

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

«_____» _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 110 кВ ПС Западная – ПС Прохладная - ПС Давыдовка в Приморском крае

Исполнитель

студент группы 842-об4

(подпись, дата)

В.О. Ефимкин

Руководитель

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Благовещенск 2022

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
« ____ » _____ 2022 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Ефимкина Виктора Олеговича

1. Тема выпускной квалификационной работы Проектирование релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 110 кВ ПС Западная – ПС Прохладная - ПС Давыдовка в Приморском крае

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС, перечень потребителей, материалы производственной и преддипломной практик, нормативно-справочная литература: ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ, ПТБ.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района проектирования. 2. Основные технические решения. 3. Проверка и выбор силовых трансформаторов. 4. Расчёт токов короткого замыкания. 5. Выбор и проверка оборудования. 6. Релейная защита и автоматика. 7. Молниезащита и заземление. 8. Экономическая эффективность. 9. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 1. Схема района проектирования. 2. Принципиальная электрическая схема ПС 110 кВ Прохладная. 3. План и разрез ПС 110 кВ Прохладная. 4. Заземление ПС 110 кВ Прохладная. 5. Молниезащита ПС 110 кВ Прохладная. 6. Схема распределения по ТТ и ТН устройств РЗА ПС 110 кВ Прохладная. 8. Структурные схемы устройств РЗА

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Наталья Викторовна Савина, профессор, доктор. тех. наук.

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

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 110 с., 19 рисунков, 22 таблицы, 28 источников, 1 приложение.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА, ХАРАКТЕРИСТИКА ПОДСТАНЦИИ, РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ТРАНСФОРМАТОР, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ.

В бакалаврской работе был рассмотрен вопрос проектирование релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 110 кВ ПС Западная – ПС Прохладная - ПС Давыдовка в Приморском крае.

Так же были определены электрические нагрузки вновь вводимого объекта ПС 110 кВ Прохладная, произведен расчет токов короткого замыкания, выбрано необходимое оборудование, спроектирована однолинейная схема вновь вводимого объекта. Выполнен расчет молниезащиты и заземления ПС, произведен расчет цифровой защиты ЛЭП 110 кВ на базе цифровых терминалов. Рассмотрен вопрос охраны труда на подстанции, рассчитан уровень шума исходящий от трансформаторов.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение.....	7
1 Характеристика района проектирования.....	9
1.1 Характеристика условий строительства	9
2 Основные технические решения	10
2.1 Основные характеристики проектируемого объекта.....	10
2.2 Выбор схемы РУ ПС 110 кВ Прохладная	11
2.3 Электротехнические решения и конструктивные решения.....	13
3 Проверка и выбор силовых трансформаторов	15
3.1 Расчет загрузки силовых трансформаторов.....	15
4 Расчёт токов короткого замыкания	18
4.1 Расчет токов короткого замыкания	18
5 Выбор и проверка оборудования.....	27
5.1 Проверка силового оборудования и выбор проводников	27
5.2 Выбор и проверка высоковольтных выключателей:	28
5.3 Выбор и проверка разъединителей.....	30
5.4 Выбор и проверка трансформаторов тока.	32
5.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения.	37
5.6 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения.	41
6 Релейная защита и автоматика	42
6.1 Разработка технических решений по РЗА	42
6.2 Система передачи сигналов РЗ.....	52
6.3 Функциональные требования к аппаратуре регистрации аварийных событий	53
6.4 Организация шкафа сигнализации.....	56
6.5 Технические решения по локальному управлению коммутационными аппаратами 110 кВ и РПН	57

6.6	Блокировка для предотвращения неправильных действий при управлении коммутационными аппаратами	58
6.7	Оборудование определения места повреждения.....	58
6.8	Описание решений по оборудованию РЗА, устанавливаемому на обратных концах линий 110 кВ	60
6.9	Расчет уставок ВЛ 110 кВ Западная - Прохладная.	61
6.10	Устройство резервирования отказа выключателя ПС 110 кВ Прохладная	74
7	Молниезащита и заземление.....	77
7.1	Расчет контура заземления ПС	77
7.2	Молниезащита ПС	80
8	Экономическая эффективность	84
8.1	Капитальные затраты на сооружение ПС	84
8.2	Расчет амортизационных отчислений	86
8.3	Расчет эксплуатационных затрат	86
8.4	Оценка экономической эффективности проекта.....	87
9	Безопасность и экологичность.....	91
9.1	Перечень мероприятий по определению технических средств и методов работы.....	91
9.2	Описание проектных решений и мероприятий по охране окружающей среды в период строительства	95
9.3	Описание проектных решений и мероприятий по охране объектов в период строительства	106
	Заключение	108
	Библиографический список	110
	Приложение А	111

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АПВ – автоматическое повторное включение;
- АЧР – автоматическая частотная разгрузка;
- АУВ – автоматика управления выключателем;
- ВЛ – воздушная линия электропередачи;
- ВН – высокое напряжение;
- ГЗ – газовая защита;
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
- ДЗШ – дифференциальная защита шин;
- ЗДЗ – защита от дуговых замыканий;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
- ЗМН – защита минимального напряжения;
- КЗ – короткое замыкание;
- КЛ – кабельная линия электропередачи;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- КСЗ – комплект ступенчатых защит;
- ЛЗШ – логическая защита шин;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- МП – микропроцессорный;
- НН – низкое напряжение;
- ОРУ – открытое распределительное устройство; ПА – противоаварийная автоматика;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок.

ВВЕДЕНИЕ

В Приморском крае электрические сети напряжением 6-110 кВ находятся преимущественно на балансе Филиала АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания». Деятельность предприятия заключается в передаче и распределении электрической энергии, обслуживании и ремонте электрических сетей.

В приморском крае наблюдается рост потребителей электрической энергии, в связи с чем, требуется ввод новых распределительных мощностей и как следствие повышение надежности энергосистемы в плане обеспечения современными устройствами релейной защиты и автоматики.

Тема ВКР – Проектирование релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 110 кВ ПС Западная – ПС Прохладная - ПС Давыдовка в Приморском крае.

Актуальность темы состоит в необходимости:

- предотвращения возникновения локальных дефицитов электрической энергии и мощности в Приморском крае;
- обеспечение надежного энергоснабжения потребителей энергосистемы Приморского края.

В работе учтены следующие основные принципы:

- схема должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять её поэтапное развитие;
- схема ПС и параметры сетей должны обеспечивать надежность электроснабжения.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы было использовано следующее лицензионное и нелицензионное программное обеспечение:

- Microsoft office word;
- MathCad;
- Microsoft office Visio.

Количество листов графической части в ВКР равно 7.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Характеристика условий строительства

Климат Приморского края умеренный муссонный. Зима сухая и холодная с ясной погодой. Весна продолжительная, прохладная, с частыми колебаниями температуры. Лето тёплое и влажное, на летние месяцы приходится максимум количества осадков. Осень, как правило, тёплая, сухая, с ясной погодой. Летом преобладают южные ветра с Тихого океана, а зимой северные, приносящие холодную, но ясную погоду с континентальных районов.

Климатические параметры приведены в таблицах 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1 - Климатические параметры холодного периода года

Параметр	Значение
Температура воздуха наиболее холодных суток	26 °С
Абсолютная минимальная температура воздуха	-31 °С
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца	7,3 °С
Продолжительность, сут, периода со среднесуточной температурой воздуха ≤ 0 , °С	136 сут
Продолжительность, сут, периода со среднесуточной температурой воздуха ≤ 10 , °С	220 сут
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее холодного месяца	52 %
Количество осадков за ноябрь-март	103 мм
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь	7,1 м/с
Средняя скорость ветра за период со средней суточной температурой воздуха ≤ 8 , °С	6,6 м/с

Таблица 1.2 - Климатические параметры теплого периода года

Параметр	Значение
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца	23,4 °С
Абсолютная максимальная температура воздуха	34 °С
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца	5,8 °С
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца	85 %
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее теплого месяца	78 %
Количество осадков за апрель - октябрь	715 мм
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль	6,1 м/с

2 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

2.1 Основные характеристики проектируемого объекта



Рисунок 2.1 – Карта-схема района проектирования

Таблица 2.1 – Информация по ПС

Наименование ПС	№ тр-ра	Марка трансформатора	Способ присоединения к сети	U, кВ	Вид РУ
ПС Западная	1	ТДТН -40000	Проходная	110	13Н
	2	ТДТН -40000			
ПС Давыдовка	1	ТДТН -25000	Проходная	110	9

ПС 110 кВ Западная. На подстанции установлены 2 трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

На ПС 110 кВ Давыдовка установлены 2 трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка представлена проводом марки АС-120 и имеет длину 20,48 км.

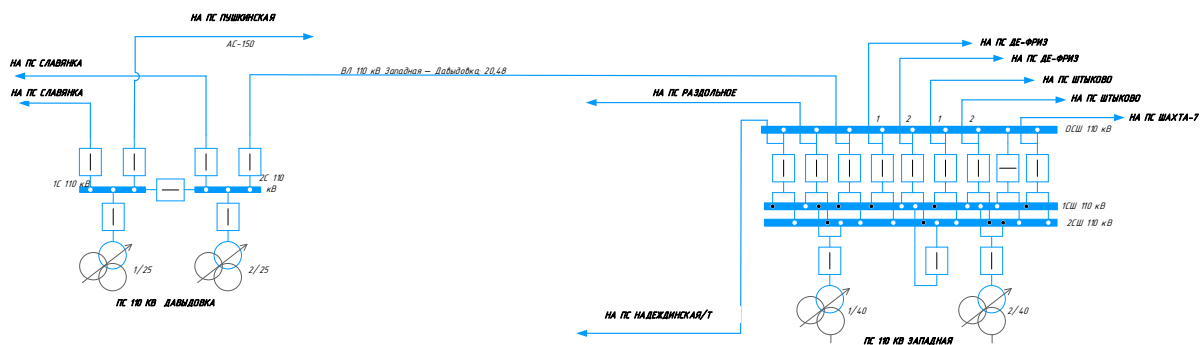


Рисунок 2.2 –Схема района проектирования

В рамках ВКР предусматривается реконструкция сети 110 кВ и строительство ПС 110 кВ Прохладная, с подключением ПС 110 кВ Прохладная от ВЛ 110 кВ Западная – Прохладная и ВЛ 110 кВ Прохладная – Давыдовка. Предполагаемые к установке трансформаторы на ПС 110 кВ Прохладная в количестве 2 единицы ТДН-40000/110-У1, УХЛ1 мощностью 40 МВА каждый и номинальными напряжениями 110/6,3 кВ.

Так же в рамках ВРК предусматривается реорганизация существующих ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Западная.

2.2 Выбор схемы РУ ПС 110 кВ Прохладная

При выборе схем РУ необходимо руководствоваться следующими принципами:

1) Схема РУ выбирается с учетом схемы прилегающей сети, ее параметров и перспектив развития, количества присоединяемых ВЛ и трансформаторов, необходимости секционирования и установки компенсирующих устройств, размера и стоимости земельного участка, природно-климатических условий и других факторов. Схема РУ разрабатывается с учетом назначения подстанции в данной энергосистеме, надежности работы примыкающих ВЛ и подстанций и условий их резервирования [22].

2) Основные требования, предъявляемые к схемам РУ заключаются в обеспечении качества функционирования ПС: надежности, экономичности, наглядности и простоте, возможности и безопасности обслуживания, выполне-

ния ремонтов и расширения, компактности и др [22].

– при числе присоединений до 4-х включительно – упрощенные (блочные, мостиковые) схемы (3Н, 4Н, 5Н, 5АН) [22];

– при числе присоединений 5 и более – схема с одной секционированной выключателем системой шин (9) и схемы с одной системой шин с секционирующими цепочками из 2-х или 3-х выключателей, с подключением ответственных присоединений в секционирующие цепочки (9Н, 9АН) [22].

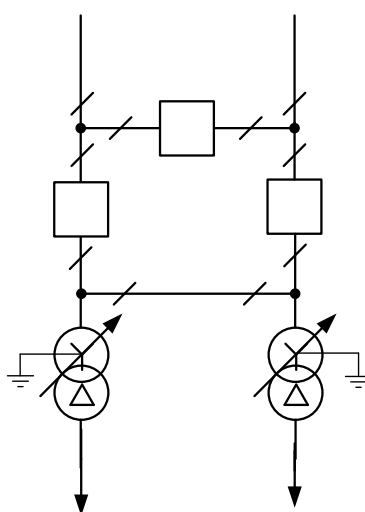


Рисунок 2.3 – Схема № 5АН «мостик» с выключателем в секционной перемычке и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов

Применение Схемы РУ 110 кВ № № 5АН является наиболее целесообразным вариантом, с учетом схемы прилегающей сети, ее параметров и перспектив развития, а также возможности сохранения транзита в случае КЗ по ВЛ 110 кВ.

С учетом вышесказанного, принимаемая схема электроснабжения ПС 110 кВ Прохладная изображена на рисунке 2.4.

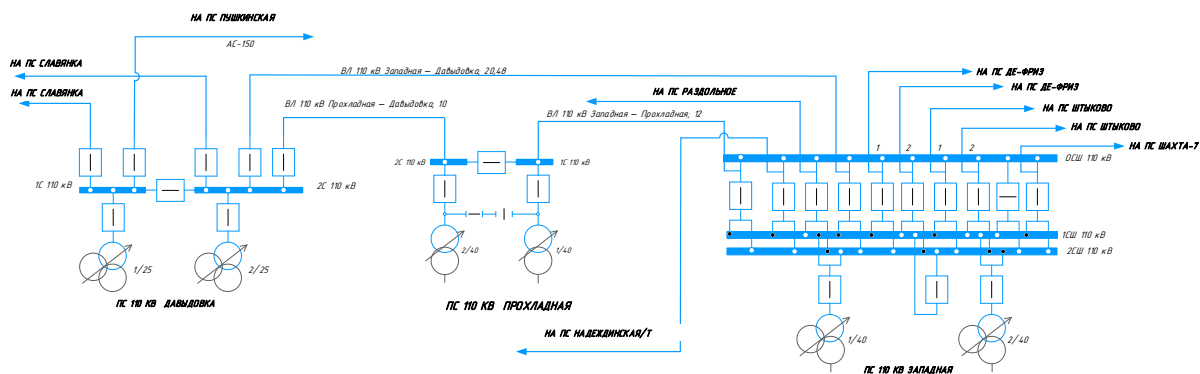


Рисунок 2.4 –Схема подключения ПС 110 кВ Прохладная

2.3 Электротехнические решения и конструктивные решения

2.3.1 ОРУ-110 ПС Прохладная

ОРУ-110кВ подстанции представляет из себя блочно-модульную конструкцию и выполняется по схеме 110-5АН "мостик" с выключателем в секционной перемычке и ремонтной перемычкой.

Для обслуживания и ремонта ОРУ-110 предусмотрены проезды для специализированной техники.

2.3.2 ОПУ ПС Прохладная

ОПУ рассчитано на работу подстанции в автоматизированном режиме, без постоянного дежурства на подстанции. В ОПУ выполнен обогрев, рабочее освещение и освещение безопасности, охранно-пожарная сигнализация.

В ОПУ устанавливается оборудование автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ), управления, сигнализации, измерения и защиты выключателей и силовых трансформаторов, каналобразующая аппаратура для передачи команд РЗА, телемеханики (ТМ) и телеуправления (ТУ), регистрации аварийных событий, оборудование связи. В здании размещены:

- Помещения аккумуляторных батарей с выходом в коридор через тамбур;
- Помещение РЗА;
- Помещение связи;

– Помещение дистиллированной воды.

2.3.3 Внутренние сети

Внутренние сети по территории ПС 110/6,3 кВ прокладываются централизованно в железобетонных кабельных лотках.

Для собственных электропотребителей ПС 110/6,3 кВ Прохладная выполнен расчет электрических нагрузок и представлен в разделе 3 настоящей ВКР.

2.3.4 Дороги и проезды

Для подъезда к территории ПС 110/6,3 кВ Прохладная имеется грунтовая дорога, связанная с трассой. На территорию предусмотрено три въезда по грунтовым дорогам. Ширина ворот 5м. Внутри площадки предусмотрен сквозной проезд шириной 6м, а также подъезды к установленному оборудованию. Территория с обеих сторон от проезда засыпается щебнем фракций 20-40 мм, толщиной 100 мм способным выдержать тяжёлую пожарную технику. При этом ширина сквозного проезда, с учётом расстояния до технологического оборудования, составляет 6 - 7,5 метров.

3 ПРОВЕРКА И ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В данном разделе будут рассчитаны электрические нагрузки ПС 110 кВ Прохладная, согласно данным полученным в ходе прохождения преддипломной производственной практики технологическое присоединение энергопринимающих устройств к существующим электрическим сетям АО «ДРСК»: РУ 110 кВ ПС 110/35/6 кВ Западная и РУ 110 кВ ПС 110/35/6 кВ Давыдовка равно 41 МВт.

3.1 Расчет загрузки силовых трансформаторов

В соответствии с существующими нормативами, мощность трансформаторов на понижающих ПС рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70—80%, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток. Если в составе нагрузки ПС имеются потребители 1-й категории, то число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух [1].

Мощность силовых трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{\text{тр}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{нн}})^2 + (Q_{\text{нн}})^2}}{N \cdot K_3}, \quad (3.1)$$

где K_3 – коэффициент загрузки силового трансформатора, принимается равным $K_3=0,7$;

$P_{\text{нн}}$, $Q_{\text{нн}}$ – мощности низкой стороны ПС.

Максимальная мощность энергопринимающих устройств составляет 41 МВт

$$P = \frac{S}{\cos \phi}, \quad (3.2)$$

$$Q_{\text{HH}} = P \cdot \operatorname{tg}(\varphi), \quad (3.3)$$

$$Q_{\text{HH}} = 41 \cdot 0,75 = 30,75 \text{ Мвар}.$$

$$S_{\text{тп}} = \frac{\sqrt{(41)^2 + (30,75)^2}}{2 \cdot 0,7} = 36,61 \text{ МВА}$$

ПС 110 кВ Прохладная предполагается установка двух трансформаторов ТД-40000/110.

Проверим трансформатор на загрузку в нормальном режиме:

$$K_3^{\text{H}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{2 \cdot S_{\text{ТНОМ}}} \leq 0,7; \quad (3.4)$$

где $S_{\text{ТНОМ}}$ – номинальная мощность силового трансформатора, МВА;

$$K_3^{\text{H}} = \frac{\sqrt{41^2 + 30,75^2}}{2 \cdot 40} = 0,51.$$

Проверим трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, при отключении одного или двух трансформаторов:

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{S_{\text{ТНОМ}}} \leq 1,4; \quad (3.5)$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{41^2 + 30,75^2}}{2 \cdot 40} = 1,03.$$

Коэффициент загрузки находится в допустимых пределах.

4 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

4.1 Расчет токов короткого замыкания

Расчеты токов КЗ для релейной защиты ведутся в относительных единицах приближенным методом, используя систему симметричных составляющих. Первоначально на исходной электрической схеме защищаемой сети намечают расчетные точки короткого замыкания. Обычно это сборные шины разных напряжений всех подстанций сети, начало, середина и конец каждой линии. Затем составляют схемы замещения прямой (обратной) и нулевой последовательностей, на которых также указываются места расчетных точек КЗ. В дальнейшем производится выбор расчетных режимов для защит, вычисляются полные токи в месте короткого замыкания, и находится распределение токов по ветвям схемы [4].

При расчетах токов КЗ для релейной защиты и автоматики определяют действующее значение периодической слагающей для момента времени $t = 0$, полагая, что ЭДС всех генераторов совпадают по величине и фазе [4].

На рисунке 4,1 представлена исходная схема, на которой обозначены точки КЗ.

В данном проекте мы рассчитываем токи короткого замыкания для выбора уставок релейной защиты, т.е. необходимо найти токи при всех видах короткого замыкания.

В расчете должны определяться токи при КЗ в начале, середине и конце линии.

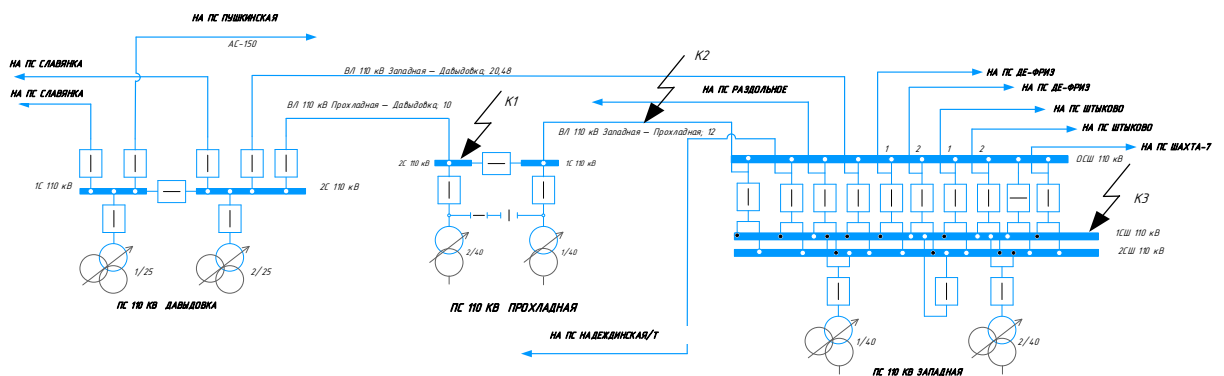


Рисунок 4.1 – Электрическая схема защищаемой воздушной линии 110 кВ

4.1.1 Расчет трехфазных токов короткого замыкания

Для примера рассчитаем короткое замыкание в точке К–1. Составим схему замещения, показанную на рисунке 4.2.

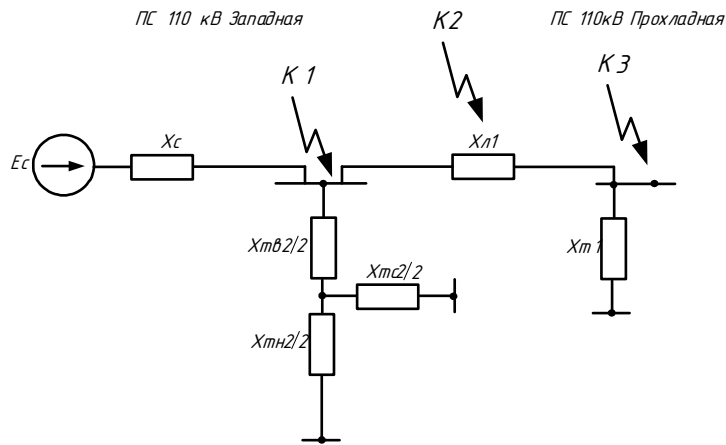


Рисунок 4.2 – Схема замещения

Определим параметры схемы замещения.

Находим сопротивление системы:

$$X_c = x_c \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2}, \quad (4.1)$$

где x_c – значение сопротивления системы со стороны ПС 110 кВ Западная в

именованных единицах, $x_c = 15,187 \text{ Ом.};$

$S_{\bar{\sigma}}$ – базисная мощность, $S_{\bar{\sigma}} = 100 \text{ МВ}\cdot\text{А};$

$U_{\bar{\sigma}}$ – базисное напряжение, $U_{\bar{\sigma}} = 121 \text{ кВ.}$

$$X_c = 15,187 \cdot \frac{100}{121^2} = 0,104 \text{ о.е.}$$

Определяем сопротивление линии:

$$X_l = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{0}}}{U_{\bar{0}}^2}, \quad (4.2)$$

где l_l – длина линии,

x_0 – удельное сопротивление провода, $x_0 = 0,4$.[12, с. 282]

Сопротивление линии Западная - Прохладная.

$$X_l = 0,4 \cdot 12 \cdot \frac{100}{121^2} = 0,019 \text{ о.е.}$$

Напряжения короткого замыкания для каждой пары обмоток трансформаторов:

- трансформатор на ПС 110 кВ Прохладная номинальной мощностью $S_{т. ном} = 40 \text{ МВА}$:

$$U_k = 10,5 \%$$

- силовые трансформаторы на ПС 110 кВ Западная номинальной мощностью $S_{т. ном} = 40 \text{ МВА}$:

$$U_{к в-с} = 15 \%; U_{к в-н} = 20 \%; U_{к с-н} = 6,5 \%;$$

Напряжения короткого замыкания для каждой стороны автотрансформатора и трансформатора находим по формулам (соответственно для сторон высшего, среднего и низкого напряжений), %:

$$U_{к в} = 0,5 \cdot (U_{к в-н} + U_{к в-с} - U_{к с-н}); \quad (4.3)$$

$$U_{\kappa C} = 0,5 \cdot (U_{\kappa\theta-C} + U_{\kappa C-H} - U_{\kappa\theta-H}); \quad (4.4)$$

$$U_{\kappa H} = 0,5 \cdot (U_{\kappa\theta-H} + U_{\kappa C-H} - U_{\kappa\theta-C}). \quad (4.5)$$

Сопротивления трансформаторов определяются по формулам (соответственно для сторон высшего, среднего и низкого напряжений):

Для трансформатора ТД 40000/110:

$$X_{T.B} = \frac{U_{KB}^A}{100} \cdot \frac{S_{\theta}^A}{S_{т.ном}^A} = 1,05 \text{ о.е.} \quad (4.6)$$

С эквивалентуем схему замещения и приведем ее к общему сопротивлению.

Составим схему замещения для прямой и обратной последовательности для точки К – 1 [4].

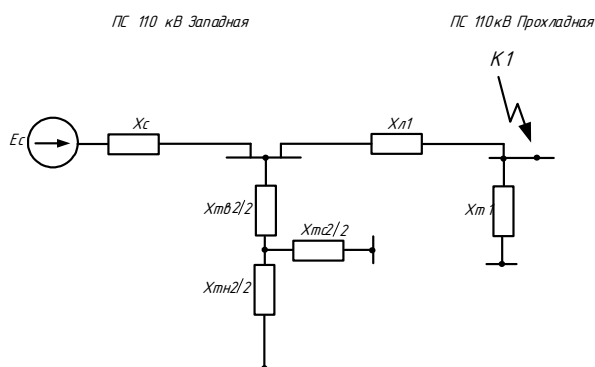


Рисунок 4.3 – Эквивалентная схема замещения для прямой и обратной последовательности

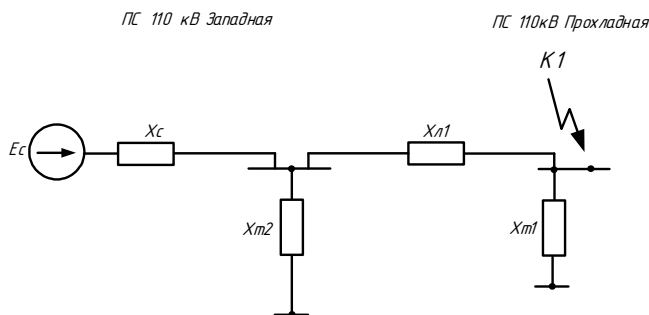


Рисунок 4.2 – Эквивалентная схема замещения для прямой и обратной последовательности

$$X_{m2} = 0,041 \text{ о.е.}$$

Приведем эквивалентирование схемы замещения, к схеме, показанной на рисунке 4.5 [4].

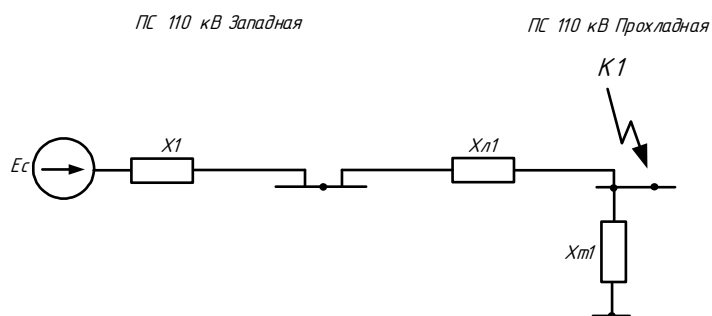


Рисунок 4.5 – Эквивалентная схема замещения

$$X_1 = \frac{X_c \cdot X_{m2}}{X_c + X_{m2}} \quad (4.7)$$

$$X_1 = \frac{0,041 \cdot 0,104}{0,041 + 0,104} = 0,029 \text{ о.е.}$$

Приведем эквивалентирование схемы замещения, к схеме, показанной на рисунке 4.6 [4].

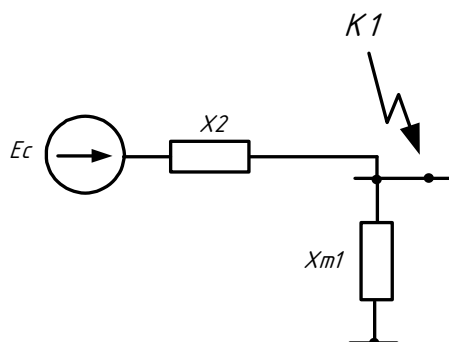


Рисунок 4.6 – Эквивалентная схема замещения

$$X_2 = X_1 + X_{л1} = 0,039 \text{ о.е.} \quad (4.8)$$

$$E_{экв1} = 1 \text{ о.е.}$$

Найдем эквивалентное сопротивление прямой последовательности для точки К1 изображенной на рисунке 4.7.

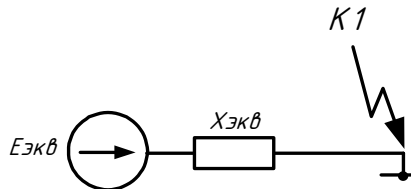


Рисунок 4.7 – Эквивалентная схема замещения

Эквивалентное сопротивление прямой последовательности:

$$X_{экв} = \frac{X_2 \cdot X_{m2}}{X_2 + X_{m2}} \quad (4.9)$$

$$X_{экв} = \frac{0,039 \cdot 0,029}{0,039 + 0,029} = 0,038 \text{ о.е.}$$

Находим базисный ток:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{U_{\delta} \cdot \sqrt{3}}; \quad (4.10)$$

$$I_{\delta} = \frac{100}{121 \cdot \sqrt{3}} = 0,477 \text{ кА.}$$

Тогда ток будет равен:

$$I^{(3)} = \frac{E_{\text{экв}}}{X_{\text{экв}}} \cdot I_0; \quad (4.11)$$

$$I^{(3)} = \frac{1}{0,038} \cdot 0,477 = 12,71 \text{ кА.}$$

Аналогично проводим расчет токов КЗ для точек $K-2$, $K-3$ результаты занесем в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Параметры схемы прямой последовательности и токи трехфазных коротких замыканий

	$K-1$	$K-2$	$K-3$
$X_{\text{экв}}, \text{ о.е.}$	0,062	0,034	0,012
$E_{\text{экв}}, \text{ о.е.}$	1	1	1
$I^{(3)}, \text{ кА}$	13,72	15,52	16,76

4.1.2 Расчет двухфазных токов короткого замыкания

Для расчетов двухфазных токов короткого замыкания используем методику, указанную в [4], из которой следует:

Суммарный ток двухфазного короткого замыкания в точке $K-1$:

$$I^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)}; \quad (4.12)$$

$$I^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 12,71 = 11,119 \text{ кА.}$$

Аналогично проводим расчет токов КЗ для точек $K-2$, $K-3$ результаты занесем в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Токи двухфазных коротких замыканий

	$K-1$	$K-2$	$K-3$
--	-------	-------	-------

$I^{(2)}, \text{кА}$	11,119	12,49	14,46
----------------------	--------	-------	-------

4.1.3 Расчет однофазных токов короткого замыкания

Рассчитаем короткое замыкание на шинах 110 кВ Прохладная, точка К-1. Составим схему нулевой последовательности, показанную на рисунке 4.8.

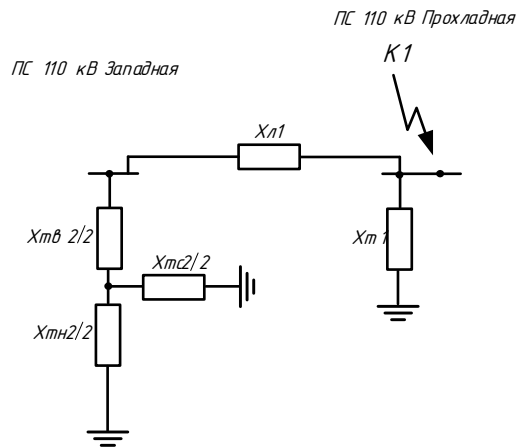


Рисунок 4.8 – Схема замещения нулевой последовательности

Определяем сопротивление линии нулевой последовательности:

$$X_{0л} = X_{л} \cdot 3; \quad (4.13)$$

$$X_{0л1} = 3 \cdot 0,171 = 0,57 \text{ о.е.}$$

Эквивалентирование схемы происходит аналогично как и для прямой последовательности.

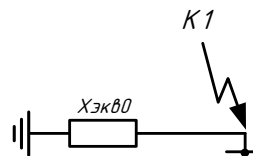


Рисунок 4.9 – Эквивалентная схема замещения для нулевой последовательности.

Определяем эквивалентное сопротивление:

$$X_{\text{экв}0} = \frac{(X_m + X_l) \cdot X_{m1}}{X_m + X_l + X_{m1}}; \quad (4.14)$$

$$X_{\text{экв}0} = \frac{(0,041 + 0,57) \cdot 1,05}{0,041 + 0,57 + 1,05} = 0,065 \text{ о.е.}$$

Находим ток:

$$I^{(1)} = \frac{3 \cdot E}{X_{1\text{экв}} + X_{2\text{экв}} + X_{0\text{экв}}} \cdot I_{\sigma}, \quad (4.15)$$

где $X_{1\text{экв}}$ – эквивалентное сопротивление прямой последовательности;

$X_{2\text{экв}}$ – эквивалентное сопротивление обратной последовательности;

$$X_{1\text{экв}} = X_{2\text{экв}} = 0,062 \text{ о.е.};$$

$$I^{(1)} = \frac{3 \cdot 1}{2 \cdot 0,062 + 0,065} \cdot 0,477 = 10,146 \text{ кА.}$$

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ

Для выбора и проверки основного оборудования будут применяться токи короткого замыкания рассчитанные в разделе 4 настоящей ВКР. Также для удобства токи КЗ Приведены в таблице 5.1

Таблица 5.1 – Токи трехфазных коротких замыканий

	$K - 1$	$K - 2$	$K - 3$
$I^{(3)}, \text{кА}$	13,72	15,52	16,76

5.1 Проверка силового оборудования и выбор проводников

Проверка устанавливаемого оборудования на соответствие расчетным токам КЗ.

Проверка оборудования выполнена в соответствии с Руководящими указаниями по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования, РД 153–34.0–20.527–98 [3].

Технические характеристики должны удовлетворять условиям выбора [9]:

По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном.}} \geq U_{\text{ном.сети}}$$

По номинальному току:

$$I_{\text{ном.}} \geq I_{\text{ном.расч.}}$$

$$I_{\text{ном.расч.}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.сети}}}, \quad (5.1)$$

где $I_{\text{ном.расч.}}$ – номинальный расчетный ток кА;

$S_{\text{тр}}$ – мощность трансформатора, кВА.

По отключающей способности:

$$I_{откл.} \geq I_{но.}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{Дин.} \geq i_{уд.}$$

$$i_{уд.} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{но.} \quad (5.2)$$

где $i_{уд.}$ – ударный ток, кА;

$K_{уд} = 1,85$ – ударный коэффициент.

По току термической стойкости:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k;$$

$$B_k = I_{но}^2 \cdot t_{откл.} \quad (5.3)$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ, кА²с;

$I_{но}$ – максимальный ток КЗ присоединения;

$t_{откл.}$ – время отключения тока КЗ, с.

5.2 Выбор и проверка высоковольтных выключателей:

5.2.1 Выбор и проверка высоковольтных выключателей 110 кВ:

К предварительной установке принимаем высоковольтный выключатель типа элегазовые колонковые выключатели типа ВГТ ($I_{ном} - 2000$ А, $I_{дин} - 102$ кА 3сек при КЗ). Сравнительные технические характеристики и результаты проверки приведены в таблице 5.2. и 5.3.

Пример расчета приведен для высоковольтного выключателя 110 кВ ячейки трансформатора Т-1 (40 МВА).

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 110 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети}.$$

По номинальному току:

$$I_{ном.расч.} = \frac{40000 \cdot 1,05}{\sqrt{3} \cdot 110} = 210,86;$$

$$I_{ном.} = 2000 \text{ А}; I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}.$$

По отключающей способности:

$$I_{откл.} = 40 \text{ кА}; I_{по} = 13,72 \text{ кА};$$

$$I_{откл.} \geq I_{по}.$$

По току динамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 13,72 = 35,896 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 102 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд}.$$

По току термической стойкости:

$$B_K = 13,72^2 \cdot 3 = 564,715 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} \geq B_K.$$

Таблица 5.2 – Проверка силовых выключателей на ПС 110 кВ Прохладная

Расчётные данные		Каталожные данные		Критерий выбора
U _{н.с} , кВ	110	U _н , кВ	110	U _{ном.} = U _{ном.сети.}
I _{нр} , А	210,86	I _{ном} , А	2000	I _{ном.} ≥ I _{ном.расч.}
I _{по} , кА	13,72	I _{откл} , кА	40	I _{откл.} ≥ I _{по.}
i _{уд} , кА	35,89	i _{дин} , кА	102	i _{дин} ≥ i _{уд.}
B _к , кА ² ·с	564,7	I ² ×t, кА ² ·с	4800	I _{тер} ² · t _{тер} ≥ B _к

Таблица 5.3 – Проверка силовых выключателей на ПС 110 кВ Западная

Расчётные данные		Каталожные данные		Критерий выбора
U _{н.с} , кВ	110	U _н , кВ	110	U _{ном.} = U _{ном.сети.}
I _{нр} , А	210,86	I _{ном} , А	2000	I _{ном.} ≥ I _{ном.расч.}
I _{по} , кА	16,76	I _{откл} , кА	40	I _{откл.} ≥ I _{по.}
i _{уд} , кА	43,84	i _{дин} , кА	102	i _{дин} ≥ i _{уд.}
B _к , кА ² ·с	842,69	I ² ×t, кА ² ·с	4800	I _{тер} ² · t _{тер} ≥ B _к

Вывод: колонковые выключатели типа ВГТ соответствуют расчетным токам КЗ.

5.3 Выбор и проверка разъединителей.

Разъединители предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей, находящихся под напряжением, а также заземления отключенных участков при помощи заземлителей.

Разъединители также используют для отключения токов холостого хода трансформаторов и зарядных токов воздушных и кабельных линий.

5.3.1 Выбор и проверка разъединителей 110кВ

Предварительно принимаем к установке разъединители горизонтально-поворотного типа РГНП ($I_{ном}$ - 1000 А, $I_{дин}$ – 80 кА, $I_{терм}$ 3сек – 31,5 кА), с электродвигательными приводами ПД-14. Сравнительные технические характеристики и результаты проверки приведены в таблице 5.4.

Пример расчета приведен для разъединителя 110 кВ ячейки трансформатора Т-1 (40 МВА).

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 110 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети} \cdot$$

По номинальному току:

$$I_{ном.расч.} = \frac{40000 \cdot 1,05}{\sqrt{3} \cdot 110} = 210,86;$$

$$I_{ном.} = 1000 \text{ А}; I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 13,72 = 35,89 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 80 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд.}$$

По току термической стойкости:

$$B_K = 13,72^2 \cdot 3 = 564,72 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 31,5^2 \cdot 1 = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} \geq B_K.$$

Таблица 5.4 – Проверка разъединителей

Расчётные данные		Каталожные данные		Критерий выбора
РУ 110 кВ ПС Прохладная				
U _{н.с} , кВ	110	U _н , кВ	110	U _{ном.} = U _{ном.сети.}
I _{нр} , А	210,86	I _{ном} , А	2000	I _{ном.} ≥ I _{ном.расч.}
i _{уд} , кА	35,89	i _{дин} , кА	102	i _{дин} ≥ i _{уд.}
B _к , кА ² ·с	564,7	I ² ×t, кА ² ·с	4800	I _{тер} ² · t _{тер} ≥ B _к
РУ 110 кВ ПС Западная				
U _{н.с} , кВ	110	U _н , кВ	110	U _{ном.} = U _{ном.сети.}
I _{нр} , А	210,86	I _{ном} , А	2000	I _{ном.} ≥ I _{ном.расч.}
i _{уд} , кА	43,84	i _{дин} , кА	102	i _{дин} ≥ i _{уд.}
B _к , кА ² ·с	842,69	I ² ×t, кА ² ·с	4800	I _{тер} ² · t _{тер} ≥ B _к

Вывод: разъединители горизонтально-поворотного типа РГНП соответствуют расчетным токам КЗ.

5.4 Выбор и проверка трансформаторов тока.

Предварительно к установке принимаем трансформаторы тока серии ТОГФ с элегазовой изоляцией.

Необходимо произвести проверку выбранного оборудования к применению к устройствам РЗА.

Проверка ТТ на 10 % погрешность.

Расчетная проверка на 10% погрешность выполняется для максимального тока однофазного 110 кВ внешнего короткого замыкания с учетом фактического

значения сопротивления нагрузки $Z_{н.факт.расч}$ определяемого длиной контрольного кабеля от ТТ до помещения релейных панелей, его сечением и сопротивлением токового входа микропроцессорного терминала.

Условие сохранения 10% погрешности обмоток классом точности 10Р:

$$Z_{ном} \geq Z_{н.факт.расч}. \quad (5.4)$$

В технических данных на ТТ указывается номинальное значение кратности тока $K_{ном}$, при котором допускается сопротивление нагрузки равное $Z_{ном}$ и обеспечивается при этом полная погрешность. Для определения допустимого значения $Z_{ном}$ при котором погрешность = 10%, необходимо вычислить для конкретного расчётного тока $I_{макс.внешне}$ значение K_{10} - предельной кратности.

$$K_{расч} = \frac{I_{макс.внешн.}}{I_{ном}}. \quad (5.5)$$

где $\frac{I_{макс.внешн.}}{I_{ном}}$ - номинальный первичный ток ТТ;

$I_{макс.внешн.}$ – максимальный расчетный ток внешнего однофазного для 110 кВ короткого замыкания.

Выбор ТТ осуществляется в соответствии с параметрами устанавливаемого по проекту силового трансформатора мощностью 40 МВА.

Сопротивление нагрузки ТТ 110 кВ при однофазном коротком замыкании в случае подключения к одной вторичной обмотке двух терминалов (к ТТ есть подключения как одного, так и нескольких терминалов, принимаем в расчете более тяжелый случай – 2 терминала) определяется следующей формулой:

$$Z_{н.факт.расч} = \frac{2 \cdot \rho \cdot L}{S} + 2 \cdot R_{\rho} + R_{пер}. \quad (5.6)$$

где ρ – удельное сопротивление меди;

L – длина контрольного кабеля, (100 м);

S – сечение контрольного кабеля, (4 мм²);

R_p – сопротивление дискретного вода терминала РЗА, принимается равным 0,05 Ом;

$R_{пер}$ – сопротивление контактов, принимается равным 0,1 Ом.

$$Z_{н.факт.расч} = \frac{2 \cdot 0,0175 \cdot 100}{4} + 2 \cdot 0,05 + 0,1 = 1,075 \text{ Ом.}$$

Результаты проверки трансформаторов тока приведены в таблице 5.5.

Проверка измерительной обмотки трансформаторов тока

Для измерительных обмоток условие сохранения класса точности в нашем случае 0,5 будет условие:

$$Z_{ном} \geq Z_{н.факт.расч} \geq 0,25 \cdot Z_{ном} . \quad (5.7)$$

Сопротивление нагрузки ТТ 110 кВ определяется как:

$$Z_{н.факт.расч} = \frac{2 \cdot 0,0175 \cdot 100}{4} + 0,02 + 0,1 = 0,995 \text{ Ом.}$$

Результаты проверки трансформаторов тока приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Результаты проверки трансформаторов тока

Место установки ТТ	Коэффициент трансформации ТТ	Сопротивление вторичной обмотки ТТ $Z_{ном}$, Ом	Номинальная предельная кратность ТТ K_{10}	Номинальная вторичная нагрузка $S_{ном}$, ВА	Длина кабеля L, м	Сечение кабеля S, мм ²	Фактическая расчетная нагрузка ТТ $Z_{н.факт.расч}$, Ом	Максимальный ток внешнего КЗ $I_{макс.внеш}$, А	$Z_{ном} > Z_{н. факт}$
ПС Прохладная									
Класс точности 10Р									
ОРУ 110 кВ	400/5	1,2	20	30	100	4	1,075	11650	Да
ПС Западная									
Класс точности 10Р									
ОРУ 110 кВ	400/5	1,2	20	30	100	4		10146	Да

Далее проверка выполняется аналогично проверке при выборе высоковольтных выключателей и разъединителей [9].

Сравнительные технические характеристики и результаты проверки трансформаторов тока приведены в таблице 5.6.

Пример расчета приведен для трансформатора тока ячейки Т-1, устанавливаемого силового трансформатора Т-1 (40 МВА).

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 110 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети} \cdot$$

По номинальному току:

$$I_{\text{ном.расч.}} = \frac{40000 \cdot 1,05}{\sqrt{3} \cdot 110} = 210,3;$$

$$I_{\text{ном.}} = 2500 \text{ A}; I_{\text{ном.}} \geq I_{\text{ном.расч.}}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 13,72 = 35,89 \text{ кА};$$

$$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}; i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд.}}$$

По току термической стойкости:

$$B_{\text{к}} = 13,72^2 \cdot 3 = 564,715 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к.}}$$

Таблица 5.6– Проверка трансформаторов тока

Расчётные данные		Каталожные данные		Критерий выбора
1		2		3
РУ 110 кВ ПС Прохладная				
U _{н.с} , кВ	110	U _н , кВ	110	U _{ном.} = U _{ном.сети.}
I _{нр} , А	210,86	I _{ном} , А	2000	I _{ном.} ≥ I _{ном.расч.}
i _{уд} , кА	35,89	i _{дин} , кА	102	i _{дин} ≥ i _{уд.}
B _к , кА ² ·с	564,7	I ² ·t, кА ² ·с	4800	I _{тер} ² · t _{тер} ≥ B _к

1		2		3	
РУ 110 кВ ПС Западная					
$U_{н.с.}, \text{кВ}$	110	$U_{н.}, \text{кВ}$	110	$U_{ном.} = U_{ном.сети.}$	
$I_{нр}, \text{А}$	210,86	$I_{ном.}, \text{А}$	2000	$I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$	
$i_{уд}, \text{кА}$	43,84	$i_{дин.}, \text{кА}$	102	$i_{дин.} \geq i_{уд.}$	
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	842,69	$I^2 \times t, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	

Вывод: трансформаторы тока серии ТОГФ с элегазовой изоляцией соответствуют расчетным токам КЗ.

5.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения.

На каждую секцию шин 110 кВ ПС Прохладная устанавливается ТН с тремя вторичными обмотками:

- основная («звезда»);
- дополнительная («разомкнутый треугольник»);
- обмотка для АИИСКУЭ («звезда»).

В данном разделе производится расчет для основной и дополнительной обмоток [9].

Нагрузки на трансформаторы напряжения указаны в таблице – 5.7.

Таблица 5.7 – Нагрузка трансформаторов напряжения 110 кВ

Потребитель	Кол-во	Обмотка "звезда", ВА		Обмотка "Раз. треугольник", ВА	
		Потребление одной единицы (на фазу)	Суммарное потребление (на фазу)	Потребление одной единицы (на фазу)	Суммарное потребление (на фазу)
АСУ ТП	4	0,04	0,16	-	-
Измерение	6	0,5	3	-	-
ДЗО-110кВ	1	0,5	0,5	-	-
КСЗ	6	0,5	3	0,5	3
РЗ ВН	1	0,5	0,5	0,5	0,5
Регистратор	1	0,1	0,1	1,5	1,5

Комплект ТН-110 кВ	1		0,5	-	-
Догруз. резистор	1		30	-	-
Сумм. Нагрузка ТН			37,76		5
Макс. Нагрузка			45,88		10
Выбранная Sном ТН			60		60

Таким образом, для обеспечения правильной работы устройств релейной защиты, автоматики и измерений номинальная мощность основной обмотки ТН 110 кВ в классе точности 0,5 и номинальная мощность дополнительной обмотки в классе точности 3 должна быть не менее указанной в таблице в итоговом значении. При выполнении резервирования цепей ТН, итоговое выбирается итоговое значение указанное в скобках [9].

Значения мощностей вторичных обмоток шинных ТН 110 кВ для учета электрической энергии в части АИИСКУЭ (при наличии) должны быть выбраны по условию обеспечения работы ТН в требуемом классе точности и обеспечения метрологических характеристик измерительных каналов АИИС.

Предварительно принимаем к установки на ПС трансформатор напряжения ЗНГ-110 У1.

Сравнительные технические характеристики и результаты проверки приведены в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Проверка трансформаторов напряжения

Место установки	Расчётные данные		Каталожные данные			
	Усети, кВ	Снагр, ВА	Обмотка	Un, В	Sn, ВА	Класс точности
РУ 110 кВ	110			$110000\sqrt{3}$		
		30	№1	$110\sqrt{3}$	30	0,5
		300	№2	$110\sqrt{3}$	300	0,5
		200	№3	110	200	3Р

5.5.1 Выбор сечения жил кабелей во вторичных цепях трансформаторов напряжения

Так как цепи напряжения для защиты и измерительных приборов выполняются общими контрольные кабели для этих цепей выбираются по условию $\Delta U\% \leq 1,5\%$, т.е. $\sqrt{3} \cdot I_{нагр} r_{пр} \leq 1,5$ В. Если от этих цепей питаются расчетные счетчики, то потеря линейного напряжения не должна превышать $\sqrt{3} \cdot I_{нагр} r_{пр} \leq 0,25$ В.

Для определения требуемого сечения жил кабеля по заданной величине $\Delta U_{доп}$ вычисляется наибольшее допустимое сопротивление одной жилы кабеля в фазном проводе:

$$r_{пр.макс} = \frac{\Delta U}{\sqrt{3} \cdot I_{нагр}}, \quad (5.8)$$

или в цепи $3U0$:

$$r_{пр.макс} = \frac{\Delta U}{2 \cdot I_{нагр}}, \quad (5.9)$$

где, ток нагрузки $I_{нагр}$ для вторичных цепей, питающихся от обмоток трансформаторов напряжения, соединенных в открытый треугольник или в звезду составляет:

$$I_{нагр} = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{ТН}}{U_{ном}}, \quad (5.10)$$

где $S_{ТН}$ – нагрузка, подключенная к вторичной обмотке ТН, ВА;

$U_{ном}$ – линейное номинальное напряжение, равное 100, В.

Сечение жил кабеля определяется по формуле:

$$q = \frac{l}{\gamma \cdot r_{пр.макс.}}, \quad (5.11)$$

где $l = 154$ – длина кабеля, м;

γ – удельное сопротивление (равно 57 для меди и 34,5 для алюминия);

$r_{пр.макс.}$ – сопротивление жилы кабеля.

Ток нагрузки по кабелю от основных обмоток трансформатора напряжения до шкафа, в расчете используется максимальная нагрузка трансформатора напряжения $S_{ТН}=60$ ВА (на фазу).

Мощность:

$$I_{нагр} = \frac{\sqrt{3} \cdot 60}{100} = 1,04 \text{ А.}$$

Сопротивление жилы:

$$r_{пр.макс} = \frac{1,5}{\sqrt{3} \cdot 1,04} = 0,83 \text{ Ом.}$$

Сечение жилы кабеля:

$$q = \frac{170}{57 \cdot 0,83} = 3,24 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель сечением 5 мм^2 .

$$r_{пр} = \frac{170}{57 \cdot 5} = 0,54 \text{ Ом.}$$

Потери напряжения в кабеле ВБШвнг(А):

$$\Delta U_1 = \sqrt{3} \cdot I_{нагр} \cdot r_{пр};$$

$$\Delta U_1 = \sqrt{3} \cdot 1,39 \cdot 0,54 = 0,97 \text{ В.}$$

Падение напряжения в кабеле находится в допустимых пределах.

5.6 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения.

Ограничители перенапряжений выбираем на примере ОПН-110 кВ по следующим условиям [6]:

а) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению $U_{\partial} \geq U_{пр}, \text{ кВ};$

б) По номинальному разрядному току. $I_{н}=10 \text{ кА};$

в) По значению остающегося напряжения на ограничителе, которое должно быть не больше значения выдерживаемых напряжений электрооборудованием при коммутационных перенапряжениях, определяемых уровнем испытательных напряжений по ГОСТ1516.3-96 [6];

$$U_{ост} \leq U_{выд}.$$

г) величине тока срабатывания противозрывного устройства.

д) По удельной энергоемкости. Принимаем $W_{опн} = 3,5 \text{ кДж/кВ};$

Принимаем к установке Ограничители перенапряжений 110 кВ с полимерной изоляцией типа ОПН-110/88-10/650(II)4-УХЛ1.

Результаты проверки ограничителей перенапряжений приведены в таблице 5.9.

Таблица 5.9 – Проверка ограничителей перенапряжений

Место установки	Расчетные данные			Каталожные данные			
	U _{пр} , кВ	I _н , кА	U _{выд} , кВ	U _{опн} , кВ	U _д , кВ	I _н , кА	U _{ост} , кВ
ОРУ-110 кВ ОПН-110/88-10/650(II)4-УХЛ1	75,5	10	284,4	110	88	10	224

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

6.1 Разработка технических решений по РЗА

6.1.1 Защита линий 110кВ (ВЛ 110 кВ Западная - Прохладная и ВЛ 110 кВ Прохладная - Давыдовка).

Согласно пунктов №31 и №32 Приказа Минэнерго РФ от 13.02.2019 N 101"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" (Зарегистрировано в Минюсте РФ 25.04.2019 N 54503):

– При наличии каналов связи по ВОЛС в качестве основной защиты ЛЭП необходимо применять ДЗЛ [28];

– Резервная защита ЛЭП (оборудования) должна выполнять функцию дальнего резервирования [28].

Так же согласно норм проектирования на линиях с двухсторонним питанием должны устанавливаться две независимые защиты от всех видов повреждения [28]:

- быстродействующая защита с абсолютной селективностью (основная защита);
- комплект ступенчатых защит (резервная защита).

Поскольку подстанция имеет двухстороннее питание проектом предусматривается однократное АПВ [28].

Проектом предусматривается организация основной защиты линии типа ДЗЛ двух ВЛ 110 кВ (ВЛ 110 кВ Западная - Прохладная и ВЛ 110 кВ Прохладная - Давыдовка), для чего на каждой линии предусматривается установка терминала основной продольной дифференциальной защиты линии (ДЗЛ) типа RED-670.

Основные защиты ВЛ 110 кВ при работе ПС 110 кВ Прохладная в нормальном режиме (все выключатели 110 кВ включены, ремонтная перемычка

разомкнута) подключены на сумму токов ТТ СВ 110 кВ (до выключателя) и ТТ выключателей 110 кВ силовых трансформаторов. Суммирование двух групп трехфазных аналоговых сигналов (одинакового типа) выполняется программно при помощи логического блока суммирования.

При отключенном выключателе 110 кВ силового трансформатора или СВ 110 кВ, основные защиты подключены либо к ТТ СВ 110 кВ, либо ТТ выключателе 110 кВ силового трансформатора соответственно.

На противоположных концах ЛЭП устанавливаются вторые комплекты основной защиты линии. Для взаимодействия полукомплектов быстродействующих защит проектом предполагается использовать волоконно-оптическую линию связи (ВОЛС). Устройство RED-670 имеет возможность использования двух независимых цифровых каналов связи, позволяющих реализовать их полное дублирование.

Комплект основных защит RED-670 реализует следующие функции:

- дифференциальная токовая продольная защита линии (ДЗЛ);
- прием и передачу по каналам связи сигнала телеотключения с запретом АПВ и пуском УРОВ при срабатывании УРОВ (команда № 1);
- передачу по каналам связи сигнала телеотключения с запретом АПВ без пуска УРОВ при аварийном снижении давления элегаза в ТТ СВ 110 кВ и ТТ выключателей 110 кВ Т1(Т2) (команда № 2);
- контроль цепей переменного тока;

В качестве резервной защиты на линиях 110 кВ W1G, W2G устанавливается по одному терминалу резервных ступенчатых защит типа REL-670 с функциями многоступенчатой направленной дистанционной защиты (ДЗ), многоступенчатой токовой направленной защиты нулевой последовательности (ТЗНП) и токовой отсечки [10].

Резервные защиты ВЛ 110 кВ при работе ПС 110 кВ Прохладная в нормальном режиме (все выключатели 110 кВ включены, ремонтная перемычка разомкнута) подключены на сумму токов ТТ СВ 110 кВ (до выключателя) и ТТ выключателей 110 кВ силовых трансформаторов. Суммирование двух групп

трехфазных аналоговых сигналов (одинакового типа) выполняется программно при помощи логического блока суммирования.

При отключенном выключателе 110 кВ силового трансформатора или СВ 110 кВ, резервные защиты подключены либо к ТТ СВ 110 кВ, либо ТТ в выключателе 110 кВ силового трансформатора соответственно.

Терминалы резервных защит REL-670 также содержат в себе следующие дополнительные функции:

- блокировка дистанционной защиты при обнаружении качаний в энергосистеме и при неисправности цепей переменного напряжения;
- оперативное и автоматическое ускорение ступеней ДЗ и ТЗНП;
- контроль цепей переменного тока и напряжения;
- передача дискретной информации в систему телемеханики по стандартному протоколу обмена;
- проверка функционирования и самодиагностика.

6.1.2 Защита силового трансформатора

Для питания потребителей 6,3 кВ устанавливаются два силовых трансформатора Т1, Т2 мощностью 40 МВА каждый, напряжением 110/6,3 кВ.

Трансформаторы имеют встроенные трансформаторы тока на стороне ВН с обмотками для защит и измерений класса точности 10Р, 0,5. Трансформатор тока с обмоткой 10Р используется для подключения резервной защиты трансформатора.

Для защиты трансформаторов на каждый трансформатор устанавливаются по два комплекта защит: основная и резервная [1].

Для основной защиты трансформаторов 110/6,3 кВ Т1, Т2 предусматривается установка на каждый трансформатор по одному комплекту терминалов дифференциальных защит (ДЗТ) типа RET-670. Кроме функции дифференциальной токовой защиты в терминале RET-670 реализуются:

- сигнализация перегрузки сторон высокого напряжения (ВН) трансформатора;
- пуск по току автоматики охлаждения трансформатора;

- контроль цепей переменного тока;
- передача дискретной информации в систему телемеханики;
- внутренний контроль и самодиагностика.

Для реализации функций резервных защит стороны 110 кВ трансформаторов предусматривается установка на каждый трансформатор по одному терминалу типа TOP 200-Л, реализующего функцию максимальной токовой защиты (МТЗ) с пуском по напряжению от стороны 6,3 кВ трансформатора. Пуск по напряжению осуществляется от терминалов TOP 200- Н ячеек шинных ТН 6,3 кВ. Помимо функций защиты терминал TOP 200-Л осуществляет:

- передачу дискретной информации в систему телемеханики по стандартному протоколу обмена;
- внутренний контроль и самодиагностику.

В самих трансформаторах предусматриваются:

- газовая защита трансформатора (ГЗ Т);
- газовая защита РПН (ГЗ РПН);
- отсечной и предохранительный клапаны;
- датчики контроля нагрева обмоток и масла;
- технологические защиты (защита от понижения уровня масла, защита отпотери охлаждения и т.п.).

Газовая защита трансформатора и газовая защита устройства РПН должны поставляться с двумя отключающими контактами с действием на отключение трансформатора через комплект основной защиты RET-670 и комплект резервной защиты стороны 110 кВ TOP 200-Л. Также газовое реле трансформатора должно быть обеспечено контактами для сигнальной ступени газовой защиты трансформатора.

Для регулирования напряжения трансформатора Т1 (Т2) устанавливается микропроцессорный терминал автоматического регулирования напряжения типа TAPCON-240. Регулирование напряжения трансформатора выполняется на стороне 110 кВ. Терминал автоматического регулирования напряжения

ТАРСОН-240 предусматривает возможность управления приводом РПН в ручном режиме с помощью кнопок, расположенных на лицевой панели, либо через дискретные входы терминала.

6.1.3 Защита ошиновки 110 кВ

В зону действия основной защиты (дифференциальная защита) трансформатора и основной защиты ВЛ 110 кВ (дифференциальная защита) попадает ошиновка 110кВ (лист 6 графической части ВКР). В связи с этим, установка отдельных терминалов дифференциальной защиты шин 110 кВ не предполагается [1].

6.1.4 Управление и автоматика выключателей 110 кВ

Для реализации функций управления, автоматического повторного включения (АПВ) и резервирования отказа выключателей (УРОВ) на всех выключателях 110 кВ устанавливаются по одному терминалу управления типа REC-670.

В терминале автоматики REC-670 СВ 110 кВ QC1G предусматривается возможность выбора режимов работы АПВ с различными контрольными органами с помощью оперативных ключей с возможностью их независимого ввода/вывода.

Пуск функции УРОВ в терминалах управления выключателями 110 кВ осуществляется от защит присоединений 110 кВ с одновременным контролем тока через отказавший выключатель. При отказе выключателя формируется сигнал повторного отключения «действие на себя» без выдержки времени, а по истечении выдержки времени УРОВ выдается сигнал на отключение смежных выключателей. При срабатывании УРОВ формируются сигналы телеотключения противоположных концов линий через терминалы ДЗЛ RED- 670 (команда №1).

Терминалы АУВ подключаются к отдельным кернам ТТ класса 0,5 на основании следующего обоснования [10]:

- действующие нормативы не запрещают подключать терминалы АУВ к обмотке 0,5 (обмотка измерений), если при этом в терминале не используются измерения тока для защиты присоединения. На проектируемом объекте

функции АУВ и УРОВ реализуются отдельным терминалом, без применения в данном терминале функций защит. Предлагаемый проектом терминал АУВ своими характеристиками позволяет подключаться к обмотке 0,5, что приведет к более точным измерениям по сравнению с обмоткой защит 10р, также независимости работы терминалов защит и АУВ (подключение на разные керны ТТ).

6.1.5 Контроль давления элегаза в ТТ 110 кВ и выключателях 110 кВ

Так как на ПС 110 кВ Прохладная устанавливаются трансформаторы тока и выключатели 110 кВ с элегазовой изоляцией, то по данному проекту реализуется схема контроля давления элегаза, которая осуществляет:

- сигнализацию срабатывания первой ступени снижения давления элегаза в выключателях 110 кВ с блокировкой включения;
- принудительное отключение выключателя с блокировкой включения или блокировку операций включения и отключения (выбирается оперативным ключом) при срабатывании второй ступени снижения давления элегаза в выключателе 110 кВ;
- сигнализацию срабатывания первой ступени снижения давления элегаза в ТТ 110 кВ;
- автоматическое снятие напряжения с ТТ 110 кВ при срабатывании второй ступени снижения давления элегаза.

Автоматическое снятие напряжения с ТТ СВ 110 кВ QC1G реализуется подачей команды на отключение выключателя СВ 110 кВ QC1G и команды телеотключения противоположных концов линий W1G и W2G с запретом АПВ и без пуска УРОВ через терминал ДЗЛ RED-670 (команда № 2).

Автоматическое снятие напряжения с ТТ ремонтной перемычки 110 кВ реализуется подачей команды на отключение выключателей 110 кВ QT1G и QT2G с запретом АПВ и без пуска УРОВ.

Автоматическое снятие напряжения с ТТ 110 кВ трансформатора Т1, Т2 реализуется подачей команды на отключение соответствующего трансформатора без пуска УРОВ.

6.1.6 Защита и автоматика вводного выключателя 6,3 кВ

Для защиты и управления вводов 6,3 кВ трансформаторов Т1, Т2 в водных ячейках предусматривается установка многофункциональных микропроцессорных терминалов защит с функцией управления выключателем типа TOP 200-B, реализующих функции:

- управления выключателем;
- МТЗ пуском по напряжению;
- защиты минимального напряжения (ЗМН);
- УРОВ;
- пуска и запрета автоматике ввода резерва (АВР) QC1K;
- восстановления нормального режима (ВНР);
- контроля цепей управления выключателем;
- передачи дискретной информации в телемеханики по стандартному протоколу обмена;
- внутреннего контроля и самодиагностики.

6.1.7 Защита и автоматика секционного выключателя 10кВ

Для резервирования защит отходящих присоединений и защит секций шин 6,3 кВ на секционном выключателе QC1K устанавливается многофункциональный микропроцессорный терминал защит с функцией управления выключателем типа TOP 200-C.

В терминале реализуются:

- МТЗ;
- УРОВ;
- управление выключателем;
- контроль цепей управления выключателем;
- АВР секции 6,3 кВ;
- передача дискретной информации в систему телемеханики по стандартному протоколу обмена;
- внутренний контроль и самодиагностика.

На секционном выключателе 6,3 кВ QC2K устанавливается многофунк-

циональный микропроцессорный терминал защит с функцией управления выключателем типа TOP 200-Л. В терминале реализуются:

- дифференциальная токовая отсечка при повреждениях на секционной перемычке 6,3 кВ;
- УРОВ;
- управление выключателем;
- контроль цепей управления выключателем;
- передача дискретной информации в систему телемеханики по
- внутренний контроль и самодиагностика.

6.1.8 Защита и автоматика отходящей линии 10кВ

Для защиты и управления отходящих линий 6,3 кВ, на каждой линии предусматривается установка многофункционального микропроцессорного терминала защит с функцией управления выключателем типа TOP 200-Л.

В терминалах реализуются:

- токовая отсечка;
- МТЗ;
- АПВ;
- УРОВ;
- защита от однофазных замыканий на землю;
- управление выключателем;
- контроль цепей управления выключателем;
- передача дискретной информации в систему телемеханики по
- внутренний контроль и самодиагностика.

6.1.9 РЗА ячеек трансформаторов напряжения 6,3 кВ

В ячейках трансформаторов напряжения 6,3 кВ TV1К, TV2К предусматривается установка многофункциональных микропроцессорных терминалов защит типа TOP 200-Н. Терминал TOP 200-Н реализует функции:

- комбинированного пуска по напряжению максимальной токовой защиты трансформатора;
- контроля напряжения на секции шин;

- защиты от замыканий на землю по напряжению нулевой последовательности;
- передачу дискретной информации в систему телемеханики по стандартному протоколу обмена;
- внутреннего контроля и самодиагностики.

6.1.10 Защита секций шин 6,3 кВ

Для защиты сборных шин и присоединений КРУ 6,3 кВ, на каждой секции устанавливаются устройство волоконно-оптической дуговой защиты типа «ОВОД-МД». При фиксации дуги в отсеках сборных шин или выкатных элементов ячеек КРУ и пуске МТЗ питающих вводов или МТЗ секционного выключателя QC1K защита действует на отключение секции шин. При фиксации дуги в отсеках кабельных вводов ячеек КРУ и пуске МТЗ питающих вводов или МТЗ секционного выключателя QC1K защита действует на отключение выключателя поврежденного элемента. При фиксации дуги в отсеке кабельного ввода ячейки ввода трансформатора и пуске МТЗ стороны ВН защита действует на отключение трансформатора.

В качестве защиты шин также применяется клапанная дуговая защита, поставляемая комплектно с КРУ 6,3 кВ, и логическая защита шин, реализующая ускорение действия МТЗ вводных ячеек и МТЗ ячейки секционного выключателя QC1K при коротком замыкании на шинах секции (при отсутствии пуска МТЗ отходящих присоединений).

6.1.11 Автоматическая частотная разгрузка (АЧР)

На ПС 110/6,3 кВ Прохладная предполагается реализация устройства автоматического ограничения снижения частоты (АОСЧ). Условия реализации устройства АОСЧ на ПС 110/6,3 кВ Прохладная определяются требованиями национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 55105-2012 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования», утвержденного приказом Росстандарта от 15.11.2012 №

807ст.

Устройство АОСЧ предназначено для предотвращения недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения

частоты и полного погашения энергосистемы или ее части при возникновении дефицита активной мощности, в том числе при аварийном выделении энергосистемы или ее части на изолированную работу.

Устройство АОСЧ на ПС-110/10кВ Прохладная, включают в себя следующие устройства:

- автоматическая частотная разгрузка (АЧР) – предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения частоты и ее последующего восстановления;

- частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ) – предназначено для автоматического включения отключенных от устройств АЧР потребителей электрической энергии при восстановлении частоты в энергосистеме.

Устройства АЧР на ПС-110/10кВ Прохладная, имеют возможность действовать при снижении частоты на отключение каждого фидера 6,3 кВ.

Комплекты АЧР, предполагаемые к установке на ПС-110/10кВ Прохладная, будут выполнены на базе микропроцессорных реле разгрузки по частоте и будут обеспечивать выполнение следующих функций:

- автоматическая частотная разгрузка (АЧР-1) с уставкой по частоте в диапазоне от 46,5 до 48,8 Гц, для специальной очереди АЧР в диапазоне от 49,0 до 49,2 Гц и уставкой по времени в диапазоне от 0,15 до 0,3 секунды;

- автоматическая частотная разгрузка (АЧР-2) совмещенная и несомещенная с уставками АЧР-1, с уставкой по частоте в диапазоне от 48,7 до 49,1 Гц, и уставкой по времени в диапазоне от 5 до 70 секунд;

- совмещенная (комбинированная) разгрузка, объединяющая функции АЧР-1 и АЧР-2;

- блокировка действия АЧР-1 по скорости снижения частоты при вы- беге двигательной нагрузки с диапазоном уставок срабатывания 1,0-20,0 Гц/с с шагом 0,1 Гц/с;
- частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ) с уставкой по частоте в диапазоне от 49,4 до 49,8 Гц и уставкой по времени не менее 10 секунд;
- осциллографирование частотной аварии;
- возможность оперативного ввода/вывода каждой ступени АЧР и/или ЧАПВ.

На каждой секции КРУ 6,3 кВ устанавливается устройство АОСЧ с функ- циями АЧР и ЧАПВ типа БРЧН-100.

6.2 Система передачи сигналов РЗ

6.2.1 Линейная часть

Для организации каналов связи для нужд РЗ и ПА предполагается ис- пользование волоконно-оптического кабеля. Данный кабель должен быть про- ложен до ввода ПС 110 кВ Прохладная в эксплуатацию.

Трассы прохождения основного и резервного каналов связи должны быть разнесены географически.

6.2.2 Организация систем связи и передачи данных для нужд РЗ и ПА ВЛ 110 кВ Западная - Прохладная

Предусматривается организация со стороны ПС 110 кВ Прохладная ДЗЛ ВЛ 110 кВ Западная – Прохладная. Для организации ДЗЛ на концах ВЛ предусматриваются терминалы защит RED-670 производства «АББ Авто- матизация».

Для организации основного канала связи полукомплектов ДЗЛ ВЛ 110 кВ “ПС 110 кВ Прохладная - ПС 110 кВ Западная” в волоконно- оптическом кабеле на участке ПС 110 кВ Прохладная - ПС 110 кВ Западная предусматриваются два волокна. Связь комплектов по основному каналу связи осуществляется по прямым волокнам ВОК.

Связь терминалов ДЗЛ RED-670 по резервному каналу связи осуществляется по двум волокнам волоконно-оптического кабеля по трассе ПС

6.3 Функциональные требования к аппаратуре регистрации аварийных событий

6.3.1 Регистратор аварийных событий (РАС)

Для регистрации аварийных событий и процессов (РАС) устанавливается автономное цифровое устройство. Кроме того, функция РАС реализуется во всех устройствах РЗ.

Регистрации подлежат:

- электромагнитные переходные процессы, связанные с короткими замыканиями и работой устройств РЗ или ПА;
- процессы, вызвавшие срабатывание пусковых органов регистраторов или автоматическую реконфигурацию оперативной схемы ПС, не связанные с работой устройств РЗ и ПА;
- сигналы/сообщения, поступающие от устройств РЗ и ПА, в процессе их работы;
- положение выключателей;
- сигналы устройств передачи команд РЗ и ПА (передаваемые и принимаемые);
- срабатывание РЗ на отключение;
- пуск и отключение от УРОВ;
- положение режимных ключей и ключей в цепях управления;
- неисправность МП устройств РЗ, ПА;
- факт действия защит на катушку отключения выключателя (от реле РБМили его логического аналога).

Регистрация аварийных событий и процессов осуществляется:

- осциллографированием - записью дискретных сигналов и мгновенных значений аналоговых сигналов в файл осциллограммы;
- регистрацией дискретных сигналов/событий (работа устройств РЗ и

ПА, положение выключателей и т.п.);

- регистрацией усредненных значений аналоговых параметров (режим «самописец»).

Предусматривается регистрация до аварийного, аварийного и послеаварийного режимов.

Начало записи аварийного режима соответствует выполнению условий пуска регистратора, длительность записи - сработавшему состоянию пускового органа регистратора.

Предусматривается возможность реализации следующих основных способов пуска РАС:

- по изменению состояния любого дискретного сигнала;
- по изменению значения (выше/ниже уставки) любого аналогового сигнала (как измеряемых, так и вычисляемых, например - по симметричным составляющим);
- ручной пуск (от кнопки на лицевой панели устройства).

При появлении хотя бы одного условия для пуска устройство РАС записывает все подключенные сигналы (независимо от изменения их величины или состояния).

Пуск по аналоговым параметрам осуществляется следующим образом:

- при превышении величины заданной уставки (фазные токи, I_0 , I_1 , I_2 , U_0 , U_1 , U_2);
- при снижении величины ниже заданной уставки (фазные напряжения, U_1);
- при нарушениях в сети ОПТ.

При длительном срабатывании пусковых органов РАС предусматривается возможность ограничения записи до 5-10 с и автоматический вывод из работы длительно сработанных пусковых органов (блокировка от длительного пуска при постоянно сработавшем пусковом органе и многократного пуска при многократном срабатывании пускового органа - «дребезг» дискретных сигналов и «дрожание» аналоговых сигналов).

Длительность регистрации до аварийного и послеаварийного режимов задается на этапе рабочего проектирования с возможностью последующей корректировки в процессе эксплуатации. Зарегистрированная информация хранится в энергонезависимой памяти устройства регистрации.

Событиям и осциллограммам в устройстве регистрации присваивается метка времени, причем единое (астрономическое) время обеспечивается с точностью привязки по времени - не хуже 1 мс.

Доступ к зарегистрированной аварийной информации в устройстве РАС осуществляется через цифровые порты по месту посредством ноутбука.

При наличии на ПС АСУТП, в указанной системе может предусматриваться возможность автоматической передачи результатов РАС (с метками времени) на верхний уровень АСУ ТП для дальнейшего архивирования и ретроспективного анализа, отображения данных на АРМ оперативного персонала и АРМ РЗА и АСУ, а также для обеспечения возможности передачи (в том числе автоматической) соответствующих данных в удаленные пункты управления (ОИУК ДП АРЭС СП ШОЭС, расположенным на ПС 110/35/6 кВ «Западная» и ОИУК ДЦ филиала ОАО «СО ЕЭС» Приморское РДУ) Кроме того, проектируемый терминал РАС имеет возможность удаленного доступа к информации устройств РАС по коммутируемому каналу.

Устройство РАС может быть полностью выведено из работы отключающими устройствами без отсоединения проводов на клеммах по цепям тока, напряжения, оперативного питания.

Примечание: решения по обеспечению удаленного доступа к информации устройств РАС в данном разделе не рассматриваются.

На ПС 110 кВ Прохладная предусматривается к установке шкаф с цифровым регистратором ПАРМА РП4.11, который является многоканальным регистратором аварийных событий (РАС) и одновременно измерителем и регистратором СМПР/WAMS (УВИ/PMU).

Особенности конструкции и исполнения:

- Многоканальность, подключение к основному регистрирующему блоку

по оптоволоконным кабелям до 9 преобразующих устройств (каждое 16 аналоговых/ 32 дискретных сигнала);

- Web-интерфейс;
- Ethernet (2 порта), USB 2.0, RS -232;
- Протоколы OPC, МЭК 870-5-104, МЭК 61850 (опция);
- Метрологически аттестован, сертификаты ЭМС;
- Аттестован НТЦ СО ЕЭС для систем СМПР. Назначение РАС:
- Регистрация аварий, в том числе длительных, каскадных, без «мертвой зоны» с привязкой измерений к астрономическому времени с погрешностью 1 мкс;

Применение для аварийной регистрации токов датчиков Vacuum Schmelze, передающих сигнал в широком частотном диапазоне, с крайне низкой угловой погрешностью, без потери постоянной составляющей.

Дискретные входы: 24, 48, 110, 220 В. Гибкая логика уставок пуска.

Вычисление и передача данных по стандарту С37.118-2011. Режимы on-line, off-line.

Функция PDC (Phasor Data Concentrator).

6.4 Организация шкафа сигнализации

Для информирования персонала о неисправностях на подстанции и фактах срабатывания защит предусматривается установка шкафа сигнализации с микропроцессорными терминалами типа БМЦС-40. В шкаф сигнализации выводятся аварийные и предупредительные звуковые сигналы.

Сигналы неисправностей на подстанции и аварийного отключения элементов сети 110, 6,3 кВ разбиваются на два участка:

- первый участок – 110 кВ;
- второй участок – 6,3 кВ.

Также организуется индивидуальная сигнализация срабатывания защит. Основные характеристики шкафа сигнализации:

- фиксация времени появления и снятия сигналов, поступающих по шин-

кам сигнализации с обеспечением повторности действия;

–фиксация времени появления и снятия сигналов сигнализации от конкретных устройств защиты, подключаемых к дискретным входам, с обеспечением повторности действия;

–отображение с помощью светодиодов и алфавитно-цифрового индикатора состояния объектов подстанции;

–формирование сигналов обобщенной сигнализации («Сигнализация на дому», «Звуковая аварийная сигнализация», «Звуковая предупредительная сигнализация», «Аварийная сигнализация мигающая»);

-сигналов телемеханики, а также сигналов «Отказ» и «Неисправность»;

–накопление в архиве информации о зафиксированных событиях;

–передача по линии связи на верхний уровень обобщенной информации о текущем состоянии подстанции или участка;

-передачу архива событий, просмотр и контроль исправности системы сигнализации;

–самодиагностика устройства.

6.5 Технические решения по локальному управлению коммутационными аппаратами 110 кВ и РПН

6.5.1 Управление, сигнализация и измерения

Управление всем коммутационным оборудованием осуществляется:

- по каналам телемеханики с диспетчерского пункта сетей (определяется в разделе ИОС5.4 «телемеханика»);

- с АРМ оперативного персонала;

- со щита управления подстанцией в ОПУ;

- с кнопок управления на лицевых панелях терминалов РЗА 110кВ и ключей управления, расположенных в шкафах ОПУ;

- кнопок управления на лицевых панелях терминалов РЗА 10кВ и ключей управления, расположенных в ячейках РУ 6,3 кВ.

- из шкафа наружной установки на территории ОРУ 110 кВ.

Функции сбора аналоговых сигналов (телеизмерения) присоединений 110, 10, 0,4 кВ выполняют цифровые измерительные преобразователи (ЦИП) ЭНИП-2 системы телемеханики.

6.5.2 Организация щита управления на ПС

Щит управления выполняется из 3-х панелей. Панель Т1, Т2 и панель шинно-соединительных аппаратов. В щите будет реализована мнемосхема (со световыми индикаторами положения) и управления коммутационными аппаратами 110/6,3 кВ, а также будут располагаться измерительные приборы.

6.6 Блокировка для предотвращения неправильных действий при управлении коммутационными аппаратами

Для предотвращения неправильных действий при операциях с разъединителями и заземляющими ножами на подстанции предусматривается система взаимных электромагнитных блокировок, реализованная на электромеханических реле, запрещающая:

- отключение, включение разъединителем тока нагрузки и отключение тока холостого хода трансформатора;
- включение разъединителя (с последующим включением выключателя) на заземленный участок цепи;
- включение заземляющего ножа разъединителя на участке цепи, не отделенном разъединителями от цепей, находящихся под напряжением.

Обоснование выбора электромеханической блокировки разъединителей:

- в связи, с отсутствием задания на проектирование от сетевой организации с указанием требований по выполнению блокировок разъединителей, также отсутствием требований в ТУ (заявка №4050) по данному вопросу, в проекте принято решение по применению оперативной блокировки на базе электромеханических реле в соответствии с рекомендациями СТО 56947007-29.240.10.028-2009 п.8.3.

6.7 Оборудование определения места повреждения

Для определения расстояния до места короткого замыкания на линиях 110кВ W1G, W2G на ПС 110 кВ Прохладная устанавливаются микропроцессорные фиксирующие индикаторы типа Сириус-2-ОМП.

Устройство подключается к измерительным трансформаторам тока фаз А, В и С обслуживаемой линии, так же устройство подключается к измерительным трансформаторам напряжения фаз А, В и С с номинальным первичным напряжением 110кВ.

Функции, выполняемые устройством:

- определение расстояния до повреждения относительно места установки устройства;
- определение вида повреждения;
- возможность использования устройства для ОМП в оба направления с фиксацией направления к месту повреждения относительно места установки устройства;
- фиксация времени и даты возникновения аварии;
- возможность использования устройства для ОМП в оба направления;
- возможность выдачи сигнала запуска при аварии на другие устройства.
- возможность выдачи сигнала перегрузки линии по току;
- возможность выдачи сигнала обрыва одного из проводов линии (по нарушению симметрии фазных токов);
- возможность выдачи сигнала неисправности цепей напряжения (по появлению напряжения обратной последовательности);
- использование различных алгоритмов работы устройства в зависимости от класса напряжения и режима работы нейтрали присоединения;
- обеспечение возможности селективности фиксации КЗ;
- возможность перерасчета расстояния до места КЗ с измененными уставками;
- измерение длительности КЗ;

- измерение длительности цикла АПВ;
- фиксация токов и напряжений в момент КЗ;
- передача дискретной информации в систему телемеханики по стандартному протоколу обмена.

Обоснование применения: проектом рекомендуется использовать автономные ОМП (что не ограничивается ТУ и действующими нормами, а также применяется на объектах аналогах) с целью повышения эффективности эксплуатации ПС в части создания подсистемы ОМП для передачи неоперативной технологической информации в систему телемеханики. Также решение связано с исключением ошибок «человеческого фактора» и оперативности при получении информации персоналом (все данные по месту повреждения наглядно отображаются на приборе ОМП либо легко доступны в меню, нет необходимости работы персонала с углубленным сложным меню терминалов защит ВЛ 110кВ пр-ва АBB, что может привести к случайным неправомерным действиям и нарушению настроек).

6.8 Описание решений по оборудованию РЗА, устанавливаемому на обратных концах линий 110 кВ

Для организации на ПС 110 кВ Прохладная основной защиты линий (ДЗЛ) ВЛ 110 кВ «Западная - Прохладная» и «ВЛ 110 кВ Прохладная - Давыдовка», необходима установка на противоположных ПС терминалов (полукомплектов) основной продольной дифференциальной защиты линии (ДЗЛ) типа RED-670, пр-ва «АВВ Автоматизация».

В связи с этим, на ПС Западная необходимо установить полукомплект ДЗЛ типа RED-670 в кол-ве 1 шт., ПС 110 кВ Давыдовка необходимо установить полукомплект ДЗЛ типа RED-670 в кол-ве 1 шт. Кроме того, для организации резервных защит на ПС Западная и ПС 110 кВ Давыдовка со стороны ВЛ к ПС 110 кВ Прохладная рекомендуется установить терминал резервных защит типа REL-670.

Для взаимодействия полукомплектов основных защит необходимо ис-

пользовать волоконно-оптическую линию связи (ВОЛС).

Для организации каналов ВОЛС предполагается использование волоконно-оптического кабеля по трассе: ПС 110 кВ Прохладная - ПС 110 кВ Давыдовка - ПС 110 кВ Западная - ПС 110 кВ Прохладная. Данный кабель должен быть проложен до ввода ПС 110 кВ Прохладная в эксплуатацию.

Трассы прохождения основного и резервного каналов связи должны быть разнесены географически.

6.9 Расчет уставок ВЛ 110 кВ Западная - Прохладная.

Данный раздел ВКР содержит расчёты ориентировочных параметров срабатывания устройств РЗА ВЛ 110 кВ Западная - Прохладная.

- Основной защиты ВЛ 110 кВ Западная - Прохладная;
- Резервной защиты ВЛ 110 кВ Западная - Прохладная т.

6.9.1 Расчет параметров срабатывания основной защиты

ДЗЛ ВЛ 110 кВ Западная - Прохладное осуществляет пофазное сравнение дифференциального тока, равного модулю суммы векторов по концам защищаемой линии, с регулируемым порогом срабатывания (I_{d0}).

Для отстройки от небалансов, вызванных неодинаковостью измерительных трансформаторов тока и условий их работы, в ДЗЛ применяется торможение – увеличение порога сравнения дифференциального тока в зависимости от тормозной величины [10].

Тормозная величина формируется как сумма модулей векторов токов обоих полуккомплектов защиты [10].

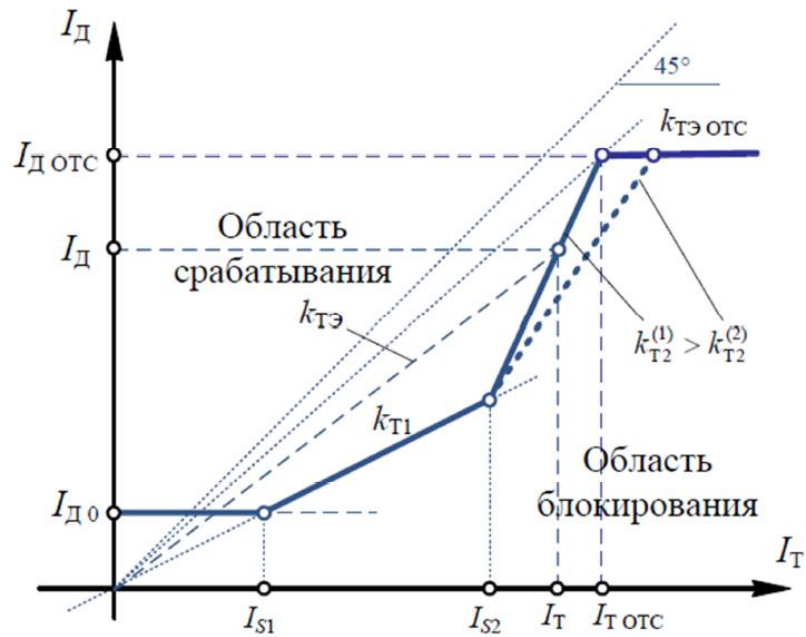


Рисунок 6.1 - Характеристика торможения ДЗЛ

Исходные данные:

Защищаемый объект – ВЛ 110 кВ Западная - Прохладная.

Коэффициент трансформации измерительных трансформаторов тока $K_{ТТ} = 400/5$, Коэффициент трансформации измерительных трансформаторов напряжения $K_{ТН} = 110000/100$, $I_{\text{раб макс}}=314$ А, Максимальный ток внешнего КЗ: $I(3)_{\text{кз}}=16760$ А, Минимальный ток КЗ в зоне работы защиты: $I(1)_{\text{кз мин}}=10460$ А и $I(2)_{\text{кз мин}}=11119$ А.

Отношение реактивного сопротивления первичной цепи к активному: $X/R=5,4$. Постоянная времени сети $\tau= X/R/\omega=5,4/314=0.017$ с = 17мс. Базисный ток защиты $I_{\text{баз}}=1400$ А.

Минимальный дифференциальный ток срабатывания

Отстройка от тока небаланса в максимальном нагрузочном режиме.

$$I_{\text{Д0}} \geq \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{нб}}; \quad (6.1)$$

где $I_{\text{н}}$ – ток небаланса в максимальном нагрузочном режиме

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

$K_e = 0,95$ – коэффициент возврата.

$$I_{д0} \geq \frac{2}{0,95} \cdot 0,174 = 0,37 \text{ о.е.}$$

$$I_{нб} = \frac{1}{I_{баз}} \left[(2 \cdot \varepsilon + 2 \cdot \varepsilon_{изм.} + \delta_{КС}) \cdot I_{раб.макс.} + \frac{I_{емк}}{2} \right]; \quad (6.2)$$

$$I_{нб} = 0,174.$$

где ε – погрешность ТТ: $\varepsilon = 0,03$ – для ТТ класса 10Р;

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

$I_{емк} = 27,6$ А – расчётный ёмкостный ток линии, А ;

$\delta_{КС} = 0,063$ – небаланс, вызванный асимметрией мультиплексированного канала связи при несимметрии КС равной 200 мкс:

Принимаем предварительно : $I_{д0} = 0.4$ о.е. или $I_{д0} = 560$ А.

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\psi}^1 = 2,9 \geq 2; \quad (6.3)$$

$$K_{\psi}^2 = 2,0 \geq 2; \quad (6.4)$$

Требуемая чувствительность $K_{\psi} \geq 2,0$, обеспечивается в режиме опробования со стороны ПС 110 кВ Прохладная.

Принимаем окончательно: $I_{д0} = 0.4$ о.е. или $I_{д0} = 560$ А диапазон от (0, 2 ÷ 2,0 о.е.).

6.9.2 Расчет параметров срабатывания резервной защиты

Выбор уставок первой ступени ДЗ.

Первичное сопротивление срабатывания первой степени выбирается для случая металлического КЗ, исходя из условия отстройки от коротких замыканий на шинах подстанции, примыкающей к противоположному концу линии.

Расчет уставок для полуккомплекта, установленного на ПС 110 кВ Прохладная.

Расчет первой степени дистанционной защиты [10]:

$$Z_{c.з.}^I \leq \frac{Z_l}{1+\beta+\delta} = 0,85 \cdot Z_l; \quad (6.5)$$

$$Z_{c.з.}^I \leq 0,85 \cdot 15,39 = 13,08 \text{ Ом}.$$

Принимаем $Z_{c.з.}^I = 13,08 \text{ Ом}$, $t_{c.з.} = 0 \text{ с}$.

Расчет второй степени дистанционной защиты [10]:

Согласование с первой степенью дистанционной защиты смежной линии ВЛ 110 кВ западная - Прохладная:

$$Z_{c.з.}^{II} \leq 0,85 \cdot Z_1 + 0,78 \frac{Z_{c.з.с.смеж.}^I}{K_m}; \quad (6.6)$$

$$Z_{c.з.}^{II} \leq 0,85 \cdot 15,39 + 0,78 \cdot \frac{41,81}{1} = 45,69 \text{ Ом};$$

Выбираем и принимаем $Z_{c.з.}^{II} = 45,69 \text{ Ом}$.

$$t_{c.з.}^{II} = \Delta t + t_{c.з.с.м}^I; \quad (6.7)$$

$$t_{c.з.}^{II} = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с}.$$

Чувствительность второй степени проверяется при металлическом КЗ в конце защищаемой линии:

$$K_q^{II} = \frac{Z_{с.з.}^{II}}{Z_1} \geq 1,5; \quad (6.8)$$

$$K_q^{II} = \frac{45,69}{15,391} = 2,96 \geq 1,5.$$

Чувствительность обеспечивается.

Расчет третьей ступени дистанционной защиты [10]:

$$Z_{с.з.}^{III} \leq 0,85 \cdot Z_1 + 0,78 \frac{Z_{с.з.с.м.е.ж.}^{II}}{K_m}; \quad (6.9)$$

$$Z_{с.з.}^{III} \leq 0,85 \cdot 15,39 + 0,78 \cdot \frac{66,2}{1} = 64,71 \text{ Ом},$$

Уставку срабатывания третьей ступени принимаем $Z_{с.з.}^{III} = 64,71 \text{ Ом}$.

$$K_q^{III} = \frac{Z_{с.з.}^{III}}{Z_1} \geq 1,5; \quad (6.10)$$

$$K_q^{III} = \frac{64,74}{15,391} = 4,2 \geq 1,5.$$

$$t_{с.з.}^{III} = \Delta t + t_{с.з.с.м.}^{II}; \quad (6.11)$$

$$t_{с.з.}^{III} = 0,5 + 1 = 1,5 \text{ с}.$$

6.9.3 Расчет уставок для полуккомплекта, установленного на ПС 110 кВ Западная:

Расчет первой ступени дистанционной защиты [10]:

$$Z_{c.з.}^I \leq 0,85 \cdot 15,39 = 13,08 \text{ Ом},$$

Принимаем $Z_{c.з.}^I = 13,08 \text{ Ом}$, $t_{c.з.} = 0 \text{ с}$.

Расчет второй степени дистанционной защиты [10]:

Согласование с первой ступенью дистанционной защиты смежной линии
ВЛ 110 кВ Западная – Раздольное:

$$Z_{c.з.}^{II} \leq 0,85 \cdot Z_1 + 0,78 \frac{Z_{c.з.с.смеж.}^I}{K_m}; \quad (6.12)$$

$$Z_{c.з.}^{II} \leq 0,85 \cdot 15,39 + 0,78 \cdot \frac{24,1}{1} = 31,88 \text{ Ом}.$$

Выбираем и принимаем $Z_{c.з.}^{II} = 31,88 \text{ Ом}$.

$$t_{c.з.}^{II} = \Delta t + t_{c.з.с.м}^I; \quad (6.13)$$

$$t_{c.з.}^{II} = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с}.$$

Чувствительность второй степени проверяется при металлическом КЗ в конце защищаемой линии:

$$K_{\psi}^{II} = \frac{Z_{c.з.}^{II}}{Z_1} \geq 1,5; \quad (6.14)$$

$$K_{\psi}^{II} = \frac{31,88}{15,391} = 2,07 \geq 1,5.$$

Чувствительность обеспечивается.

Расчет третьей степени дистанционной защиты:

$$Z_{c.з.}^{III} \leq 0,85 \cdot Z_1 + 0,78 \frac{Z_{c.з.с.смеж.}^{II}}{K_m}; \quad (6.15)$$

$$Z_{c.3.}^{III} \leq 0,85 \cdot 15,39 + 0,78 \cdot \frac{34,2}{1} = 39,75 \text{ Ом},$$

Уставку срабатывания третьей ступени принимаем $Z_{c.3.}^{III} = 39,75 \text{ Ом}$.

$$K_{\psi}^{III} = \frac{Z_{c.3.}^{III}}{Z_1} \geq 1,5; \quad (6.16)$$

$$K_{\psi}^{III} = \frac{39,75}{15,391} = 2,58 \geq 1,5.$$

$$t_{c.3.}^{III} = \Delta t + t_{c.3.с.м}^{II}; \quad (6.17)$$

$$t_{c.3.}^{III} = 0,5 + 1 = 1,5 \text{ с.}$$

6.9.4 Расчет уставок токовой защиты нулевой последовательности (ТЗНП) ВЛ 110 кВ Западная – Прохладное

Расчет для комплекта защит, установленного на ПС 110 кВ Прохладная.

Расчет первой ступени ТЗНП [10]:

Ток срабатывания первой ступени выбирается по условию отстройки от максимального тока $3I_0$, протекающего через защиту при КЗ на шинах приемной:

$$I_{0c.з.}^I = K_3 3I_{0\max}; \quad (6.18)$$

$$I_{0c.з.}^I = 8464 \text{ А};$$

$$t_{c.з.} = 0 \text{ с.}$$

Чувствительность первой ступени проверяется при металлическом однофазном КЗ в начале защищаемой линии в максимальном режиме:

$$K_{\psi}^I = \frac{3I_{0\kappa\max}^I}{I_{0c.з.}^I} \leq 1,5; \quad (6.19)$$

$$K_{\psi}^I = 0,77 \leq 1,5.$$

Чувствительность не обеспечивается.

Расчет второй ступени ТЗНП.

Ток срабатывания второй ступени выбирается по условию согласования с первой ступенью защиты смежной линии ВЛ 110 кВ Западная – Раздольное при КЗ в конце ВЛ 110 кВ Западная – Раздольное:

$$I_{0c.з.}^{II} = K_3 K_{ТОК} I_{0c.з.см}^{II}; \quad (6.20)$$

$$I_{0c.з.}^{II} = 741 \text{ A}.$$

$$t_{c.з.}^{II} = \Delta t + t_{c.з.см}^{II}; \quad (6.21)$$

$$t_{c.з.}^{II} = 0,5 + 0 = 0,5 \text{ с}.$$

Чувствительность второй ступени проверяется при металлическом однофазном КЗ в конце защищаемой линии в минимальном режиме:

$$K_{\psi}^{II} = \frac{3I_{0\kappa\max}^{II}}{I_{0c.з.}^{II}} \leq 1,5; \quad (6.22)$$

$$K_{\psi}^{II} = \frac{6511}{741} = 8,78 \geq 1,5.$$

Чувствительность обеспечивается.

Расчет третьей ступени ТЗНП.

Ток срабатывания третьей ступени выбирается по условию согласования со второй ступенью защиты смежной линии ВЛ 110 кВ Западная – Раздольное при КЗ в конце ВЛ 110 кВ Западная – Раздольное:

$$I_{0с.з.}^{III} = K_3 K_{ТОК} I_{0с.з.см}^{II} ; \quad (6.23)$$

$$I_{0с.з.}^{III} = 573 \text{ A.}$$

$$t_{с.з.}^{III} = \Delta t + t_{с.з.см}^{II} ; \quad (6.24)$$

$$t_{с.з.}^{III} = 0,5 + 0,5 = 1,0 \text{ с.}$$

Чувствительность третьей ступени проверяется при металлическом однофазном КЗ в конце защищаемой линии:

$$K_{\psi}^{III} = \frac{3I_{0к.}}{I_{0с.з.}^{III}} \geq 1,5, \quad (6.25)$$

$$K_{\psi}^{III} = 11,362 \geq 1,5.$$

Чувствительность обеспечивается.

Расчет четвертой ступени ТЗНП:

Ток срабатывания четвертой ступени выбирается по условию согласования с третьей ступенью защиты смежной линии ВЛ 110 кВ Западная – Раздольное при КЗ в конце ВЛ 110 кВ Западная – Раздольное:

$$I_{0с.з.}^{IV} = K_3 K_{ТОК} I_{0с.з.см}^{III} ; \quad (6.26)$$

$$I_{0с.з.}^{IV} = 198 \text{ A.}$$

$$t_{c.з.}^{IV} = \Delta t + t_{c.з.см}^{III}; \quad (6.27)$$

$$t_{c.з.}^{IV} = 0,5 + 1,5 = 2,0 \text{ с}.$$

Чувствительность четвертой ступени проверяется при металлическом однофазном КЗ в конце смежного участка ВЛ 110 кВ Западная – Раздольное:

$$K_{\text{ч}}^{IV} = \frac{3I_0}{I_{0c.з.}^{IV}} \geq 1,2; \quad (6.28)$$

$$K_{\text{ч}}^{IV} = \frac{6511}{198} = 32,35 \geq 1,2.$$

Чувствительность обеспечивается.

Расчет для комплекта защит, установленного на ПС 110 кВ Западная.

Расчет первой ступени ТЗНП.

Ток срабатывания первой ступени выбирается по условию отстройки от максимального тока $3I_0$, протекающего через защиту при КЗ на шинах приемной ПС 110 кВ Прохладная:

$$I_{0c.з.}^I = K_3 3I_{0\max}; \quad (6.29)$$

$$I_{0c.з.}^I = 1,3 \cdot 4012 = 5216 \text{ А}.$$

$$t_{c.з.} = 0 \text{ с}.$$

Чувствительность первой ступени проверяется при металлическом однофазном КЗ в начале защищаемой линии в максимальном режиме:

$$K_{\text{ч}}^I = \frac{3I_{0к\max}^I}{I_{0c.з.}^I} \leq 1,5, \quad (6.30)$$

$$K_q^I = \frac{4012}{5216} = 0,77 \leq 1,5$$

Чувствительность не обеспечивается.

Расчет второй ступени ТЗНП [10]:

Ток срабатывания второй ступени выбирается по условию согласования с первой ступенью защиты смежной линии ВЛ 110 кВ западная - Прохладная при КЗ в конце ВЛ 110 кВ Давыдовка - Прохладная:

$$I_{0с.з.}^{II} = K_3 K_{ТОК} I_{0с.з.см}^{II} ; \quad (6.31)$$

$$I_{0с.з.}^{II} = 1,1 \cdot 0,76 \cdot 800 = 790 \text{ A}.$$

$$t_{с.з.}^{II} = \Delta t + t_{с.з.см}^{II} ; \quad (6.32)$$

$$t_{с.з.}^{II} = 0,5 + 0 = 0,5 \text{ с}.$$

Чувствительность второй ступени проверяется при металлическом однофазном КЗ в конце защищаемой линии в минимальном режиме:

$$K_q^{II} = \frac{3I_{0кmax}}{I_{0с.з.}^{II}} \leq 1,5; \quad (6.33)$$

$$K_q^{II} = \frac{4012}{790} = 8,23 \geq 1,5.$$

Чувствительность обеспечивается.

Расчет третьей ступени ТЗНП.

Ток срабатывания третьей ступени выбирается по условию согласования со второй ступенью защиты смежной линии ВЛ 110 кВ западная - Прохладная

при КЗ в конце ВЛ 110 кВ западная - Прохладная со стороны ПС 110 кВ Давыдовка [10].

$$I_{0с.з.}^{III} = K_3 K_{ТОК} I_{0с.з.см}^{II} ; \quad (6.34)$$

$$I_{0с.з.}^{III} = 1,1 \cdot 0,76 \cdot 290 = 287 \text{ A}.$$

$$t_{с.з.}^{III} = \Delta t + t_{с.з.см}^{II} ; \quad (6.35)$$

$$t_{с.з.}^{III} = 0,5 + 0,5 = 1,0 \text{ с}.$$

Чувствительность третьей ступени проверяется при металлическом однофазном КЗ в конце защищаемой линии:

$$K_{\text{ч}}^{III} = \frac{3I_{0к.}}{I_{0с.з.}^{II}} \geq 1,5 ; \quad (6.36)$$

$$K_{\text{ч}}^{III} = \frac{4012}{287} = 5,07 \geq 1,5.$$

Чувствительность обеспечивается.

Расчет четвертой ступени ТЗНП.

Ток срабатывания четвертой ступени выбирается по условию согласования с третьей ступенью защиты смежной линии ВЛ 110 кВ западная - Прохладная при КЗ в конце ВЛ 110 кВ западная - Прохладная со стороны ПС 110 кВ Западная

$$I_{0с.з.}^{IV} = K_3 K_{ТОК} I_{0с.з.см}^{III} ; \quad (6.37)$$

$$I_{0c.з.}^{IV} = 1,1 \cdot 0,76 \cdot 180 = 178 \text{ A}.$$

$$t_{c.з.}^{IV} = \Delta t + t_{c.з.см}^{III}; \quad (6.38)$$

$$t_{c.з.}^{IV} = 0,5 + 1,5 = 2,0 \text{ с}.$$

Чувствительность четвертой ступени проверяется при металлическом однофазном КЗ в конце смежного участка ВЛ 110 кВ Давыдовка - Прохладная:

$$K_{\psi}^{IV} = \frac{3I_0}{I_{0c.з.}^{IV}} \geq 1,2; \quad (6.39)$$

$$K_{\psi}^{IV} = \frac{4012}{178} = 22,56 \geq 1,2.$$

Чувствительность обеспечивается.

6.9.5 Расчет уставок ТО ВЛ 110 кВ Западная - Прохладная

Расчет для комплекта защит, установленного на ПС 110 кВ Прохладная.

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

$$I_{c.з.} \geq K_{отс} \cdot I_{КЗmax}; \quad (6.40)$$

$$I_{c.з.} \geq 1,2 \cdot 16760 = 20112 \text{ A}.$$

Проверяем чувствительность ТО при КЗ в месте установки защиты:

$$K_{\psi} = \frac{I_{КЗ.}}{I_{c.з.}} \leq 1,2; \quad (6.41)$$

$$K_{\psi} = 0,88 \leq 1,2.$$

Чувствительность не обеспечивается. Рекомендовано ТО вывести из работы.

6.9.5.1 Расчет для комплекта защит, установленного на ПС 110 кВ Западная

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

$$I_{c.з.} \geq K_{отс} \cdot I_{КЗmax}; \quad (6.42)$$

$$I_{c.з.} \geq 1,2 \cdot 13720 = 16464 \text{ A}.$$

Проверяем чувствительность ТО при КЗ в месте установки защиты в максимальном режиме

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗ.}}{I_{c.з.}}; \quad (6.43)$$

$$K_{ч} = 0,78 \leq 1,2.$$

Чувствительность не обеспечивается. Рекомендовано ТО вывести из работы.

6.10 Устройство резервирования отказа выключателя ПС 110 кВ Прохладная

УРОВ, по принципу выполнения схемы, выполнен индивидуальным в виде функции, входящей в состав соответствующего АУВ для следующих выключателей:

- В-Т-1;
- В-Т-2;
- СВ-220.

6.10.1 УРОВ пускается от защит, действующих на отключение выключателя, с контролем тока в повреждённом присоединении и контролем включённого положения выключателя присоединения.

6.10.2 УРОВ пускается от защит, действующих на отключение выключателя, с контролем тока в повреждённом присоединении.

УРОВ действует:

1. На отключение смежных выключателей через ДЗШ с выдержкой времени срабатывания ($T_{ср_уров}$) достаточной для нормального отключения выключателя от действия защит;

2. На передачу команды ТО на противоположную сторону ЛЭП по ВЛ 110 кВ Западная – Прохладная и ВЛ 110 кВ Прохладная – Давыдовка.

Индивидуальный УРОВ при отказе выключателя присоединения формирует команду на отключение с меньшей выдержкой времени (около нуля) своего выключателя, с большей выдержкой времени ($T_{ср_уров}$) на отключение смежных выключателей с запретом АПВ и формированием Команды ТО (телеотключения) на противоположный конец линии.

Под телеотключением подразумевается отключение выключателей на одной из сторон линии, которые происходят при получении отключающего сигнала от сработавшей релейной защиты на другой стороне линии.

Требуемое отключение происходит только при срабатывании на стороне линии, принимающей сигнал ТО, какого-либо органа, фиксирующего в защищаемой системе повреждение, т.е. контроль выполняется по факту срабатывания наиболее чувствительных органов ТЗНП (реле тока 4-ой ступени) и ДЗ (реле сопротивления 3-ей ступени).

Логика работы УРОВ на примере отказа В-110 СВ:

При работе защиты ЛЭП (сигналы пуска УРОВ формируются в КСЗ и ДЗЛ) и отказе выключателя В-110 СВ формируется алгоритм работы УРОВ:

1) При отказе В-110 СВ и работе УРОВ, УРОВ СВ действует по выходным цепям на:

– на запрет АПВ смежных присоединений.

– на пуск команды ТО через схему КСЗ ВЛ 110 кВ Западная – прохладная;

– на пуск команды ТО через схему КСЗ ВЛ 110 кВ Давыдовка – Прохладная.

Логика работы УРОВ на примере отказа В-110 Т-2:

При работе защиты ЛЭП (сигналы пуска УРОВ формируются в КСЗ и ДЗЛ) и отказе выключателя В-110 СВ формируется алгоритм работы УРОВ:

1) При отказе В-110 Т-2 и работе УРОВ, УРОВ В-110 Т-2 действует по выходным цепям на:

– на запрет АПВ смежных присоединений.

– на пуск команды ТО через схему КСЗ ВЛ 110 кВ Западная – прохладная;

– на пуск команды ТО через схему КСЗ ВЛ 110 кВ Давыдовка – Прохладная.

7 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

7.1 Расчет контура заземления ПС

Таблица 7.1 – Исходные данные

ρ_1	удельное сопротивление верхнего слоя грунта	Ом*м	780
ρ_2	удельное сопротивление нижнего слоя грунта	Ом*м	4800
L	длина вертикального заземлителя	м	5
H	толщина верхнего слоя грунта	м	0,8
$t_{полосы}$	глубина заложения горизонтального заземлителя	м	0,5
k_1	климатический коэффициент для вертикальных электродов	-	1,5
d	диаметр стержня	мм	20
η_e	коэффициент использования вертикальных заземлителей	-	0,65
l_z	предполагаемая длина горизонтального заземлителя	м	37200
b	ширина стальной полосы	мм	40
η_z	коэффициент использования горизонтальных электродов	-	0,37
k_2	климатический коэффициент для горизонтальных электродов	-	2,25
t	расстояние от поверхности земли до середины заземлителя	м	2,5

Удельный расчётный коэффициент сопротивления грунта:

$$r_{\theta} = \frac{0,366 \cdot \rho}{L} \cdot \left(\lg \left(\frac{2 \cdot L}{0,95 \cdot d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left(\frac{4 \cdot t + L}{4 \cdot t - L} \right) \right); \quad (7.1)$$

$$r_{\theta} = \frac{0,366 \cdot 4046,69}{5} \cdot \left(\lg \left(\frac{2 \cdot 5}{0,95 \cdot 0,02} \right) + \frac{1}{2} \lg \left(\frac{4 \cdot 2,5 + 5}{4 \cdot 2,5 - 5} \right) \right) = 876,75 \text{ Ом.}$$

Сопротивление одного вертикального заземлителя определяется:

$$\rho = \frac{(\rho_1 \cdot k_1 \cdot \rho_2 \cdot L)}{(\rho_1 \cdot k_1 \cdot (L - H + t_{полосы}) + \rho_2 \cdot (H - t_{полосы}))}; \quad (7.2)$$

$$\rho = \frac{(780 \cdot 1,5 \cdot 4800 \cdot 5)}{(780 \cdot 1,5 \cdot (5 - 0,8 + 0,5) + 4800 \cdot (0,8 - 0,5))} = 4046,69 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Предполагаемое количество вертикальных заземлителей:

$$n_{np} = \frac{r_6}{R_H \cdot \eta_6}; \quad (7.3)$$

$$n_{np} = \frac{876,75}{0,5 \cdot 0,65} = 2697,7 \text{ шт.}$$

Сопротивление горизонтального заземлителя:

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot k_2 \cdot \rho_1}{l_2 \cdot \eta_2} \cdot \lg \left(\frac{l_2^2}{b \cdot t_{\text{полосы}}} \right); \quad (7.4)$$

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot 2,25 \cdot 780}{37200 \cdot 0,37} \cdot \lg \left(\frac{37200^2}{0,04 \cdot 0,5} \right) = 0,51 \text{ Ом.}$$

Необходимое сопротивление стержней определяется по формуле (5.5):

$$R_2 = \frac{R_H \cdot R_{\Gamma}}{R_{\Gamma} - R_H}; \quad (7.5)$$

$$R_2 = \frac{0,5 \cdot 0,51}{0,51 - 0,5} = 43,04 \text{ Ом.}$$

Уточнённое количество вертикальных заземлителей с учётом соединительной полосы:

$$n = \frac{r_{\text{в}}}{R_{\Sigma} \cdot \eta_{\text{в}}}; \quad (7.6)$$

$$n = \frac{876,75}{43,04 \cdot 0,65} = 31,34 \text{ шт.}$$

Принимаем 32 шт.

Уточненное сопротивление стержней:

$$R_B = \frac{r_{\text{в}}}{n \cdot \eta_{\text{в}}}; \quad (7.7)$$

$$R_B = \frac{876,75}{36 \cdot 0,65} = 37,47 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление контура:

$$R = \frac{R_B \cdot R_{\Gamma}}{R_{\Gamma} + R_B}; \quad (7.8)$$

$$R = \frac{37,47 \cdot 0,5059}{37,47 + 0,5059} = 0,5 \text{ Ом.}$$

В электроустановках напряжением 110 кВ сети с глухозаземленной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года с учетом сопротивления естественных заземлителей должно быть не более 0,5 Ом [1].

$$R_{3y} = 0,5 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

7.2 Молниезащита ПС

Расчет молниезащиты ПС выполнен в соответствии с [12]. Подробный расчет приведен в приложении А.

Размеры ПС: ширина – 42 м; длина – 84 м.

Защита подстанции от прямых ударов молний выполняется отдельно стоящими стержневыми молниеотводами.

Высота молниеотводов:

$$h_1 = 24,3 \text{ м};$$

$$h_2 = 24,3 \text{ м};$$

$$h_3 = 24,3 \text{ м};$$

$$h_4 = 24,3 \text{ м}.$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{12} = 67 \text{ м};$$

$$L_{23} = 26 \text{ м};$$

$$L_{34} = 67 \text{ м};$$

$$L_{41} = 31 \text{ м}.$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h_i; \tag{7.9}$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 24,3 = 20,66 \text{ м}.$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0i} = (1,1 - 0,002 \cdot h_i) \cdot h_i; \tag{7.10}$$

$$r_{01} = (1,1 - 0,002 \cdot 24,3) \cdot 24,3 = 25,55 \text{ м}.$$

Высота защищаемого объекта: $h_x = 11,34$ м.

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{xi} = r_{0i} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}i}} \right);$$

(7.11)

$$r_{x1} = 24,3 \cdot \left(1 - \frac{11,4}{20,66} \right) = 11,45 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{\text{cx}12'} = h_{\text{эф}1} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1) \cdot (L_{12} - h_1);$$

(7.12)

$$h_{\text{cx}12'} = 20,66 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 24,3) \cdot (67 - 24,3) = 13,09 \text{ м.}$$

$$h_{\text{cx}12''} = h_{\text{эф}2} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2) \cdot (L_{12} - h_2);$$

(7.13)

$$h_{\text{cx}12''} = 20,66 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 24,3) \cdot (67 - 24,3) = 13,09 \text{ м.}$$

$$h_{\text{cx}12} = \frac{h_{\text{cx}12'} + h_{\text{cx}12''}}{2};$$

(7.14)

$$h_{\text{cx}12} = \frac{13,09 + 13,09}{2} = 13,09 \text{ м;}$$

Наименьшая ширина внутренней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx12'} = r_{01} \frac{h_{cx12'} - h_x}{h_{cx12'}};$$

(7.15)

$$r_{cx12'} = 25,55 \cdot \frac{13,09 - 11,4}{13,09} = 3,29 \text{ м.}$$

$$r_{cx12''} = r_{02} \cdot \frac{h_{cx12''} - h_x}{h_{cx12''}};$$

(7.16)

$$r_{cx12''} = 25,55 \cdot \frac{13,09 - 11,4}{13,09} = 3,29 \text{ м.}$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{cx12'} + r_{cx12''}}{2};$$

(7.17)

$$r_{cx12} = \frac{3,29 + 3,29}{2} = 3,29 \text{ м.}$$

На рисунке 7.1 изображены зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода [12].

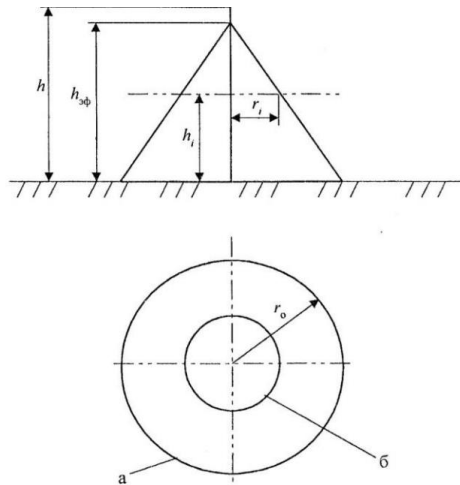


Рисунок 7.1 – Зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода

Подробный расчет остальных параметров приведен в Приложении А.
Так же план молниезащиты ПС отражен в графической части ВКР на листе 5.

8 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

Для создания новых, необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями.

При расчете затрат на реализацию проекта были использованы данные из «Укрупненных стоимостных показателей электрических сетей 35 – 1150 кВ». Данные показатели предназначены для оценки эффективности инвестиционных проектов и оценки объемов инвестиций при планировании электросетевого хозяйства. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2000 г.

При определении фактических цен электросетевого строительства по данным Департамента ПАО «ФСК ЕЭС» индекс перехода от базовых цен 2000 г. к ценам 2022 г. рекомендуется принимать равным 9,38 [14].

Укрупненные стоимостные показатели учитывают все затраты в сооружение ВЛ и ПС по объектам производственного назначения.

8.1 Капитальные затраты на сооружение ПС

В капитальные вложения на сооружение подстанций входят: затраты на отвод земли и подготовку территории, приобретение трансформаторов, приобретение РУ ВН (СН) и НН, затраты на монтаж и наладку.

Базовые показатели стоимости ПС соответствуют средним условиям строительства, учитывают все затраты производственного назначения.

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанций вычисляются по следующей формуле:

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{ТР}} + K_{\text{ПОСТ}}) \cdot K_{\text{ИНФ}} \cdot K_{\text{Р}}; \quad (8.1)$$

где $K_{\text{ОРУ}}$ – капиталовложения в распределительные устройства;

$K_{\text{ТР}}$ – капиталовложения в трансформаторы;

$K_{\text{ПОСТ}}$ – постоянная часть затрат на строительство ПС [18];

K_p – районный коэффициент для Приморского края;

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции на 2022 г.

В таблице 8.1 представлены типы трансформаторов, выбранных для данного варианта реконструкции, и их базовая стоимость на период 2000 г. [19].

Таблица 8.1 – Показатели стоимости ячейки трансформатора в ценах 2000 г.

Подстанция	Тип трансформатора	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб
ПС 110 кВ Прохладная	ТД-40000/110	2	4050
Итого			80104

Капитальные затраты на строительство ячеек подстанции представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Показатели стоимости ячейки трехфазного выключателя РУ в ценах 2000 г

Подстанция	Номинальное напряжение	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб
ПС 110 кВ Прохладная	6,3 кВ	16	800
ПС 110 кВ Прохладная	110 кВ	3	6300
Итого			3170000

Постоянная часть затрат представлена в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Постоянная часть затрат

Схема РУ	Постоянная часть затрат в ценах 2000 г., тыс. руб.
Два блока с выключателями секционированные выключателем и неавтоматической перемычкой со стороны линии трансформатора	20500

Вычислим суммарные капиталовложения в сооружение ПС:

$$K_{ПС} = (3170000 + 80104 + 20500) \cdot 7,38 \cdot 4,7 = 2091566 \text{ тыс.руб.}$$

Как видно, данный проект по своему масштабу относится к крупному инвестиционному проекту.

8.2 Расчет амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции для i -го вида оборудования определяются по формуле [19]:

$$I_{AM} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{сл}}; \quad (8.2)$$

где K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

$T_{сл}$ – срок службы соответствующего оборудования для оборудования подстанции – 20 лет.

Расчет издержек на амортизацию электрооборудования:

$$I_{AM} = \frac{2091566}{20} = 104600 \text{ тыс.руб.}$$

8.3 Расчет эксплуатационных затрат

Для расчета эксплуатационных издержек необходимо учесть потери электроэнергии в трансформаторах.

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети по формуле [19]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}; \quad (8.3)$$

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в схеме, равные 374 кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, равная 3.84 руб./кВт*ч.[21].

Стоимость потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = 374 \cdot 3,84 = 1436 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{экс}} = K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ПС}} \quad (8.4)$$

где $K_{\text{ПС}}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ПС;

$K_{\text{ВЛ}}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ВЛ;

$\alpha_{\text{эрс}} = 0.067$ – ежегодные отчисления на текущий ремонт и обслуживание подстанции 110 кВ [21].

Рассчитаем затраты на эксплуатацию и ремонт оборудования по формуле:

$$I_{\text{экс}} = 2091566 \cdot 0,067 = 140100 \text{ тыс.руб.}$$

8.4 Оценка экономической эффективности проекта

Простой срок окупаемости представляет собой период, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции. Определение срока окупаемости капитальных вложений производится последовательным суммированием величины чистого дохода в стабильных ценах по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений [19]:

$$\sum_{t=0}^{t_c} K_t = \sum_{t=t_n}^{T_{\text{ок П}}} (O_{\text{пт}} - I_t - H_t) = \sum_{t=t_n}^{T_{\text{ок П}}} (\Pi_{\text{чт}} - I_{\text{ам}t}) \quad (8.5)$$

где t_c – срок завершения инвестиций (окончание строительства);

t_n – момент начала производства;

$I_{\text{ам}_t}$ – амортизационные отчисления.

Чистый дисконтированный доход относится к интегральным критериям оценки экономической эффективности инвестиций и оперирует с показателями работы проектируемых объектов по годам расчетного периода с учетом фактора времени. В этом методе расходы и доходы, разнесенные во времени, приводятся к одному моменту времени, обычно этим моментом выбирают дату, когда планируется начать проект или же дату начала производственной деятельности или условную дату, которая близка ко времени расчетов эффективности проекта. Процедура проведения разновременных платежей к базовой дате называется дисконтированием, а получаемая величина - дисконтированной стоимостью. Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей Δ_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования), принимая во внимание тот факт, что наш проект сооружается на протяжении 4 лет.

$$\text{ЧДД} = \frac{O_p - K_{\Sigma} - I_t - H_t}{(1+E)^t} ; \quad (8.6)$$

где O_p – выручка от реализации проекта;

K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

I_t – полные эксплуатационные расходы;

H_t – отчисления налога на прибыль;

$E=0.5$ – норма дисконта.

Подробный расчет чистого дисконтированного дохода представлен в Приложении А. Расчёт чистых денежных потоков сведём в таблицу 8.4.

Таблица 8.4 – Расчёт чистых денежных потоков

Год	К _t , млн. руб.	О _{рт} , млн. руб.	И _{эксп.т} , млн. руб.	Н _t , млн. руб.	Э _t , млн. руб.	(1+E) ^{-t}	Э _д , млн. руб.	Э _{дс} , млн. руб.
1	522,89	747,00	140,14	120,57	-36,60	0,91	-33,31	-62,86
2	522,89	747,00	140,14	120,57	-36,60	0,86	-31,48	-94,34
3	522,89	747,00	140,14	120,57	-36,60	0,82	-30,01	-124,35
4	522,89	747,00	140,14	120,57	-36,60	0,78	-28,55	-152,90
5	0,00	747,00	140,14	120,57	486,29	0,75	364,72	211,82
6	0,00	747,00	140,14	120,57	486,29	0,71	345,27	557,09
7	0,00	747,00	140,14	120,57	486,29	0,68	330,68	887,77
8	0,00	747,00	140,14	120,57	486,29	0,65	316,09	1203,86
9	0,00	747,00	140,14	120,57	486,29	0,61	296,64	1500,49
10	0,00	747,00	140,14	120,57	486,29	0,59	286,91	1787,41
11	0,00	747,00	140,14	120,57	486,29	0,56	272,32	2059,73
12	0,00	747,00	140,14	120,57	486,29	0,53	257,73	2317,46
13	0,00	747,00	140,14	120,57	486,29	0,51	248,01	2565,47
14	0,00	747,00	140,14	120,57	486,29	0,48	233,42	2798,89
15	0,00	747,00	140,14	120,57	486,29	0,46	223,69	3022,58
16	0,00	747,00	140,14	120,57	486,29	0,44	213,97	3236,55
17	0,00	747,00	140,14	120,57	486,29	0,42	204,24	3440,79
18	0,00	747,00	140,14	120,57	486,29	0,40	194,52	3635,31
19	0,00	747,00	140,14	120,57	486,29	0,38	184,79	3820,10
20	0,00	747,00	140,14	120,57	486,29	0,36	175,06	3995,17

Принимаем допущения:

- строительство проекта осуществляется в течении 4 лет;
- инвестирование разбито на равные доли и осуществляется в течение всех 4 лет;
- получение прибыли возможно с 1 года.

График строится нарастающим итогом, т.е. к текущему значению ЧДД прибавляется последующее значение. Оценка экономической эффективности (ЧДД) с учетом фактора времени (расчетного периода) объекта приведена на рисунке 8.1.

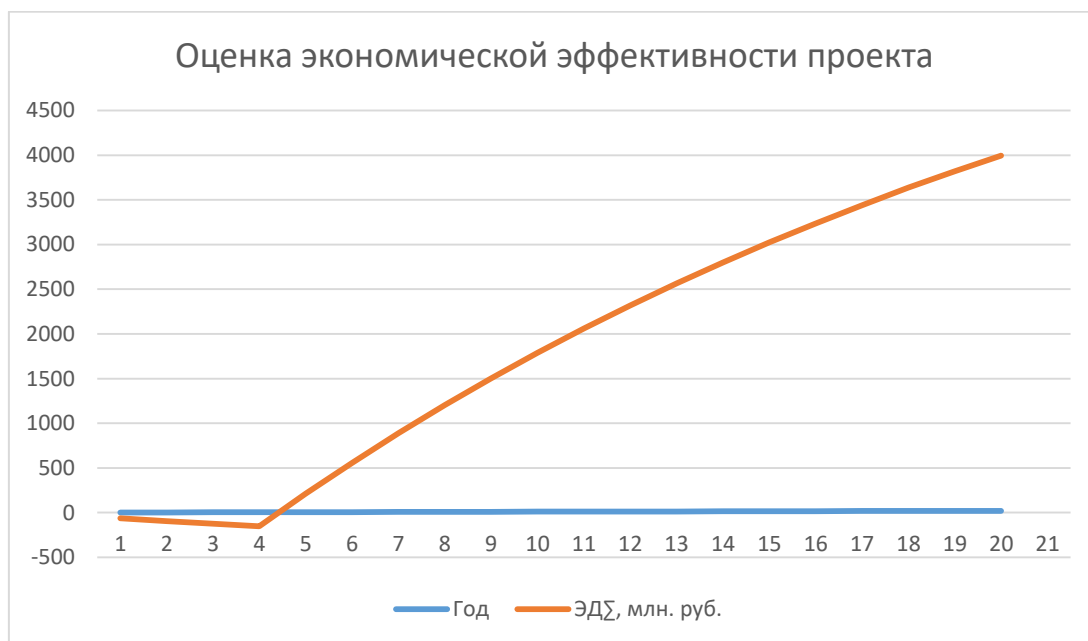


Рисунок 8.1 – Оценка экономической эффективности проекта

Значение ЧДД положительное, затраты на проект окупаются в районе 4-5 лет, на основании чего можно сделать вывод, что проект рекомендуется к реализации.

9.1 Перечень мероприятий по определению технических средств и методов работы

9.1.1 Общие положения

При производстве строительно-монтажных работ необходимо строго соблюдать требования глав СНиП 12.03-2001 и СНиП 12.04-2002.

Все участники строительства должны быть защищены от воздействия опасных и вредных факторов.

Администрация обязана выдать рабочим необходимые средства индивидуальной защиты (специальную одежду, обувь, каски, страховочные пояса и др.) и выполнить мероприятия по коллективной защите рабочих. Во избежание несчастных случаев с посторонними лицами территорию строительной площадки ограждают забором высотой не менее 2 м.

На территории строительства должны быть установлены указатели проездов и проходов. Проходы, проезды и погрузочно-разгрузочные площадки необходимо очищать от мусора, строительных отходов и не загромождать. В зимнее время регулярно очищать проезжую часть от снега и льда, а тротуары и пешеходные дорожки, кроме того, посыпать песком.

В процессе строительно-монтажных работ на объекте возникают опасные зоны, т.е. участки, на которых пребывание людей становится опасным. Опасные зоны могут быть постоянными и временными. К постоянным опасным зонам относятся зоны при монтаже зданий, монтажные работы на высоте, электросварочные работы, работы в охранной зоне линий электропередач, работы в зоне действия грузоподъемных машин и др.

Временными считаются опасные зоны, которые возникают в процессе производства работ продолжительностью до одной рабочей смены (монтаж крана, подъемника, взрывные работы и т.д.). Опасные зоны и способы их ограждения определяются в проекте производства работ с уточнением их в процессе производства работ.

Мероприятия по технике безопасности при осуществлении комплекса, строительно-монтажных работ должны быть разработаны в проектах производства работ, в зависимости от конкретных условий их выполнения и в соответствии со СНиП 12-03-2001 и 12-04-2002.

Ответственность за соблюдение согласованных мероприятий по технике безопасности возлагается как на генеральную строительную организацию, так и на администрацию заказчика, на территории которого производятся строительно-монтажные работы.

9.1.2 Требования к технологическим процессам

Осуществление работ без проекта производства работ, содержащего решения по охране труда и технике безопасности не допускается.

Перед допуском к работе вновь привлекаемых работников необходимо провести вводный инструктаж на рабочем месте согласно ГОСТ 12.0.004-90, а повторные и инструктажи в сроки, установленные действующими правилами.

Допуск посторонних лиц, а также работников в нетрезвом состоянии, на территорию строительной площадки, на рабочие места, в производственные и санитарно-бытовые помещения запрещается.

Строительные машины, транспортные средства, производственное оборудование, средства механизации, приспособления, оснастка, ручные машины и инструмент должны соответствовать требованиям государственных стандартов по безопасности труда, а вновь приобретаемые - сертификат на соответствие требованиям безопасности труда.

Запрещается эксплуатация вышеперечисленных средств механизации без предусмотренных их конструкцией ограждающих устройств, блокировок, систем сигнализации и других средств коллективной защиты работающих.

Персонал, эксплуатирующий средства механизации, оснастку, приспособления и ручные машины, до начала работ должен быть обучен безопасным методам и приемам работы с их применением согласно требованиям инструкции завода изготовителя и инструкции по охране труда работников строительства.

Земляные работы допускаются вести только под наблюдением производителя работ (мастера). Перемещение автосамосвалов в зоне действия погрузочных механизмов осуществляется только по сигналам машинистов. В зоне погрузо-разгрузочных работ должны быть установлены знаки безопасности и предупредительные надписи.

Производство земляных работ в охранной зоне кабелей высокого напряжения необходимо осуществлять по наряду-допуску. В этих условиях производство работ следует осуществлять под непосредственным наблюдением руководителя работ и работников организации, эксплуатирующей эту сеть.

Граница опасных зон, в пределах которых действует опасность поражения электрическим током, устанавливается согласно таблице Г.2. СНиП 12.03-2001 и соответствует для высоковольтных линий напряжением 1-35 кВ для механизмов и грузоподъемных машин в рабочем положении от стропов и грузозахватных приспособлений - 2м.

9.1.3 Требования к организации строительной площадки

Рабочие и ИТР, занятые на объекте, должны быть обеспечены санитарно-бытовыми помещениями (гардеробными, сушилками для одежды и обуви, помещениями для приема пищи, отдыха и обогрева, туалетами) в соответствии с действующими нормами.

Подготовка к эксплуатации санитарно-бытовых помещений и устройств для работающих на строительной площадке должна быть закончена до начала основных строительного-монтажных работ.

На объекте строительства необходимо выделять помещения или места для размещения аптечек с медикаментами, носилок, фиксирующих шин и других средств для оказания первой медицинской помощи пострадавшим.

Ограждение территории выполнить высотой не менее 2м.

Все работающие на строительной площадке должны быть обеспечены питьевой водой, качество которой должно соответствовать санитарным требованиям.

9.1.4 Пожарная безопасность

Пожарная безопасность на строительной площадке должна обеспечиваться в соответствии с «Правилами пожарной безопасности при производстве строительного-монтажных работ» и «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации».

Противопожарные мероприятия строящегося объекта обеспечивает строительная подрядная организация по указаниям пожарной инспекции, обслуживающей территорию строительства.

Ответственность за пожарную безопасность стройки, современное выполнение противопожарных мероприятий, обеспечение средствами пожаротушения, организацию и работу пожарной охраны несет персонально руководитель генподрядной организации или его заместитель.

При выполнении работ субподрядными организациями ответственность возлагается на руководителей этих организаций.

Ответственность за пожарную безопасность бытовых и вспомогательных подсобных помещений несут должностные лица, в ведении которых находятся эти помещения.

Руководитель строительного участка обязан:

- организовать проведение на объекте противопожарного инструктажа;
- ежедневно по окончании работы проверять противопожарное состояние своего объекта, отключения электросетей и оборудования;
- знать пожарную опасность своего производственного участка;
- обеспечить исправное содержание и постоянную готовность средств пожаротушения, обучать рабочих и служащих правилам применения этих средств;
- в каждой смене должен быть назначен ответственный за противопожарную безопасность;
- на стройплощадке предусмотреть место для отдыха под навесом. Необходимо
- обеспечить его средством пожаротушения, бочкой с водой, ящиком с песком. На этом месте должна быть надпись: «Место для курения».

Разводить костры на территории строительства запрещается.

Лакокрасочные материалы должны подвозиться к местам применения в готовом виде. Тара из-под лакокрасочных материалов должна быть плотно закрыта и храниться на специально отведенном участке в металлическом ящике.

Порядок совместного хранения веществ и материалов осуществляется в соответствии с приложением 7 ГОСТ 12.1.004-91*.

При использовании импортных веществ и материалов, необходимо строго соблюдать фирменные указания и инструкцию на производство работ с этими материалами.

К работе с материалами, содержащими огнеопасные вещества, допускаются лица, прошедшие обучение программе пожарно-технического минимума и проинструктированные о мерах пожарной безопасности перед началом работ.

Во время заправки механизмов машинистам и лицам, находящимся вблизи, не разрешается курить и пользоваться огнем. После заправки, машины необходимо вытереть от подтеков топлива и масла, а замасленную ветошь складировать в металлический закрытый ящик.

9.2 Описание проектных решений и мероприятий по охране окружающей среды в период строительства

Охрана окружающей среды в период строительства обязывает строительные организации кроме обязательного выполнения проектных решений по этим вопросам осуществлять ряд мероприятий, направленных на сохранение окружающей среды и если нанесения, то самого минимального ущерба во время строительства.

В проекте организации строительства предусматриваются следующие мероприятия по охране окружающей среды:

- при производстве работ существующую древесно-кустарниковую растительность следует максимально сохранять;
- производственные и бытовые стоки, образующиеся на строительной площадке, должны очищаться и обезвреживаться;

- оборудование площадки контейнерами в районе размещения бытовых помещений, для сбора твердых, хоз-бытовых отходов и мусора;
- запрещается разжигание костров с использованием дымящих видов топлива и сжигание на строительной площадке строительных отходов;
- выбор кранов, строительных машин, оборудования и транспортных средств определяется минимальным выделением токсичных газов при работе.

Уровни шума, вибрации, запыленности, загазованности не должны превышать гигиенические нормативы.

Ответственность за выполнение природоохранных мероприятий несет Подрядчик. Контроль осуществляется органами государственного надзора, выдавшими разрешение на проведение работ.

9.2.1 Воздействия шума ПС после ввода в эксплуатацию

На открытом воздухе на территории подстанции установлены трансформаторы, 2 трансформатора ТРДН 40000/110. Прилегающей территорией являются жилые дома, нормируемые допустимые уровни шума для дневных часов – 55 дБА, а для ночных – 45 дБА.

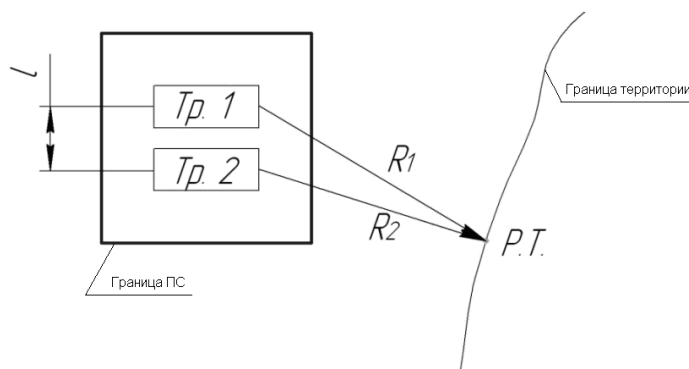


Рисунок 9.1 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Определяем шумовые характеристики источника шума, согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля».

Корректированный уровень звуковой мощности L_{pA} , дБА, для классов напряжения 110 кВ является 91 дБА

- 1) Так как расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l$,

$R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 \cdot L_{WAi}} ; \quad (9.1)$$

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^2 10^{(0,1 \cdot 91)} \right) = 94,01 \text{ дБА}.$$

где N - количество источников шума (ТМ);

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

2) На границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука

$$DV_{L_A} = L_{WA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0} ; \quad (9.2)$$

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

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WA\Sigma} - DV_{L_A})}}{2\pi}} \quad (9.3)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(91-45)}}{2\pi}} = 113 \text{ м}$$

Любое $R \geq 113 \text{ м}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на территории. Данное размещение подстанции выполняет принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{C33}$ санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму [8].

9.2.2 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

В рамках настоящего проекта предусмотрены следующие мероприятия:

- устранение открытого хранения, погрузки и перевозки сыпучих материалов, применение контейнеров;
- применение герметичных емкостей для перевозки раствора, бетона;
- соблюдение технологии и обеспечение качества выполненных работ, исключающие переделки;
- не допускается сжигание на строительной площадке отходов строительных материалов.

К работе допускаются строительные машины только серийного производства в технически исправном состоянии, исключающем утечку топлива, масла и не превышающих норм выброса в атмосферу вредных веществ. В подготовительный период строительно-монтажных работ будет разработан план мероприятий по поддержанию парка машин и механизмов, в основном периоде в работоспособном состоянии, а так же по проведению постоянного контроля (службой главного механика) уровня выбросов в атмосферу диоксида азота и СО в составе выхлопных газов.

Техническое обслуживание и заправка строительных машин и автотранспорта производится на строительных базах, вне отведенной площадки.

При эксплуатации строительных машин с двигателями внутреннего сгорания не допускать пролива на почвенный слой горюче-смазочных материалов.

В качестве возможных мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ рекомендуется уменьшить количество одновременно работающих единиц дорожно-строительной техники и автотранспорта, участвующего в доставке строительных материалов.

В соответствии с Законом Российской Федерации «Об охране окружающей природной среды» и требованиями ГОСТа 17.2.302-78 и РД 52.04.52-85 «Методические указания. Регулирование выбросов при неблагоприятных метеоусловиях ГГО им А.И. Воейкова» в период НМУ предусматриваются мероприятия по временному сокращению выбросов, загрязняющих веществ в атмо-

сферу. Мероприятия по сокращению выбросов при первом режиме работы позволяют уменьшить концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха на 15-20 %, по второму – на 20-40 %, по третьему – на 40-60 %.

Мероприятия по сокращению выбросов при первом режиме работы предприятия включают в себя мероприятия общего характера. При проведении работ при эксплуатации можно предусмотреть мероприятия по регулированию выбросов в атмосферу при НМУ только для 1-го режима, которые носят организационный характер. К таким мероприятиям можно отнести:

- усиление контроля за точным соблюдением технологического регламента;
- усиление контроля за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- усиление контроля за выбросами автотранспорта путем проверки состояния и работы двигателей, определение содержания оксида углерода в выхлопных газах;
- проводить влажную уборку производственных помещений предприятия, где это допускается правилами техники безопасности;
- увлажнение территории пылящих объектов;
- снижение количества работающего автотранспорта и дорожно-строительной техники.

При втором режиме работы предприятия мероприятия должны обеспечить сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы примерно на 20-40 %. Эти мероприятия включают в себя все мероприятия, разработанные для первого режима, а также мероприятия, влияющие на технологические процессы и сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия. К таким мероприятиям можно отнести:

- остановка оборудования, если сроки начала планово-предупредительных работ по ремонту технологического оборудования и наступления НМУ достаточно близки;

- ограничение использования автотранспорта и других передвижных источников выбросов на территории предприятия и города согласно ранее разработанным схемам маршрутов.

9.2.3 Обоснование решений по очистке сточных вод и утилизации обезвреженных элементов, по предотвращению аварийных сбросов сточных вод

Развитие опасных оползневых процессов и образование оврагов (и других эрозионных форм рельефа) на склонах может быть предотвращено и минимизировано путем:

- регулирования поверхностного стока воды (устройство струенаправляющих валиков из земли или канав с отсыпкой вынутой земли в валики по борту канавы с низовой стороны);

- укрепление всего приовражного участка от начала до устья оврага (создание защитных полос из деревьев и кустарников);

- укрепление дна оврага (талъвега) (с помощью каменной наброски; или засыпкой талъвега щебнем и устройством водопропускных труб);

- выполаживание крутых бортов оврага;

- засев приовражной зоны травами, посадка кустарников и деревьев.

Основными мероприятиями, предотвращающими поверхностный смыв и вымывание грунта на склоновых участках, являются устройство открытого или закрытого дренажа и поверхностное или объемное закрепление грунта.

9.2.4 Виды и характеристика негативного воздействия на земельные ресурсы и почвенный покров на этапе строительства объекта

Основными видами воздействия на земли и почвенный покров при строительстве являются:

- механическое воздействие на почвы и грунты при строительстве, что может приводить к развитию процессов переуплотнения почв и грунтов, и как следствие, переувлажнения почв и развитию процессов подтопления, активизации эрозионных процессов;

- эмиссия в воздушный бассейн выбросов загрязняющих веществ от строительной техники и автотранспорта при выполнении строительного-монтажных работ и их осаждение на почвенный покров;

- дополнительное образование производственных и бытовых отходов и их размещение и складирование.

Основное воздействие на земли и почвенный покров будет происходить при проведении подготовительных и строительных земляных работ.

Непосредственно на территории изыскания почвенный покров при строительстве изменится не значительно. Но при планировке территории возможна активизация экзогенных процессов как на самих строительных площадках (насыпях, обваловках и др.), так и в прилегающих естественных ландшафтах, в особенности при наличии механических нарушений.

По окончании строительства указанные выше нарушения будут ликвидированы благодаря предусмотренным организационно-техническим мероприятиям по восстановлению ландшафта.

В процессе эксплуатации ПС негативных техногенных воздействий на территорию, условия землепользования и геологическую среду не прогнозируется.

9.2.5 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов и почвенного покрова, в том числе мероприятия по рекультивации нарушенных или загрязненных земельных участков и почвенного покрова

При осуществлении строительства необходимо руководствоваться требованиями об улучшении охраны окружающей среды и рациональном использовании природных ресурсов.

Одним из первоочередных мероприятий является сохранение и использование плодородного слоя почвы с площадки строительства.

При его осуществлении необходимо тщательное проведение организации работ по снятию плодородного слоя почвы без смещения его с подстилающими нерастительными слоями, так как в противном случае возникает необходимость

пересмотра норм внесения минеральных удобрений, продолжительности сроков биологического освоения.

В места хранения плодородного слоя почвы необходимо предусмотреть меры по его защите от загрязнения, подтопления и затопления при производстве строительно–монтажных работ с учетом дальнейшего использования для благоустройства территории.

После завершения строительства на территории объекта должен быть убран строительный мусор, ликвидированы ненужные выемки и насыпи, выполнены планировочные работы и проведено благоустройство земельного участка. На свободной от застройки территории предусматривается создание зон для отдыха, с посадкой деревьев-саженцев, рядового и группового кустарника, устройство клумб и газонов с посевом трав.

Снижению воздействия на земли в период строительства будут способствовать следующие мероприятия, предусмотренные проектом:

- проведение строительных работ строго в пределах строительной площадки; не допускать загрязнения производственными и другими отходами земель, примыкающих к территории строительства;
- ежедневный сбор и складирование отходов в специальные бункеры с последующим вывозом на полигоны;
- устройство и дальнейшее использование подъездных дорог для доставки строительных материалов и техники;
- при производстве работ по вертикальной планировке территории необходимо обеспечить отвод поверхностных вод со скоростями, исключаящими эрозию почвы;
- размещение всех строительных материалов, необходимых для строительства, на специально отведенной площадке, которая должна быть выровнена, утрамбована и обеспечена отводом поверхностных вод;
- контроль за оборудованием, используемым в строительстве, для предупреждения аварийных ситуаций;

- техническое обслуживание строительных машин автотранспорта производится на базах строительных организаций, вне отведенной площадки;
- на выезде с территорий строительства устраивается площадка для мойки колеса автотранспорта и ходовых частей гусеничных механизмов с уклоном к водоприемному колодцу с отстойной частью;
- реализация природоохранных мероприятий.

При прокладке водонесущих коммуникаций предусматриваются мероприятия, предотвращающие возможность утечек. С целью избежания развития процессов подтопления, строительство подземных частей зданий будет вестись с учетом направления подземного стока с территории. Организация отвода поверхностных вод, а также гидроизоляция заглубленных конструкций и коммуникаций обеспечат отсутствие негативных воздействий строительства на геологическую среду.

Негативные процессы, влияющие на состояние земель в период эксплуатации объекта, могут быть устранены путем выполнения следующих мероприятий:

- содержание территории с четким разграничением дорожных покрытий и поверхностей с растительным покровом;
- систематически проводить уход за почвенным покровом (рыхление, подсыпку плодородного грунта, посев газонных трав);
- обеспечить регулярную уборку территории и размещение образующихся бытовых отходов на специальных площадках с мусоросборными контейнерами.

По данным инженерно-экологических изысканий выявлено, что в результате проведенных исследований почвенный покров в районе строительства объекта соответствует всем предъявляемым критериям и является нормальным. Также результаты исследований показали повышенное содержания бенз/а/пирена в почве. Для устранения и обезвреживания нахождения данного загрязнителя возможны следующие способы: механические, химические и агротехнические.

К механическим способам обезвреживания относятся:

1. Удаление верхнего, наиболее загрязнённого слоя почвы и его захоронение.

2. Перемешивание верхнего загрязнённого слоя с незагрязнённым грунтом.

3. Нанесение на загрязненную почву слоя чистой плодородной земли мощностью до 10 см или грунта. Приём может быть эффективен в зоне промывного водного режима. В почвах с непромывным водным режимом положительный эффект наблюдался лишь первые 4-5 лет, а затем часто следует вторичное загрязнение почв в результате вторичного засоления солями загрязняющих элементов. Положение исправляли созданием двухслойного покрова: насыпали слой карбонатного суглинка мощностью 10-15 см для создания экрана и защиты вышележащего насыпного гумусированного слоя.

Химические способы инактивации основаны на переводе этих элементов в малоподвижные соединения.

При строительстве объекта проектные решения должны обеспечивать:

- своевременную рекультивацию земель, нарушенных при строительстве зданий и сооружений;

- снятие почвенного слоя при строительстве зданий и сооружений и использование его для рекультивации нарушенных земель.

Таким образом, принятые проектные решения минимизируют опасность развития экзогенных геологических процессов и исключают негативное воздействие на геологическую среду.

9.2.6 2.5. Обращение с отходами производства и потребления.

Отходы производства и потребления, образующиеся на разных этапах строительства и эксплуатации объектов строительства, являются основными потенциальными источниками воздействия на все компоненты окружающей среды: почвенно – растительный покров, атмосферный воздух, подземные и поверхностные воды.

При несоблюдении условий сбора и хранения отходов возможно загрязнение и захламление окружающей природной среды.

Степень опасности загрязнения окружающей среды при обращении с отходами зависит от количества и состава отходов, класса опасности для окружающей среды, периодичности образования и характера размещения.

Основными источниками образования отходов на этапе строительства являются:

- все этапы строительных работ (подготовительного и основного периода);
- эксплуатация строительной техники и механизмов;
- жизнедеятельность рабочего персонала.

В период строительства негативное воздействие отходов на окружающую среду уменьшается следующими факторами:

- отсутствие длительного накопления строительных отходов – вывоз с места утилизации, размещения;
- технологические процессы строительства базируются на максимализации использования сырьевых материалов и оборудования, что обеспечивает минимальное количество отходов;
- техническое обслуживание и ремонт автотранспорта и строительной техники производится на специально обустроенной площадке.

Основные объемы образования отходов в период строительства приходятся на отходы, которые относятся к 4-5 классам опасности, т.е. мало опасным и практически не опасным.

9.2.7 Мероприятия по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке и размещению опасных отходов

На период строительства на стройплощадке будут установлены биотуалеты для рабочих и контейнеры для сбора бытового мусора, с дальнейшим вывозом отходов.

Образовавшиеся в период реконструкции строительные отходы и мусор, отвозятся автотранспортом на полигоны твердых отходов по договорам с местными органами.

Чтобы уменьшить воздействие отходов на окружающую среду в период строительства рекомендуется выполнять следующие положения:

- проводить строительные работы строго в пределах строительной площадки (землеотвода);
- производить сбор и складирование отходов в специально отведенных местах, учитывая состав образующихся отходов, и вовремя производить вывоз отходов с территории строительства;
- на территории строительной площадки строго запрещается «захоронение» бракованных сборных ж/б и других конструкций;
- сжигание отходов и строительного мусора на участке в пределах стройплощадки запрещается.

Строительство должно завершаться доброкачественной уборкой с выполнением благоустройства, с восстановлением растительного покрова.

9.3 Описание проектных решений и мероприятий по охране объектов в период строительства

На период строительства объект огораживается по периметру строительным забором из профилированного листа. На въезде организуется помещение охраны и КПП. Места складирования ценного инвентаря, оборудования и строительных материалов огораживаются временным забором. Строительная площадка освещается прожекторами на опорах.

Мероприятия, которые необходимо предусмотреть на период строительства:

- ограждение площадки по периметру;
- установка щита с надписью при въезде «Объект охраняется»;
- круглосуточная охрана объекта, обходы территории;
- устройство временного освещения объекта на период строительства согласно ГОСТ 12.1.046-2014;
- оборудовать пост охраны при въезде на площадку;
- организация пропускного режима.

При охране объекта должны выполняться следующие требования:

- охраняемые бытовки, вагончики и т.п. должны иметь запирающиеся двери, окна этих объектов должны быть защищены;
- кабины строительной техники, машин, а также их двигатели и топливные баки должны быть закрыты и опечатаны;
- вскрытие и сдачу объектов охраны производить только с представителями заказчика, о чем делать отметку в журнале приема и сдачи дежурств;
- оконные проемы первого этажа охраняемого здания должны иметь решетки или быть недоступны для проникновения посторонних лиц;
- все товарно-материальные ценности должны всегда находиться в местах, установленных инструкциями, распоряжаться ими могут только ответственные за это лица; на находящиеся в охраняемых помещениях товарно-материальные ценности должна быть составлена опись с указанием в ней артикулов предметов и их стоимости, которая подписывается материально ответственным лицом и скрепляется печатью предприятия (заказчика); один экземпляр описи находится у материально ответственного лица, второй - передается охране;
- при каждом приеме и сдаче дежурства необходимо пересчитывать охраняемое оборудование, технику, другие товарно-материальные ценности.

Нахождение на строительной площадке людей, не занятых на производстве не допускается. Кроме непосредственных исполнителей работ доступ на территорию стройплощадки должен обеспечиваться только представителям заказчика (заказчика), органам государственного контроля (надзора), авторского надзора и местного самоуправления.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной выпускной квалификационной работе был произведен расчет вновь вводимой в эксплуатацию ПС 110 кВ Прохладная и прилегающей к ней сети. Строящаяся ПС расположена в Приморском крае. Строительство ПС 110 кВ Прохладная вызвано необходимостью обеспечить надежное электроснабжение потребителей Филиала АО «ДРСК» в связи с ростом электрических нагрузок в регионе.

В ВКР был осуществлен расчет токов короткого замыкания, необходимых для осуществления выбора оборудования и расчета параметров срабатывания релейной защиты, рассмотрены варианты реконструкции прилегающей сети к ПС 110 кВ Прохладная и принят наиболее подходящий.

Произведен расчет и прогнозирование электрических нагрузок на ПС 110 кВ Прохладная после чего был сделан вывод о целесообразности установки трансформаторов мощностью 40 МВА.

В рамках данной ВКР произведен выбор и проверка оборудования на соответствие требованиям к установке. Были выбраны силовые выключатели, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения стороны 110 кВ, осуществлена проверка оборудования КРУ 6,3 кВ.

Защита от грозových и коммутационных перенапряжений принята с помощью ОПН, установленных вблизи силовых трансформаторов со стороны высокого и низкого напряжения. Заземляющее устройство подстанции принято в виде сетки из горизонтальных заземлителей и вертикальных электродов.

В части проектирования устройств РЗА вновь вводимых линий были выбраны микропроцессорные терминалы защит фирмы АВВ. Расчет уставок выбранных защит осуществлён согласно действующим руководящим указаниям и рекомендациям фирм-изготовителей. В проекте рассматриваются вопросы выполнения комплексов релейной защиты с использованием многофункциональных микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики элементов ПС.

Произведен экономический анализ, по результатам которого была получена оценка о целесообразности проведения реконструкции и рассчитан срок окупаемости равный 4-5 лет.

Так же были рассмотрены вопросы охраны труда на ПС, безопасности и экологичности. В части экологической безопасности был произведен расчет маслоприемника силовых трансформаторов. При рассмотрении вопроса экологичности были рассмотрены вопросы касаемые производимым уровнем шума трансформаторов на ПС. Так же были рассмотрены вопросы пожарной безопасности, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера.

Результатом реконструкции стало повышение надежности электроснабжения потребителей АО «ДРСК» в Приморском крае в близи ПС 110 кВ Прохладная.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок. Минэнерго РФ. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2003;
2. Электротехнический справочник Т.3 / В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2002;
3. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования». – Введ. 23.03.1998 г. – М.: Московский энергетический институт;
4. ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчёта в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ;
5. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М: Энергоатомиздат;
6. РД 153-34.3-35.125-99 «Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений». – Введ. 12.07.1999. – СПб.: Издательство ПЭИПК;
7. Попов, Е.Н. Механическая часть воздушных линий электропередач: учебное пособие. / Е.Н. Попов. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 1999;
8. Крючков И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие / И.П. Крючков, В.Н. Неклепаев и др.; под ред. И.П. Крючкова и В.А. Старшинова. – 2-е изд. – М.: издательский центр «академия», 2006. – 416 с.
9. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - М.: Энергоатомиздат, 1989;
10. Козлов, А.Н. Релейная защита и автоматика: учебное пособие / А.Н. Козлов, Ю.А. Ротачёв. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2006;
11. Савина, Н.В. Техника высоких напряжений. Грозových перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с.

http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf

12. ПТЭЭП. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей [Электронный ресурс] URL: <https://base.garant.ru/12129664/> (Дата обращения: 15.05.2022).

13. Козлов, А.Н. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс]: учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 160с.

14. Индексы изменения сметной стоимости оборудования на I квартал 2022 года [Электронный ресурс] // E-smeta.ru: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://www.e-smeta.ru/index/1347-indexy-smetnoy-oborudovaniya-1kv2022.html>.

15. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян – М.: НТФ «Энергосетьпроект» 2012. -376 с.

16. Булгаков А. Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014;

17. Шабад, М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография / М. А. Шабад. - 4-е изд., перераб. и доп. - СПб.: ПЭИПК, 2003;

18. Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957) [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/573264184> (Дата обращения: 06.05.2022);

19. Судаков, Г. В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству и модернизации систем электроснабжения объектов: учеб. – метод. пособие / Г. В. Судаков, Т. А. Галушко. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2006;

20. Пособие по проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 0,38-20 кВ с неизолированными и защищенными проводами. ОАО «ФСК ЕЭС» Филиал ОАО «НТЦ электроэнергетики РОСЭП» 2011;

21. Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, А.Л.Мызин, С.Н.Шелюг. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2005;

22. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008 схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения [Электронный ресурс] URL: https://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/Schems.pdf (Дата обращения: 04.03.2022);

23. Федеральный закон от 22.07.2008 г. №123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/902111644> (Дата обращения: 03.03.2022);

24. СО 153-34.21.122-2003 (РД 34.21.122-87) «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» (утв. Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 280) [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200034368> (Дата обращения: 15.03.2022);

25. Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ (ред. от 26.03.2022 г.) «Об охране окружающей среды» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/901808297> (Дата обращения: 05.04.2022);

26. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 1 декабря 2020 года N 999 " Об утверждении требований к материалам оценки воздействия на окружающую среду" [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/573339130?marker=6560Ю> (Дата обращения: 29.04.2022);

27. ГОСТ 17.4.3.02-85 «Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ» [Электронный

ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004382> (Дата обращения: 03.03.2022);

28. Приказ Минэнерго РФ от 13.02.2019 N 101"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" (Зарегистрировано в Минюсте РФ 25.04.2019 N 54503) [Электронный ресурс] URL: <https://minjust.consultant.ru/special/documents/document/42706> (Дата обращения: 03.03.2022).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

ПС 110 кВ Прохладная. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

$$P := 41 \quad \text{tg} := 0.4$$

$$Q_c := P \cdot \text{tg} = 16.4$$

$$\Delta Q_{\text{ТР}} := 0.1 \cdot \sqrt{P^2 + Q_c^2} = 4.416 \quad \varphi := 0.6435$$

$$Q_{\text{нб}} := Q_c \cdot 0.7 + \Delta Q_{\text{ТР}} + 0 = 15.896$$

$$K_3 := 0.7 \quad N := 2 \quad Q_{\text{нн}} := 30.75$$

$$S_{\text{ТР}} := \frac{\sqrt{(P)^2 + (Q_{\text{нн}})^2}}{N \cdot K_3} = 36.607$$

$$S_{\text{трном}} := 40$$

$$K_{\text{норм}} := \frac{P}{2 \cdot S_{\text{трном}}} = 0.513$$

$$K_{\text{завар}} := \frac{P}{S_{\text{трном}}} = 1.025$$

Расчет ТКЗ

Ес - подпитка с стороны 110 кВ ПС Прохладная

Сопротивления схемы замещения

$$U_6 := 121$$

$$S_6 := 100$$

ВЛ 110 кВ Западная Прохладная

$$X_{\text{уд}} := 0.4$$

$$L_{\text{л1}} := 12 \quad L_{\text{лн}} := L_{\text{л1}} = 12$$

Продолжение Приложения А

$$X_{Л1} := X_{уд} \cdot L_{Л1} = 4.8$$

$$X_{1Л} := X_{Л1} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = 0.01933 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л1нп} := X_{Л1} \cdot 3 = 14.4 \text{ Ом}$$

$$X_{лнп1} := X_{Л1нп} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = 0.098 \text{ .e.}$$

Подпитка со стороны 110 кВ Западная

$$I_{c1} := 4.6 \quad I_{c1н} := 0.5$$

$$U_{cp1} := 121$$

$$X_{c1п} := \frac{U_{cp1}}{\sqrt{3} \cdot I_{c1}} = 15.187$$

Переведем в

$$X_{сп1} := X_{c1п} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = 0.104$$

$$E_{c1} := 1 \text{ о.е.}$$

Трансформатор на ПС 110 кВ Прохладная

ТД 40000/110 УХЛ1

$$S_{номт} := 40 \text{ МВА}$$

$$U_K := 10.5 \text{ \%}$$

Сопротивления трансформатора:

$$X_{Т1} := \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номт}} = 0.263 \text{ о.е.}$$

Продолжение Приложения А

Трансформатор на ПС 110 кВ Западная

Т – 1 ТДТН 40000/110/10

Т – 2 ТДТН 4000/110/10

$S_{НОМТ} := 40 \text{ МВА}$

$U_{КВС} := 15 \%$

$U_{КВН} := 20 \%$

$U_{КСН} := 6.5 \%$

$U_{КВ} := 0.5 \cdot (U_{КВС} + U_{КВН} - U_{КСН}) = 14.25$

$U_{КС} := 0$

$U_{КН} := 0.5 \cdot (U_{КВН} + U_{КСН} - U_{КВС}) = 5.75$

Сопротивления трансформатора:

$$X_{ТС} := 0.5 \cdot \frac{U_{КС}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{НОМТ}} = 0$$

$$X_{ТВ} := 0.5 \cdot \frac{U_{КВ}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{НОМТ}} = 0.178$$

$$X_{ТН} := 0.5 \cdot \frac{U_{КН}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{НОМТ}} = 0.072$$

Для точки К1

Прямая последовательность

Схема замещения для прямой последовательности

$L_{ВЛ} := 3 \quad L_{\text{ВЛ}} := 3$

$X_{Т1} = 0.263 \quad \circ$

$X_{ТВО} := \frac{X_{ТВ} \cdot X_{ТВ}}{X_{ТВ} + X_{ТВ}} = 0.089$

$X_{ТНО} := \frac{X_{ТН} \cdot X_{ТН}}{X_{ТН} + X_{ТН}} = 0.036 \quad \circ$
 .e.

$X_{Т} := \frac{X_{ТВО} \cdot X_{ТНО}}{X_{ТВО} + X_{ТНО}} = 0.026 \quad \circ$
 .e.

Продолжение Приложения А

$$X1 := \frac{X_{сп1} \cdot X_T}{X_T + X_{сп1}} = 0.021$$

$$X2 := X1 + X_{л1} = 0.039 \quad E_{ЭКВ} := 1$$

$$X_{ЭКВ1П} := \frac{X2 \cdot X_{T1}}{X_{T1} + X2} = 0.038$$

Нулевая последовательность

$$X_{ЛНП} := 3 \cdot 0.187 = 0.561$$

$$X_T + X_{ЛНП} = 0.587$$

$$X_{ЭКВ1Н} := \frac{(X_T + X_{ЛНП}) \cdot X_{T1}}{X_T + X_{ЛНП} + X_{T1}} = 0.065$$

Токи короткого замыкания

$$I_{\sigma} := \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} = 0.477$$

Трехфазный ток

$$I_{31} := \frac{E_{ЭКВ}}{X_{ЭКВ1П}} \cdot I_{\sigma} = 13.72 \quad \text{кА}$$

Двухфазный ток

$$I_{21} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{31} = 11.119 \quad \text{кА}$$

Однофазный ток

$$I_{11} := \frac{3 \cdot E_{ЭКВ}}{X_{ЭКВ1П} + X_{ЭКВ1П} + X_{ЭКВ1Н}} \cdot I_{\sigma} = 10.146 \quad \text{кА}$$

Для точек К2 и К3 расчет проводится аналогично.

Продолжение Приложения А

Выбор оборудования

Расчет тока на линии

ОРУ 110 кВ

$$U_{\text{номсети}} := 115$$

$$S_{\text{тр}} := 40000$$

По номинальному току

$$I_{\text{ном.расч.115}} := \frac{S_{\text{тр}}}{(\sqrt{3})U_{\text{номсети}}} \cdot 1.05 = 210.858$$

Проверка и выбор оборудования

ПС 110 кВ Западная

Силовое оборудование 110 кВ

По номинальному напряжению 110 кВ

$$U_{\text{номсети}} := 110 \quad \text{куд} := 1.85 \quad \text{totкл} := 3 \quad \text{tтер} := 3$$

$$S_{\text{тр}} := 40000 \quad I_{\text{по}} := 10.5 \quad \text{iter} := 40$$

По номинальному току

$$I_{\text{ном.расч.16}} := \frac{S_{\text{тр}}}{(\sqrt{3})U_{\text{номсети}}} \cdot 1.05 = 210.858$$

По току динамической устойчивости

$$i_{\text{уд}} := \sqrt{2} \cdot \text{куд} \cdot I_{\text{по}} = 27.471$$

$$Вк := (I_{\text{по}})^2 \cdot \text{totкл} = 330.75$$

$$(\text{iter})^2 \cdot \text{tтер} = 4.8 \times 10^3$$

Продолжение Приложения А

ПС 110 кВ Прохладная

Силовое оборудование 110 кВ

По номинальному напряжению 110 кВ

$$\begin{aligned} U_{\text{номсети}} &:= 110 & k_{\text{уд}} &:= 1.85 & t_{\text{откл}} &:= 3 & t_{\text{тер}} &:= 3 \\ S_{\text{тр}} &:= 40000 & I_{\text{по}} &:= 13.72 & i_{\text{тер}} &:= 40 \end{aligned}$$

По номинальному току

$$I_{\text{номрасч.16}} := \frac{S_{\text{тр}}}{(\sqrt{3})U_{\text{номсети}}} \cdot 1.05 = 210.858$$

По току динамической устойчивости

$$i_{\text{уд}} := \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по}} = 35.896$$

$$В_{\text{к}} := (I_{\text{по}})^2 \cdot t_{\text{откл}} = 564.715$$

$$(i_{\text{тер}})^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4.8 \times 10^3$$

ПС 110 кВ Западная

Силовое оборудование 110 кВ

По номинальному напряжению 110 кВ

$$\begin{aligned} U_{\text{номсети}} &:= 110 & k_{\text{уд}} &:= 1.85 & t_{\text{откл}} &:= 3 & t_{\text{тер}} &:= 3 \\ S_{\text{тр}} &:= 40000 & I_{\text{по}} &:= 16.76 & i_{\text{тер}} &:= 40 \end{aligned}$$

По номинальному току

$$I_{\text{номрасч.16}} := \frac{S_{\text{тр}}}{(\sqrt{3})U_{\text{номсети}}} \cdot 1.05 = 210.858$$

По току динамической устойчивости

$$i_{\text{уд}} := \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по}} = 43.849$$

$$В_{\text{к}} := (I_{\text{по}})^2 \cdot t_{\text{откл}} = 842.693$$

$$(i_{\text{тер}})^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4.8 \times 10^3$$

Продолжение Приложения А

Разъединители 110 кВ ПС 110 кВ Прохладная

По номинальному напряжению 110 кВ

$$\begin{aligned} U_{\text{номсети}} &:= 110 & k_{\text{уд}} &:= 1.85 & t_{\text{откл}} &:= 3 & t_{\text{тер}} &:= 3 \\ S_{\text{тр}} &:= 40000 & I_{\text{по}} &:= 13.72 & i_{\text{тер}} &:= 100 \end{aligned}$$

По номинальному току

$$I_{\text{ном,расч.16}} := \frac{S_{\text{тр}}}{(\sqrt{3})U_{\text{номсети}}} \cdot 1.05 = 210.858$$

По току динамической устойчивости

$$i_{\text{уд}} := \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по}} = 35.896$$

$$V_{\text{к}} := (I_{\text{по}})^2 \cdot t_{\text{откл}} = 564.715$$

$$(i_{\text{тер}})^2 \cdot t_{\text{тер}} = 3 \times 10^4$$

ПС 110 кВ Западная

Силовое оборудование 110 кВ

По номинальному напряжению 110 кВ

$$\begin{aligned} U_{\text{номсети}} &:= 110 & k_{\text{уд}} &:= 1.85 & t_{\text{откл}} &:= 3 & t_{\text{тер}} &:= 3 \\ S_{\text{тр}} &:= 40000 & I_{\text{по}} &:= 16.76 & i_{\text{тер}} &:= 40 \end{aligned}$$

По номинальному току

$$I_{\text{ном,расч.16}} := \frac{S_{\text{тр}}}{(\sqrt{3})U_{\text{номсети}}} \cdot 1.05 = 210.858$$

По току динамической устойчивости

$$i_{\text{уд}} := \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по}} = 43.849 \text{ кВ}$$

$$V_{\text{к}} := (I_{\text{по}})^2 \cdot t_{\text{откл}} = 842.693$$

Расчет молниезащиты ПС 110 кВ Прохладная

Размеры ОРУ:

Продолжение Приложения А

$$A := 84$$

$$B := 42$$

Высота молниеотводов:

$$h_1 := 24.3 \quad h_3 := 24.3$$

$$h_2 := 24.3 \quad h_4 := 24.3$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{12} := 67$$

$$L_{23} := 26$$

$$L_{34} := 67$$

$$L_{41} := 31$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{\text{эф1}} := 0.85 \cdot h_1 = 20.655$$

$$h_{\text{эф2}} := 0.85 \cdot h_2 = 20.655$$

$$h_{\text{эф3}} := 0.85 \cdot h_3 = 20.655$$

$$h_{\text{эф4}} := 0.85 \cdot h_4 = 20.655$$

Радиусы зон защиты на уровне земли:

$$r_{01} := (1.1 - 0.002 \cdot h_1)h_1 = 25.549$$

$$r_{02} := (1.1 - 0.002 \cdot h_2)h_2 = 25.549$$

$$r_{03} := (1.1 - 0.002 \cdot h_3)h_3 = 25.549$$

$$r_{04} := (1.1 - 0.002 \cdot h_4)h_4 = 25.549$$

Продолжение Приложения А

Высота защищаемого объекта:

$$h_x := 11.4$$

Радиусы зон защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{x1} := r_{01} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}1}}\right) = 11.448 \qquad h_{\text{эф}1} = 20.655$$

$$r_{x2} := r_{02} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}2}}\right) = 11.448$$

$$r_{x3} := r_{03} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}3}}\right) = 11.448$$

$$r_{x4} := r_{04} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}4}}\right) = 11.448$$

Наименьшие высоты внутренних зон:

- между M01 и M02:

$$h_{\text{cx}12'} := h_{\text{эф}1} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1\right) \cdot (L_{12} - h_1) = 13.085$$

$$h_{\text{cx}12''} := h_{\text{эф}2} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2\right) \cdot (L_{12} - h_2) = 13.085$$

$$h_{\text{cx}12} := \frac{h_{\text{cx}12'} + h_{\text{cx}12''}}{2} = 13.085$$

Продолжение Приложения А

- между M02 и M03:

$$h_{cx23'} := h_{\text{эф}2} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2\right) \cdot (L_{23} - h_2) = 20.354$$

$$h_{cx23''} := h_{\text{эф}3} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_3\right) \cdot (L_{23} - h_3) = 20.354$$

$$h_{cx23} := \frac{h_{cx23'} + h_{cx23''}}{2} = 20.354$$

- между M03 и M04:

$$h_{cx34'} := h_{\text{эф}3} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_3\right) \cdot (L_{34} - h_3) = 13.085$$

$$h_{cx34''} := h_{\text{эф}4} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_4\right) \cdot (L_{34} - h_4) = 13.085$$

$$h_{cx34} := \frac{h_{cx34'} + h_{cx34''}}{2} = 13.085$$

- между M04 и M01:

$$h_{cx41'} := h_{\text{эф}4} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_4\right) \cdot (L_{41} - h_4) = 19.467$$

$$h_{cx41''} := h_{\text{эф}1} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1\right) \cdot (L_{41} - h_1) = 19.467$$

$$h_{cx41} := \frac{h_{cx41'} + h_{cx41''}}{2} = 19.467$$

Наименьшая ширина внутренних зон на уровне защищаемого объекта:

- между M01 и M02:

$$r_{cx12'} := r_{01} \cdot \frac{h_{cx12'} - h_x}{h_{cx12'}} = 3.29 \qquad r_{01} = 25.549$$

Продолжение Приложения А

$$r_{cx12''} := r_{02} \cdot \frac{h_{cx12''} - h_x}{h_{cx12''}} = 3.29 \quad h_{cx12'} = 13.085$$

$$r_{cx12} := \frac{r_{cx12'} + r_{cx12''}}{2} = 3.29$$

- между M02 и M03:

$$r_{cx23'} := r_{02} \cdot \frac{h_{cx23'} - h_x}{h_{cx23'}} = 11.239$$

$$r_{cx23''} := r_{03} \cdot \frac{h_{cx23''} - h_x}{h_{cx23''}} = 11.239$$

$$r_{cx23} := \frac{r_{cx23'} + r_{cx23''}}{2} = 11.239$$

- между M04 и M03:

$$r_{cx34'} := r_{04} \cdot \frac{h_{cx34'} - h_x}{h_{cx34'}} = 3.29$$

$$r_{cx34''} := r_{03} \cdot \frac{h_{cx34''} - h_x}{h_{cx34''}} = 3.29$$

$$r_{cx34} := \frac{r_{cx34'} + r_{cx34''}}{2} = 3.29$$

- между M04 и M01:

$$r_{cx41'} := r_{01} \cdot \frac{h_{cx41'} - h_x}{h_{cx41'}} = 10.587$$

$$r_{cx41''} := r_{04} \cdot \frac{h_{cx41''} - h_x}{h_{cx41''}} = 10.587$$

Продолжение Приложения А

$$r_{\text{сх41}} := \frac{r_{\text{сх41}'} + r_{\text{сх41}''}}{2} = 10.587$$

Расчет заземляющего устройства ПС 110 кВ Прохладная

Площадь, используемая под заземлитель:

$$S := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) = 3.915 \times 10^3$$

Расстояние между полосами сетки:

$$a := 5$$

Общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_{\Gamma} := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot \left(\frac{B + 2 \cdot 1.5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1.5) \cdot \left(\frac{A + 2 \cdot 1.5}{a} \right) = 1.566 \times 10^3$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S}

Число ячеек:

$$m_{\text{расч}} := \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} = 12.514$$

$$m := 6$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L := 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 875.979$$

Число вертикальных электродов:

$$n_{\text{В}} := \text{round} \left(\frac{4 \sqrt{S}}{a} \right) = 50$$

При достаточной густоте сетки, что характерно для современных подстанций, R практически не зависит от диаметра и глубины укладки электродов и подсчитывается по эмпирической формуле:

$$l_{\text{В}} := 3 \text{ - длина вертикальных электродов}$$

Продолжение Приложения А

$$R_{\text{ПС}} := 140 \cdot \left(\frac{0.15}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot I_B} \right) = 0.472 \qquad \frac{I_B}{\sqrt{S}} = 0.048$$

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находится за пределами заземлителя).
Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана.
Стационарное сопротивление заземления ПС:

$$R_{\text{стац}} := \frac{6.5 \cdot R_{\text{ПС}}}{6.5 + R_{\text{ПС}}} = 0.44$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура во время грозового сезона.

$$I_{\text{МОЛН}} := 55$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{ИМП}} := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(140 + 320) \cdot (I_{\text{МОЛН}} + 45)}} = 1.428$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура:

$$R_{\text{ИМП}} := \alpha_{\text{ИМП}} \cdot R_{\text{стац}} = 0.629$$

Расчет шума трансформатора

$$L_{\text{wa}} := 91 \quad n := 2 \quad \text{ДУ}_{\text{LA1}} := 50$$

$$L_{\text{wa.сумм}} := 10 \cdot \log \left(10^{0.1 \cdot L_{\text{wa}}} + 10^{0.1 \cdot L_{\text{wa}}} \right) = 94.01$$

$$R_{\text{min}} := \sqrt{\frac{1}{2\pi} \cdot 10^{0.1 \cdot (L_{\text{wa.сумм}} - \text{ДУ}_{\text{LA1}})}} = 63.303$$

Продолжение Приложения А

Экономический анализ

$$\begin{array}{llll}
 k_{\text{зон.АМ}} := 4.7 & K_{\text{постМ110}} := 20500 & K_{\text{ру110}} := 6300 & n_{\text{ру110}} := 3 \\
 k_{\text{инф.АМ}} := 7.38 & & K_{\text{ру35}} := 2100 & n_{\text{ру35}} := 0 \\
 K_{\text{тр.110}} := 4050 & n_{\text{тр6.3}} := 2 & K_{\text{ру10}} := 800 & n_{\text{ру10}} := 16
 \end{array}$$

Капитальные вложения

Распределительные устройства

$$K_{\text{ру.сумм}} := K_{\text{ру110}} \cdot n_{\text{ру110}} + K_{\text{ру35}} \cdot n_{\text{ру35}} + K_{\text{ру10}} \cdot n_{\text{ру10}} = 3.17 \times 10^4$$

$$K_{\text{ру.сумм.инф}} := k_{\text{зон.АМ}} \cdot k_{\text{инф.АМ}} \cdot K_{\text{ру.сумм}} = 1.099546 \times 10^6$$

Трансформаторы

$$K_{\text{тр.сумм}} := K_{\text{тр.110}} \cdot n_{\text{тр6.3}} = 8.1 \times 10^3$$

$$K_{\text{тр.сумм.инф}} := k_{\text{зон.АМ}} \cdot k_{\text{инф.АМ}} \cdot (K_{\text{тр.сумм}}) = 2.80957 \times 10^5$$

Постоянные вложения

$$K_{\text{постМ110}} = 2.05 \times 10^4$$

$$K_{\text{пост.}} := k_{\text{зон.АМ}} \cdot k_{\text{инф.АМ}} \cdot K_{\text{постМ110}} = 7.1106 \times 10^5$$

Капитальные вложения в п.с.

$$K_{\text{пс}} := K_{\text{пост.}} + K_{\text{тр.сумм.инф}} + K_{\text{ру.сумм.инф}} = 2.091566 \times 10^6 \quad \text{тысруб}$$

$$K_{\text{пс.млн}} := \frac{K_{\text{пс}}}{1000} = 2.092 \times 1 \hat{\text{млн}} \text{руб} \quad \frac{K_{\text{пс.млн}}}{4} = 522.891$$

Продолжение Приложения А

Амортизационные издержки

$$I_{\text{ам.пс}} := \frac{K_{\text{пс}}}{20} = 1.046 \times 10^5 \text{ тысруб}$$

$$I_{\text{ам.пс.млн}} := \frac{I_{\text{ам.пс}}}{1000} = 104.5 \text{ млнруб}$$

Стоимость потерь электрорознергии

$$\Delta W_{\text{тр}} := 4123 \quad C_W := 3.84$$

$$I_W := \Delta W_{\text{тр}} \cdot C_W = 1.583 \times 10^4 \text{ тысруб}$$

$$I_{W.\text{млн}} := \frac{I_W}{1000} = 15.832 \text{ млнруб}$$

Расчет эксплуатационных издержек

Затраты на эксплуатацию

$$a_{\text{пс}} := 0.067$$

$$I_{\text{эксп}} := K_{\text{пс}} \cdot a_{\text{пс}} = 1.401 \times 10^5 \text{ тысруб}$$

$$I_{\text{эксп.млн}} := \frac{I_{\text{эксп}}}{1000} = 140.135 \text{ млнруб}$$

$$P_{\text{эффективная}} := 41000 - 4123 \text{ кВт} \quad C_{\text{ww}} := 2.64 \text{ руб. за кВт}$$

$$T := 360 \cdot 24 = 8.64 \times 10^3 \text{ часов}$$

Полезно отпущенная электроэнергия потребителю за год

$$W := P_{\text{эффективная}} \cdot T = 3.186 \times 10^8 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$W_{\text{млн}} := \frac{W}{1000} = 3.186 \times 10^5 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Продолжение Приложения А

$$O_{pt} := W \cdot C_W - \Delta W_{tr} \cdot T \cdot C_W = 7.471 \times 10^8 \text{ руб (за год)}$$

$$O_{pt.млн} := \frac{O_{pt}}{1000000} = 747.106 \text{ млнруб (за год)}$$

Определим окупаемость проекта

$$T_{окуп} := \frac{K_{пс.млн}}{O_{pt.млн}} = 2.8 \text{ года}$$

Срок инвестиционных вложений 4 года, определяем прибыль от реализации

$$П_{ст} := O_{pt.млн} - И_{эксп.млн} - И_{ам.пс.млн} = 502.392 \text{ млнруб}$$

Ежегодные отчисления налога на прибыль

$$Н_t := 0.24 П_{ст} = 120.574 \text{ млнруб}$$

Прибыль от реализации

$$П_{чт} := П_{ст} - Н_t = 381.818 \text{ млнруб}$$

Простой срок окупаемости

$$T_{ок.п} := \frac{K_{пс.млн}}{П_{чт}} = 5.478 \text{ лет}$$

Расчет ЧДД

