

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 вводимых воздушных линиях 220 кВ Даурия – Сквородино №1, воздушных линиях 220 кВ Даурия – Сквородино №2

Исполнитель
студент группы 942-об4


08.06.2023
подпись, дата

А.О. Чернечкина

Руководитель
доцент


13.06.23
подпись, дата

А.Г. Ротачева

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


13.06.2023
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
старший преподаватель


13.06.2023
подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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 Чернечкиной Алины Олеговны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование устройств релейной защиты и автоматики на вновь вводимых воздушных линиях 220 кВ Даурия – Сковородино №1, воздушных линиях 220 кВ Даурия – Сковородино №2

(утверждено приказом от 03.04.23 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 8.06.23

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):

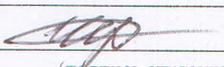
Характеристика района, параметры схемы, токи коротких замыканий, релейная защита и автоматика

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 105 с., 11 рисунок, 24 таблица, 31 источников, 86 формул, 3 приложения

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РАСЧЕТНАЯ СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ, ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА, ДИСТАНЦИОННАЯ ЗАЩИТА, ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА.

Актуальность выбранной темы ВКР заключается в том, что для предотвращения аварийных ситуаций, обеспечения надежной и бесперебойной работы на вновь вводимых и реконструируемых объектах нужно оснастить вышеназванные современными устройствами релейной защиты и автоматики.

Цель работы – проектирование, расчет и выбор устройств релейной защиты и автоматики на вновь вводимых ВЛ №1 и №2 между подстанцией Сквородино и вновь вводимой подстанцией Даурия.

Результатом стал расчет по которому были выбраны необходимые устройства релейной защиты для рассматриваемых в данной ВКР линиях.

СОДЕРЖАНИЕ

ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	6
ВВЕДЕНИЕ	7
1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ	9
1.1 Территориальная характеристика района проектирования.	9
1.2 Климатическая характеристика района.	10
2 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ И ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	13
2.1 Возможности программного комплекса АРМ СРЗА	13
2.2 Расчет параметров схемы замещения	14
2.3 Расчет токов короткого замыкания	16
3 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ	18
3.1 Выбор и проверка выключателей	18
3.2 Выбор выключателей.	18
3.3 Выбор и проверка разъединителей	25
3.4 Выбор и проверка трансформаторов тока	26
Предварительно выбираем трансформатор тока встроенный серии ТВГ-УЭТМ	28
3.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	30
4 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА	34
4.1 Расчет ДЗЛ	36
4.1.1 Выбор начального тока срабатывания дифференциальной защиты.	39
4.1.2 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	43
4.2 Расчет КСЗ	46
4.2.1 Дистанционная защита линии	46
4.2.2 Расчет уставок ТО	51
4.2.3 ТНЗНП	53
4.3 Расчет МТЗ	56
4.4 Автоматическое повторное включение (АПВ)	58
4.4.1 Однократное трехфазное АПВ линий	60
4.4.2 Описание однофазного АПВ	63

4.5	Защита от непереключения фаз выключателей (ЗНФ).	64
4.6	Токовая защита от перегрузки (ТЗП)	65
4.7	УРОВ	67
4.7.1	Описание УРОВ	67
4.7.2	Расчет уставок УРОВ	68
6	ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ	71
6.1	Капиталовложения на реализацию проекта	71
6.2	Расчет эксплуатационных издержек	72
6.3	Расчет амортизационных издержек	73
6.4	Возмещение затрат на электроэнергию	74
6.5	Прочие расходы	74
6.6	Расчет ущерба	76
6.7	Чистый дисконтированный доход	79
7	БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ	86
7.1	Безопасность	86
7.2	Экологичность	89
7.3	Чрезвычайные ситуации	96
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	101
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	102
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	106
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б	146
	ПРИЛОЖЕНИЕ В	148

ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия электропередачи;

ДЗЛ – дифференциальная защита линии;

ДТО – дифференциальная токовая отсечка;

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

КЗ – короткое замыкание;

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

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройств электроустановок;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика Амурской области, несомненно, является одной из важнейших составляющих экономического потенциала и вносит огромный вклад в развитие экономики региона. Являясь экспортёром электроэнергии не только в соседние субъекты, но и в соседнюю КНР, область продолжает развиваться, в частности, в регионе планируется строительство ряда подстанций различного напряжения, нескольких переключательных пунктов и соответствующих линий электропередач. Как для разгрузки подстанции Сквородино планируется строить подстанцию Даурия, и непосредственно данные подстанции будут связаны двумя ВЛ, для которых необходимо рассчитать защиту.

Актуальность выбранной темы ВКР заключается в том, что для предотвращения аварийных ситуаций, обеспечения надежной и бесперебойной работы на вновь вводимых и реконструируемых объектах нужно оснастить вышеназванные современными устройствами релейной защиты и автоматики.

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 будут построены новые ЛЭП примером выбора защит и расчета которых служит данная выпускная квалификационная работа.

В ходе данной выпускной квалификационной работы в качестве исходных данных рассматриваются объекты сети 220 кВ северо-запада Амурской области и предлагаемые в СИПР ЕЭС России 2025-2028 программы. На упомянутой территории планируется строительство крупной ПС 500/220 кВ Даурия и переключательного пункта 220 кВ Магистральный, реконструкция и строительство ряда высоковольтных линий электропередач.

Целью данной выпускной квалификационной работы стал расчет и выбор устройств релейной защиты и автоматики на вновь вводимых ВЛ №1 и №2 между подстанцией Сковородино и вновь вводимой подстанцией Даурия.

Задачи которые были решены в ходе ВКР :

- описание характеристики района проектирования
- составление схемы замещения и расчет токов короткого замыкания
- выбор и проверка оборудования
- расчет релейной защиты и автоматики
- обоснование устанавливаемых защит
- расчет экономики
- рассмотрение безопасности и экологичности проекта.

Данный проект эффективен тем, что проектируя устройства релейной защиты на линии, мы повышаем надежность сети.

При выполнении выпускной квалификационной работы применялись действующие методы проектирования.

Графическая часть проекта выполнена на шести листах формата А1.

При выполнении ВКР применялись различные литературно-технические источники, в том числе ПУЭ редакции №7 и руководства компании производителя выбранного оборудования, различные справочники и методические указания а так же компьютерные программы общего пользования: Microsoft Office: Word 2016, Visio, Excel; Mathcad 15 , AutoCAD и специализированный программный комплекс, с места практики, для расчета ТКЗ АРМ СРЗА.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

В данном разделе представлено описание района по климатической характеристике по которой будут выбраны электрические аппараты.

1.1 Территориальная характеристика района проектирования.

Район проектирования РЗиА воздушных линияй 220 кВ Даурия – Сковородино №1, Даурия – Сковородино №2 находится рядом с городом Сковородино северо-запад амурской области

Данная ВЛ связывает ПС «Даурия» с узловой ПС «Сковородино» трансформаторной мощностью 126 МВА.

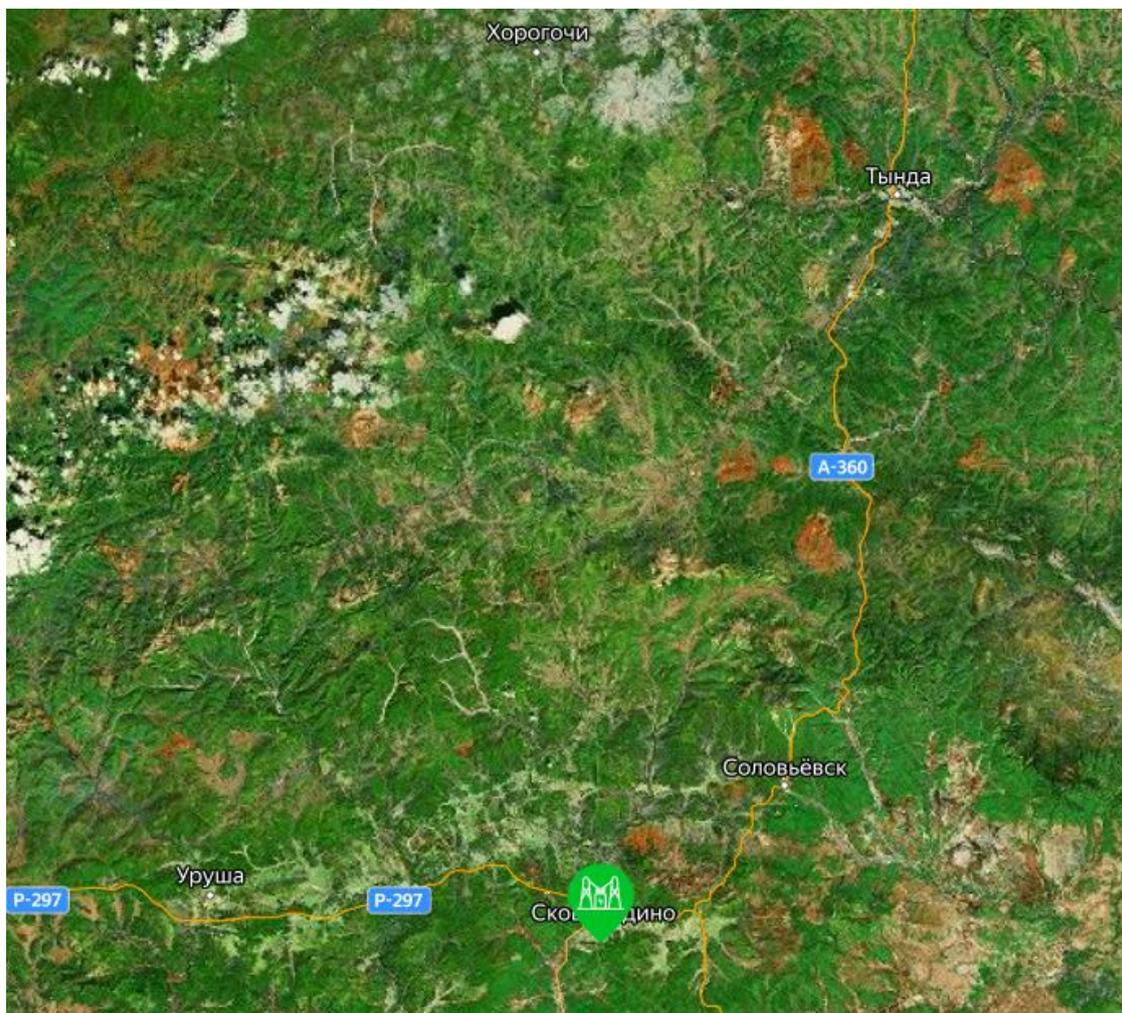


Рисунок 1 – Карта нахождения подстанции Сковородино

1.2 Климатическая характеристика района.

Город Сковородино расположен в Амурской области, которая подвержена воздействию муссонной циркуляции умеренных широт. Эта территория относится к группе континентально-переходных экосистем с муссонным климатом. В отличие от других регионов Дальнего Востока, данные экосистемы испытывают влияние морей и океанов только в теплый период года и в меньшей степени. В целом, климат здесь является резко континентальным с муссонными чертами.[9]

Зимой над регионом доминируют воздушные потоки, прибывающие из Восточной Сибири, Монголии и Северного Ледовитого океана. В летний период ветры, дующие с Тихого океана, преобладают и обеспечивают основную часть годовых выпадений осадков.

В общем, данная местность характеризуется холодной, безоблачной зимой с небольшим количеством снега; весной - сухой, ветреной и неустойчивой погодой; в первой половине лета - сухой, особенно в июне, а во второй половине - дождливой; теплая, продолжительная и солнечная осень.

Разнообразные условия в области обусловлены ее большой меридиональной протяженностью и сложным горным рельефом. Климатические условия существенно отличаются на севере и юге, а также на востоке и западе области.[9]

Температура воздуха.

Основными показателями климата являются температурные характеристики самых холодных и самых теплых месяцев. В данной области самым теплым месяцем является июль, а самым холодным - январь.

Средняя температура января на юге области (Архара) -26 °С, а на севере (Усть-Нюкжа) -32°. На каждые 100 км расстояния она снижается на 0,76 градуса. На севере области, в горных районах, средняя январская

температура опускается до -40°C . В межгорных впадинах до -50°C . В Благовещенске январские температуры - от -24° до -27°C . Бывают морозы до -44°C . Абсолютный минимум в области составляет -58°C (бассейн р. Нюкжа).[9]

Лето теплое. Средняя температура воздуха в июле изменяется от $20,7^{\circ}$ в Архаре до $17,6^{\circ}\text{C}$ в Усть-Нюкже. Понижение температуры воздуха составляет $0,39$ градуса на каждые 100 км расстояния.

Годовые амплитуды составляют $60-70^{\circ}\text{C}$. Минимальные температуры воздуха в южных районах Амурской области колеблются от -45° до -48°C , в центральных от -48 до -52°C , в северных - от -50° до -55°C . Максимальные температуры воздуха на территории всей области - от $+33^{\circ}$ до $+38^{\circ}\text{C}$. Абсолютный максимум, наблюдавшийся в 1907 году, в г. Благовещенске составил $+41^{\circ}$, в с. Константиновка $+42^{\circ}\text{C}$ (таб 1). Таким образом, если учесть крайние значения, то температурная амплитуда увеличивается до 90°C .[9]

Максимально низкими температурами преобладают Тындинский, Сковородинский и Селемджинский районв. Тында занимает крайнее северное положение и часто подвержена беспрепятственным вторжениям арктического фронта. Селемджинский район расположен в горном массиве, в долине р. Селемджи, окруженный с трех сторон хребтами Селемджинским, Ям-Алинь и Туран, Сюда стекают выхолаженные массы воздуха, что определяет низкие зимние температуры. Наиболее тёплое место в области - её юго-западная часть, примыкающая к Амуру. [9]

Таблица 1 – Климатические характеристики района

Климатические условия	Расчетная величина
1	2
Низшая температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	-52
Среднегодовая температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	$3,8$

Продолжение таблицы 1

1	2
Высшая температура воздуха, °С	+36
Среднегодовая скорость ветра, м/сек	2
Район по ветру	II
Основные направления ветров	Северо-западный
Количество дней с ветром более 10 м/сек, %	<30
Число грозových часов в год	17-25
Район по пляске проводов	Умеренный
Средняя годовая относительная влажность, %	70
Район по гололеду	IV
Температура гололедообразования, °С	-10

2 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ И ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данном разделе были рассчитаны параметры схемы и посчитаны токи короткого замыкания в специальном программном комплексе.

2.1 Возможности программного комплекса АРМ СРЗА

В данной программе есть возможность построения математической модели электрической сети с неограниченным объемом узлов и связей, как в графическом, так и в табличном виде. Экспортировать графическое изображение сети в формат CorelDRAW, AutoCAD. Производить экспорт/импорт электрической части модели сети (ветви и её параметры) в формат программы Excel.

Есть возможность произвести расчеты неограниченного объема электрических величин в сети, при повреждениях любой сложности, с учетом групп ветвей взаимоиндукции, активной составляющей сопротивлений, отличия величины сопротивлений прямой и обратной последовательностей и фактических групп соединения обмоток трансформаторов в трехфазной симметричной сети любого напряжения. Получать выходные документы в формате Word и Excel.

Производить расчет уставок микропроцессорных защит, токовых ступенчатых защит от замыканий на землю, дистанционных защит типа 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): Проводить анализ поведения защит нулевой последовательности (ТЗНП) и дистанционных защит (ДЗ) при заданных повреждениях в электрической

сети. Строить графики, годографы электрических величин и характеристик срабатывания ступеней для группы защит при перемещении места КЗ по линиям.[1]

Получать новую сеть на базе эквивалента сети. Производить расчет параметров производной схемы замещения (шунтов) для повреждений любой сложности, с учетом параметров взаимоиндукции ветвей нулевой последовательности.[1]

2.2 Расчет параметров схемы замещения



Рисунок 2 – карта схема электрической сети

Таблица 2 - Данные проводов

Наименование линии	Длина,км	Марка провода
1	2	3
Тында - Даурия	153,4	АС -300
Магистральный - Сковородино	155,6	АС-300
Даурия- Бам.т	27,4	АС-300
Даурия- Уруша.т	77	АС-300
Даурия- Ульручы.т	27,8	АС-240

Продолженит таблицы 2

1	2	3
Сковородино - Гонжа.т	115,55	АС-300
Магистральный - Даурия	160	АС-к2у-300
Даурия – Сковородино 1 и 2	2	АС-к2у-300

Таблица 3 - Данные трансформаторов

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 Сковородино.т	ТДТНЖ 40000-2
ПС Гонжа.т	ТДТНЖ 40000-2
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 посчитаны для нее сопротивления.

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 представлен в приложении А.

Таблица 4 – Расчитанные сопротивления

Наименование	Значение			
	X	R	X0	R0
1	2	3	4	5
Тында - Даурия	65,8	15	197,4	38
Магистральный - Сковородино	66,7	15,3	200,3	38,6
Даурия- Бам.т	11,7	2,7	35,3	6,8
Даурия- Уруша.т	33	7,6	99,1	19,9
Даурия- Ульручы.т	12,1	3,4	36,3	7,5
Сковородино - Гонжа.т	49,6	11,3	148,7	28,7
Сковородино-Сковородино т. 1 и 2	2,3	0,519	6,8	1,3
Магистральный - Даурия	67,2	11,7	201,6	35,68
Даурия – Сковородино 1 и 2	0,84	0,146	2,52	0,446

2.3 Расчет токов короткого замыкания

Короткое замыкание – всякое случайное соединение двух точек, не

предусмотренное нормальным режимом работы сети, между токопроводящими частями электроустановки или на землю, при котором токи в ветвях электроустановки, примыкающих к месту его возникновения, резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима.

Для расчета токов короткого замыкания была создана математическая модель сети, и занесение ранее рассчитанных данных в программный комплекс для расчета токов короткого замыкания российского разработчика, были учтены управляемые шунтирующие реакторы на ПС Тында и ПС Сковородино. полученные в ходе расчета данные приведены в приложении А. Схема математической модели вынесены в графическую часть выпускной квалификационной работы.

Данные расчета токов короткого замыкания приведены в таблице 5

Таблица 5 – Токи КЗ

Наименование	3-х фазное КЗ, кА	Однофазное КЗ, кА
1	3	3
ПП Магистральный	6,11	9,26
ПС Даурия	8,71	13,49
ПС Сковородино	8,55	13,71

Подробные значения с подпиткой токов КЗ представлено в приложении Б

3 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

3.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатели – это коммутационные аппараты, предназначенные для отключения и включения высоковольтных цепей.

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ. Условия выбора, следующие:

- род установки (наружная, внутренняя);
- тип выключателя (предварительно);
- номинальное напряжение выключателя;
- номинальный ток выключателя.

3.2 Выбор выключателей.

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны элегазовые, вакуумные или воздушные.

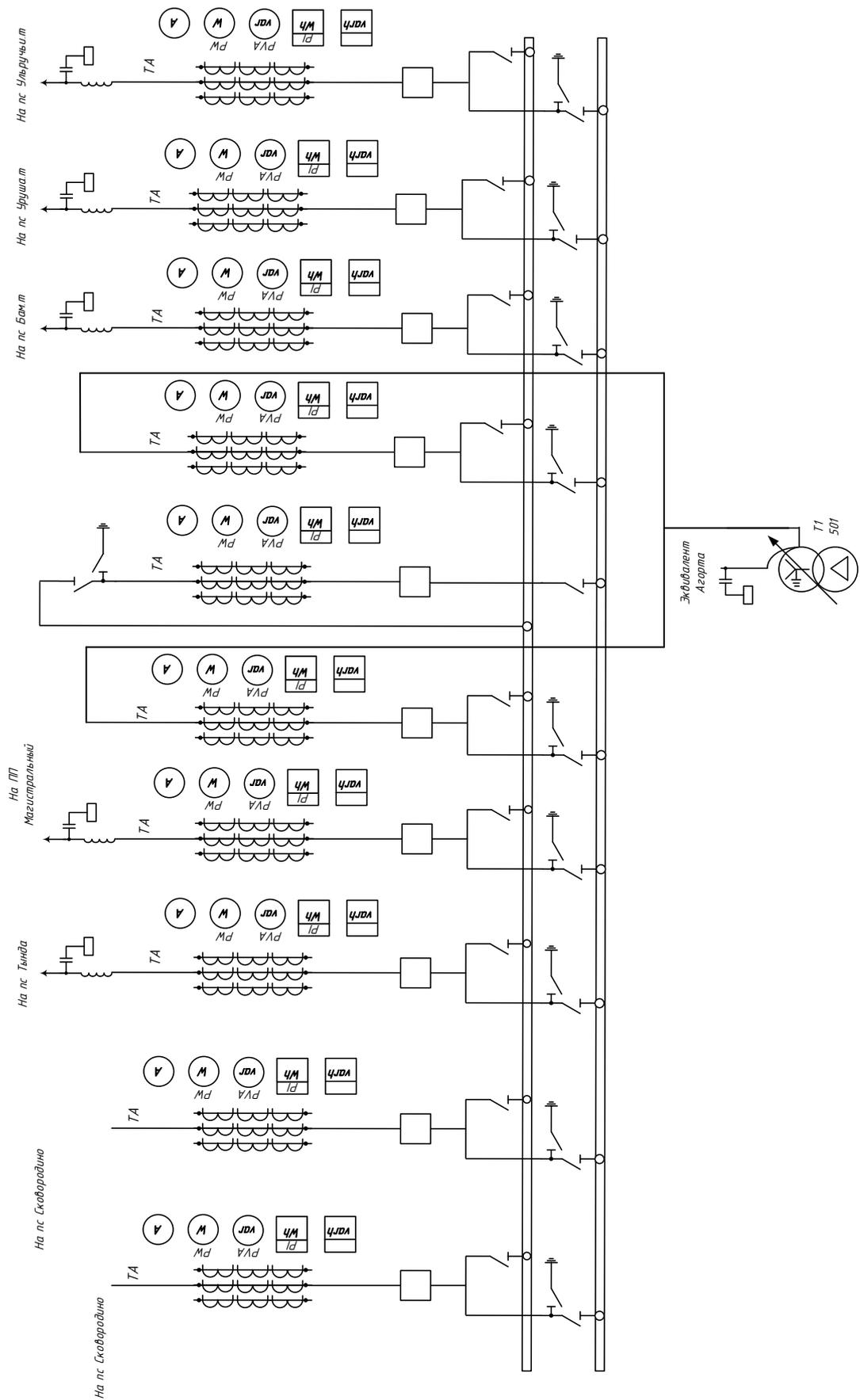


Рисунок 3 - Однолинейная схема ПС Даурья

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

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

где $U_{уст}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{уст\ ном}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

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

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

$I_{ном}$ – номинальный ток аппарата

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_{уд} \leq i_{пр.скв}, \quad (7)$$

где $i_{пр.скв}$ – предельно допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Предварительно устанавливаем элегазовый выключатель 220 кВ ВЭБ-УЭТМ-220УХЛ1 Выключатели данной серии предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а

также работы в циклах АПВ в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением 220 кВ.

Выключатель имеет пружинный привод.

Условие проверки выключателя по термической устойчивости:

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

где $t_{откл}$ – время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

где Δt – выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты. В данном случае $\Delta t = 0,45$ с.

$$B_K = 8,71^2 \cdot (0,055 + 0,02 + 0,45) = 39,83 \text{ кА}^2\text{с}$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

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

где β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя

$$\beta_H = 40;$$

$I_{откл}$ – отключающий номинальный ток, для данного выключателя

$$I_{откл} = 50 \text{ кА.}$$

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

Определим максимальный рабочий ток:

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

$$I_{раб.макс} = 1315 \text{ А}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя на стороне 220 кВ на ПС Даурия представлено в таблице 6.

Таблица 6– Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЭБ-УЭТМ-220

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 1315 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$

Продолжение таблицы 6

1	2	3
$i_{\text{пр.сKB}}=125 \text{ кA}$	$i_{\text{уд}}=32,6 \text{ кA}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.сKB}}$
$I_{\text{отКЛ}} = 50 \text{ кA}$	$I_{\text{ПО}} = 8,7 \text{ кA}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{отКЛ}}$
$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 4800 \text{ кA}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 39,8 \text{ кA}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}}$
$I_{\text{вкл}}=50 \text{ кA}$	$I_{\text{ПО}} = 8,7 \text{ кA}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{а.ном}}= 50 \text{ кA}$	$i_{\text{ат}}=8,7 \text{ кA}$	$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{а.ном}}$

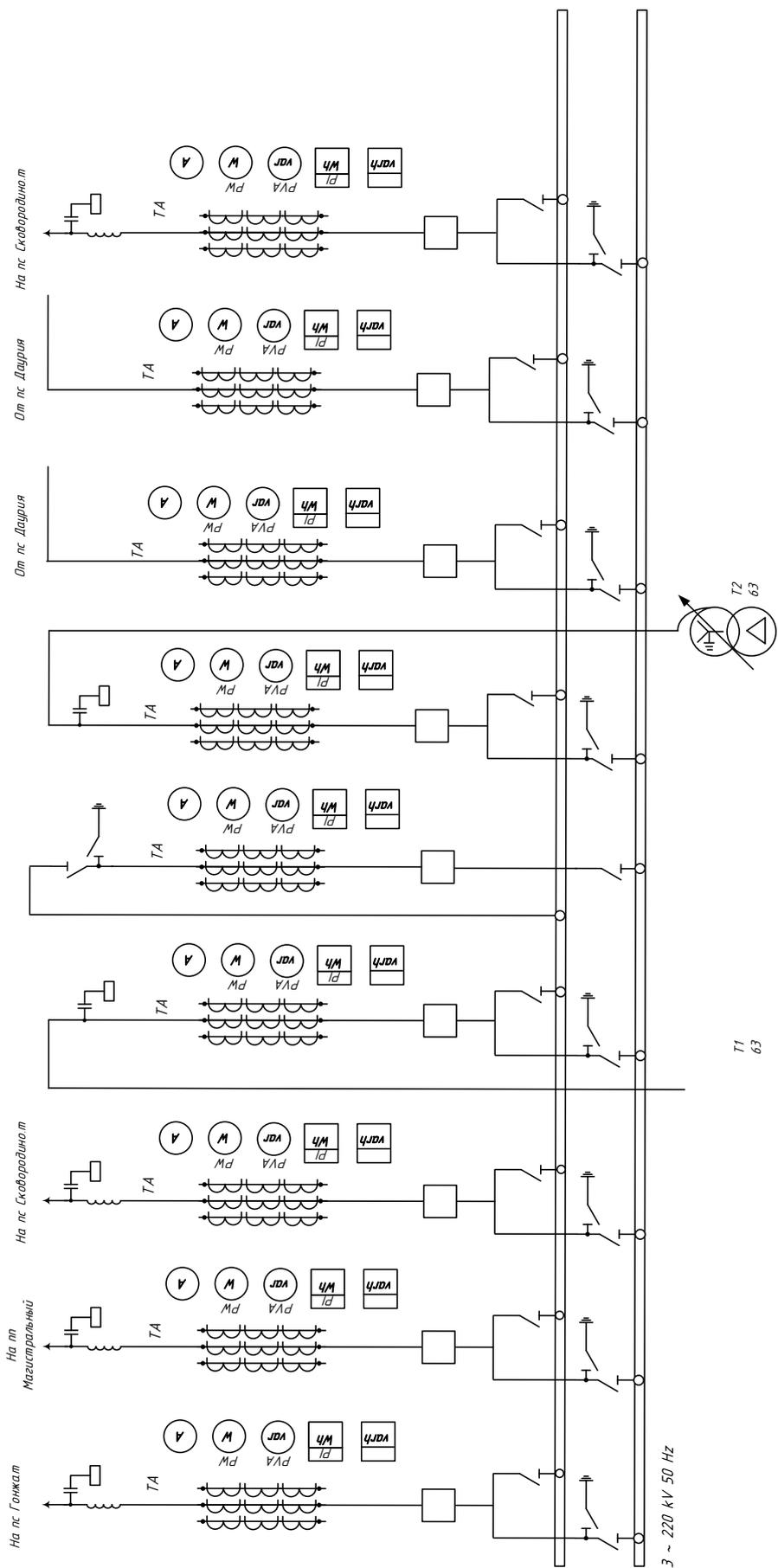


Рисунок 4 – Однолинейная схема ПС Сквородино

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя на стороне 220 кВ на ПС Сковородино представлено в таблице 7.

Таблица 7– Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЭБ-УЭТМ-220

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{p\text{MAX}} = 165,3 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{пр.сКВ}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 32,07 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.сКВ}}$
$I_{\text{откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 8,55 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{откл}}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 38,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{вкл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 8,55 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{а.ном}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 8,55 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{а.ном}}$

3.3 Выбор и проверка разъединителей

Расчет разъединителей производится по расчету выключателей, исключая в нем проверку отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под нагрузкой

На стороне ВН выбираем разъединители РПД-УЭТМ®-220 с двумя заземляющими ножами. Привода снабжены электромагнитной блокировкой для предотвращения от неправильных операций

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя на ПС Даурия представлено в таблице 8

Таблица 8– Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_p = 1315 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$

1	2	3
$i_{\text{пр.скв}}=125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=32,6 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.скв}}$
Главные ножи		
$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} = 39,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} \leq I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}}$
Заземляющие ножи		
$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} = 39,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} \leq I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}}$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя на ПС Сковородино представлено в таблице 9

Таблица 9– Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{Н}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{Р}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{Р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{Р}} = 165,3 \text{ А}$	$I_{\text{Р}} \leq I_{\text{Н}}$
$i_{\text{пр.скв}}=125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=32,07 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.скв}}$
Главные ножи		
$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} = 38,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} \leq I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}}$
Заземляющие ножи		
$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} = 38,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} \leq I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}}$

Выбранный разъединитель удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

3.4 Выбор и проверка трансформаторов тока

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки .

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

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

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

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

I_2 – вторичный ток ТТ, примем 5А

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

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

Необходимо определить число и тип измерительных приборов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² для меди и 4 мм² для алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{\text{ПРОВ}}=R_{\text{ПРОВ}}$.

Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 10. В качестве приборов учета и качества электроэнергии устанавливаем многофункциональный счетчик СЕ 304 .

Таблица 10– Вторичная нагрузка трансформаторов тока

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

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

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

Предварительно выбираем трансформатор тока встроенный серии ТВГ-УЭТМ

Трансформатор обеспечивает:

1) пропорциональное преобразование переменного тока в цепи высокого напряжения в ток, приемлемый для непосредственного измерения с помощью стандартных измерительных приборов или устройств защиты;

2) изолирование измерительных приборов и устройств защиты (за счет конструкции аппарата), к которым имеет доступ обслуживающий персонал, от цепи высокого напряжения.

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

Максимально допустимое сопротивление провода определяем по формуле:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - \sum R_{приб} - R_K. \quad (15)$$

Суммарное сопротивление провода определим по формуле:

$$R_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_2^2} \quad (16)$$

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

Переходное сопротивление контактов принимается равным 0,05 Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

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

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{R_{np}}, \quad (17)$$

где l – длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения (для 220кВ - ;

$\rho = 0,0175$ - удельное сопротивление материала (медь).

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

Принимаем медный кабель с сечением 2,5 мм² КВВГнг.

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

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

. Таблица 11 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_p = 1315 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 2,34 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,4 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 160 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 32,6 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 39,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_K$

3.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;

- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (18)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2 \text{ расч.}}$

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 220 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 12

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Приборы	Тип	Мощность одной обмотки	Число обмоток	Cosφ	Sin φ	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								
Частотомер	Н-362	1,5	1	1	0	2	3	-
Вольтметр	Н-394	10	1	1	0	2	20	-

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (19)$$

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

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблицах 13

Таблица 13 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН-220 кВ.

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		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 соответствии с приказом Минэнерго России от 13.02.2019г.№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» для линии напряжением 220 кВ имеющей питание с двух сторон и канал связи ВОЛС выбираем следующие виды защит:

- в качестве основной защиты линии выбираем дифференциальную защиту линии (ДЗЛ)
- в качестве резервной защиты выбираем комплект ступенчатых защит (КСЗ)

Для защиты линии 220кВ мы используем шкаф дифференциальной защиты с комплектом ступенчатых защит ШЭ2607 091

ШЭ2607 091 включает в себя:

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

и содержит необходимые сведения по эксплуатации, обслуживанию и регулированию параметров.

По климатическому исполнению и категории размещения шкаф для поставки в Российскую Федерацию и на экспорт в страны с умеренным климатом – УХЛ4 по ГОСТ 15150-69.

Назначение:

Шкаф типа ШЭ2607 091 является полуконструкцией дифференциальной токовой продольной защиты линии (ДЗЛ) с использованием цифровых каналов связи (КС). Предназначен для использования в качестве основной защиты линий электропередачи (ЛЭП) напряжением 110 – 220 кВ.

Шкаф содержит:

основную защиту линии (ДЗЛ);

систему дистанционного приёма и передачи команд;

комплект ступенчатых защит (КСЗ): пять ступеней ДЗ от междуфазных замыканий, ступень ДЗ от земляных замыканий(в расчете приняли 3 ступени), шесть ступеней ТНЗНП, токовую отсечку;

УРОВ, МТЗ, ТЗП, ЗНФР.

Релейная часть защиты выполнена на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704 204. Программное обеспечение предназначено для использования терминала в качестве основной быстродействующей или

резервной защиты на двухконцевых линиях напряжением 110 – 220 кВ, оборудованных устройствами ТАПВ, при всех видах КЗ. Имеется возможность использования защиты на линиях с тяговой нагрузкой, линиях с ответвлениями и линиях, оборудованных ОАПВ

4.1 Расчет ДЗЛ

Область применения ДЗЛ:

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

Нагрузочный режим и режим внешнего повреждения

В нормальном режиме по линии протекает ток нагрузки. В комплексной плоскости отношения векторов токов, без учёта дополнительных искажающих факторов, нагрузочный режим и внешние повреждения представлены одной точкой. В этих режимах токи обоих полукомплектов устройств равны по модулю, и отличаются по углу на 180° . Дифференциальный ток в этих режимах должен быть равен нулю.

Кабельные линии и протяженные воздушные линии характеризуются наличием ёмкостного тока, являющимся для защиты дифференциальным током. для исключения дополнительного заглубления дзл при отстройке от ёмкостного тока, применяется выравнивание токов по концам линии с помощью специального устройства компенсации ёмкостного тока.[29]

Повреждение в зоне действия ДЗЛ

При повреждениях на линии дифференциальный ток, вычисляемый в каждом полукомплекте ДЗЛ, равен току повреждения $I_{кз}$ в месте КЗ (рисунок 5).

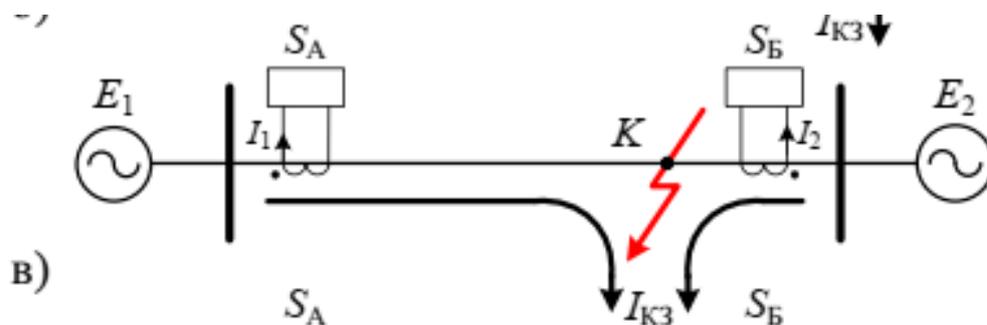


Рисунок 5 Режим повреждения на линии

В случае одностороннего питания, при внутренних кз через переходное сопротивление, возможно протекание токов по концам линии с направлением, соответствующем внешнему повреждению (рисунок 6).

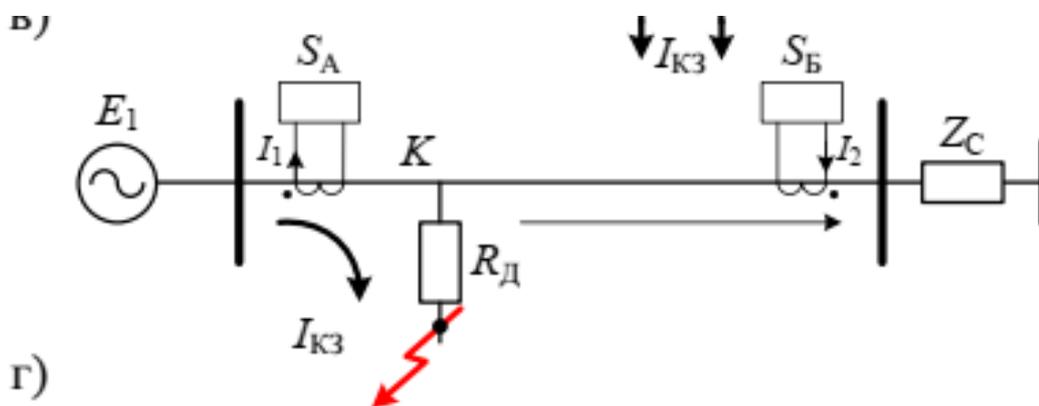


Рисунок 6 режим повреждения на линии с односторонним питанием

Однако, в этом случае, соотношение между модулями токов по концам линии значительно отличается от единицы, и этот режим может распознаваться выбором соответствующей характеристики блокирования ДЗЛ. В устройстве ДЗЛ производится раздельное сравнение трех фазных токов по концам защищаемой линии. при внутренних повреждениях на линии с двухсторонним питанием имеет место фазовый сдвиг $\varphi_{нагр}$ между сравниваемыми фазными токами, определяемый углом электропередачи и различием соотношений эквивалентных сопротивлений по обе стороны относительно места КЗ (рисунок 4)[29]

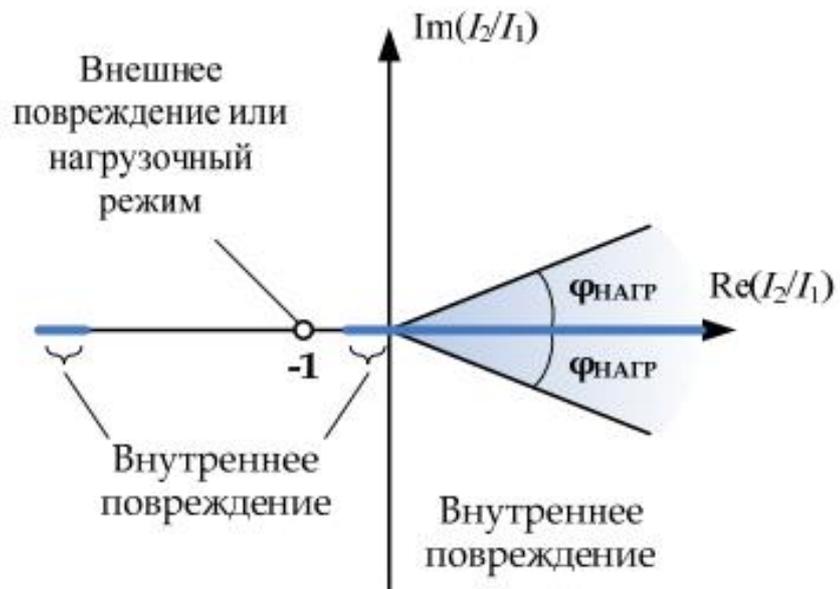


Рисунок 7 – Влияние угла нагрузки

Определение параметров ДЗЛ

При расчете уставок ДЗЛ необходимо выбрать следующие параметры:

- величина базисного тока
- начальный ток срабатывания дифференциальной защиты
- ток срабатывания дифференциальной токовой отсечки

Выбор базисного тока

$$I_B = \frac{I_{TT_ПС_Д} + I_{TT_ПС_С}}{2} \quad (20)$$

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

4.1.1 Выбор начального тока срабатывания дифференциальной защиты.

$$I_{НБ} = \frac{1}{I_B} \left[(2 \cdot \varepsilon + 2 \cdot \varepsilon_{изм} + \delta_{КС}) \cdot I_{макс.раб} + \frac{I_{ЕМК}}{2} \right] \quad (21)$$

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

$\varepsilon_{изм} = 0,01$ небаланс, определяемый погрешностями измерений тока в каждом терминале для полуккомплектов ДЗЛ.

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

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

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

Погрешность ТТ ε для ТТ 5Р нормируется при токе, равном номинальному. Если величина тока $I_{макс.раб} > 2 \cdot I_{НОМ_ТТ}$, то погрешность ТТ ε необходимо увеличить в 1,5 раза. Если величина тока $I_{макс.раб} < I_{НОМ_ТТ}$, то в расчете необходимо принять $I_{макс.раб} = I_{НОМ_ТТ}$

Принимаем $I_{макс.раб} = 2000$ А

Емкостный ток линии рассчитывается по формуле:

$$I_{ЕМК} = b_1 \cdot L_{Л} \cdot U_{\phi} \quad (22)$$

где b_1 -удельная поперечная проводимость линии по прямой последовательности

L -длина линии

U_f -номинальное фазное напряжение

$$I_{EMK} = 0,0948 \cdot 2 \cdot \frac{220}{\sqrt{3}} = 24,08 \text{ А}$$

Величина небаланса δ_{KC} , вызванного асимметрией мультиплексированного канала связи Δt_{KC} оценивается по формуле.

$$\delta_{KC} = 2 \cdot \sin\left(\frac{\varphi_{KC}}{2}\right) \quad (23)$$

где φ_{KC} - дополнительный сдвиг фаз между измеряемыми токами по концам линии, вызванный асимметрией канала связи

Под асимметрией мультиплексированного канала связи Δt_{KC} подразумевается половина разности времени передачи цифровых данных в прямом и обратном направлениях (время передачи приняты косвено)[29]

$$\Delta t_{KC} = \frac{t_{(+)} - t_{(-)}}{2} \quad (24)$$

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

Дополнительный сдвиг фаз между токами плеч ДЗЛ равен:

$$\varphi_{кс} = \Delta t_{кс} \cdot 18 \cdot 10^{-3} \quad (25)$$

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

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

Рассчитанный ток небаланса равен:

$$I_{НБ} = \frac{1}{2000} \left[(2 \cdot 0,01 + 2 \cdot 0,01 + 0) \cdot 2000 + \frac{24,08}{2} \right] = 0,046 \text{ А}$$

Первым условием выбора уставки по начал ному току срабатывания ДЗЛ при отсутствии торможения является отстройка от небалансов в нагрузочном режиме работы линии:

$$I_{до} = \frac{K_{отс} \cdot I_{НБ}}{K_B} \quad (26)$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки , выбирается из диапазона от 1,5 до 2,0

$I_{НБ}$ - ток небаланса

K_B – коэффициент возврата, принимается равным 0,95.

$$I_{до} = \frac{1,5 \cdot 0,046}{0,95} = 0,073 \text{ А}$$

Чувствительность ДЗЛ проверяется в минимальном расчетном режиме работы сети, в качестве которого рассматривается режим включения защищаемой линии под напряжение (опробывание), с одной из ее сторон, при возникновении повреждения в конце линии. [29]

Коэффициент чувствительности рассчитывается по формуле:

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗ.мин}}{I_{до} \cdot I_B} \quad (27)$$

где $I_{кз.мин}$ – минимальный ток КЗ в зоне действия защиты.

$$K_{чд} = \frac{0,56}{0,073 \cdot 2000} = 3,8 \text{ - для Даурии}$$

$$K_{чд} = \frac{0,58}{0,073 \cdot 2000} = 3,9 \text{ - для Сковородино}$$

Если коэффициент $K_{ч} > 2$, то необходимо ограничить значение $K_{ч} = 2$. В этом случае уставка рассчитывается исходя из минимального возможного тока КЗ при повреждениях в зоне действия ДЗЛ:

$$I_{до} = \frac{I_{КЗ.мин}}{2 \cdot I_B} \quad (28)$$

Если при этом выполняется условие:

$$I_{до} \geq \frac{2 \cdot I_{РАБ.макс}}{I_B} \quad (29)$$

то защита не будет излишне стараться при обрыве цепей тока в одном из полуккомплектов.

$$I_{до} = \frac{7,54 \cdot 1000}{2 \cdot 2000} = 1,886 \text{ А - для Даурии}$$

$$I_{до} = \frac{7,401 \cdot 1000}{2 \cdot 2000} = 1,851 \text{ А - для Сковородино}$$

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

4.1.2 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

В ДЗЛ предусмотрена дифференциальная токовая отсечка (ДТО).

Построена на основе трехфазных ПО, сравнивающих величины дифференциальных фазных токов I_d с порогом $I_{д.отс}$. Фазные ПО объединены по схеме “ИЛИ”. Срабатывание ПО происходит при превышении модуля дифференциального тока заданного порога:

$$I_d > I_{д.отс} \quad (30)$$

Порог срабатывания регулируется в пределах от 2,0 до 40,0 о.е.
Срабатывает с выдержкой времени, регулируемой в диапазоне от 0,0 до 2,0 с.

Ток срабатывания ДТО определяется по выражению:

$$I_{д.отс} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб.кз.внеш.макс}}{I_B} \quad (31)$$

Где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки, выбирается из диапазоно 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):

$$K_s = \frac{I_1}{n_{НОМ} \cdot I_2} \quad (32)$$

$$K_s = \frac{2000}{5 \cdot 200} = 2$$

Ток небаланса определяем исходя от коэффициента искажения формы тока при насыщении трансформатора тока в одном из полуккомплектов ДЗЛ и из определенного фазового сдвига между первичным и вторичным токами ТТ:

$$I_{НБ.КЗ.ВНЕШ.МАКС} = I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС} \cdot \sqrt{1 + \frac{1}{K_s} \cdot \left(\frac{1}{K_s} - 2 \cdot \cos(\Delta\varphi_s) \right)}, \quad (33)$$

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 $I_{НБ.КЗ.ВНЕШ.МАКС}$:

$$I_{НБ.КЗ.ВНЕШ.МАКС} = 1000 \cdot 13,71 \cdot \sqrt{1 + \frac{1}{1} \cdot \left(\frac{1}{1} - 2 \cdot \cos(13) \right)} = 5898,59 \text{ А}$$

Ток Срабатывания ДТО:

$$I_{Д.отс} = \frac{1,5 \cdot 8024}{2000} = 6,02 \text{ А}$$

$$I_{Д} > I_{Д.отс} \quad (34)$$

8,55 > 6,02 условие выполняется.

4.2 Расчет КСЗ

4.2.1 Дистанционная защита линии

Описание функции ДЗ

Ступенчатая ДЗ содержит пусковые и измерительные органы:

- направленные ИО сопротивления первой, второй, третьей, дополнительных четвертой и пятой ступеней от междуфазных повреждений с выходами $Z_{I \text{ CT.}(AB),(BC),(CA)}$, $Z_{II \text{ CT.}(AB),(BC),(CA)}$, $Z_{III \text{ CT.}(AB),(BC),(CA)}$, $Z_{IV \text{ CT.}(AB),(BC),(CA)}$, $Z_{V \text{ CT.}(AB),(BC),(CA)}$; – направленные ИО сопротивления от замыканий на землю с выходами $Z_{I \text{ CT.}(AN),(BN),(CN)}$. [29]
- ненаправленные ИО сопротивления второй ступени $Z_{II \text{ CT.} \text{HH}(AB),(BC),(CA)}$ (на рисунке 4 Приложения Д не обозначены), выходные сигналы которых включены по схеме «ИЛИ» (выход $Z_{II \text{ CT.}(ABC)}$);
- два варианта схемы блокировки при качаниях (по $\Delta I/\Delta t$ или $\Delta Z/\Delta t$);
- блокировку при неисправностях в цепях переменного напряжения (БНН).

Расчет ДЗ

Полукомплект со стороны сковородино

Расчет первой ступени ДЗ

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

$$Z_{c.31} \leq 0,85 \cdot 0,853 = 0,725 \text{ Ом}$$

Принимаем $Z_{c.31} = 0,725 \text{ Ом}$, $t_{c.3} = 0 \text{ с}$.

Расчет второй ступени ДЗ

Согласование с первой ступенью ДЗ смежной линии. Т.к смежных несколько по формуле (756) рассчитываем первые ступени и выбираем наименьшую.

Таблица 14 - 1-я ступень смежных линий

Наименование линии	1-я ступень, Ом
1	2
Даурия-Ульручы т.	10,7
Даурия-Уруша т.	28,8
Даурия-Бам т.	10,3
Даурия-Тында	57,4
Даурия-ПП Магистральный	57,9

Подробный расчет представлен в приложении.

$$Z_{c.32} \leq 0,85 \cdot Z_{Л1} + 0,78 \frac{Z_{c.3.смеж}}{K_m} \quad (36)$$

$$Z_{c.32} \leq 0,85 \cdot 0,853 + 0,78 \frac{10,3}{1} = 8,7 \text{ Ом}$$

Принимаем $Z_{c.31} = 8,7 \text{ Ом}$

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

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

Чувствительность второй ступени проверяется при КЗ в конце защищаемой линии:

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

$$K_{ч2} = \frac{8,7}{0,853} = 10,23 \geq 1,5$$

Чувствительность обеспечивается.

Расчет 3-й ступени ДЗ

$$Z_{с.з3} \leq Z_{с.з2} + Z_{с.з.меж} \quad (39)$$

$$Z_{с.з3} \leq 8,7 + 10,3 = 19 \text{ Ом}$$

Принимаем $Z_{с.з3} = 19 \text{ Ом}$

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

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

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

$$K_{\nu 3} = \frac{19}{0,853} = 22,3 \geq 1,5$$

Чувствительность обеспечивается.

Расчет второго полукомплекта со стороны Даурия

Таблица 15 - 1-я ступень смежных линий

Наименование линии	1-я ступень, Ом
1	2
Сковородино - Гонжа т.	43,2
Сковородино - Сковородино т.	1,9
Сковородино - ПП Магистральный	10,3

Расчет первой ступени ДЗ

$$Z_{c.31} \leq \frac{Z_{Л}}{1 + \beta + \delta} = 0,85 \cdot Z_{Л} \quad (42)$$

$$Z_{c.31} \leq 0,85 \cdot 0,853 = 0,725 \text{ Ом}$$

Принимаем $Z_{c.31} = 0,725 \text{ Ом}$, $t_{c.3} = 0 \text{ с}$.

Расчет второй ступени ДЗ

$$Z_{c.32} \leq 0,85 \cdot Z_{Л1} + 0,78 \frac{Z_{c.3.смеж}}{K_m} \quad (43)$$

$$Z_{c.32} \leq 0,85 \cdot 0,853 + 0,78 \frac{1,9}{1} = 2,3 \text{ Ом}$$

Принимаем $Z_{c.32} = 2,3 \text{ Ом}$

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

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

Чувствительность второй ступени проверяется при КЗ в конце защищаемой линии:

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

$$K_{\psi 2} = \frac{2,3}{0,853} = 2,7 \geq 1,5$$

Чувствительность обеспечивается.

Расчет 3-й ступени ДЗ

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

$$Z_{c.33} \leq 2,3 + 1,98 = 4,1 \text{ Ом}$$

Принимаем $Z_{c.33} = 4,1 \text{ Ом}$

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

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

$$K_{ч3} = \frac{Z_{c.33}}{Z_{л}} \geq 1,5 \quad (8)$$

$$K_{ч3} = \frac{4,1}{0,853} = 4,989 \geq 1,5$$

Чувствительность обеспечивается.

4.2.2 Расчет уставок ТО

Токовая отсечка – это быстродействующая защита, не имеющая выдержки времени и обеспечивающая абсолютную селективность. Однако ТО не защищает всю длину линии. ТО, как и МТЗ, реагирует на увеличение тока в защищаемом объекте. Однако селективность обеспечивается не выбором времени срабатывания защиты, а выбором тока срабатывания. Ток срабатывания токовой отсечки отстраивается от максимального значения тока внешнего КЗ [15]

Ток срабатывания ТО выбирается по условию отстройки от максимального трехфазного тока в конце линии, протекающего в месте установки защиты.

Со стороны Даурии:

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

$$I_{c.з} = 1,3 \cdot 8550 = 11115 \text{ А}$$

Проверяем чувствительность ТО при КЗ на месте установки защиты:

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

$$K_{\psi} = 0,784 \leq 1,2$$

Со стороны Сковородино:

$$I_{c.з} = 1,3 \cdot 8710 = 11323 \text{ А}$$

Проверяем чувствительность ТО при КЗ на месте установки защиты:

$$K_{\psi} = 0,755 \leq 1,2$$

Чувствительность в обоих случаях обеспечивается

4.2.3 ТНЗНП

Описание функции ТНЗНП

ТНЗНП содержит ПО и ИО:

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

– блокирующий М0 БЛ и разрешающий М0 РАЗР ИО направления мощности нулевой последовательности (РНМНП).[29]

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 $I_{\text{ном}}$ до 30 $I_{\text{ном}}$.

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 $I_{\text{ср}}$, не превышает 0,025 с.

Время возврата реле тока ТНЗНП всех ступеней при сбросе тока от 10 $I_{\text{ср}}$ 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 ± 10) °С.

Для обеспечения направленности ТНЗНП используются два ИО

РНМНП: разрешающий М0 РАЗР – срабатывает при направлении мощности нулевой последовательности от линии к шинам, и блокирующий М0 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 от-ношению к порогам срабатывания значениях тока и напряжения: 250° – для разрешающего ИО РНМНП (М0 РАЗР) и 70° – для блокирующего (М0 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).

Обеспечивается отстройка РНМНП от апериодических бросков намагничивающего тока при включении силового трансформатора на ответвлении с амплитудой, равной шестикратному значению амплитуды номинального тока, и основанием волны тока до 240°.[29]

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

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 16. Ступени ТНЗНП действуют с выдержками времени для I...IV ступеней, соответственно

Таблица 16 – Ступени и диапазон времени

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

Полный перечень уставок ТНЗНП приведен в Приложения В.

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.

Перечень уставок ПО и ИО ТНЗНП:

- ток срабатывания ПО ступени ТНЗНП – I_{I0CP} ;
- ток срабатывания ПО II ступени ТНЗНП – I_{II0CP} ;
- ток срабатывания ПО III ступени ТНЗНП – I_{III0CP} ;
- ток срабатывания ПО IV ступени ТНЗНП – I_{IV0CP} ;
- ток срабатывания ПО V ступени ТНЗНП – I_{V0CP} ;
- ток срабатывания ПО VI ступени ТНЗНП – I_{VI0CP} ;
- ток срабатывания блокирующего ИО РНМНП – $I_{0CP.БЛ.}$;
- ток срабатывания разрешающего ИО РНМНП – $I_{0CP.РАЗР.}$;
- напряжение срабатывания блокирующего ИО РНМНП – $U_{0CP.БЛ.}$;
- напряжение срабатывания разрешающего ИО РНМНП – $U_{0CP.РАЗР.}$;
- коэффициент выноса (смещения) ТН на линию - $K_{ВЫН.ТН.}$

4.3 Расчет МТЗ

Максимальные токовые защиты (МТЗ) со ступенчатой выдержкой времени применяются на одиночных линиях в радиальных сетях в качестве основных защит для сетей напряжением 6-10 кВ и резервных – для сетей

напряжением 110-330 кВ, а также для защиты генераторов, трансформаторов; защиты устанавливаются также на шиносоединительных и секционных выключателях.[29]

Со стороны Даурия

$$I_{\text{мтз.сз}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{макс.раб}} \cdot k_{\text{сзн}}}{k_6} \quad (51)$$

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

Проверка по чувствительности

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5 \quad (52)$$

$$k_{\text{ч}} = 2,5 \geq 1,5$$

Со стороны Сковородино

$$I_{\text{мтз.сз}} = \frac{1,1 \cdot 165 \cdot 2}{0,95} = 382,87 \text{ А}$$

Проверка по чувствительности

$$k_{\text{ч}} = 19 \geq 1,5$$

4.4 Автоматическое повторное включение (АПВ)

Устройства трехфазного автоматического повторного включения (ТАПВ), в дальнейшем именуемые устройствами АПВ, имеют назначение автоматически включать отключившийся элемент энергосистемы для восстановления работы потребителей или схемы их электропитания.

1 Успешность автоматического повторного включения характеризуется отношением числа случаев обратных включений, после которых вновь не произошло немедленного отключения объекта от устройства релейной защиты, к общему числу случаев повторного включения объекта устройством АПВ. Успешность АПВ определяется тем, что причина, вызвавшая отключение, за время обесточения присоединения часто самоустраняется (например, прекращается схлестывание проводов и восстанавливается изоляция, погасает дуга, вызванная грозовым разрядом, устраняется перегрузка, приведшая к срабатыванию устройства релейной защиты, и т. п.).

2 Правильная и неправильная работа устройств АПВ определяется правильной (безотказной) работой, как релейной части аппаратуры, так и коммутационного аппарата (выключателя), которым производится обратное включение электрической цепи. Неправильная работа обусловливается отказом устройства АПВ как такового (неправильная работа аппаратуры устройства АПВ) или выключателя (отказ в повторном включении выключателя из-за его неисправности).[11]

3 Эффективность применения устройства АПВ определяется размером возможного народнохозяйственного ущерба, предотвращённого работой

устройства АПВ за год эксплуатации. Затраты на осуществление и текущее обслуживание устройств АПВ ничтожны по сравнению с размером предотвращенного народнохозяйственного ущерба и при оценке экономического эффекта могут не учитываться. Наибольшую эффективность имеют устройства АПВ, устанавливаемые на выключателях воздушных линий электропередачи, по которым осуществляется одностороннее питание нагрузки и для которых не предусмотрена автоматическая подача напряжения от резервного источника электроснабжения. Определяется это тем, что потребители после кратковременного перерыва питания чаще всего могут продолжать свою работу, в особенности, если предусмотрены мероприятия по обеспечению самозапуска нагрузки. Весьма эффективна работа устройств АПВ для воздушных линий электропередачи во время грозовой деятельности. Подавляющее число перекрытий в это время устраняется после отключения линии электропередачи, и после действия устройства АПВ линия остается в работе.

Опыт эксплуатации показал высокую эффективность АПВ шин, поскольку КЗ на шинах также бывают неустойчивыми. В силу указанных причин установка устройств АПВ для повторной подачи напряжения на линии, шины и трансформаторы является обязательной. При установке устройств АПВ на линиях с двусторонним питанием необходимо учитывать, что для восстановления работоспособности поврежденной линии требуется её отключение и включение с двух сторон. В связи с этим устройства АПВ следует устанавливать на выключателях обоих концов защищаемого элемента. Необходимо также учитывать возможность несинхронного повторного включения и в ряде случаев принимать специальные меры, чтобы не допускать такое включение. Это достигается с помощью специальных органов, состоящих из реле, контролирующего наличие напряжения на линии, и реле контроля синхронизма. Устройства АПВ, дополненные этими органами, называются УАПВ с контролем синхронизма. Иногда можно

отказаться от мер, предотвращающих несинхронное включение, и применять АПВ без контроля синхронизма.

Это допустимо в следующих случаях:

а) при наличии большого числа параллельных связей, когда отключение одной из линий не сопровождается нарушением синхронизма (в этом случае применяют обычные устройства АПВ);

б) если имеется быстродействующая защита и быстродействующие выключатели, позволяющие обеспечить полное время цикла АПВ (отключение - включение) не более $t_{АПВ1} = 0,25...0,5$ с. при повреждении в любой точке защищаемой линии; за указанное время векторы ЭДС разделившихся источников не успевают разойтись на значительный угол, поэтому повторное включение сопровождается допустимыми толчками тока и завершается успешным вхождением в синхронизм; устройства АПВ с таким временем действия называются быстродействующими;

в) если включение на несинхронную работу при любых углах между ЭДС разделившихся источников не представляет опасности для оборудования и обеспечивается быстрое восстановление синхронизма; такое устройство АПВ называется несинхронным. В системах с глухозаземленными нейтралью наряду с трехфазным применяется также однофазное автоматическое повторное включение (ОАПВ). Устройства ОАПВ имеют определенные преимущества перед трехфазными УАПВ. Однако они значительно сложнее, и требуют пофазного управления выключателями. Имеются также схемы совместного согласованного действия устройств ТАПВ и ОАПВ.

4.4.1 Однократное трехфазное АПВ линий

Выдержка времени на срабатывание:

$$t_{АПВ-1} \geq t_{2.n.} + t_{зан.}, \quad (53)$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{д.с.} - t_{вкл.Q.} + t_{зап.}, \quad (54)$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{защ.2макс} - t_{защ.1мин} + t_{откл.Q2.} + t_{откл.Q1.} - t_{вкл.Qi.} + t_{д.с.} + t_{зап.}, \quad (55)$$

где $t_{э.п.}$ - время готовности привода, равное 0,2-1 с, в зависимости 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 $t_{защ.1мин}$ - максимальная и минимальная выдержки времени защит на обоих концах защищаемой линии;

$t_{откл.Q2.}$ и $t_{откл.Q1.}$ - время отключения выключателей с обеих сторон линии;

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

Таблица 17 - Время выдержки

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

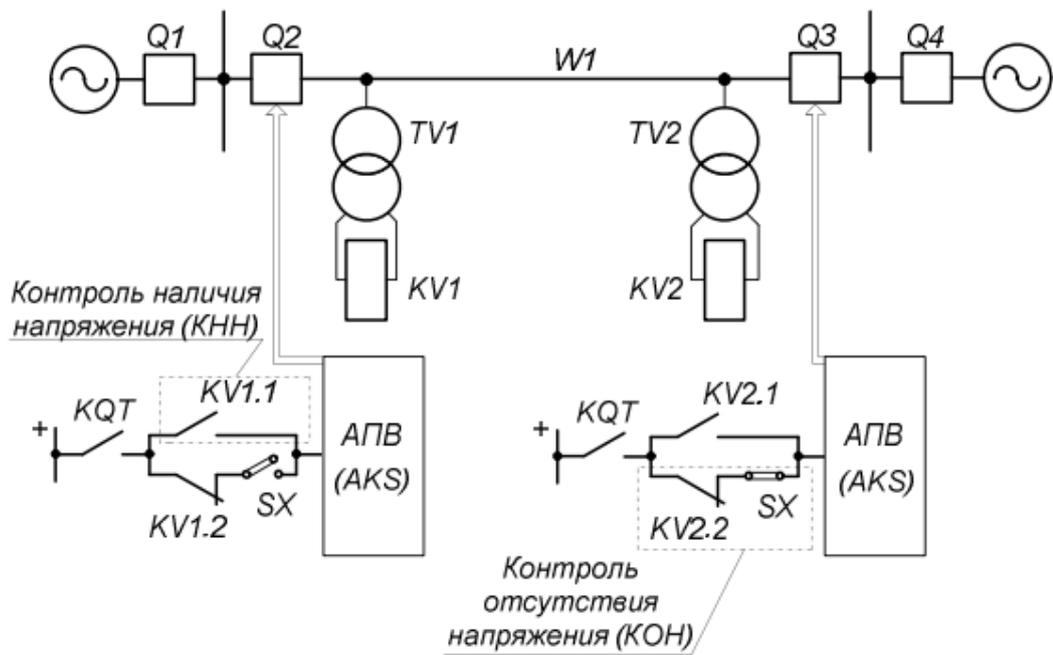


Рисунок 8 АРВ на линии с двусторонним питанием, в комплекты которого введены устройства контроля напряжения.

Благодаря этому попытка включения от АРВ на устойчивое КЗ происходит только один раз – с той стороны, где контролируется отсутствие напряжения. Уставка минимального реле, реализующего КОН:

$$U_{с.КОН} \leq \frac{(0,4;0,5) \cdot U_{ном.}}{n_{TV}}. \quad (56)$$

Включение выключателя с другой стороны будет происходить лишь в том случае, если повреждение устранено и линия держит напряжение.

Уставка реле, контролирующего наличие напряжения:

$$U_{с.КНН} \geq \frac{(0,7;0,8) \cdot U_{ном.}}{n_{TV}}. \quad (57)$$

Для устройства АПВ, работающего с КНН, требования (49) и (50) не являются обязательными, а условие (51) принимает вид:

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

4.4.2 Описание однофазного АПВ

Пуск ОАПВ осуществляется:

- от ДЗЛ (дискретный сигнал
- от I ступени дистанционной защиты (дискретный сигнал
- от I ступени ТНЗНП

Условия пуска внешнего ОАПВ:

- наличие сигнала срабатывания «1» на выходе элемента «ИЛИ» (1);
- внешнее устройство ОАПВ находится в исправном состоянии – на входе терминала сигнал логического нуля «0»;
- переключатель [152501] SA 'Режим работы' установлен в положение «С ОАПВ»

Предусмотрен режим перевода защиты на отключение трех фаз при отказе устройства ОАПВ, который устанавливается программной накладкой ХВ2_ОАПВ в состояние предусмотрен в пункте меню [152402] ОАПВ /

Логика работы / ХВ2_ОАПВ Перевод на ОТФ при отказе ОАПВ. При появлении сигнала срабатывания защиты, вводится в работу регулируемая задержка времени [152230] DT1_ОАПВ (4) (см. рисунок 22.1 - узел **ОАПВ**),

по истечении которой происходит автоматический перевод защиты на отключение трех фаз.

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.[10]

4.5 Защита от непереключения фаз выключателей (ЗНФ).

Эта защита предусматривается для ликвидации режима неполнофазного включения выключателя с пофазным приводом. Защита имеет две выдержки времени: меньшую 0,25 сек, с которой защита действует на 3-х фазное отключение при неполнофазном режиме, не связанном с действием ОАПВ, и большую ($t=1,5-2$ сек), отстроенную от цикла ОАПВ. При действии ОАПВ на отключение одной фазы меньшая выдержка ЗНФ автоматически блокируется.

Защита от неполнофазного режима линии (ЗНР).

Эта защита предусматривается для ликвидации неполнофазного режима на ВЛ, возникающего в результате возможного отказа одной из фаз выключателя при операции отключения.

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.

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;
- 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.

4.6 Токовая защита от перегрузки (ТЗП)

ЗП 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

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

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.

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.

Выбор и расчёт уставок ТЗП

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

- уставки ПО ТЗП ;
- уставки по времени ТЗП;
- логика работы ТЗП.

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.

4.7 УРОВ

4.7.1 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.

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.

4.7.2 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.

$$I_{cp} \leq \frac{I_{кз.мин}}{K_{тт} \cdot K_{ч}} \quad (59)$$

$$I_{cp} \leq \frac{7,54}{1,2} = 6,286 \text{ кА}$$

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.

5.ВЫБРАННЫЕ К УСТАНОВКЕ ЗАЩИТЫ

Подводя итог из рассчитанных и описанных защит для защиты ВЛ Даурия-Сковородино№1 и ВЛ Даурия-Сковородино№2 выбираем к установке два комплекта основной защиты ДЗЛ и АПВ, так как длина линии очень мала, что не позволяет отстроить первые ступени таких резервных защит , как ДЗ и ТНЗНП, поэтому ближнее резервирование будет осуществляться вторым комплектом основной защиты ДЗЛ (в случае вывода в ремонт или выхода из строя первого комплекта основной защиты), реализованных на базе микропроцессорных терминалов БЭ2704 091 Е2 УХЛ4 и БЭ2704 019 Е2 УХЛ4 в составе шкафа релейной защиты фирмы ЭКРА ШЭ 2607.

Предлагается выполнить резервные защиты ДЗ и ТНЗНП следующим образом:

- первые ступени выполнить не по условию отстройки, а по условию согласования с прилегающей сетью.

6 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

В данном разделе рассматриваем стоимость проекта и на сколько проект является экономически привлекательным, за сколько лет он себя окупит, рассчитаем рентабельность.

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 18

Таблица 18 – Стоимость и количество проектируемого оборудования.

Устройства	Кол-во	Цена за шт., руб.	Итог, руб.
1	2	3	4
Микропроцессорный терминал ЭКРА БЭ 2706 091	4	440000	1760000
Микропроцессорный терминал ЭКРА БЭ 2706 019	4	440000	1760000
Выключатель ВЭБ – УЭМ – 220 УХЛ	4	1500000	6000000
Трансформатор тока ТВГ - УЭМ	4	670000	2680000
Разъединитель РНДЗ – 220 ХЛ1	8	300000	2400000
Трансформатор напряжения НАМИ – 220 УХЛ1	4	550000	2200000

Определяем капитальные вложения по формуле:

$$K_{ору} = K_{вык} + K_{ТТ} + K_{ТН} + K_p \quad (60)$$

Определяем капитальные вложения РЗ по формуле:

$$K_{РЗ} = K_{уст.РЗ} + k_{СМР} \quad (61)$$

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

Находим суммарные капитальные вложения:

$$K_{сум} = K_{ору} + K_{РЗ} \quad (62)$$

Результаты сводим в таблицу 19

Таблица 19 – Капитальные вложения

Наименование	Стоимость
1	2
$K_{ору}$	13280000
$K_{РЗ}$	5104000
$K_{сумм}$	18384000

6.2 Расчет эксплуатационных издержек

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

Издержки на эксплуатацию релейной защиты определяются следующим образом:

$$I_{\text{ЭКС}} = \alpha_{\text{ЭКС}} \cdot K_{\text{сумм}} \cdot \alpha_n, \quad (63)$$

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 Расчет амортизационных издержек

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].

Необходимо определить издержки на амортизацию из отношения капиталовложений к сроку службы данного оборудования по формуле:

$$I_{\text{ам}} = \alpha_{\text{ам}} \cdot K_{\text{сумм}}, \quad (64)$$

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

Вычисляются как:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{20}$$

6.4 Возмещение затрат на электроэнергию

Определение возмещения затрат на электроэнергию I_w , потребляемую устройствами РЗ производится исходя из формулы:

$$I_w = W \cdot T_{\text{Э}}, \quad (65)$$

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

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

Электроэнергия потребляемая за год:

$$I_w = P_{\text{потр}} \cdot T_{\text{год}}, \quad (66)$$

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:

- амортизационных отчислений;
- отчислений на эксплуатацию;
- издержек на собственные нужды и потери в трансформаторах;

- отчисления на заработную плату с учетом ЕСН;
- капиталовложения в станцию и прочих издержек.

Значит прочие расходы определяются с учетом рассчитанных выше издержек:

$$I_{np} = 0,3 \cdot (I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{W}}) + 0,3 \cdot K_{\text{сумм}}. \quad (67)$$

Суммарные издержки определяются по формуле:

$$\sum I = I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{W}} + I_{\text{np}} \quad (68)$$

Результаты расчета издержек для микропроцессорных РЗ сведены в таблицу 20

Таблица 20 – Издержки для устройств РЗ

Издержки	Значение
1	2
$\sum I$	6861554,01
$I_{\text{ЭКС}}$	115819,2
$I_{\text{ам}}$	919200
I_{W}	637,73
I_{np}	5825897,08

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 расстройтва 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 рассчитываем только по защищаемому оборудованию, то есть по линии:

$$U_{ВЛ} = K_{ВЛ} \cdot q_{ВЛ} \cdot \frac{L}{100}, \quad (69)$$

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:

$$K_{ВЛ} = (K_0 \cdot L + Z_{П} \cdot L) \cdot K_n \quad (70)$$

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

ЛЛЭП – 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:

$$Y_{осн} = Y_0 \cdot \Delta W_{нед}, \quad (71)$$

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:

$$\Delta W_{нед} = P_{деф} \cdot K_n \cdot T_z, \quad (72)$$

где $P_{\text{деф}}$ – дефицитная мощность;

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

$T_{\text{г}}$ – период одного года.

Дефицитная мощность определяется по формуле:

$$P_{\text{деф}} = K_{\text{з}} \cdot S_{\text{ном.т}} \cdot \cos \varphi, \quad (73)$$

где $K_{\text{з}}$ – коэффициент загрузки трансформатора;

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

Ущерб внезапности равен:

$$Y_{\text{ВН}} = Y_{\text{ПО}} \cdot P_{\text{деф}}, \quad (74)$$

где $P_{\text{деф}}$ – дефицитная мощность;

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

Суммарный ущерб потребителю рассчитывается по формуле:

$$Y_{\Sigma} = Y_{\text{осн}} + Y_{\text{ВН}}. \quad (75)$$

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:

$$O_{pt} = W_t \cdot T, \quad (76)$$

Где W_t – полезная отпущенная электроэнергия в год;

T – одноставочный тариф для потребителя.

Прибыль от реализации продукта определится:

$$P_{pt} = O_{pt} - I_t - Y_t, \quad (77)$$

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:

$$H_t = 0,2 \cdot \Pi_{\delta t}. \quad (78)$$

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

$$\Pi_{\text{чт}} = \Pi_{\delta t} - H_t. \quad (79)$$

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:

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_{\text{ЭКSt}} - I_{Wt} - H_t - K_{P3t}. \quad (80)$$

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

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} [\mathcal{E}_t \cdot (\frac{1}{1+E})^t], \quad (81)$$

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 21

Таблица 21 – Результаты расчета ЧДД в тыс.руб

Год	ЧДД	ЧДД _Σ
1	2	3
0	-7470056.928	-7470056.928
1	-7114339.931	-7114339.931
2	-10110527.826	-17224867.757
3	3111293.156	-14113574.602
4	2963136.339	-11150438.263
5	2822034.608	-8328403.655
6	2687652.008	-5640751.647
7	2559668.579	-3081083.068
8	2437779.599	-643303.469
9	2321694.856	1678391.387
10	2211137.958	3889529.345
11	2105845.674	5995375.02
12	2005567.309	4011134.618
13	1910064.104	5921198.722
14	1819108.67	7740307.392
15	1732484.448	9472791.84
16	1649985.189	11122777.029
17	1571414.465	12694191.494
18	1496585.205	14190776.699
19	1425319.243	15616095.942
20	1357446.898	16973542.84

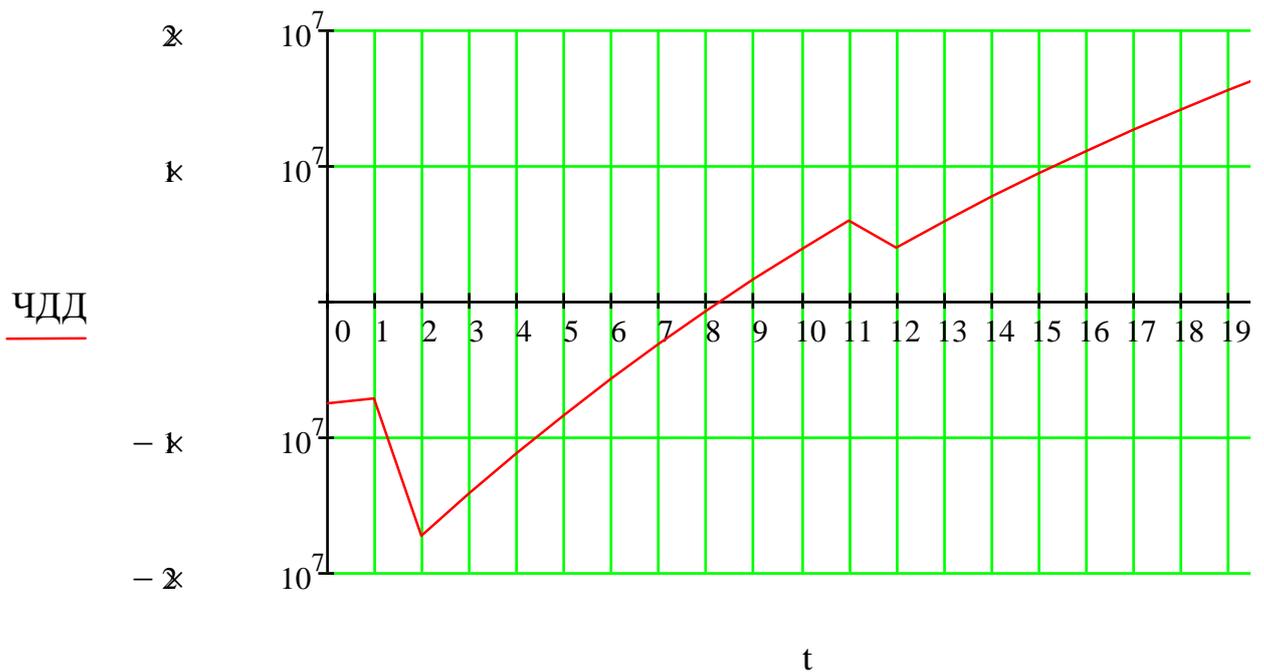


Рисунок 9 – график ЧДД

Из графика видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 4 лет. Значения $ЧДД > 0$ положительны и, следовательно, проект является инвестиционно-привлекательным и рекомендуется к реализации.

Период времени, необходимый для окупаемости, называется "простым". В данном случае, начальным моментом является начало модернизации ВЛ, а момент окупаемости - это наиболее ранний момент времени в периоде расчетов, после которого текущий чистый доход становится положительным и остается таким в будущем.

Результаты расчета чистого дохода сведены в таблицу 22.

Таблица 22 – Результаты расчета ЧД

Год	ЧД
1	2
0	-7470056.928

Продолжение таблицы 22

1	2
1	-7470056.928
2	-11146856.928
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

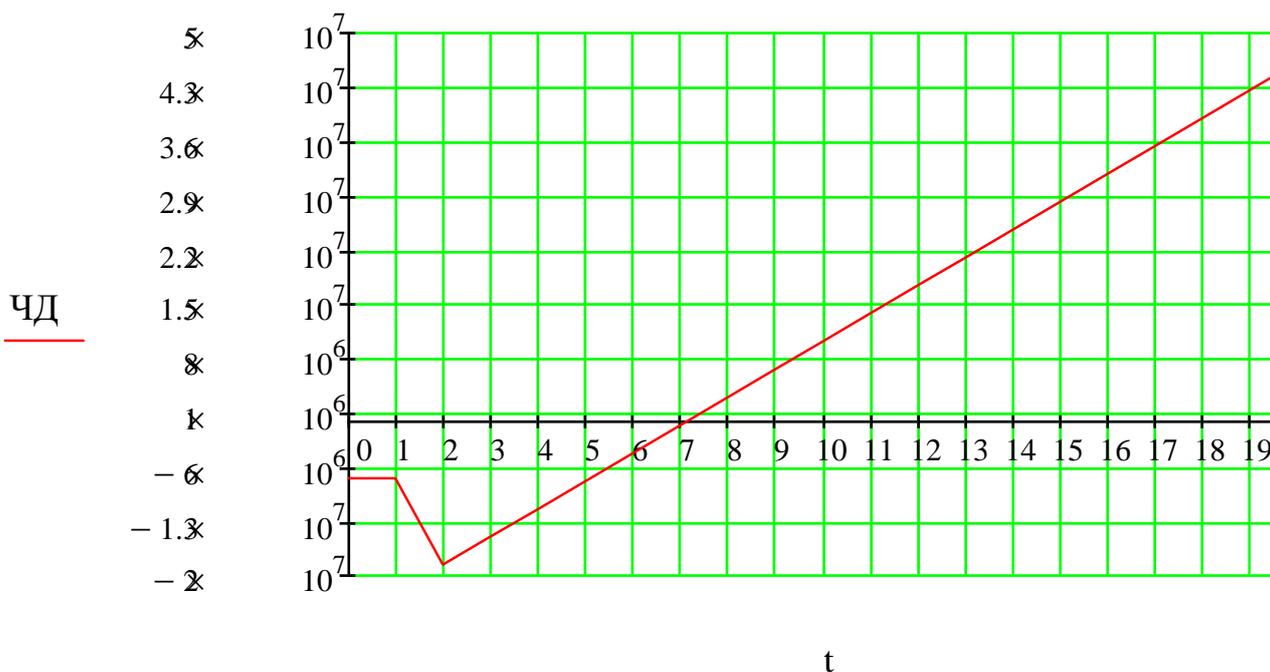


Рисунок 10 – График ЧД

Рентабельность инвестиций может быть рассчитана для каждого года эксплуатации электросетевого объекта в течение расчетного периода. Однако, для определения характерных годов, рассматриваются периоды после выхода на нормальный режим работы с выплатой заемных средств и финансовыми издержками, а также после полной выплаты кредита и процентов. В данном случае, предполагается, что объект был построен без использования заемных средств. Рентабельность инвестиций определяется по формуле:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t}{K} \cdot 100. \tag{82}$$

Расчет оценки экономической эффективности представлен в приложении А.

Срок окупаемости составит 8,2 года при вложениях в проект 18384000 руб. Данный проект можно считать экономически эффективным, т.к индекс доходности дисконтированных инвестиций $ИДД > 1$ ($ИДД = 1,923$).

Рентабельность проекта составит 19,592% в год, начиная с восьмого года расчетного периода (расчетный период - 20 лет)

7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются вопросы, касающиеся безопасности проведения мероприятий находясь в близи ЛЭП 220 кВ, дана оценка влияния данной ЛЭП на окружающую среду, рассмотрены вопросы обеспечения пожарной безопасности.[4].

7.1 Безопасность

Выбор трасс воздушных линий электропередачи

Трасса воздушной линии выбирается согласно стандарту (СТО 56947007- 29.240.037-2010 «Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании»), то есть по кратчайшему пути, если это возможно, учитывая условия отчуждения земли, вырубки просек в насаждениях, комплексного использования охранной зоны, приближения к дорогам и имеющимся воздушными линиям [3].

При осуществлении выбора трасс ВЛ учитывается обход:

- 1) населенных пунктов;
- 2) многолетних плодовых насаждений и виноградников;
- 3) залегания полезных ископаемых;
- 4) промышленных предприятий;
- 5) массивов орошаемых, осушенных и других мелиорированных земель;
- б) мест с широкими поймами рек, болотами, подвижными песками, косогорными участками, просадочными грунтами, с большими отложениями гололеда, а также районы с повышенным загрязнением атмосферы и интенсивной «пляской» проводов;

7) участков с высоким естественным плодородием почв и других, приравненных к ним земельных угодий;

8) мест с лавинами, карстами, оползнями, осыпями, камнепадами, зон тектонических разломов и мест с подземными выработками;

9) зон санитарной охраны курортов, заповедников, памятников истории и культуры.

Размещать воздушные линии напряжением 110 кВ и выше следует за пределами селитебной территории. Что касается территорий промышленных районов и производственных районов сельскохозяйственных предприятий, размещение ВЛ 110 кВ и выше в этих районах не допускается [26].

Рассмотрим трассу на просадочных грунтах. Район, в котором существует действующий или перспективный мелиоративный канал желательно прокладывать по наиболее высоким отметкам в обход территории отсыпки грунтов, вынутых из канала.

Место установки опоры следует производить с учетом рельефа, грунтовых условий, условий строительства, а также монтажа и эксплуатации. Если участок трассы воздушной линии электропередачи, проходит по землям, имеющим сельскохозяйственные культуры, тогда решением может послужить применение двухцепных и многоцепных свободностоящих опор, так как на больших переходах в населенной местности и в местах стесненных подходов к подстанциям уменьшается изъятие земель [26].

Установку опор на площадках с минимальной площадью водосбора, то есть с выполнением комплекса противопросадочных мероприятий и минимальным нарушением растительного покрова рекомендуют предусматривать на присадочных грунтах, при проектировании воздушной линии электропередачи [26].

Меры безопасности при обслуживании устройств релейной защиты и автоматики

Проведение работ по техническому обслуживанию релейной аппаратуры осуществляется только специально обученным персоналом, который имеет квалификационную группу по технике безопасности не ниже третьей [21].

Проведение манипуляций, связанных со сборкой или изменением схем для проверки и испытания реле, а также изменение их уставок должны производиться строго при отключенном напряжении.

Если потребовалось выполнить замер электрических параметров устройств РЗА, которые находятся под напряжением необходимо:

- установить измерительный прибор на устойчивую основу;
- заземлить металлический корпус измерительного прибора;
- использовать специальные щупы или соединительные проводники, а также инструмент с изолирующими рукоятками.

Перед тем, как приступить к работе необходимо проверить надежность заземления металлоконструкции панели. На ней предусмотрен заземляющий болт, который должен использоваться только для присоединения заземляющего контура [21].

Если работа производится в цепях, где имеется напряжение, то необходимо использовать инструмент с изолированными рукоятками, измерительную линейку и метр, которые должны изготавливаться из непроводящих электрический ток материалов [21].

При работе с электродрелью на панелях релейной защиты и автоматики, необходимо чтобы она была надежно заземлена, а расположенные на панели, устройства РЗА должны быть оснащены надежной защитой от попадания в них и токоведущие части металлической стружки и опилок [5].

При необходимости проверки устройств РЗА, необходимо надежно заземлить проверочные устройства [21].

Для предотвращения поражения электрическим током

обслуживающего персонала, съем отдельных частей панели, монтаж, переключение переключателей, которые установлены в комплектах и блоках панелей должны производиться при обесточенном состоянии панели [5].

К выполнению работ по наладке и проверке панелей допускаются только те лица, которые прошли проверку знаний по технике безопасности, инструктаж, имеют аттестацию на право выполнения работ, знают особенности электрической схемы и конструкции подлежащей проверке панели [21].

7.2 Экологичность

Высоковольтные линии электропередач негативно воздействуют на окружающую среду из-за высокой напряжённости электромагнитного поля вокруг ведущих проводов. Для того чтобы предотвратить отрицательное воздействие влияния ЭМ полей, приходится отчуждать территории на трассах, где проходят ВЛ. Именно с этим обстоятельством связывают самое заметное негативное влияние линий на экологию. В частности, приходится вырубать леса, охотничьи и кормовые угодья. Линии электропередач нарушают экологическое равновесие как флоры, так и фауны, поскольку на вырубленных территориях активно развиваются сорняки и нарушаются условия обитания животных.

При проектировании ВЛ учитываются следующие факторы воздействия на окружающую среду, здоровье и жизнедеятельность человека:

1) общестроительные воздействия: - изъятие земель в постоянное (бессрочное) пользование;

- изъятие земель во временное пользование;
- нарушение естественного состояния грунта и рельефа;
- сокращение площадей насаждений (разрубка просек);

2) специфические воздействия:

- электрическое поле (для ВЛ напряжением 110 кВ и выше);
- магнитное поле;

- шум (для ВЛ напряжением 110 кВ и выше учитывается только в населенной местности);
- электромагнитные помехи;
- опасные и мешающие влияния на линии связи и проводного вещания;
- условия, приводящие к гибели птиц и животных в районах их расселения и на путях их миграции;
- ограничение землепользования;
- нарушение эстетики ландшафта (для природоохраняемых и рекреационных территорий, вблизи памятников истории и культуры);

При проектировании воздушных линий должна быть обеспечена экологическая безопасность в части выполнения допустимых уровней:

- электрических полей;
- магнитных полей;
- электромагнитных помех;
- шумов.

Не допускается прокладка ВЛ над горючими кровлями, навесами, а также открытыми складами (штабелями, скирдами) горючих веществ, материалов и изделий.

Выбор конструкции ВЛ и, прежде всего, выбор проводов, конструкции фаз (число составляющих, шаг расщепления) и расстояния между фазами должен обеспечивать выполнение норм, предъявляемых в ГОСТ, СНиП, СанПиН, и других документах в части электрического и магнитного полей и

Допустимые уровни напряженности электрического поля для персонала электроустановок и для населения приведены в таблице 16 настоящего стандарта.

Требования ГОСТ 22012 и ГОСТ 51320 по электромагнитным помехам, должны обеспечиваться на расстояниях от проекции крайнего провода на землю, указанных в таблице 23.

Таблица 23 – Электромагнитные помехи

Диапазон частот, МГц	Расстояние от проекции крайнего провода на землю, ВЛ,кВ,м		
	110-220	330,500	750 и выше
1	2	3	4
0,15-30	50	100	100
30-1000	10	50	100

Для улучшения экологической обстановки вблизи ВЛ должны применяться: - высокие стальные опоры башенного типа (в том числе на основе многогранных конических полых стоек), в том числе двухцепные, а также многоцепные (для улучшения экологической обстановки, сокращения ширины полосы, занимаемой трассой ВЛ); - стеклянные изоляторы со сниженным уровнем электромагнитных помех и с уплотнениями из кремнийорганической резины.

Для предотвращения гибели птиц в районах прохождения ВЛ следует предусматривать:

- закрытие верхних отверстий полых стоек железобетонных опор наголовниками;

- установку противоптичьих заградителей на траверсах и тросостойках опор ВЛ 110-220 кВ в местах массового расселения крупных птиц и на путях их миграции.

При проектировании новых ВЛ должны предусматриваться меры по предотвращению и уменьшению риска гибели птиц.

Запрещается использование в качестве специальных птицевозащитных устройств неизолированные металлические конструкции.

В районах Крайнего Севера в проектах должны быть предусмотрены мероприятия по защите ягельников и мохорастительного слоя при прохождении по ним ВЛ.

При прохождении ВЛ по участкам с вечномерзлыми грунтами при рубке просек не следует производить корчевание пней и кустарников, нарушать дерновый слой.

Для сохранения естественного ландшафта и плодородных земель при строительстве линий электропередач на стальных опорах, необходимо использовать свободностоящие опоры в зонах орошаемых и осушенных земель, участках, занятых сельскохозяйственными культурами или с высоким плодородием почв, а также в зонах санитарной охраны курортов, заповедников, рядом с памятниками культуры и истории, а также в условиях ограниченного пространства. Это позволит установить опоры методом наращивания и сохранить природу и землю в их первоначальном состоянии.

При прохождении ВЛ по территории курортов, пригородных зон отдыха, а также вблизи памятников истории и культуры рекомендуется выполнять мероприятия, направленные на уменьшение визуального воздействия ВЛ на естественные ландшафты. Для лучшего визуально-эстетического восприятия рекомендуются:

- опоры, отвечающие требованиям промышленной эстетики и правильным архитектурным формам, в том числе двухцепные опоры или опоры разной высоты;
- естественное прикрытие (экранирование) в виде леса, холмов и др.;
- маскировка (окраска) элементов линий для снижения их блеска.

Для того чтобы соблюдать чистоту трасс, расположенных под ВЛ, приходится регулярно проводить обработку почвы гербицидами, что ведёт к дополнительному загрязнению природы. Профилактическая расчистка трасс механическим способом (вырубка) выводит леса из процесса регенерации кислорода.

Шум, создаваемый воздушными линиями электропередачи.

Коронный разряд, является причиной того, что воздушные линии электропередачи (ВЛЭП) являются источником акустических шумов. Коронный разряд, или корона – это самостоятельный разряд, возникающий в резко неоднородных полях, в которых ионизационные процессы могут происходить только в узкой области вблизи электродов. К такого рода полям относится и электрическое поле проводов ВЛЭП. Начальная напряженность коронного разряда E_n (кВ/см) определяется для провода радиусом r (см) по формуле (15)

$$E_n = 24,5 \cdot m \cdot \delta \cdot \left(1 + \frac{0,65}{(\delta \cdot r)^{0,38}}\right), \quad (83)$$

где m – коэффициент гладкости провода;

δ - относительная плотность воздуха.

Коэффициент гладкости провода учитывает форму поверхности витого провода и для различных марок находится в пределах $m=0,82-0,94$.

При инее, гололеде и изморози $m = 0,6$, в условиях дождя или снега коэффициент гладкости зависит от интенсивности осадков и принимается в пределах $m=0,57-0,73$.

Из формулы следует, что интенсивность короны зависит от погодных условий и радиуса провода. Наиболее сильный акустический шум возникает при коронировании высоковольтных ВЛЭП во время дождя и снега. В хорошую погоду шумы возрастают при загрязнении проводов.

На проводах малых диаметров $D < 1$ см корона возникает в лавинной форме. Зона ионизации достаточно однородна, свечение сосредоточено в узком чехле.

При больших диаметрах проводов $D > 1$ см напряженность электрического поля в окрестности провода уменьшается значительно медленнее, чем вблизи проводов малого диаметра. Поэтому зона ионизации – “чехол” короны – имеет большие размеры, и даже при начальном напряжении лавины могут достигать критической длины. Корона возникает в этом случае сразу в стримерной форме. Структура зоны ионизации дискретна, светятся многочисленные стримерные каналы.

Механизм возникновения шума, создаваемого коронным разрядом:

1. В зоне коронного разряда происходит ионизация воздуха. Движение объемного заряда от проводов к земле и создает акустический шум. Спектр частот такого шума кратен 100 Гц и воспринимается на слух как шипение.

2. В зоне коронного разряда воздух нагревается до температуры более 2000 0С. В связи с этим вокруг стримера возникают вихревые потоки, скорость воздуха в которых достигает 20 м/с, что воспринимается на слух как треск (см. рис. 7).

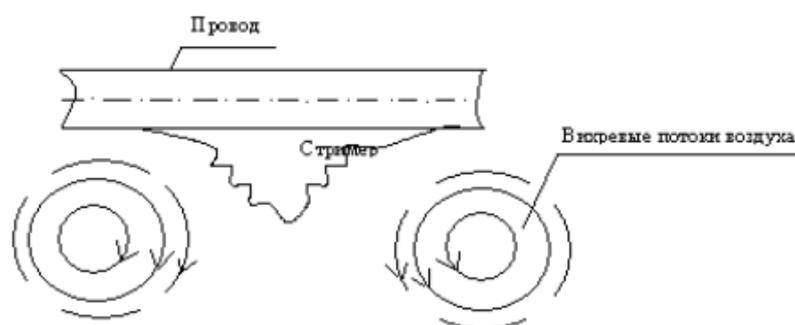


Рисунок 11 – Образование вихревых потоков в зоне стримерной короны

В таблице 24 приведены зависимость уровня шума для ВЛЭП от класса напряжения и погодных условий

Таблица 24 - Зависимость уровня шума для ВЛЭП от класса напряжения и погодных условий на расстоянии 100м

№ п/п	Класс напряжения ВЛЭП, кВ	Уровень шума, создаваемый ВЛЭП, дБА	
		во время дождя	во время тумана
1	2	3	4
1	400	40	34
2	750	49	40
3	1050	51-75	45
4	1150	55-62	53

Расчет шума создаваемого воздушными линиями электропередачи

Нормируемые параметры шума в октавных полосах частот, эквивалентных и максимальных уровней звука проникающего шума в помещениях жилых и общественных зданий и шума на селитебной территории составляет 40 дБА (санитарные правила и нормы САНПИН 1.2.3685-21 "гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания).
Уровень звука на расстояние 100 м от крайней фазы в зависимости от напряжения поля на проводах определяется по формуле:

$$L = 20 + 0,0111 \cdot E_{\max} + 900 \cdot r + 15 \cdot \lg n - 20 \cdot \lg B \quad (84)$$

L-уровень звука, дБА

E_{\max} -действующее значение максимальной напряженности на поверхности провода, кВ/м,

r-радиус провода ,м,

n-число проводов в фазе,

B - расстояние от крайней фазы, ($B=25$ м) [31]

Максимальная напряженность на поверхности провода определяется по формуле :

$$E = \frac{C \cdot U}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot \pi \cdot \varepsilon_0 \cdot r} \quad (85)$$

$$C = \frac{24 \cdot 10^{-12}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_0}{d}\right)} \quad (86)$$

$$C = \frac{24 \cdot 10^{-12}}{\frac{\lg\left(\frac{2 \cdot 5}{21,9 \cdot 10^{-3}}\right)}{2}} = 8,11 \cdot 10^{-12} \text{ Ф/м}$$

$$E = \frac{8,11 \cdot 10^{-12} \cdot 220}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 3,14 \cdot 8,85 \cdot 10^{-12} \cdot \frac{21,9 \cdot 10^{-3}}{2}} = 1692 \text{ кВ/м}$$

$$L = 20 + 0,0111 \cdot 1692 + 900 \cdot \frac{21,9 \cdot 10^{-3}}{2} + 15 \cdot \lg 1 - 20 \cdot \lg 25 = 20,8 \text{ дБ}$$

По таблице для 220 кВ уровень шума примем до 30 дБА [31]

По расчетам шум на расстоянии 25м от ЛЭП 220кВ составляет 20,8 дБ, что не превышает уровень допустимый.

7.3 Чрезвычайные ситуации

Линии электропередач служат, в первую очередь, для передачи электрической энергии по проводам. При их отключении снижается надёжность передачи, снижается пропускная способность системообразующих связей и иным негативным последствиям. Следует отметить, что одним из важнейших моментов при возникновении или угрозе возникновения рисков нарушения

электроснабжения потребителя является организационная работа по обеспечению безопасности электроснабжения [30].

Правительственная комиссия по обеспечению безопасности электроснабжения (федеральный штаб) является координационным органом, образованным для обеспечения согласованности действий федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, штабов по обеспечению безопасности электроснабжения, создаваемых в субъектах Российской Федерации в соответствии с Федеральным законом "Об электроэнергетике", организаций топливно-энергетического комплекса, транспорта и других заинтересованных организаций целях реализации государственной политики в области обеспечения безопасности электроснабжения.

Федеральный штаб осуществляет свою деятельность во взаимодействии с федеральными органами исполнительной власти, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, региональными штабами и организациями.

Основными задачами федерального штаба являются:

- а) координация деятельности региональных штабов;
- б) обеспечение согласованности действий федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и организаций при решении вопросов предотвращения и ликвидации последствий нарушения электроснабжения, организации безопасной эксплуатации объектов электроэнергетики и энергетических установок потребителей электрической энергии;
- в) координация оперативного информационного обмена между федеральными органами исполнительной власти, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации и субъектами электроэнергетики в случае возникновения внештатных ситуаций на объектах электроэнергетики.

Федеральный штаб с целью выполнения возложенных на него задач осуществляет следующие функции:

а) организует взаимодействие с региональными штабами, субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии, в том числе в случае созыва в установленном порядке заседаний региональных штабов при возникновении режима с высокими рисками нарушения электроснабжения, возникновении или угрозе возникновения аварийных электроэнергетических режимов на территории двух или более субъектов Российской Федерации;

б) рассматривает прогнозы развития ситуации в условиях режима с высокими рисками нарушения электроснабжения либо при возникновении или угрозе возникновения аварийных электроэнергетических режимов;

в) рассматривает оперативные вопросы обеспечения безопасности электроснабжения;

г) организует проведение согласительных процедур по урегулированию разногласий между субъектами электроэнергетики, потребителями электрической энергии и поставщиками топлива при возникновении либо угрозе возникновения аварийных электроэнергетических режимов.

Федеральный штаб в пределах своей компетенции имеет право:

а) запрашивать у федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, региональных штабов и организаций необходимые материалы и информацию;

б) заслушивать на своих заседаниях представителей федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, региональных штабов и организаций;

в) привлекать для участия в своей работе представителей федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, региональных штабов и организаций;

г) вносить в установленном порядке в Правительство Российской Федерации предложения по вопросам, требующим решения Президента Российской Федерации или Правительства Российской Федерации;

д) направлять федеральным органам исполнительной власти, органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации и организациям рекомендации по принятию мер для предотвращения и ликвидации последствий нарушения электроснабжения, а также при необходимости давать указания федеральным органам исполнительной власти и региональным штабам.

Решения федерального штаба, принимаемые в соответствии с его компетенцией, являются обязательными для всех органов исполнительной власти и региональных штабов.

Состав федерального штаба утверждается Правительством Российской Федерации. Руководителем федерального штаба является Министр энергетики Российской Федерации, который организует работу федерального штаба и несет ответственность за выполнение возложенных на него задач. Руководитель федерального штаба имеет заместителей.

Заседания федерального штаба созываются по решению руководителя федерального штаба или его заместителя и проводятся по мере необходимости. Заседания федерального штаба проводит руководитель федерального штаба или по его поручению один из его заместителей. Члены федерального штаба принимают участие в его заседаниях без права замены.

Решения федерального штаба принимаются большинством голосов присутствующих на заседании членов федерального штаба. В случае равен-

ства голосов решающий голос принадлежит руководителю федерального штаба или его заместителю, председательствующему на заседании штаба. Решения федерального штаба оформляются протоколами, которые подписываются руководителем федерального штаба или его заместителем, председательствующим на заседании штаба. Федеральный штаб осуществляет свою деятельность в соответствии с регламентом, который утверждается на заседании федерального штаба и подписывается руководителем федерального штаба.

Организационно-техническое обеспечение деятельности федерального штаба осуществляет Министерство энергетики Российской Федерации.

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 ПС Сквородино. Рассматриваемые объекты находятся на северо-западе амурской области на территории Сквородинского района

Был произведен сбор исходных данных, составлена схема замещения энергорайона и произведен расчет токов КЗ с применением специальных программных комплексов. Исходя из считанных 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). Произведен расчет уставок для выбранных к установке защит. Обосновали выбранные защиты принятые к установке.

Рассчитали экономическую эффективность, в которой срок окупаемости и индекс доходности являются оптимальным. В главе безопасность и экологичность был рассчитан шум линии, результат которого в ходит в установленный диапазон.

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://zakonsosedy.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 Неклепаев, Б.И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б.И. Неклепаев, И.П. Крючков. – СПб. : БХВ, 2013. – 608 с.

18 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.

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

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

21 ПУЭ. Правила устройства электроустановок. Издание 7

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

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

24 РПД-УЭТМ®-220, РПДО-УЭТМ®-220 Точка доступа: <https://www.uetm.ru/katalogproduktsii/item/rpduetm220rpdouetm220/>. Дата доступа: 13.05.2023

25 Сковородино, география, климат Точка доступа: <http://travellers.ru/city-skovorodino>. Дата доступа:06.06.2023

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

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

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

29 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)

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

31 Электрическое поле и шум, создаваемые воздушными линиями
электропередач высокого напряжения. Методические указания по
выполнению практических работ по курсу «Экология» . Н.Новгород, 2005 г.,
9с. Составители: доцент, к.т.н. О.В. Маслеева, доцент, к.т.н. Т.И. Курагина