электрическое поле и шум, создаваемые воздушными линиями электропередач высокого напряжения. Методические указания по выполнению