

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: Реконструкция электрических сетей напряжением 35 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в районе подстанции Лазо в связи с ростом электрических нагрузок

Исполнитель

студент группы 842-об3

(подпись, дата)

А.В. Воронин

Руководитель

профессор, доктор. техн. наук

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

(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 Воронина Алексея Владимировича

1. Тема выпускной квалификационной работы Реконструкция электрических сетей напряжением 35 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в районе подстанции Лазо в связи с ростом электрических нагрузок

(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. Электротехнические решения. 3. Расчёт токов короткого замыкания. 4. Реконструкция ПС 35 кВ Лазо. 5. Выбор и проверка основного оборудования пс. 6. Молниезащита и заземление. 7. Молниезащита и заземление. 8. Релейная защита и автоматика. 9. Экономическая эффективность реконструкции. 10. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 1. Схема сети района ПС 35 кВ Лазо. 2. Расчет режима сети в районе ПС 35 кВ Лазо. 3. Расчет режима вариантов реконструкции сети. Аварийные режимы. 4. Расчет режима сети принятого варианта. Максимальный и минимальный режимы. 5. Схема электрическая однолинейная ПС 35 кВ Лазо 6. План расположения оборудования на ПС 35/10 кВ Лазо. 7. План размещения оборудования в КРУМ 35 кВ. 8. Молниезащита и заземление ПС 35 кВ Лазо. 9. Релейная защита и автоматика

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 141 с., 13 рисунков, 44 таблицы, 29 источников, 1 приложение.

ХАРАКТЕРИСТИКА, РАЙОН, ПОДСТАНЦИИ, ТОК КЗ, ОБОРУДОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ТРАНСФОРМАТОР, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, НАПРЯЖЕНИЕ, НАГРУЗКА.

В данной выпускной квалификационной работе представлена реконструкция электрических сетей в районе подстанции ПС 35 кВ Лазо Приморского края напряжением 35 кВ.

В работе была произведена разработка вариантов компоновки ПС и выбор оптимального варианта, расчёт токов короткого замыкания, основываясь на котором далее производился выбор оборудования подстанции. Так же в процессе работы были рассмотрена конструкция молниезащиты и заземления. Была описана и рассчитана релейная защита трансформаторов и автоматика. Так же рассмотрены возможные варианты реконструкции сети 35 кВ.

Завершающим этапом работы являлось рассмотрение безопасности и экологичности подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика района реконструкции	9
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района реконструкции	9
1.2 Характеристика электрических сетей Приморского края	10
1.3 Анализ загрузки линий и трансформаторов	13
1.4 Расчёт и анализ существующих режимов электроэнергетической сети	14
1.5 Перспективный режим с учетом реконструкции ПС	21
2 Разработка вариантов схем электрической сети	24
2.1 Разработка вариантов схем электрической сети	24
2.2 Технический анализ конкурентных вариантов	29
2.3 Выбор варианта сети	38
2.4 Расчет максимального режима и его анализ (режим наибольших нагрузок)	43
2.5 Расчет минимального режима и его анализ (режим наименьших нагрузок)	44
3 Расчёт токов короткого замыкания	45
4 Реконструкция ПС 35 кВ лазо	51
4.1 Общие сведения	51
4.2 Принципиальная электрическая схема ПС	51
5 Выбор и проверка основного оборудования ПС	53
5.1 Расчетные условия для выбора и проверки силовых выключателей	53
5.2 Выбор и проверка выключателей 35 кВ	55
5.3 Выбор и проверка выключателей 10 кВ	58

5.4	Расчетные условия для выбора и проверки трансформаторов тока	67
5.5	Выбор и проверка трансформаторов тока	67
5.6	Выбор измерительных трансформаторов напряжения	70
5.7	Выбор и проверка закрытого токопровода шинного моста 10 кВ	73
5.8	Выбор и проверка силовых кабелей 10, 35 кВ	73
5.9	Собственные нужды	76
5.10	Система оперативного постоянного тока	78
5.11	Конструктивное исполнение ЛЭП 35 кВ	81
6	Молниезащита и заземление	83
6.1	Заземление подстанции	83
6.2	Технические решения по выполнению заземлителя	83
6.3	Молниезащита ПС	89
7	Релейная защита и автоматика	93
7.1	Основные решения по выполнению РЗА	93
7.2	Защита и автоматика силовых трансформаторов	101
7.3	Расчет релейной защиты трансформатора	103
8	Оценка экономической целесообразности реконструкции	110
8.1	Капитальные затраты на сооружение ПС	110
8.2	Расчет амортизационных отчислений	112
8.3	Расчет эксплуатационных затрат	112
8.4	Оценка экономической эффективности проекта	113
9	Безопасность и экологичность	117
9.1	Мероприятия по минимизации возможных аварийных ситуаций	117
9.2	Описание системы обеспечения пожарной безопасности	132

9.3 Организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	134
9.4 Мероприятия по обеспечению безопасности подразделений пожарной охраны при ликвидации пожара и расчет пожарных рисков	134
Заключение	136
Библиографический список	137
Приложение А	143

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;

ЗДЗ – защита от дуговых замыканий;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

ЗМН – защита минимального напряжения;

КЗ – короткое замыкание;

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;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок.

ВВЕДЕНИЕ

В Приморском крае Российской Федерации электрические сети 6-110 кВ как правило принадлежат Филиалу АО «ДРСК». Деятельность Филиала АО «ДРСК» относится к электроэнергетическому комплексу, компания участвует в передаче и распределении электроэнергии, производит обслуживание энергообъектов, а также принимает непосредственное участие в поддержке и ремонте существующих электрических сетей.

На многочисленных энергообъектах входящих в состав АО «ДРСК» замечено старение и износ имеющегося оборудования, существенная доля данного оборудования эксплуатируется сверх нормативного периода возможной эксплуатации.

Целью настоящей ВКР выступает разработка возможного варианта развития электрической сети, которая должна удовлетворять требованиям, относящимся к надежности и качеству электроснабжения конечного потребителя и при этом, будет удовлетворять требованиям, предъявляемым в плане экономики.

Для того, достижения данной цели необходимо осуществить:

- 1) анализ характеристики рассматриваемого района;
- 2) разработку и анализ вариантов развития рассматриваемой сети;
- 3) расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов;
- 4) технико-экономический анализ принятого варианта развития;
- 5) анализ выбранного варианта развития электрической сети в области инвестиционной привлекательности и безопасности эксплуатации.

При выполнении выпускной квалификационной работы были использованы программные средства: Windows 7, Microsoft Office 2013, MathType 6.3, MathCad 15.0, ПВК RastrWin3.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района реконструкции

Климат Приморского края мягкий муссонный. Зима сухая и холодная, а погода солнечная. Весна длинная, холодная, а температура часто колеблется. Лето теплое и влажное, с наибольшим количеством осадков в середине лета. Осень обычно теплая, сухая и солнечная. Летом преобладает южный ветер с Тихого океана, а зимой-Северный, приносящий с материка холодную, но солнечную погоду. основными характеристиками являются сильные осадки и туман летом. Лето — это время тайфунов, и эти тропические циклоны посещают этот район каждый год, иногда нанося огромный ущерб местной инфраструктуре и сельскому хозяйству.

Зима во Владивостоке считается более холодной, чем в Артеме и Партизанске. На материке температура января составляет -14. Самая теплая зима приходится на южную часть Хасанского района и окрестности находки, а самая холодная - на горные районы Центральной и северной частей региона. Абсолютное минимальное значение -48,8°с, зарегистрированное в Красноармейском районе деревни Мельничная, связано с изменением температуры в горном бассейне. Самые холодные месяцы-декабрь, январь и февраль. Самыми жаркими являются июнь, июль и август на материке; июль, август и сентябрь на побережье. Количество осадков составляет 550-920 мм в год. Зимой, из-за интенсивного потепления холодных, горячих масс, спускающихся с гор в море, влажность побережья ниже, чем в глубине территории. Напротив, летом, из-за тихоокеанских муссонов, влажность на побережье выше, чем на материке.

Обильная влага летом помогает сформировать прочный растительный покров. Продолжительность безморозного периода (150-200 дней) способствует не только созреванию обычных в Российской Федерации сельскохозяйственных культур, но и созреванию риса, сои, винограда и других теплолюбивых растений.

Садовые культуры хорошо растут в таком климате. Местные сорта огурцов и помидоров, капусты и редиса намного крупнее, чем в западных регионах, из-за большого количества влаги. Что касается фруктов и ягод, то лучшим доказательством возможности их выращивания в Приморском крае является обилие диких фруктовых деревьев в Уссурийском хвойном лесу, в том числе абрикосов и винограда. Спасский район считается наиболее благоприятным для садоводства и огородничества.

В Приморском крае четыре района: Дальнегорский, Кавалеровский, Ольгинский и Тернейский, а также посёлок городского типа Восток Красноармейского района, сёла Богуславец, Вострецово, Дальний Кут, Измайлиха, Мельничное, Рошино, Глубинное, Таёжное и Молодёжное Красноармейского района приравнены к районам Крайнего Севера.

Климатические параметры приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Климатические характеристики Приморского края

Климатические условия	Расчетная величина
Район по пляске проводов	умеренный
Нормативная скорость ветра, м/сек	32
Район по гололеду	IV
Нормативная стенка гололеда, мм	25
Низшая температура воздуха, оС	-48,8
Среднегодовая температура воздуха, оС	7
Высшая температура воздуха, оС	41
Число грозových часов в год	20-40
Среднегодовая скорость ветра, м/сек	3-5
Количество дней с ветром более 10 м/сек, %	<30
Средняя годовая относительная влажность, %	75
Температура гололедообразования, оС	-10
Степень загрязнения атмосферы	II

1.2 Характеристика электрических сетей Приморского края

Основными источниками питания Лазовского района Приморского края является Партизанская ГРЭС.

Партизанская ГРЭС представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 199,744 МВт. Основное оборудование станции включает в себя:

- Турбоагрегат № 1 мощностью 98,68 МВт;
- Турбоагрегат № 2 мощностью 101,064 МВт;

Выдача электроэнергии в энергосистему производится с открытых распределительных устройств (ОРУ) напряжением 110 по следующим линиям электропередачи:

- ВЛ 220 кВ Партизанская ГРЭС — ПП Партизанск, 2 цепи;
- ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС — ПС ХФЗ, 2 цепи;
- ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС — ПС Екатериновка;
- ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС — ПС Находка-тяговая;
- ВЛ 35 кВ Партизанская ГРЭС — ПС Партизан, 2 цепи;
- ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС — ПС Южная.

При расчёте режима будем учитывать центры питания и ПС, такие как Партизанская ГРЭС, ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Новицкое, ПС 110 кВ Тайфун, ПС 110 кВ Преображение, ПС 35 кВ Бенеvское, ПС 35 кВ Лазо, ПС 35 кВ Сокольчи.

Карта схема Лазовского района Приморского края приведена на рисунке 1.1 и на листе 1 графической части настоящей ВКР [5].

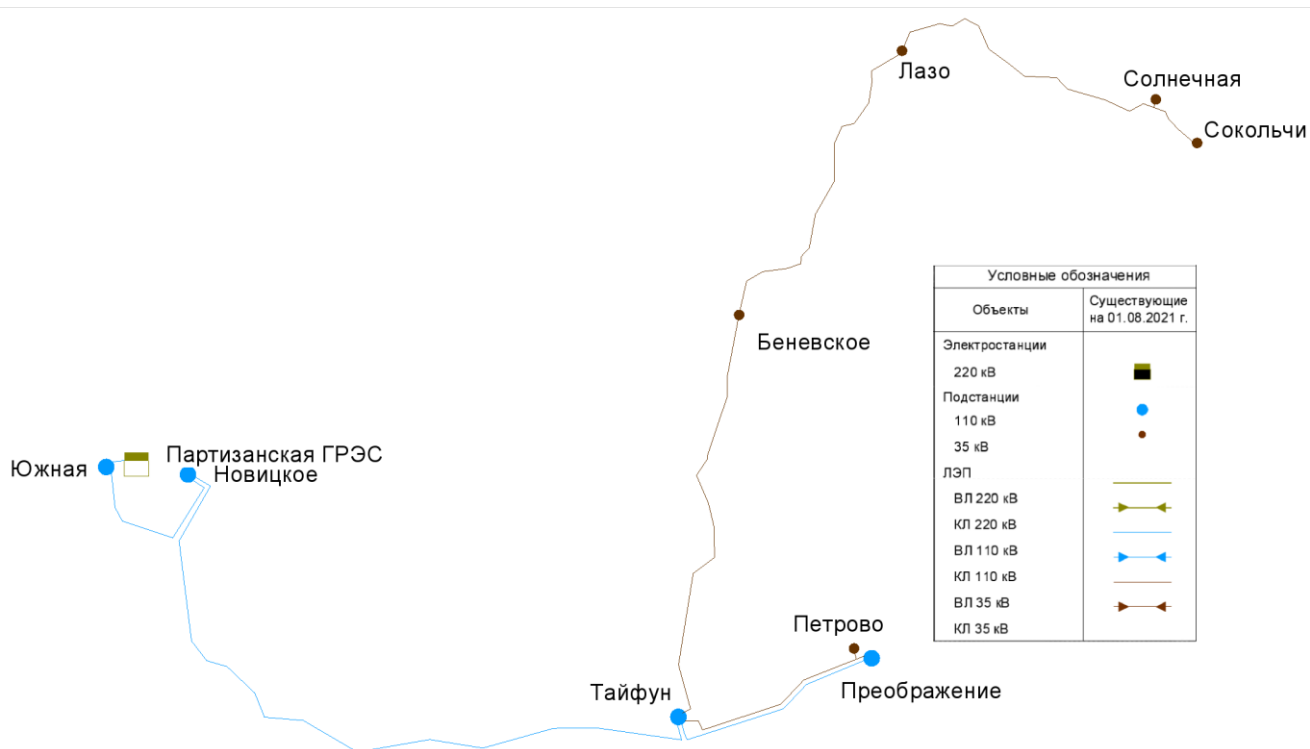


Рисунок 1.1 – Существующая карта-схема

1.2.1 Характеристика линий электропередачи и подстанций

Рассматриваемая сеть по территориальной принадлежности относится к южному району Приморских электрических сетей. Номинальные напряжения сети –110, 35, 10 кВ.

Электрические сети 35 кВ Лазовского района Приморского края выполнены проводами различных марок: АС - 35, АС - 50, АС - 120, АС - 150, АС – 185 [5].

Износ электрических проводов, опор линий электропередачи и основных материалов опор линий электропередачи определяет необходимость замены такого оборудования в соответствии с требованиями дальнейшей безопасной эксплуатации и обязательными условиями для проведения технического обслуживания. ВЛ 35 кВ Лазовского района Приморского края на металлических опорах без обслуживания допустимо эксплуатировать в течении 50 лет, ВЛ 35 кВ на железобетонных опорах без освидетельствования допустимо эксплуатировать в течении 40 лет с момента ввода в эксплуатацию. Характеристика ВЛ-35 кВ Лазовского района Приморского края приведена в таблице 1.2 [5].

Таблица 1.2 - Характеристика ВЛ-35 кВ Лазовского района

Наименование ВЛ	Тип опор	Год ввода
Тайфун-Петрово-Преобразование	Металл, Ж/б	1964
Тайфун-Беневское	Металл, Ж/б	1973
Беневское-Лазо	Металл, Ж/б	1973
Лазо-Солнечная-Сокольчи	Металл, Ж/б	1977

По данным таблицы 1.2 видно, что следующие ВЛ-35 кВ района реконструкции на железобетонных опорах требуют замены либо технического обслуживания - Тайфун-Петрова-Преобразование; Беневское-Лазо; Лазо-Солнечная-Сокольчи.

Схемы распределительных устройств ПС в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Схемы распределительных устройств подстанций

Подстанция	Способ присоединения к сети	РУ ВН	РУ НН
ПС 110/35/10 кВ Тайфун	Проходная	Два блока трансформатор – линия	Одна рабочая секционированная выключателем система шин
ПС 35/10 кВ Бенеvское	Проходная	Одна рабочая секционированная выключателем система шин	Одна рабочая секционированная выключателем система шин
ПС 110/35/10 кВ Преображение	Тупиковая	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов	Одна рабочая секционированная система шин
ПС 35/10 кВ Лазо	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов	Одна рабочая секционированная выключателем система шин
ПС 35/0.23 кВ Солнечная	Отпаечная	Блок трансформатор - линия	Одна несекционированная система шин
ПС 35/10 кВ Сокольчи	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов	Одна рабочая секционированная выключателем система шин

1.3 Анализ загрузки линий и трансформаторов

Рассмотрим данные получение в ходе прохождения производственной преддипломной практики. Загрузка и характеристики ЛЭП 35-110 кВ приведена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Загрузка ЛЭП 35-110 кВ

Наименование линии	Uном, кВ	Марка провода, кабеля	Сечен. провода	Длина, км	Iдоп, А	Iр, А
ВЛ-110 кВ						
Партизанская ГРЭС – Южная	110	АС-120	120	2,09	375	64
Южная – Новицкое	110	АС-120	120	1,75	375	60
Новицкое – Тайфун	110	АС-120	120	66,37	300	45
Тайфун – Преображение	110	АС-120	120	16,30	375	18
ВЛ-35 кВ						
Тайфун – Бенеvское	35	АС-50	50	33,02	210	76
Бенеvское – Лазо	35	АС-50	50	28,6	210	71
Лазо – Солнечная – Сокольчи	35	АС-35	35	30,02	175	41

Из таблицы 1.4 видно, что линии 35 кВ Тайфун – Беневское, Беневское – Лазо, Лазо – Солнечная – Сокольчи не являются загруженными в следствии большого спроса электроэнергии у потребителей.

Рассмотрим данные получение в ходе прохождения производственной преддипломной практики. Загрузка трансформаторов Лазовского района приведена в таблице 1.5

Таблица 1.5 – Загрузка трансформаторов Лазовского района

Наим. ПС	S _{ном} , МВА	Загрузка ПС по состоянию КДЗ 2021 года	К _з в нормальном режиме	К _з в послеаварийном режиме
		Макс, МВА		
ПС 35/10 кВ Беневское	0,63+0,63	0,62	0,5	1
ПС 35/10 кВ Лазо	1,6+1,6	2,4	0,75	1,5
ПС 35/10 кВ Сокольчи	2,5+2,5	1,24	0,39	0,8
ПС 110/35/10 Тайфун	10+10	11,05	0,5	1,1
ПС 110/6 Южная	10+10	12,6	0,6	1,3

Согласно таблице 1.5, наиболее загруженной ПС в рассматриваемом районе является ПС Лазо, коэффициент загрузки трансформаторов превышает 140% в послеаварийном режиме, самой недогруженной является ПС Сокольчи. Отсюда делается вывод о необходимости дальнейшей проверки по нагрузочной способности с учётом перспективной нагрузки, данных подстанций и линий.

1.4 Расчёт и анализ существующих режимов электроэнергетической сети

Анализ существующих режимов позволяет выявить потенциальные проблемы и определить потребности и возможности для оптимизации режимов.

Процесс расчета электрического режима сети включает в себя подготовку математической модели электрической сети рассматриваемого района и решение нелинейных уравнений. При расчете структуры сети, состоящей из множества элементов, используются программные и вычислительные комплексы. В данной работе будет использован ПВК RastrWin 3.

Программный пакет RastrWin3 используется для расчета, анализа и оптимизации установившихся режимов работы электрических сетей и систем. Производителем является РОО «Фонд кафедры АЭС им. Д.А. Арзамасцева» г. Екатеринбург. Основными пользователями комплекса являются системные операторы Единой энергетической системы и ее филиалы, а также федеральные электросетевые компании, распределительные сетевые компании, такие как ОАО "ДРСК", проектные и научно-исследовательские институты. Функции RastrWin3 включают в себя: табличный интерфейс, отображающий данные схемы расчета и структурированный по типу (узел, ветвь, генератор и т. д.), отображение результатов расчета в виде однолинейной графической схемы; встроенная сетевая база данных исходных и расчетных элементов, которая может быть дополнена пользователями. Расчетная модель представляет с собой узлы, соединенные между собой ветвями. Ветви по типу делятся на ЛЭП, трансформаторы и выключатели. Узлы делятся по типу на базу, нагрузку, генератор. Линии электропередачи задаются П-образной схемой замещения, трансформаторы Г-образной схемой замещения. Узлы задаются классом номинального напряжения, активной и реактивной мощностями нагрузки, активными и реактивными мощностями генерации, заданным напряжением.

1.4.1 Прогнозирование нагрузок

Реконструкция существующей сети предполагает использование различных вероятностных характеристик для выбора оборудования и оценки уровня потерь электроэнергии.

По формуле сложных процентов определяем среднюю прогнозируемую мощность.

$$P_{\text{ср}}^{\text{прог}} = P_{\text{ср}}^{\text{б}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t_{\text{б}}}, \quad (1.1)$$

где $P_{\text{ср}}^{\text{б}}$ - средняя мощность за текущий год (данные получены в ходе преддипломной практики);

ε - относительный прирост электрической нагрузки (для Приморского края $\varepsilon = 2,5 \%$);

$t_{\text{прог}}$ - год, на который определяется электрическая нагрузка;

t_0 - год начала отсчёта (первый в рассматриваемом промежутке).

Определим прогнозируемую установленную мощность.

$$P_{\text{max}}^{\text{прог}} = P_{\text{cp}}^{\text{прог}} \cdot k_{\text{м}}; \quad (1.2)$$

$$P_{\text{эф}}^{\text{прог}} = P_{\text{cp}}^{\text{прог}} \cdot k_{\text{ф}}, \quad (1.3)$$

где $P_{\text{cp}}^{\text{прог}}$ - средняя спрогнозированная мощность ПС;

$k_{\text{м}}$ - коэффициент максимума,

$k_{\text{ф}}$ - коэффициент формы.

Расчёт вероятностных характеристик для активной и реактивной мощности аналогичен.

Рассчитанные данные приведены в таблице 1.6 и 1.7.

Таблица 1.6 – Вероятностные характеристики. Активная нагрузка

Наименование подстанции	Активная нагрузка				
	P_{max}	P_{cp}	P_{cp}	P_{max}	$P_{\text{эф}}$
	2021	2021	2026	2026	2026
ПС 35/10 кВ Беневское	0,62	0,52	0,58	0,70	0,68
ПС 35/10 кВ Лазо	2,40	2,00	2,26	2,72	2,65
ПС 35/10 кВ Сокольчи	1,24	1,03	1,17	1,40	1,37
ПС 110/35/10 Тайфун	11,05	9,21	10,42	12,50	12,19

Таблица 1.7 – Вероятностные характеристики Реактивная нагрузка

Наименование подстанции	Реактивная нагрузка				
	Q_{\max}	$Q_{\text{ср}}$	$Q_{\text{ср}}$	Q_{\max}	$Q_{\text{эф}}$
	2021	2021	2026	2026	2026
ПС 35/10 кВ Беневское	0,25	0,21	0,23	0,28	0,27
ПС 35/10 кВ Лазо	0,96	0,80	0,91	1,09	1,06
ПС 35/10 кВ Сокольчи	0,50	0,41	0,47	0,56	0,55
ПС 110/35/10 Тайфун	4,42	3,68	4,17	5,00	4,88

1.4.2 Подготовка исходных данных для расчета.

Расчет установившегося режима будет выполнен в ПВК RastrWin3. Прежде чем приступить к выполнению расчетов в программе, необходимо подготовить исходные данные электрической сети, нагрузок и генераторов в форме, принятой в Rastr. Для этого необходимо рассчитать параметры линии, такие как активное и индуктивное сопротивление, емкостная проводимость, параметры трансформатора, нагрузок.

Активное сопротивление линии:

$$R_{\text{ВЛ}} = r_0 \cdot l_{\text{ВЛ}}, \quad (1.4)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление 1 км линии, Ом/км

$l_{\text{ВЛ}}$ – длина линии, км.

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{\text{ВЛ}} = x_0 \cdot l_{\text{ВЛ}}, \quad (1.5)$$

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км.

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП (зарядная мощность), моделируется реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{\text{ВЛ}}, \quad (1.6)$$

где b_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км.

Для моделирования трансформаторов в RastrWin 3, необходимо определить следующие параметры:

- Сопротивление $R+jX$, приведенное к стороне высокого напряжения,
- Проводимость шунта на землю $G+jB$
- Коэффициент трансформации, равный отношению [3]:

$$K_T = \frac{U_{нн}}{U_{вн}}, \quad (1.7)$$

где $U_{нн}$ - низшее номинальное напряжение;

$U_{вн}$ - высшее номинальное напряжение.

Таким образом, коэффициент трансформации будет меньше единицы.

В таблицах 1.8 и 1.9 показаны подготовленные исходные данные для расчета перспективного режима рассматриваемого района. Данные были взяты в ходе прохождения преддипломной практики.

Таблица 1.8 - Параметры узлов схемы замещения

Название	$U_{НОМ}$	P_n	Q_n	P_r	Q_r
1	2	3	4	5	6
Партизанская ГРЭС ТГ № 1	10,5	6,95	7,05	81,00	40,05
Партизанская ГРЭС ТГ № 2	10,5	7,65	7,36	89,00	25,96
Партизанская ГРЭС ТГ № 3	10,5	1,01	0,40	0,00	0,00
ПП 220 кВ Партизанск 2с 220	220	0,00	0,00	0,00	0,00
ПП 220 кВ Партизанск 1с 220	220	0,00	0,00	0,00	0,00
Партизанская ГРЭС I СШ-110	110	34,65	15,20	0,00	0,00
Партизанская ГРЭС II СШ-110	110	0,00	0,00	0,00	0,00
ПС 35 кВ Беневское	35	0,4	0,2	-	-
ПС 35 кВ Лазо 35 1С	35	0	0	-	-
ПС 35 кВ Лазо 10 1 С	10	2,4	1,0	-	-
ПС 35 кВ Сокольчи	35	1,2	0,5	-	-
ПС 110 кВ Тайфун 2С-35 кВ	35	0	0	-	-
ПС 110 кВ Тайфун 1С-35 кВ	35	2,4	0,9	-	-
ПС 110 кВ Тайфун ср.т. Т-1	110	0	0	-	-
ПС 110 кВ Тайфунх 1С 10 кВ	10	9,5	4,4	-	-
ПС 110 кВ Тайфун 2С-110 кВ	110	0	0	-	-
ПС 110 кВ Тайфун 1С-110 кВ	110	0	0	-	-
ПС 110 кВ Тайфун ср.т. Т-2	110	0	0	-	-
ПС 110 кВ Тайфунх 2С 10 кВ	10	0	0	-	-

Продолжение таблицы 1.8

1	2	3	4	5	6
ПС 110 кВ Преобразование 2С-110 кВ	110	0	0	-	-
ПС 110 кВ Преобразование 1С-110 кВ	110	0	0	-	-
ПС 110 кВ Преображениен ср.т. Т-2	110	0	0	-	-
ПС 110 кВ Преобразование 2С 10 кВ	10	4,3	0,9	-	-
ПС 35 кВ Лазо 35 2С	35	0	0	-	-
ПС 35 кВ Лазо 10 2 С	10	0	0	-	-
ПС 110 кВ Южная	0,8	0,1		-	-
ПС 110 кВ Новицкое	3,7	0,9		-	-
ПС 110 кВ Преобразование 2С 35 кВ	35	1	0,1	-	-
ПС 110 кВ Преобразование 1С-35 кВ	35	0	0	-	-
ПС 110 кВ Преобразование ср.т. Т-1	110	0	0	-	-
ПС 110 кВ Преобразование 1С 10 кВ	10	0	0	-	-

Параметры ветвей заданы в таблице 1.9.

Таблица 1.9 - Параметры ветвей схемы замещения

Название	R	x	B	Кт/Г
1	2	3	4	5
ПС 110 кВ Тайфун 1С-110 кВ - ПС 110 кВ Преобразование 1С-110 кВ	4,55	6,98	-45,17	0,00
ПС 110 кВ Новицкое - ПС 110 кВ Тайфун 2С-110 кВ	18,53	28,42	-183,89	0,00
ПС 35 кВ Беневское - ПС 35 кВ Лазо 35 1С	2,12	1,45	0,00	0,00
ПС 35 кВ Лазо 35 1С - ПС 35 кВ Лазо 10 1 С	0,45	8,4	0,00	0,30
ПС 35 кВ Лазо 35 2С - ПС 35 кВ Сокольчи	2,21	1,53	0,00	0,00
ПС 110 кВ Тайфун 2С-110 кВ - ПС 110 кВ Тайфун 1С-110 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00
ПС 110 кВ Тайфун 2С-110 кВ - ПС 110 кВ Тайфун ср.т. Т-2	1,36	101,64	2,62	1,00
ПС 110 кВ Тайфун 1С-110 кВ - ПС 110 кВ Тайфун ср.т. Т-1	1,36	101,64	2,62	1,00
ПС 110 кВ Тайфун ср.т. Т-1 - ПС 110 кВ Тайфун 1С-35 кВ	11,09	196,23	1,80	0,32
ПС 110 кВ Тайфун ср.т. Т-2 - ПС 110 кВ Тайфун 2С-35 кВ	11,09	196,23	1,80	0,32

Продолжение таблицы 1.9

1	2	3	4	5
ПС 110 кВ Тайфун 2С-35 кВ - ПС 110 кВ Преобразование 1С-35 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00
ПС 110 кВ Преобразование 2С-110 кВ - ПС 110 кВ Преобразование 1С-110 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00
ПС 110 кВ Преобразование 2С-110 кВ - ПС 110 кВ Преображений ср.т. Т-2	1,36	101,64	2,62	1,00
ПС 110 кВ Преобразование 1С-110 кВ - ПС 110 кВ Преобразование ср.т. Т-1	1,36	101,64	2,62	1,00
ПС 110 кВ Преобразование ср.т. Т-1 - ПС 110 кВ Преобразование 1С-35 кВ	11,09	196,23	1,80	0,32
ПС 110 кВ Преображений ср.т. Т-2 - ПС 110 кВ Преобразование 2С 35 кВ	11,09	196,23	1,80	0,32
ПС 110 кВ Преобразование ср.т. Т-1 - ПС 110 кВ Преобразование 1С 10 кВ	6,71	192,25	0,00	0,09
ПС 110 кВ Преображений ср.т. Т-2 - ПС 110 кВ Преобразование 2С 10 кВ	6,71	192,50	0,00	0,09
ПС 110 кВ Тайфун 1С-35 кВ - ПС 110 кВ Преобразование 1С-35 кВ	14,32	9,49	0,00	0,00
ПС 35 кВ Лазо 35 2С - ПС 35 кВ Лазо 10 2 С	0,45	8,4	0,00	0,30
ПС 35 кВ Лазо 35 1С - ПС 35 кВ Лазо 35 2С	0,00	0,00	0,00	0,00
ПС 35 кВ Лазо 10 1 С - ПС 35 кВ Лазо 10 2 С	0,00	0,00	0,00	0,00
Партизанская ГРЭС I СШ-110 - Партизанская ГРЭС ТГ № 1	0,37	13,11	45,25	0,08
Партизанская ГРЭС II СШ-110 - Партизанская ГРЭС ТГ № 2	0,40	12,81	32,44	0,08
Партизанская ГРЭС II СШ-110 - Партизанская ГРЭС ТГ № 3	0,72	19,22	59,56	0,08
Партизанская ГРЭС I СШ-110 - ПС 110 кВ Южная	0,56	0,92	-5,27	0,00
Партизанская ГРЭС I СШ-110 - Партизанская ГРЭС II СШ-110	0,00	0,00	0,00	0,00
ПС 110 кВ Новицкое - ПС 110 кВ Тайфун 2С- 110 кВ	18,53	28,42	-183,89	
ПС 110 кВ Южная - ПС 110 кВ Новицкое	3,50	5,37	-34,77	
ПС 110 кВ Тайфун ср.т. Т-1 - ПС 110 кВ Тайфунх 1С 10 кВ	6,71	192,25	0,00	0,09
ПС 110 кВ Тайфун ср.т. Т-2 - ПС 110 кВ Тайфунх 2С 10 кВ	6,71	192,50	0,00	0,09
ПС 110 кВ Тайфун 2С-35 кВ - ПС 35 кВ Беневское	2,15	1,50	0,00	0,00

Результаты расчета нормального установившегося режима представлены на Листе 2 графической части ВКР.

1.5 Перспективный режим с учетом реконструкции ПС

Давайте рассмотрим модель в части реконструкции сети с учетом ожидаемого развития в 2026 году, используя расчетные данные, полученные в разделе 1.4 настоящей ВКР.

В таблицах 1.10 и 1.11 представлены данные с учетом перспективного развития сети на 2026 год.

Таблица 1.10 - Параметры узлов схемы замещения на 2026

Название	$U_{НОМ}$	P_n	Q_n	P_r	Q_r
1	2	3	4	5	6
Партизанская ГРЭС ТГ № 1	10,5	6,95	7,05	81,00	40,05
Партизанская ГРЭС ТГ № 2	10,5	7,65	7,36	89,00	25,96
Партизанская ГРЭС ТГ № 3	10,5	1,01	0,40	0,00	0,00
ПП 220 кВ Партизанск 2с 220	220	0,00	0,00	0,00	0,00
ПП 220 кВ Партизанск 1с 220	220	0,00	0,00	0,00	0,00
Партизанская ГРЭС I СШ-110	110	34,65	15,20	0,00	0,00
Партизанская ГРЭС II СШ-110	110	0,00	0,00	0,00	0,00
ПС 35 кВ Беневское	35	0,7	0,28		
ПС 3 5 кВ Лазо 35 1С	35	0	0		
ПС 35 кВ Лазо 10 1 С	10	2,72	1,09		
ПС 35 кВ Сокольчи	35	1,4	0,56		
ПС 110 кВ Тайфун 2С-35 кВ	35	0	0		
ПС 110 кВ Тайфун 1С-35 кВ	35	2,4	0,9		
ПС 110 кВ Тайфун ср.т. Т-1	110	0	0		
ПС 110 кВ Тайфунх 1С 10 кВ	10	11,5	5,0		
ПС 110 кВ Тайфун 2С-110 кВ	110	0	0		
ПС 110 кВ Тайфун 1С-110 кВ	110	0	0		
ПС 110 кВ Тайфун ср.т. Т-2	110	0	0		
ПС 110 кВ Тайфунх 2С 10 кВ	10	0	0		
ПС 110 кВ Преобразование 2С-35 кВ	35	1	0,1		
ПС 110 кВ Преобразование 1С-35 кВ	35	0	0		
ПС 110 кВ Преобразование ср.т. Т-1	110	0	0		
ПС 110 кВ Преобразование 1С 10 кВ	10	0	0		
ПС 110 кВ Преобразование 2С-110 кВ	110	0	0		
ПС 110 кВ Преобразование 1С-110 кВ	110	0	0		

Продолжение таблицы 1.10

1	2	3	4	5	6
ПС 110 кВ Преображенен ср.т. Т-2	110	0	0		
ПС 110 кВ Преобразование 2С 10 кВ	10	4,3	0,9		
ПС 35 кВ Лазо 35 2С	35	0	0		
ПС 35 кВ Лазо 10 2 С	10	0	0		
ПС 110 кВ Южная	14,3	5,7			
ПС 110 кВ Новицкое	3,7	0,9			

Параметры ветвей заданы в таблице 1.11.

Таблица 1.11 - Параметры ветвей схемы замещения

Название	R	x	B	Кт/Г
ПС 110 кВ Тайфун 1С-110 кВ - ПС 110 кВ Преобразование 1С-110 кВ	4,55	6,98	-45,17	0,00
ПС 110 кВ Новицкое - ПС 110 кВ Тайфун 2С- 110 кВ	18,53	28,42	-183,89	0,00
ПС 35 кВ Бенеvское - ПС 35 кВ Лазо 35 1С	2,12	1,45	0,00	0,00
ПС 35 кВ Лазо 35 1С - ПС 35 кВ Лазо 10 1 С	0,45	8,4	0,00	0,30
ПС 35 кВ Лазо 35 2С - ПС 35 кВ Сокольчи	2,21	1,53	0,00	0,00
ПС 110 кВ Тайфун 2С-110 кВ - ПС 110 кВ Тайфун 1С-110 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00
ПС 110 кВ Тайфун 2С-110 кВ - ПС 110 кВ Тайфун ср.т. Т-2	1,36	101,64	2,62	1,00
ПС 110 кВ Тайфун 1С-110 кВ - ПС 110 кВ Тайфун ср.т. Т-1	1,36	101,64	2,62	1,00
ПС 110 кВ Тайфун ср.т. Т-1 - ПС 110 кВ Тайфун 1С-35 кВ	11,09	196,23	1,80	0,32
ПС 110 кВ Тайфун ср.т. Т-2 - ПС 110 кВ Тайфун 2С-35 кВ	11,09	196,23	1,80	0,32
ПС 110 кВ Тайфун ср.т. Т-1 - ПС 110 кВ Тайфунх 1С 10 кВ	6,71	192,25	0,00	0,09
ПС 110 кВ Тайфун ср.т. Т-2 - ПС 110 кВ Тайфунх 2С 10 кВ	6,71	192,50	0,00	0,09
ПС 110 кВ Тайфун 2С-35 кВ - ПС 35 кВ Бенеvское	2,15	1,50	0,00	0,00

Результаты расчетов ожидаемой перспективы на 2026 год приведены на листе 2 графического раздела ВКР.

Токовая загрузка линии электропередачи на 2026 приведена в таблице 1.12.

Таблица 1.12 – Токовая загрузка ЛЭП на 2026 год

Название	$I_{нач}$	$I_{кон}$	$I_{ДДТН}$
Партизанская ГРЭС I СШ-110 - ПС 110 кВ Южная	250	250	390
ПС 110 кВ Южная - ПС 110 кВ Новицкое	172	172	390
ПС 110 кВ Тайфун 1С-110 кВ - ПС 110 кВ Преобразование 1С-110 кВ	31	31	390
ПС 110 кВ Новицкое - ПС 110 кВ Тайфун 2С-110 кВ	155	155	390
ПС 110 кВ Тайфун 2С-35 кВ - ПС 35 кВ Беневское	104	104	210
ПС 35 кВ Беневское - ПС 35 кВ Лазо 35 1С	90	90	210
ПС 35 кВ Лазо 35 2С - ПС 35 кВ Сокольчи	36	36	172

Согласно анализу, приведенному в таблице 1.12, видно, что в режиме перспективы параметры рассматриваемой сети не превышают допустимого предела.

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

2.1 Разработка вариантов схем электрической сети

Чтобы правильно принять вариант сети, осуществим разработку и проанализируем потребности в электроэнергии потребителей подстанции 35 кВ Лазо и Лазовского района.

Рассмотрим четыре предполагаемых варианта подключения реконструируемой подстанции к сети, чтобы определить наилучший вариант.

В то же время необходимо принять во внимание требования, касаемые потребителей электроэнергии, запитанных от проектируемых подстанций, по непрерывности обеспечения поставки электроэнергии.

1 вариант. Подключение к сети 110кВ с переводом ПС 35 кВ Лазо на напряжение 110 кВ.

Ближайшее возможное место подключение ПС 110 кВ Преобразование, расположенная в 83 км от ПС 35 кВ Лазо.

Карта схема 1 варианта представлена на рисунке 2.1.

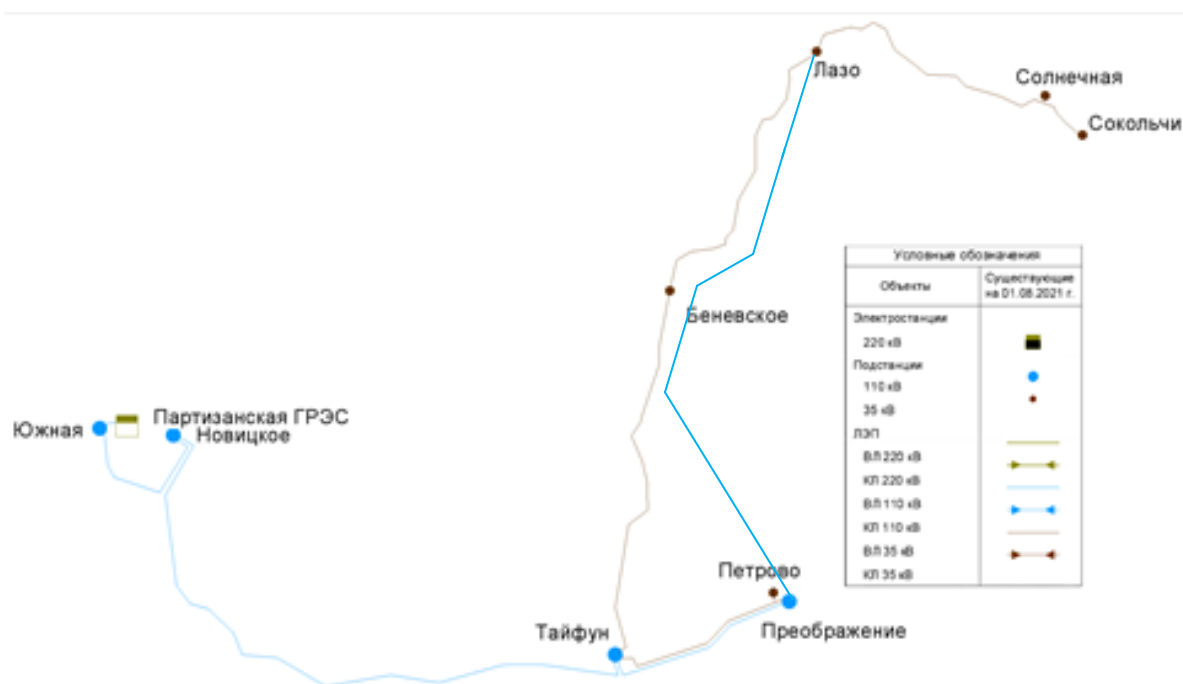


Рисунок 2.1 - Карта схема 1 варианта.

При реализации данного варианта необходима реконструкция ПС 110 кВ Преобразование и ПС 35 кВ Лазо в связи с переводом ее на напряжение 110 кВ. Согласно схеме 1 варианта ПС 110 кВ Преобразование тупиковая, поэтому схема для ОРУ 110 кВ была выбрана – 5АН. Схема ОРУ 110 кВ ПС 35 кВ Лазо выбрана 4Н - Мостик с выключателями в цепях трансформаторов [21].

Однолинейная схема 1 варианта представлена на рисунке 2.2.

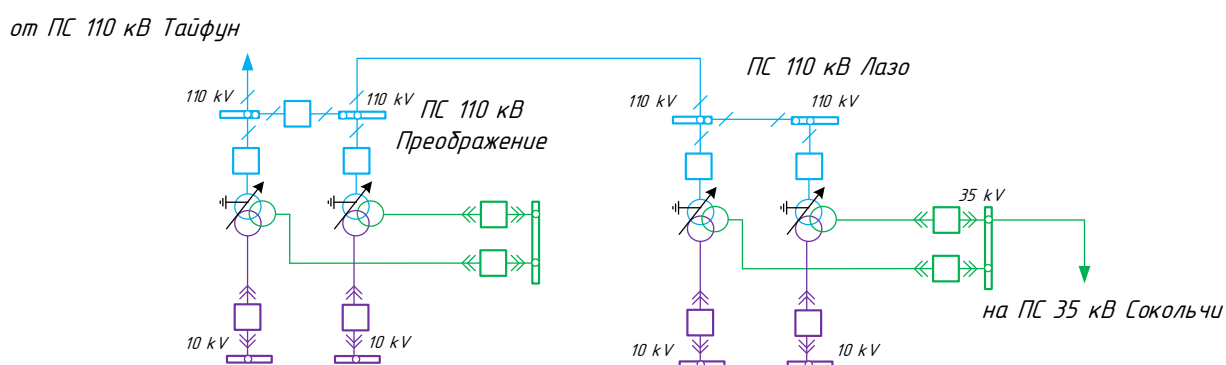


Рисунок 2.2 - Однолинейная схема 1 варианта

2 вариант. Подключение к сети 35 кВ, с питанием ПС 35 кВ Лазо, по существующим трассам ВЛ 35 кВ, без перевода ПС 35 кВ Лазо на напряжение 110 кВ и реконструкцией РУ 35 кВ с установкой КРУН 35 кВ.



Рисунок 2.3 - Карта схема 2 варианта.

Необходима реконструкция ПС 35 кВ Лазо в связи с установкой новых трансформаторов.

Согласно схеме 2 варианта ПС 35 кВ Лазо проходная, поэтому схема для РУ 35 кВ была выбрана схема – 5АН [21].

Схема 5АН применяется на напряжении 35–220 кВ для проходных двухтрансформаторных ПС в условиях необходимости сохранения транзита при КЗ в трансформаторе.

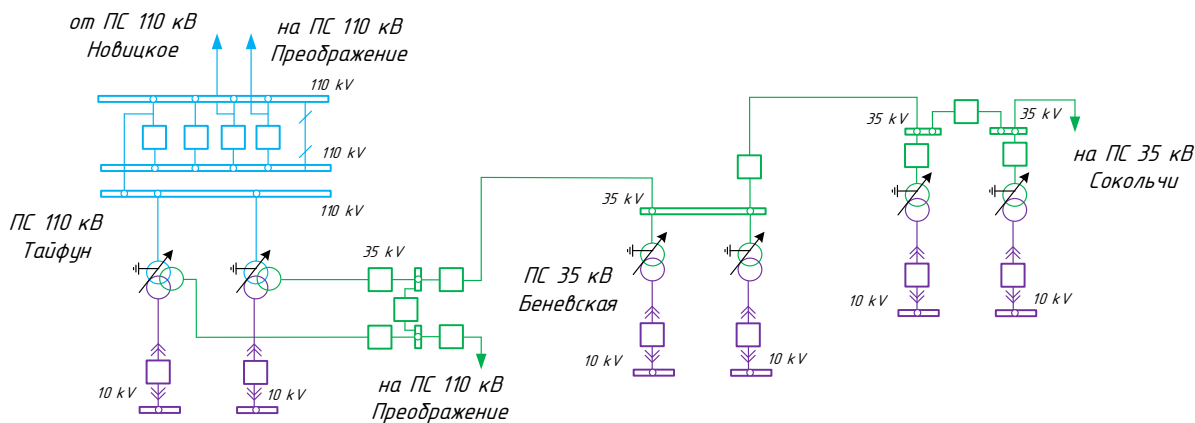


Рисунок 2.4 - Однолинейная схема 2 варианта

Анализ, произведенный в разделе 1.5 настоящей ВКР, показал, что токовая нагрузка по существующим ЛЭП находится в пределах допустимых параметров. И вариант № 2 остается предпочтительнее.

3 вариант. Подключение к сети 110 кВ, с переводом питанием ПС 35 кВ Лазо на напряжение 110 кВ и реконструкцией ПС 110 кВ Лазо.

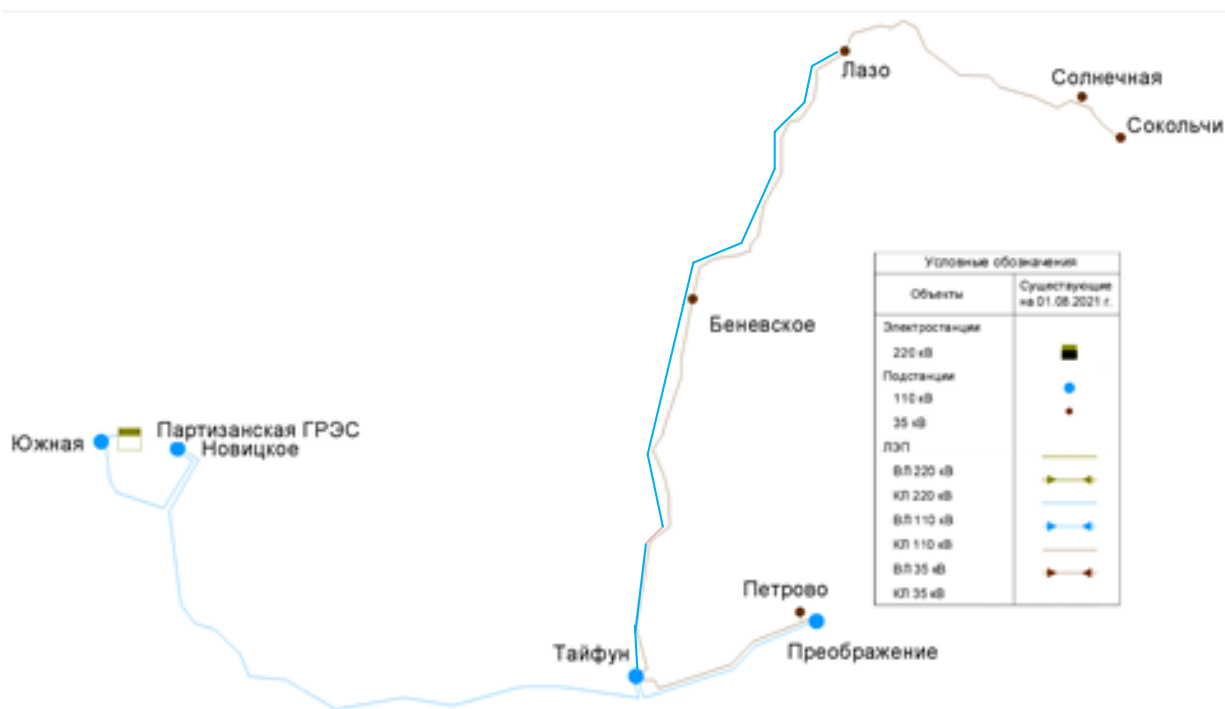


Рисунок 2.5 - Карта схема 3 варианта.

При реализации данного варианта необходима реконструкция ПС 110 кВ Тайфун и ПС 35 кВ Лазо в связи с переводом ее на напряжение 110 кВ. Согласно схеме 3 варианта ПС 110 кВ Тайфун расширяем на одну линейную ячейку. Схема ОРУ 110 кВ ПС 35 кВ Лазо выбрана 4Н - Мостик с выключателями в цепях трансформаторов.

Однолинейная схема 3 варианта представлена на рисунке 2.6.

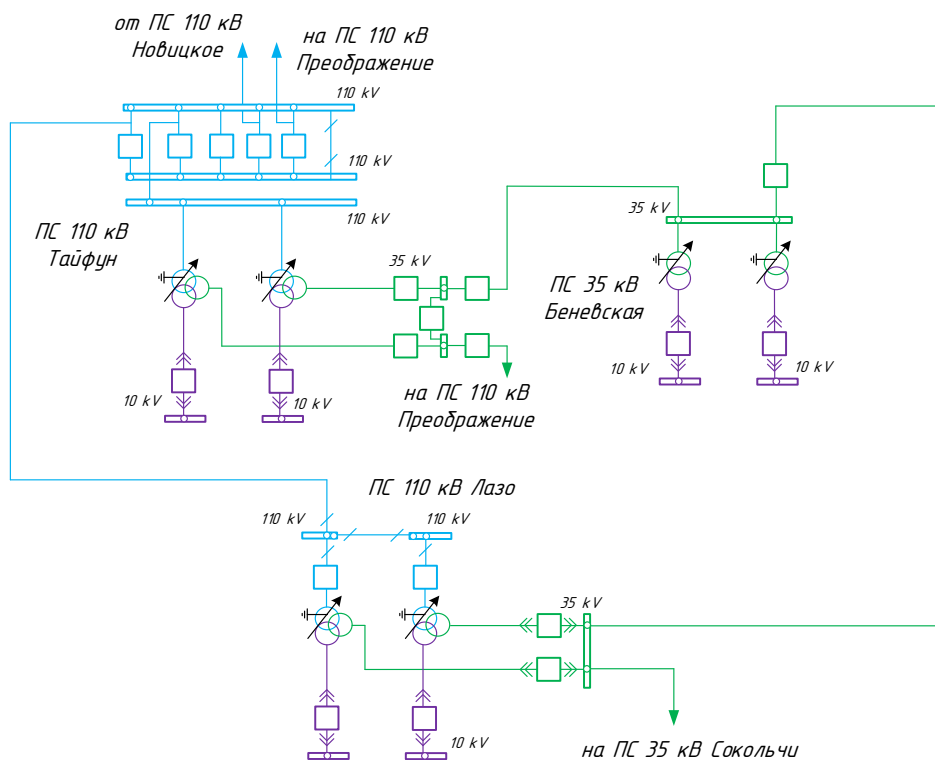


Рисунок 2.6 - Однолинейная схема 3 варианта

4 вариант. Подключение к сети 35 кВ, с питанием ПС 35 кВ Лазо, как оговаривалось выше по существующим трассам ВЛ 35 кВ со строительством второй цепи 35 кВ от ПС 110 кВ Тайфун, расширением ОРУ 35 кВ ПС 35 кВ Тайфун на одну линейную ячейку 35 кВ, без перевода ПС 35 кВ Лазо на напряжение 110 кВ и реконструкцией РУ 35 кВ с установкой КРУН 35 кВ.



Рисунок 2.7 - Карта схема 4 варианта.

Необходима реконструкция ПС 35 кВ Лазо в связи с установкой новых трансформаторов.

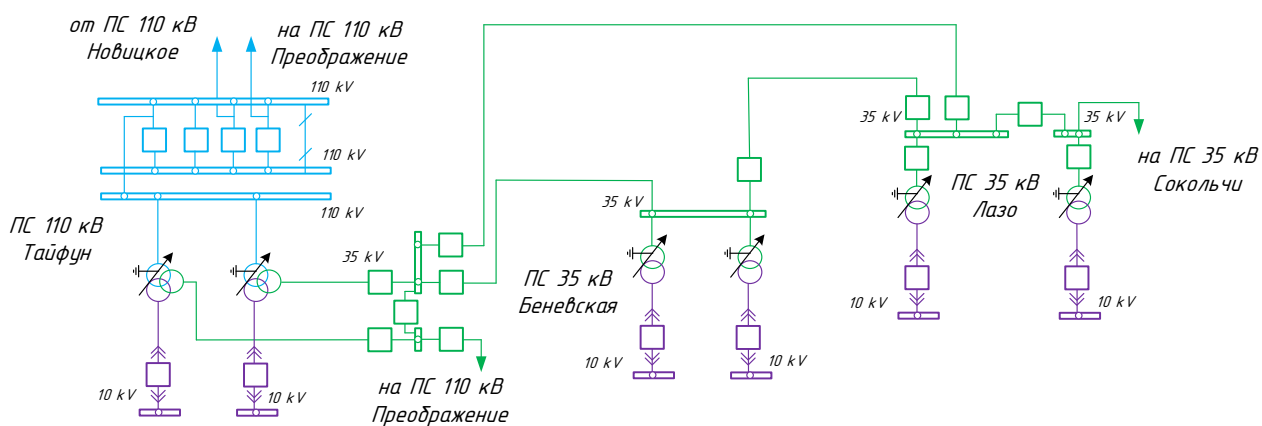


Рисунок 2.8 - Однолинейная схема 4 варианта

2.2 Технический анализ конкурентных вариантов

2.2.1 Проверка выбранных номинальных напряжений в конкурентных вариантах

Номинальное напряжение существенно влияет на технико-экономические показатели и технические характеристики электросети. При увеличении номинального напряжения поперечное сечение провода уменьшается, уменьшаются потери мощности и энергии, а также снижаются эксплуатационные расходы. Но в тоже время капитальные затраты на строительство линии и распределительного устройства ПС растут.

Проверим правильность выбранных классов напряжения в 1 варианте.

$$U_{\text{рац(Преобразование-Лазо)}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{83} + \frac{2500}{3,9}}} = 39,31 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{рац(Лазо-Сокольчи)}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{30,015} + \frac{2500}{1,4}}} = 23,56 \text{ кВ.}$$

На участке сети Преобразование-Лазо напряжение равно 110 кВ неприемлемо. Разумное напряжение этого участка сети составляет 35 кВ, в части сети Лазо-Сокольчи мы принимаем напряжение равно 35 кВ.

Проведенные расчеты показали, что номинальное напряжение в первом варианте было выбрано неправильно.

Проверим правильность выбранного уровня напряжения во 2 варианте.

$$U_{\text{рац(Беневское-Лазо)}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{61,62} + \frac{2500}{3,9}}} = 39,25 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{рац(Лазо-Сокольчи)}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{30,015} + \frac{2500}{1,4}}} = 23,56 \text{ кВ.}$$

На участке сети Преобразование-Лазо выберем напряжение равно 35 кВ, на участке сети Лазо-Сокольчи мы принимаем напряжение равно 35 кВ.

Проведенные расчеты показывают, что номинальное напряжение во втором варианте выбрано правильно, и этот вариант по-прежнему является предпочтительным.

Проверим правильность уровня напряжения, выбранного в варианте 3.

$$U_{\text{рац(Тайфун-Лазо)}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{81} + \frac{2500}{3,9}}} = 38,29 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{рац(Лазо-Сокольчи)}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{30,015} + \frac{2500}{1,4}}} = 23,56 \text{ кВ.}$$

На участке сети Тайфун-Лазо напряжение равное 110 кВ неприемлемо. Разумное напряжение этого участка составляет 35 кВ. На участке сети Лазо-Сокольчи принимаем напряжение равное 35 кВ.

Проведенные расчеты показали, что номинальное напряжение в третьем варианте было выбрано неправильно.

Проверим правильность уровня напряжения, выбранного в варианте 4.

$$U_{\text{рац(Тайфун-Лазо)}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{81 \cdot 2} + \frac{2500}{3,9}}} = 39,402 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{рац(Лазо-Сокольчи)}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{30,015} + \frac{2500}{1,4}}} = 23,56 \text{ кВ.}$$

На участке сети Тайфун – Лазо принимаем напряжение равным 35 кВ. На участке сети Лазо – Сокольчи принимаем напряжение равным 35 кВ.

Проведенные расчеты показывают, что номинальное напряжение в четвертом варианте выбрано правильно.

Основываясь на полученных данных, принимаем варианты № 1 и № 2 для дальнейшего выбора.

Выбор поперечного сечения ЛЭП.

Поскольку в упрощенной схеме поток мощности по линии не совсем соответствует фактическому, поэтому для более точного определения сечения проектируемой линии используем расчет электрического режима. Предварительно зададимся сечением ВЛ.

Предварительно выбранные сечения проводов для каждого из вариантов представлены в таблицах 2.1, 2.2.

Таблица – 2.1 Сечения для 1 варианта.

Участок сети	Марка провода
ПС Преображение – ПС Лазо	АС – 120
ПС Лазо – ПС Сокольчи	АС – 50

Таблица – 2.2 Сечения для 2 варианта

Участок сети	Марка провода
ПС Беневское – ПС Лазо	АС – 50
ПС Лазо – ПС Сокольчи	АС – 50

После расчета режима мы сделаем вывод о правильности выбранного сечения ВЛ и сравним полученный ток интересующей нас линии с максимально допустимым током этой линии.

2.2.2 Выбор числа и мощности трансформаторов

В данном разделе рассматривается выбор количества и мощности силовых трансформаторов для каждого из рассматриваемых вариантов.

Согласно существующим стандартам, мощность трансформатора на ПС следует выбирать из условий, при которых допускается перегрузка в послеаварийном режиме до 70-80%, а общая суточная продолжительность не превышает 6 часов и не превышает 5 дней.

Если в нагрузке на ПС. есть потребители первой категории, то количество трансформаторов должно быть не менее двух.

Мощность силового трансформатора определяется выражением:

$$S_{\text{тр}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{сн}} + P_{\text{нн}})^2 + (Q_{\text{сн}} + Q_{\text{нн}})^2}}{N \cdot K_3}, \quad (2.2)$$

где K_3 - коэффициент загрузки силового трансформатора, принимается равным $K_3=0,7$ для двухтрансформаторной подстанции при наличии любого процента потребителей первой категории;

$P_{\text{сн}}$, $P_{\text{нн}}$, $Q_{\text{сн}}$, $Q_{\text{нн}}$ - активные и реактивные мощности средней и низкой стороны трансформатора соответственно.

Выбор трансформаторов для первого варианта.

Выбор первого варианта подразумевает реконструкцию ОРУ ПС Преобразование и ПС Лазо с заменой трансформаторов.

Рассчитаем мощность трансформаторов устанавливаемых на ПС 35 кВ Лазо.

$$S_{\text{номТ(Лазо)}} = S_{\text{тр}} = \frac{\sqrt{(2,273+0,909)^2 + (1,240+0,496)^2}}{2 \cdot 0,7} = 2,589 \text{ МВА} .$$

В результате расчета получили значение $S_{\text{тр}}=2,589$ МВА, следовательно, на ПС 35 кВ выбираем марки ТМТН-6300/110/35/10. Мощность 6300 МВА выбрана как наименьшая из ряда напряжений трансформаторов.

Загрузка в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{\sqrt{(P_{\text{сн}} + P_{\text{нн}})^2 + (Q_{\text{сн}} + Q_{\text{нн}})^2}}{N \cdot S_{\text{т}}}; \quad (2.3)$$

Коэффициенты загрузки в нормальном режиме:

$$K_{з(110, \text{Лазо})} = \frac{\sqrt{(2,273+0,909)^2 + (1,240+0,496)^2}}{2 \cdot 6,3} = 0,29.$$

В аварийном режиме, также необходимо проверить трансформатор в соответствии с коэффициентом загрузки:

$$K_3 = \frac{\sqrt{(P_{\text{сн}} + P_{\text{нн}})^2 + (Q_{\text{сн}} + Q_{\text{нн}})^2}}{S_T}; \quad (2.4)$$

Коэффициент загрузки в аварийном режиме:

$$K_{з(110, \text{Лазо})} = \frac{\sqrt{(2,273+0,909)^2 + (1,240+0,496)^2}}{6,3} = 0,575.$$

Коэффициенты нагрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы указывают на то, что установленный трансформатор будет недогружен. Таким образом, эта версия сети имеет самый низкий приоритет.

Выбор второго варианта трансформатора.

Реализация второго плана включает реконструкцию подстанции 35 кВ "Лазо" и замену трансформаторов.

$$S_{\text{номТ(Лазо)}} = S_{\text{тр}} = \frac{\sqrt{(2,273+0,909)^2 + (1,240+0,496)^2}}{2 \cdot 0,7} = 2,589 \text{ МВА}.$$

В результате расчета получили значение $S_{\text{тр}}=2,589$ МВА, следовательно, на ПС 35 кВ Лазо выбираем трансформатор марки ТМ-2500/35-У1.

Коэффициенты загрузки в нормальном режиме:

$$K_{з(35, \text{Лазо})} = \frac{\sqrt{(2,273+0,909)^2 + (1,240+0,496)^2}}{2 \cdot 2,5} = 0,7.$$

Коэффициенты загрузки в аварийном режиме:

$$K_{з(35.Лазо)} = \frac{\sqrt{(2,273+0,909)^2 + (1,240+0,496)^2}}{2,5} = 1,4.$$

Коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы имеют значения, которые укладываются в требования существующих стандартов. Поэтому этот тип трансформатора подходит.

Типы выбранных трансформаторов для первого и второго варианта представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Типы и количество выбранных трансформаторов

ПС	Вариант 1	Вариант 2
ПС Лазо	ТМТН-6300/110	ТМ-2500/35-У1

2.2.3 Анализ перспективных режимов конкурентных вариантов

На Листе 3 графической части ВКР представлены результаты расчета установившегося режима перспективных вариантов в ПВК RastrWin 3.

Проанализируем напряжения в узлах сети каждого из конкурентных вариантов. Значения напряжений 1 варианта приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4. Значения напряжений в узлах 1 вариант конфигурации сети.

Название узла	Напряжение в узле, кВ
ПС 110 кВ Тайфун	112,48
ПС 110 кВ Преобразование	111,63
ПС 110 кВ Лазо	108,66

Все напряжения находятся в допустимых пределах.

Значения напряжений 2 варианта приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5. Значения напряжений в узлах 2 вариант конфигурации сети.

Название узла	Напряжение в узле, кВ
ПС 110 кВ Тайфун	113,79

ПС 35 кВ Лазо	34,59
ПС 35 кВ Беневское	34,95

Все напряжения находятся в допустимых пределах.

Сравним потери в сети для каждого варианта.

Таблица 2.6. Сравнение потерь электроэнергии в конкурентных вариантах

Тип	1 вариант	2 вариант	Разница, МВт	Разница, %
Потери в сетях 110 кВ, МВт	1,57	1,1	0,47	42,72
Потери в сетях 35 кВ, МВт	0,85	0,92	0,07	8,3
Сумма	2,42	2,02	0,4	19,8

Анализируя перспективный режим, мы можем сделать определенные выводы:

1. в разработанных конфигурациях сети, напряжение в узлах соответствует нормам.

2. при сравнении потерь в сети было выявлено, что во втором варианте сети потери мощности будут на 19,8% меньше, чем в первом варианте.

2.2.4 Анализ послеаварийных режимов конкурентных вариантов.

Для анализа послеаварийных режимов отключим генераторы на Партизанской ГРЭС. Этот режим позволяет вам проверить выбранное сечение провода, а также напряжения на ПС.

Токовая загрузка линий в послеаварийных режимах занесена в таблицу 2.7 и 2.8, так же послеаварийные режимы отражены на Листе 3 графической части ВКР.

Таблица 2.7 Токовые загрузки линии в нормальном режиме

Вариант	Название	Ток в линии, А	Допустимый ток, А
1	2	3	4

1	ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС - ПС 110 кВ Южная	268	390
	ВЛ 110 кВ Южная - Новицкое	190	390
	ВЛ 110 кВ Тайфун - Преображение	68	390
	ВЛ 110 кВ Новицкое - Тайфун	173	390
	ВЛ 110 кВ Преображение - Лазо	48	390
	ВЛ 35 кВ Лазо - Сокольчи	44	172
2	ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС - ПС 110 кВ Южная	250	390
	ВЛ 110 кВ Южная - Новицкое	172	390
	ВЛ 110 кВ Тайфун - Преображение	31	390
	ВЛ 110 кВ Новицкое - Тайфун	155	390
	ВЛ 35 кВ Беневское - Лазо	90	210
	ВЛ 35 кВ Тайфун - Беневское	104	210
	ВЛ 35 кВ Лазо - Сокольчи	39	210

Таблица 2.8 Токовые загрузки линии в послеаварийном режиме

Вариант	Название	Ток в линии, А	Допустимый ток, А
1	ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС - ПС 110 кВ Южная	134	390
	ВЛ 110 кВ Южная - Новицкое	131	390
	ВЛ 110 кВ Тайфун - Преображение	69	390
	ВЛ 110 кВ Новицкое - Тайфун	117	390
	ВЛ 110 кВ Преображение - Лазо	49	390
	ВЛ 35 кВ Лазо - Сокольчи	44	172
2	ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС - ПС 110 кВ Южная	125	390
	ВЛ 110 кВ Южная - Новицкое	122	390
	ВЛ 110 кВ Тайфун - Преображение	46	390
	ВЛ 110 кВ Новицкое - Тайфун	106	390
	ВЛ 35 кВ Тайфун - Беневское	92	210
	ВЛ 35 кВ Беневское - Лазо	99	210
	ВЛ 35 кВ Лазо - Сокольчи	42	210

По результатам анализа мы приходим к выводу, что допустимый ток не превышен, а поперечное сечение провода выбрано правильно.

Осуществим анализ уровней напряжения в узла принятых конкурентноспособных вариантов в послеаварийном режиме.

В таблицах 2.9 и 2.10 указано напряжение принятых конкурентноспособных вариантов в послеаварийном режиме.

Таблица 2.9 - Значения напряжений в узлах 1 варианта

Узел	Напряжение, кВ
ПС 110 кВ Тайфун	105,34
ПС 110 кВ Преображение	104,45
ПС 110 кВ Лазо	10,42
ПС 35 кВ Сокольчи	30,43

Таблица 2.10 - Значения напряжений в узлах 2 варианта

Узел	Напряжение, кВ
ПС 110 кВ Тайфун	106,78
ПС 35 кВ Лазо	32,04
ПС 35 кВ Беневское	32,57
ПС 35 кВ Сокольчи	31,79

Уровни напряжения во всех узлах находятся в допустимом диапазоне.

2.3 Выбор варианта сети

Выбор основан на объеме капитальных вложений, необходимых для осуществления принятых вариантов.

Для строительства новых и расширения эксплуатируемых, а также реконструкции и технологического переоборудования подстанций требуются материальные, трудовые и денежные вложения. Общая стоимость этих ресурсов называется капитальными вложениями. Они используются для строительно-монтажных работ, приобретения технического оборудования и других нужд.

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 4,5.

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

2.3.1 Расчет капиталовложений на сооружение ВЛЭП

Капитальные вложения в строительство ЛЭП включают:

- стоимость изыскательских работ, подготовку трассы прокладки ВЛ;
- стоимость приобретения компонентов сети (кронштейны, провода, изоляторы, линейные устройства, кабели молниезащиты, заземляющие устройства), транспортировка и монтаж.

Базовые показатели стоимости ВЛ 35 – 1150 кВ учитывают все затраты производственного назначения и соответствуют средним условиям строительства и расчетному напору ветра до 0,6 кПа.

Данные по ЛЭП проектируемых сетей 1 и 2 вариантов приведены в таблице 2.11 и 2.12.

Таблица 2.11 – Параметры линий первого варианта.

Наименование ветви	Марка провода	Длина, км	Удельная стоимость 1 км линии, тыс. руб/км
ВЛ 110 кВ Преобразование - Лазо	АС – 120	83	576,6
ВЛ 35 кВ Лазо - Сокольчи	АС – 50	30	452,6

Таблица 2.12 – Параметры линий второго варианта.

Наименование ветви	Марка провода	Длина, км	Удельная стоимость 1 км линии, тыс. руб/км
ВЛ 35 кВ Лазо - Сокольчи	АС – 50	30	452,6

Капитальные затраты в сооружение ЛЭП будут определяться по формуле:

$$K_{\text{ВЛЭП}} = K_{\text{инф.ВЛЭП}} \cdot K_p \cdot \sum_{i=1}^n C_i \cdot l_{ij}, \quad (2.5)$$

где $K_{\text{инф.ВЛЭП}}$ – коэффициент инфляции;

$K_p = 1,4$ – районный коэффициент;

$\sum_{i=1}^n C_i$ – суммарная стоимость сооружения ВЛЭП;

l_{ij} – длина участка ВЛ, входящего в проектируемую сеть.

Затраты на сооружение ВЛЭП в Приморском крае с учетом коэффициента инфляции и районного коэффициента для первого и второго вариантов соответственно составили:

$$K_{\text{линии1}} = 4,55 \cdot 4,4 \cdot (83 \cdot 576,6 + 30 \cdot 452,6) = 1216 \text{ млн.руб.}$$

$$K_{\text{линии2}} = 4,55 \cdot 4,4 \cdot (30 \cdot 452,6) = 268,8 \text{ млн.руб.}$$

2.3.2 Капитальные затраты в 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:

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{ТР}} + K_{\text{ПОСТ}}) \cdot K_{\text{ИНФ}} \cdot K_{\text{П}}, \quad (2.6)$$

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

$K_{ТР}$ – капиталовложения в трансформаторы;

$K_{КУ}$ – капиталовложения в компенсирующие устройства;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат на строительство ПС;

$K_{П}$ – районный коэффициент для Приморского края;

$K_{ИНФ}$ – коэффициент инфляции на 2015 г.

В таблице 2.13, 2.14 представлены типы трансформаторов, выбранных для сетей первого и второго вариантов, и их базовая стоимость на период 2000 г.

Таблица 2.13 – Трансформаторы, устанавливаемые при реализации 1 варианта

ПС	Тип	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб
ПС Лазо	ТМТН-6300/110	2	4817
Итого			9634

Таблица 2.14 – Трансформаторы, устанавливаемые при реализации 2 варианта

ПС	Тип	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб
ПС Лазо	ТМ 1600/35	2	2582
Итого			5170

Капитальные затраты на ОРУ представлены в таблице 2.15 и 2.16.

Таблица 2.15 – Стоимость ОРУ 1 Вариант

Схема РУ	Цена 2000 г., млн. руб, ПС	Срок полезного использования Тел, лет
110-5АН	62040 (ПС Преобразование)	20
110-4Н	60020 (ПС Лазо)	20
Итого	122060	20

Таблица 2.16 – Стоимость ОРУ 2 варианта

Схема РУ	Цена 2000 г., млн. руб, ПС	Срок полезного использования Тел, лет
35-5АН	20680 (ПС Лазо)	20
Итого	20680	

Постоянная часть затрат представлена в таблице 2.17.

Таблица 2.17 – Постоянная часть затрат

Схема распредел. устройства	Постоянная часть затрат в ценах 2000 г., млн. руб.
Первый вариант	
110-5АН	110 кВ – 10340 (ПС Преобразование)
110-4Н	110 кВ – 10340 (ПС Лазо)
Второй вариант	
35-5АН	35 кВ – 4700 (ПС Лазо)

Давайте рассчитаем общие инвестиции в строительство ПС для каждого варианта:

$$K_{\text{ПС1}} = (10340 + 10340 + 62040 + 30020) \cdot 4,5 \cdot 4,4 = 2232 \text{ млн.руб.}$$

$$K_{\text{ПС2}} = (4700 + 20680 + 2582) \cdot 4,5 \cdot 4,4 = 553,6 \text{ млн.руб.}$$

Для удобства вычисления суммарных капиталовложений, сведем полученные данные капиталовложений ПС и капиталовложений ВЛ в таблицу 2.18.

2.3.3 Окончательный выбор варианта

Таблица 2.18 - Сводная таблица капиталовложений в проектируемые сети

	1 вариант	2 вариант	Разница, %
	Капиталовложения, млн. руб.	Капиталовложения, млн. руб.	
Сооружение ПС	2232	553,3	303,61
Воздушные линии	1216	268,8	353,73
Итого	3448	822,1	319,46

Как видно из таблицы 2.18, вариант 2 на 319% дешевле (822,1 млн рублей), чем первый. А поскольку эти проекты являются крупномасштабными инвестиционными проектами, стоимость играет жизненно важную роль.

Кроме того, анализ перспективного режима сети конкурентноспособных вариантов показывает, что во втором варианте потери мощности меньше на 19,8%.

В результате технико-экономического сравнения вариантов сети можно сделать вывод, что Вариант 2 является более подходящим, поскольку при его использовании общие капитальные вложения меньше.

Как итог примем вариант 2 для осуществления всех последующих расчетов.

2.4 Расчет максимального режима и его анализ (режим наибольших нагрузок)

Проанализируем режим максимальной нагрузки. Для расчета мы берем максимальную нагрузку в Зимнее время в нормальном режиме.

На странице 4 графического раздела ВКР приведены результаты расчета установившегося максимального режима принятого варианта.

Также указано значение максимального напряжения режима в Таблице 2.19.

Таблица 2.19 – Напряжения в узлах максимального режима

Узел	Напряжение, кВ
ПС 110 кВ Тайфун	106,37
ПС 35 кВ Лазо	31,78
ПС 35 кВ Сокольчи	31,5
ПС 35 кВ Бенеvское	35,35

Согласно расчету, напряжение в узлах находится в пределах допустимого диапазона.

2.5 Расчет минимального режима и его анализ (режим наименьших нагрузок)

Проанализируем режим с наименьшей нагрузкой. Для расчета мы берем минимальную нагрузку в системе при нормальном режиме работы в летний период.

На листе 4 графического раздела ВКР приведены результаты расчета установившегося минимального режима принятого варианта.

Кроме того, также значение напряжений минимального режима указано в Таблице 2.20.

Таблица 2.20 – Напряжения в узлах минимального режима

Название узла	Напряжение в узле, кВ
ПС 110 кВ Тайфун	110,86
ПС 35 кВ Лазо	34,35
ПС 35 кВ Сокольчи	34,17
ПС 35 кВ Беневское	34,65

Согласно расчету, напряжение в узлах находится в пределах допустимого диапазона.

3 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Чтобы рассчитать токи короткого замыкания на высокой и низкой сторонах подстанции Лазо 35 кВ, построим схему замещения, в которой существующие составляющие сети заменены сопротивлением индуктивностями, а система состоит из сопротивления и ЭДС [

Схема замещения для расчета симметричного трехфазного короткого замыкания показана на рисунке 3.1

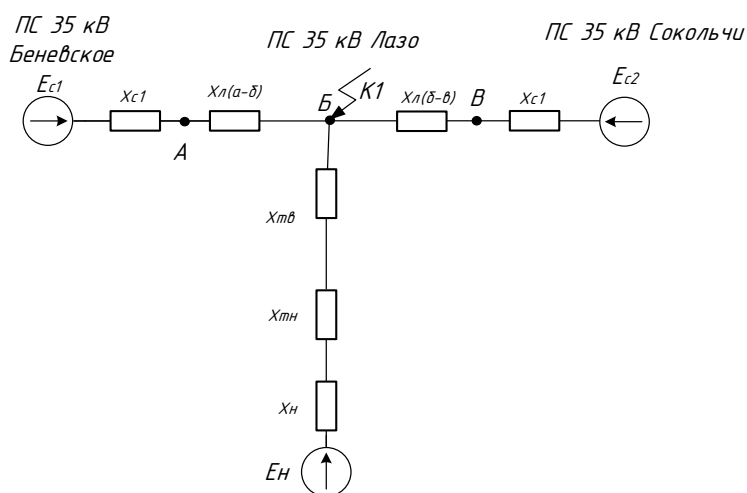


Рисунок 3.1 – Схема замещения для расчета трехфазного КЗ на ПС 35 кВ Лазо

3.1.1 Определение параметров элементов схемы замещения

Так как для расчета используется метод приближенного приведения в относительных единицах, то принимаем базисные условия [10]:

$$S_{\text{баз}} = 100 \text{ МВА}; U_{\text{баз1}} = 38,5 \text{ кВ};$$

Рассчитаем значение базисного тока по формулам:

$$I_{\text{баз1}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз}}} ; \quad (3.1)$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 1,5 \text{ кА.}$$

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз}} \cdot I_K}, \quad (3.2)$$

где I_K - трехфазный ток короткого замыкания на шинах системы.

Для ПС 35 кВ Беневское $I_K = 1,69$ кА

Сопротивление системы определяется в соответствии с выражением 3.2:

$$X_{c1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 38,5 \cdot 1,69} = 0,887 \text{ о.е.}$$

$$X_{c2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 38,5 \cdot 1,53} = 0,98 \text{ о.е.}$$

Сопротивление нагрузки определяется в соответствии с выражением 3.3:

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{S_H} \text{ о.е.} \quad (3.3)$$

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{100}{2,5} = 14 \text{ о.е.};$$

Сопротивления линий определяется в соответствии с выражением 3.4

$$X_{л} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{баз}}^2} \text{ о.е.}, \quad (3.4)$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление воздушной линии;

для ВЛ 35 кВ $x_0 = 0,435$ Ом/км.

L - длина линии.

Рассчитаем сопротивление линии на участке между ПС 35 кВ Беневское и ПС 35 кВ Лазо.

$$X_{л} = 0,42 \cdot 33,021 \cdot \frac{100}{38,5^2} = 0,969 \text{ о.е.}$$

Линиям соответствуют сопротивления, а их значения представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Значения сопротивлений линий

ХЛ.АБ, о.е.	ХЛ.БВ, о.е.
0,969	0,883

Напряжение КЗ обмоток $U_{кз} = 11$; %:

Индуктивные сопротивления трансформатора прямой, обратной и нулевой последовательностей равны, о.е:

$$X_{Ti} = \frac{U_{ki}, \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H}, \quad (3.5)$$

где i – сторона обмотки трансформатора.

Индуктивные сопротивлений трансформатора ПС Лазо:

$$X_{ТВ} = \frac{u_{кТВ} \cdot S_{баз}}{100 \cdot S_T}; \quad (3.6)$$

$$X_{ТВ} = \frac{11 \cdot 100}{100 \cdot 2,5} = 68,18 \text{ о.е.}$$

При вычислении значения тока КЗ, сложная схема сводится к ее простейшей форме, выраженной в виде одной ветви или семейства радиальных простейших ветвей, которые сходятся к точке короткого замыкания, и каждая из этих ветвей называется расчетной схемой замещения [4].

Рассмотрим расчет трехфазного КЗ на ВН 35 кВ Лазо.

Исходная схема замещения приводится к виду в соответствии со схемой, показанной на рисунке 3.2:

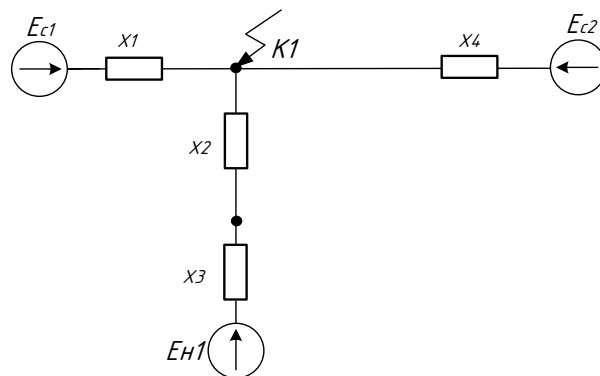


Рисунок 3.2 – Преобразование исходной схемы

$$X_1 = X_{C1} + X_{Л.АБ} = 1,856 \text{ о.е.} \quad (3.7)$$

$$X_2 = X_{ТВ} = 4,4 \text{ о.е.} \quad (3.8)$$

$$X_3 = X_{Тн} + X_{Н1} = 14,275 \text{ о.е.} \quad (3.9)$$

$$X_4 = X_{C2} + X_{Л.БВ} = 1,863 \text{ о.е.} \quad (3.10)$$

Следующая итерация заменит параллельную ветвь, содержащую ЭДС, на эквивалентную:

$$X_5 = X_2 + X_3 = 18,67, \quad (3.11)$$

$$X_6 = \frac{X_1 \cdot X_4}{X_1 + X_4} = 0,93, \quad (3.12)$$

$$E_{\text{Э1}} = \frac{E_{\text{н1}} \cdot X_1 + E_{\text{н2}} \cdot X_4}{X_1 + X_4} = 0,039. \quad (3.13)$$

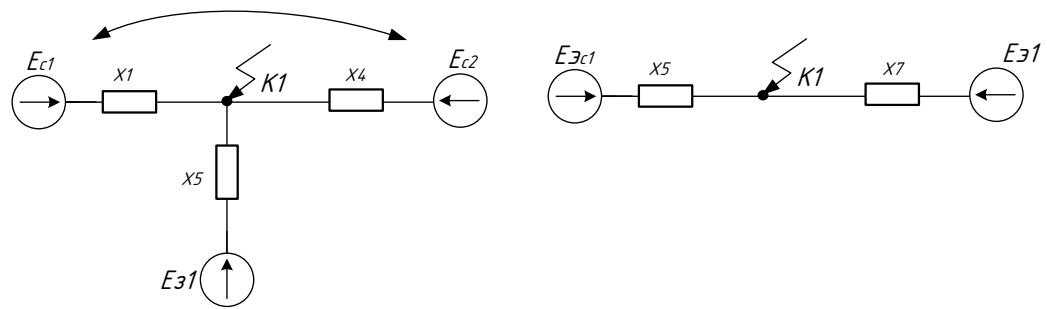


Рисунок 3.3 – Преобразование

Получим действующее значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания:

$$I_{\text{П0}} = \frac{E_{\text{С}}}{X_{\text{Э}}} \cdot I_{\text{баз}} \quad (3.14)$$

$$I_{\text{П0}} = \frac{1}{0,945} \cdot 1,5 = 1,59 \text{ кА}$$

В таблице 3.2 представлены результаты расчета токов КЗ.

Таблица 3.2 – Суммарные токи короткого замыкания

ПС	U, кВ	ТКЗ	
		I(3), кА	I(1), кА
ПС 110 кВ Тайфун	110	1,72	1,47
ПС 35 кВ Беневское	35	1,69	-
ПС 35 кВ Лазо	35	1,59	-
ПС 35 кВ Сокольчи	35	1,53	-

Определение ТКЗ выполнено на год завершения технического перевооружения ПС 35 кВ Лазо и будет фигурировать в дальнейших расчетах параметров срабатывания устройств РЗА и определения характеристик первичного силового оборудования.

4 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПС 35 КВ ЛАЗО

4.1 Общие сведения

В данной ВКР предусматривается реконструкция ПС 35 кВ Лазо в следующем объеме

- Установка двух силовых трансформаторов мощностью 2,5 МВА на ПС в связи с ростом электрических нагрузок;
- Выбор схемы РУ 35 кВ;
- Выбор и проверка силовых выключателей 35 кВ и 10 кВ;
- Выбор и проверка разъединителей 35 кВ и 10 кВ;
- Выбор и проверка трансформаторов тока 35 кВ и 10 кВ;
- Выбор и проверка трансформаторов напряжения 35 кВ и 10 кВ;
- Выбор трансформатора собственных нужд и аккумуляторной батареи.

4.2 Принципиальная электрическая схема ПС

Существующая схема ОРУ 35 кВ выполнена по схеме «Две рабочие, секционированные выключателем системы шин» на следующем оборудовании:

- выключатели масляные С-35М-630-10АУ1;
- разъединители трехполюсные горизонтально-поворотного типа РНДЗ-1(2)-35-1000;
- вентильные разрядники РВС-35.

Предусматривается замена ОРУ 35 кВ на распределительное устройство 35 кВ модульного исполнения с вакуумными выключателями [2].

Новое РУ 35 кВ предусматривается двухсекционным на базе комплектного распределительного устройства типа К-130 производства АО «Мосэлектро» с вакуумными выключателями VD-4 по типовой схеме №35-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем система шин» в составе 8 ячеек: 2 ячейки ВЛ 35 кВ, 2 трансформаторные ячейки 35 кВ, 1 ячейка СВ 35 кВ, 1 ячейка СР 35 кВ и две ячейки ТН 35 кВ с шинными ЗН [1].

На листе 5 графического раздела ВКР показана однолинейная электрическая схема ПС 35 кВ Лазо.

На листе 6 графического раздела ВКР показан план расположения ПС 35 кВ Лазо.

На листе 7 графического раздела ВКР показан план размещения оборудования в КРУМ 35 кВ ПС 35 кВ Лазо.

Подключение существующих ВЛ-35кВ Беневское и ВЛ-35кВ Сокольчи, а также силовых трансформаторов к РУ 35 кВ предусматривается кабелем. Для присоединения ВЛ-35кВ Беневское и ВЛ-35кВ Сокольчи предусматривается монтаж кабельной вставки 35 кВ от ячеек РУ 35 кВ до существующей концевой опоры 35 кВ с подъемом кабеля на опору и установкой на опоре линейных ОПН 35 кВ. Для присоединения кабеля 35 кВ к силовым трансформаторам вблизи с трансформаторами выполняется установка блоков кабельных муфт 35 кВ и трансформаторных ограничителей перенапряжения 35 кВ.

Существующая схема РУ 10 кВ выполнена по схеме №10-1 «Две секционированные выключателем секции шин» на базе ячеек 10 кВ типа КРУ и К, с маломасляными выключателями ВК-10/630 [21].

ВКР предусматривается замена существующего РУ 10 кВ на новое комплектное распределительное устройство 10 кВ типа К-132 производства АО «Мосэлектро» с вакуумными выключателями ISM15, по типовой схеме №10-1 «Одна секционированная выключателем система шин», в количестве 18 ячеек: 2 ячейки ВВ 10 кВ, 2 ячейки ТСН 10 кВ, 1 ячейка СВ 10 кВ, 1 ячейка СР 10 кВ, 2 ячейки ТН 10 кВ и 10 ячейки отходящих линий 10 кВ [21]..

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПС

Выбор и проверка основного электротехнического оборудования производится в соответствии с [3].

5.1 Расчетные условия для выбора и проверки силовых выключателей

Выбор по напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (5.1)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}}, \quad (5.2)$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (5.3)$$

Ударный ток $i_{\text{уд}}$ в точке к.з.:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}}^{(3)} \cdot k_{\text{уд}}, \quad (5.4)$$

где $k_{\text{уд}}$ - ударный коэффициент.

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{\text{уд}} = 1 + e^{-0,01/T_a}, \quad (5.5)$$

где T_a - расчётная постоянная времени.

Проверка по термической стойкости:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k, \quad (5.6)$$

где $I_{\text{тер}}$ - ток термической стойкости;

$t_{\text{тер}}$ - нормированное допустимое время его протекания.

Выбор по коммутационной способности:

$$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п.о.}}, \quad (5.7)$$

$$I_{\text{пр.скв.}} \geq I_{\text{п.о.}}, \quad (5.8)$$

$$i_{\text{пр.скв.}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (5.9)$$

Проверка на коммутационную способность:

$$i_{\text{а.норм}} = \sqrt{2} \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном.}} \geq i_{\text{а.}\tau}, \quad (5.10)$$

где $\beta_{\text{норм}}$ - нормированное процентное содержание аperiodической составляющей в токе отключения:

$$\beta_{\text{норм}} = e^{-22,5\tau}, \quad (5.11)$$

где $i_{\text{а.}\tau}$ - расчётное значение аperiodической составляющей тока

к.з. в момент τ :

$$i_{\text{а.}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о.}} \cdot e^{-\tau/T_a}, \quad (5.12)$$

где τ - наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения контактов;

$t_{\text{собств.}}$ – собственное время отключения выключателя;

$\tau_{\text{з.мин}}$ – минимальное время действия защиты.

5.2 Выбор и проверка выключателей 35 кВ

В качестве выключателей 35 кВ ВКР предусматриваются выключатели ВВУ-СЭЩ-К-35- 25/400 с номинальными параметрами: $U_{\text{ном}}=35$ кВ, $I_{\text{ном}}=400$ А, $I_{\text{откл}}=25$ кА, $t_{\text{терм.ст.}}=3$ с, $I_{\text{дин.ст.}}=64$ кА, $t_{\text{собств.}}=0,06$ с.

Проверка по условиям рабочих продолжительных режимов:

$$35 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ}.$$

Максимальный рабочий ток в цепи выключателя 35 кВ:

$$I_{\text{max}} = \frac{K_n \cdot S_{\text{нт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}},$$

$$I_{\text{max}} = \frac{1,4 \cdot 2,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 38,5 \cdot 10^3} = 52,486 \text{ А},$$

$$400 \text{ А} \geq 52,486 \text{ А}.$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

Ударный коэффициент $k_{\text{уд}} = 1 + e^{-0,01/0,23}$; $T_a = 0,23$ с – определяется по справочнику.

Ударный ток:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 1,59 = 4,16 \text{ кА},$$

Наибольший ток электродинамической стойкости выключателя составляет 64 кА.

$$I_{вкл} = 64 \text{ кА} \geq 4,16 \text{ кА}.$$

Проверка по термической стойкости:

Ток термической стойкости для выключателя составляет 25 кА, а время протекания тока термической стойкости 3 с.

$t_{рз} = 2,0$ с - максимальное время действия релейной защиты при КЗ (МТЗ ВЛ-35кВ Лазо - Сокольчи);

$t_{откл} = t_{собств} + t_{рз} = 0,06 + 2,0 = 2,06$ с - полное время отключения короткого замыкания.

Так как $t_{откл} \leq t_{терм.ном}$, то получится:

$$W_{тер.доп.} = I_{терм.}^2 \cdot t_{откл},$$

$$W_{тер.доп.} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$W_k = I_{п.о.}^2 \cdot (t_{откл} + T_a),$$

$$W_k = 1,59^2 \cdot (2,06 + 0,23) = 6,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 6,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбор по коммутационной способности:

$$I_{\text{вкл}} = 25 \text{ кА} \geq 1,59 \text{ кА},$$

$$I_{\text{пр.сбв.}} = 25 \text{ кА} \geq 1,59 \text{ кА},$$

$$i_{\text{пр.сбв.}} = 64 \text{ кА} \geq 4,16 \text{ кА}.$$

Проверка по коммутационной способности:

$$\tau = \tau_{\text{з.мин}} + t_{\text{собств.}},$$

$$\tau = 0,1 + 0,06 = 0,16,$$

$$\beta_{\text{норм}} = e^{-22,5 \cdot 0,16} = 0,027,$$

$$i_{\text{а.норм}} = \sqrt{2} \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном.}},$$

$$i_{\text{а.норм}} = \sqrt{2} \cdot 0,027 \cdot 25 = 0,95 \text{ кА},$$

$$i_{\text{а.}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о.}} \cdot e^{-\tau/T_a},$$

$$i_{\text{а.}\tau} = \sqrt{2} \cdot 2,156 \cdot e^{-0,16/0,23} = 1,521 \text{ кА}.$$

В случае, когда $i_{\text{а.норм}} < i_{\text{а.}\tau}$ следует проверить условие:

$$i_{\text{откл.норм}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном.}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{норм}}}{100}\right) \geq i_{\text{кр}} = i_{\text{пр}} + i_{\text{а.}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пр}} + I_{\text{а.}\tau},$$

$$i_{\text{откл.норм}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.норм}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{норм}}}{100}\right) = \sqrt{2} \cdot 25 \cdot \left(1 + \frac{0,027}{100}\right) = 35,3 \text{ кА},$$

$$i_{\text{кр}} = 2,156 + 1,521 = 3,677 \text{ кА},$$

$$35,3 \text{ кА} \geq 3,677 \text{ кА}.$$

Условие выполняется. Выключатели ВВУ-СЭЩ-К-35- 25/400 удовлетворяют условиям выбора и проверки. Все проверенные данные сведены в таблицу 5.1

Таблица 5.1 - Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Место установки	Расчетные данные				Паспортные данные				
	$U_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном}}$	$i_{\text{уд}}$	$B_{\text{к}}$	$U_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном}}$	$I_{\text{терм.ст.}}$	$I_{\text{дин.ст.}}$	$I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}}$
	кВ	А	кА	кА ² с	кВ	А	кА	кА	кА ² с
ВВ 35 кВ	35	52,49	4,16	6,32	35	400	25	64	1875
СВ 35 кВ	35	329	4,16	6,32	35	400	25	64	1875

5.3 Выбор и проверка выключателей 10 кВ

5.3.1 Выбор и проверка вводных выключателей 10 кВ

В качестве вводных выключателей 10 кВ предусматриваются выключатели ВВ/TEL (ISM15) производства Таврида Электрик с номинальными параметрами: $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$, $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$, $I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$, $t_{\text{терм.ст.}} = 3 \text{ с}$, $I_{\text{дин.ст.}} = 80 \text{ кА}$, $t_{\text{собств.}} = 0,06 \text{ с}$.

Проверка по условиям рабочих продолжительных режимов:

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}.$$

Максимальный рабочий ток в цепи выключателя 10 кВ, определяется по току максимальной загрузки трансформатора (2,5 МВА) с учетом допустимой перегрузки ($K_{\text{п}} = 1,4$):

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 2,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 10^3} = 183,7 \text{ А},$$

$$1000 \text{ А} \geq 183,7 \text{ А}.$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания на шинах РУ 10 кВ ПС 35 кВ Лазо $I_{\text{п.о.}}^{(3)} = 2,4 \text{ кА}$.

Ударный коэффициент $k_{\text{уд}} = 1 + e^{-0,01/0,23}$; $T_a = 0,23 \text{ с}$ – определяется по справочнику.

Ударный ток

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 2,4 \cdot 1,85 = 6,279 \text{ кА},$$

Наибольший пик тока электродинамической стойкости выключателя составляет 80 кА.

$$I_{\text{вкл}} = 80 \text{ кА} \geq 6,279 \text{ кА}.$$

Проверка по термической стойкости:

Ток термической стойкости для выключателя составляет 31,5 кА, а время протекания тока термической стойкости 3 с.

$t_{\text{рз}} = 1,4 \text{ с}$ – максимальное время действия релейной защиты при КЗ (МТЗ ВВ-10 кВ);

$t_{\text{откл}} = t_{\text{собств}} + t_{\text{рз}} = 0,06 + 1,4 = 1,46 \text{ с}$ – полное время отключения короткого замыкания.

Так как $t_{\text{откл}} \leq t_{\text{терм.ном}}$, то получится:

$$W_{\text{тер.доп.}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$W_{\text{к}} = 2,4^2 \cdot (1,46 + 0,23) = 7,48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 7,48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбор по коммутационной способности:

$$I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА} \geq 2,4 \text{ кА},$$

$$I_{\text{пр.скв.}} = 31,5 \text{ кА} \geq 2,4 \text{ кА},$$

$$i_{\text{пр.скв.}} = 80 \text{ кА} \geq 6,279 \text{ кА}.$$

Проверка по коммутационной способности:

$$\tau = 0,1 + 0,06 = 0,16,$$

$$\beta_{\text{норм}} = e^{-22,5 \cdot 0,16} = 0,027,$$

$$i_{\text{а.норм}} = \sqrt{2} \cdot 0,027 \cdot 31,5 = 1,2 \text{ кА},$$

$$i_{\text{а.}\tau} = \sqrt{2} \cdot 2,314 \cdot e^{-0,16/0,23} = 1,632 \text{ кА}.$$

В случае, когда $i_{\text{а.норм}} < i_{\text{а.}\tau}$ следует проверить условие:

$$i_{\text{откл.норм}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном.}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{норм}}}{100}\right) \geq i_{\text{кр}} = i_{\text{пт}} + i_{\text{а.}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + I_{\text{а.}\tau},$$

$$i_{\text{откл.норм}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном.}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{норм}}}{100}\right),$$

$$i_{\text{откл.норм}} = \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot \left(1 + \frac{0,027}{100}\right) = 44,5 \text{ кА},$$

$$i_{\text{кр}} = 2,4 + 1,632 = 4,032 \text{ кА},$$

$$44,5 \text{ кА} \geq 4,032 \text{ кА}.$$

Условие выполняется. Выключатели ВВ/TEL (ISM15) удовлетворяют условиям выбора и проверки.

5.3.2 Выбор и проверка секционного выключателя 10 кВ

В качестве секционного выключателя 10 кВ ВКР предусматриваются выключатели ВВ/TEL (ISM15) производства Таврида Электрик с номинальными параметрами: $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$, $I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$, $I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$, $t_{\text{терм.ст.}} = 3 \text{ с}$, $I_{\text{дин.ст.}} = 51 \text{ кА}$, $t_{\text{собств.}} = 0,07 \text{ с}$.

Проверка по условиям рабочих продолжительных режимов:

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}.$$

Максимальный рабочий ток в цепи секционного выключателя 10 кВ, определяется по току максимальной загрузки трансформатора (2,5 МВА) без учета перегрузки:

$$I_{\text{max}} = \frac{1 \cdot 2,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 10^3} = 131,22 \text{ А},$$

$$600 \geq 131,22.$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания на шинах РУ 10 кВ ПС 35 кВ Лазо $I_{п.о.}^{(3)} = 2,4$ кА.

Ударный коэффициент $k_{уд} = 1 + e^{-0,01/0,23}$; $T_a = 0,23$ с – определяется по справочнику.

Ударный ток

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 2,4 \cdot 1,85 = 6,279 \text{ кА},$$

Наибольший пик тока электродинамической стойкости выключателя составляет 51 кА.

$$I_{вкл} = 51 \text{ кА} \geq 6,279 \text{ кА}.$$

Проверка по термической стойкости:

Ток термической стойкости для выключателя составляет 20 кА, а время протекания тока термической стойкости 3 с.

$t_{рз} = 1$ с - максимальное время действия релейной защиты при КЗ (МТЗ СВ-10 кВ);

$t_{откл} = t_{собств} + t_{рз} = 0,07 + 1 = 1,07$ с - полное время отключения короткого замыкания.

Так как $t_{откл} \leq t_{терм.ном}$, то получится:

$$W_{тер.доп.} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$W_k = 2,4^2 \cdot (1,07 + 0,23) = 6,163 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 6,163 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбор по коммутационной способности:

Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения для выключателя составляет 20 кА.

$$I_{\text{вкл}} = 20 \text{ кА} \geq 2,4 \text{ кА},$$

$$I_{\text{пр.скв.}} = 20 \text{ кА} \geq 2,4 \text{ кА},$$

$$i_{\text{пр.скв.}} = 51 \text{ кА} \geq 6,279 \text{ кА}.$$

Проверка по коммутационной способности:

$$\tau = 0,1 + 0,07 = 0,17,$$

$$\beta_{\text{норм}} = e^{-22,5 \cdot 0,17} = 0,022,$$

$$i_{\text{а.норм}} = \sqrt{2} \cdot 0,022 \cdot 20 = 0,62 \text{ кА},$$

$$i_{\text{а.}\tau} = \sqrt{2} \cdot 2,4 \cdot e^{-0,17/0,23} = 1,563 \text{ кА}.$$

В случае, когда $i_{\text{а.норм}} < i_{\text{а.}\tau}$ следует проверить условие:

$$i_{\text{откл.норм}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном.}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{норм}}}{100}\right) \geq i_{\text{к}\tau} = i_{\text{п}\tau} + i_{\text{а.}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п}\tau} + I_{\text{а.}\tau},$$

$$i_{\text{откл.норм}} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{0,022}{100}\right) = 28,3 \text{ кА},$$

$$i_{\text{к}\tau} = 2,4 + 1,563 = 3,877 \text{ кА},$$

$$28,3 \text{ кА} \geq 3,877 \text{ кА}.$$

Условие выполняется. Выключатели ВВ/TEL (ISM15) удовлетворяют условиям выбора и проверки.

5.3.3 Выбор и проверка выключателей отходящих линий 10 кВ

В качестве выключателей отходящих линий 10 кВ ВКР предусматриваются выключатели ВВ/TEL (ISM15) производства Таврида Электрик с номинальными параметрами: $U_{\text{ном}}=10$ кВ, $I_{\text{ном}}=600$ А, $I_{\text{откл}}=20$ кА, $t_{\text{терм.ст.}}=3$ с, $I_{\text{дин.ст.}}=51$ кА, $t_{\text{собств.}}=0,07$ с.

Проверка по условиям рабочих продолжительных режимов:

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}.$$

Максимальный рабочий ток в цепи выключателей отходящих линий 10 кВ, определяется по результатам контрольных замеров (максимальное значение рабочего тока в отходящих линиях 10 кВ составляет 89 А):

$$600 \text{ А} \geq 89 \text{ А}.$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания на шинах РУ 10 кВ ПС 35 кВ Лазо $I_{\text{п.о.}}^{(3)}=2,4$ кА.

Ударный коэффициент $k_{\text{уд}}=1+e^{-0,01/0,23}$; $T_a=0,23$ с – определяется по справочнику.

Ударный ток:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 2,4 \cdot 1,85 = 6,279 \text{ кА}.$$

Наибольший пик тока электродинамической стойкости выключателя составляет 51 кА.

$$I_{\text{вкл}} = 51 \text{ кА} \geq 6,279 \text{ кА}.$$

Проверка по термической стойкости:

Ток термической стойкости для выключателя составляет 20 кА, а время протекания тока термической стойкости 3 с.

$t_{\text{рз}} = 0,5$ с - максимальное время действия релейной защиты при КЗ (МТЗ ВЛ-10 кВ);

$t_{\text{откл}} = t_{\text{собств}} + t_{\text{рз}} = 0,07 + 0,5 = 0,57$ с - полное время отключения короткого замыкания.

Так как $t_{\text{откл}} \leq t_{\text{терм.ном}}$, то получится:

$$W_{\text{тер.доп.}} = I_{\text{терм.}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$W_{\text{к}} = 2,4^2 \cdot (0,57 + 0,23) = 4,608 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 4,608 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбор по коммутационной способности:

Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения для выключателя составляет 20 кА.

$$I_{\text{вкл}} = 20 \text{ кА} \geq 2,4 \text{ кА},$$

$$I_{\text{пр.скв.}} = 20 \text{ кА} \geq 2,4 \text{ кА},$$

$$i_{\text{пр.скв.}} = 51 \text{ кА} \geq 4,608 \text{ кА}.$$

Проверка по коммутационной способности:

$$\tau = 0,1 + 0,07 = 0,17,$$

$$\beta_{\text{норм}} = e^{-22,5 \cdot 0,17} = 0,022,$$

$$i_{\text{а.норм}} = \sqrt{2} \cdot 0,022 \cdot 20 = 0,62 \text{ кА},$$

$$i_{\text{а.}\tau} = \sqrt{2} \cdot 2,314 \cdot e^{-0,17/0,23} = 1,563 \text{ кА}.$$

В случае, когда $i_{\text{а.норм}} < i_{\text{а.}\tau}$ следует проверить условие:

$$i_{\text{откл.норм}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном.}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{норм}}}{100}\right) \geq i_{\text{к}\tau} = i_{\text{п}\tau} + i_{\text{а.}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п}\tau} + I_{\text{а.}\tau},$$

$$i_{\text{откл.норм}} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{0,022}{100}\right) = 28,3 \text{ кА},$$

$$i_{\text{к}\tau} = 2,4 + 1,563 = 3,963 \text{ кА},$$

$$28,3 \text{ кА} \geq 3,963 \text{ кА}.$$

Условие выполняется. Выключатели ВВ/TEL (ISM15) удовлетворяют условиям выбора и проверки. Все проверочные данные сведены в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 - Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Место установки	Расчетные данные				Паспортные данные				
	$U_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном}}$	$i_{\text{уд}}$	$B_{\text{к}}$	$U_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном}}$	$I_{\text{терс.ст.}}$	$I_{\text{дин.ст.}}$	$I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}}$
	кВ	А	кА	кА ² с	кВ	А	кА	кА	кА ² с
ВВ 10 кВ	10	183,7	6,28	7,48	10	1000	31,5	80	2977
СВ 10 кВ	10	131,2	6,28	6,32	10	600	20	51	1200
ВЛ 10 кВ	10	89	6,28	4,608	10	600	20	51	1200

5.4 Расчетные условия для выбора и проверки трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока производится по следующим параметрам:

По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (5.13)$$

По номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}}, \quad (5.14)$$

По классу точности и по вторичной нагрузке:

$$Z_{\text{ном}} \geq Z_{2\text{расч}}, \quad (5.15)$$

Проверка трансформаторов тока производится по следующим параметрам:

Наибольший пик тока динамической стойкости:

$$i_{\text{пр.скв.}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (5.16)$$

На термическую стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}. \quad (5.17)$$

5.5 Выбор и проверка трансформаторов тока

Настоящей ВКР предусматривается комплектация ячеек 35 кВ трансформаторами тока ТЛО-35, номинальными параметрами $U_{\text{ном}}=35$ кВ, $I_{\text{терм.ст.}}=40$ кА,

$t_{\text{терм.ст.}}=1$ с, $I_{\text{дин.ст.}}=102$ кА, с коэффициентом трансформации 200/5 А.

Выбор по номинальному напряжению:

$$35 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ}.$$

Выбор по номинальному току:

$$200 \text{ А} \geq 149,96 \text{ А}.$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{пр.скв.}} = 102 \text{ кА} \geq 4,08 \text{ кА}.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$I_{\text{терм.}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 6,084 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Проверка остальных ТТ выполняется аналогично, результат проверки ТТ сведены в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 - Выбор и проверка трансформаторов тока

Тип ТТ	Расчетные данные				Паспортные данные				
	$U_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном}}$	$i_{\text{уд}}$	$B_{\text{к}}$	$U_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном}}$	$I_{\text{терс.ст.}}$	$I_{\text{дин.ст.}}$	$I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}}$
	кВ	А	кА	кА ² с	кВ	А	кА	кА	кА ² с
ТЛО-35, ВВ 35 кВ	35	52,49	4,08	4,081	35	200	40	102	1600
ТЛО-35, СВ 35 кВ	35	329	4,08	4,081	35	400	40	102	1600
ТВТ-35	35	52,49	4,08	4,081	35	200	60	152	3600
ТЛО-10, ВВ 10 кВ	10	183,7	6,28	7,48	10	200	40	102	1600
ТЛО-10, СВ 10 кВ	10	131,2	6,28	6,32	10	200	40	102	1600
ТЛО-10, ОЛ 10 кВ	10	89	6,28	4,608	10	100	20	51	400

Расчет вторичных цепей трансформаторов тока для устройств РЗА.

Результирующая расчетная кратность вычисляется как:

$$K_{\text{расч}} \text{ при } \frac{K_{\text{макс}}}{A} < K_{\text{расч}} \text{ или } \frac{K_{\text{макс}}}{A} \text{ при } \frac{K_{\text{макс}}}{A} > K_{\text{расч}}, \quad (5.18)$$

Допустимая вторичная нагрузка на ТТ определяется по кривым предельной кратности, при их отсутствии определяется по выражению:

$$Z_{\text{доп}} = \frac{K_{10.\text{ном}}}{K_{\text{расч}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{ном}}}{I_2^2} + Z_2 \right) - Z_2, \quad (5.19)$$

Расчетное выражение для определения сопротивления вторичных цепей ТТ в общем виде может быть выражено как:

$$Z_{\text{расч}} = |a \cdot Z_{\Phi} + e \cdot Z_0| + d \cdot r_{\text{каб}} + r_{\text{пер}}, \quad (5.20)$$

Расчетное выражение для определения сечения проводника:

$$r_{\text{каб}} = \frac{1-n}{d} \cdot Z_{\text{доп}}, \quad (5.21)$$

$$n = \frac{|a \cdot Z_{\Phi} + e \cdot Z_0| + r_{\text{пер}}}{Z_{\text{доп}}}, \quad (5.22)$$

Результаты расчетов вторичных цепей трансформаторов тока для устройств РЗА приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4- Расчет нагрузки на трансформаторы тока

Тип ТТ и его коэффициент трансформации	Расчетный ток $K_3, I_{расч}, кА$	Расчетная кратность, $K_{расч}$	Предельно-допустимая погрешность, $f, \%$	Расчетный параметр "А"	Рез. расчетная кратность, $K'_{расч}$	Сопротивление релейной нагрузки в наиболее нагруженной фазе, Ом	Допустимая нагрузка, $Z_{доп}, Ом$	Действительная длина кабеля от ТТ до панелей защит, $L_{дейст.}, м$	Расчетное сечение жил контрольного кабеля, $мм^2$
ТЛО-35 200\5	1,59	21,83	50,00	2,65	21,83	0,02	0,73	70,00	2,50
ТЛО-35 200\5	1,59	21,83	50,00	2,65	21,83	0,02	0,73	70,00	2,50
ТЛО-35 200\5	1,59	21,83	50,00	2,65	21,83	0,02	0,73	70,00	2,50
ТЛО-35 400\5	1,59	21,83	50,00	2,65	21,83	0,02	0,73	70,00	2,50
ТЛО-35 400\5	1,59	21,83	50,00	2,65	21,83	0,02	0,73	70,00	2,50
ТЛО-10 200\5	2,4	6,32	50,00	2,65	6,32	0,02	2,53	50,00	1,50
ТЛО-10 200\5	2,4	6,32	50,00	2,65	6,32	0,02	2,53	50,00	1,50
ТЛО-10 200\5	2,4	6,32	50,00	2,65	6,32	0,02	2,53	50,00	1,50
ТЛО-10 200\5	2,4	6,32	50,00	2,65	6,32	0,02	2,53	5,00	1,50

Вывод: Принятые к установке на ПС 35 кВ Лазо трансформаторы тока соответствуют предъявляемым требованиям.

5.6 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Выбор измерительных трансформаторов напряжения производится по следующим параметрам:

По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (5.23)$$

По номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}}, \quad (5.24)$$

По классу точности и по вторичной нагрузке:

$$Z_{\text{ном}} \geq Z_{2\text{расч}}. \quad (5.25)$$

Результаты выбора и проверки измерительных трансформатора напряжения сведены в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 - Выбор и проверка измерительных трансформаторов напряжения

Место установки	Расчетные данные		Паспортные данные	
	$U_{\text{ном}}$		Тип	$U_{\text{ном}}$
	кВ			кВ
ТН-35	35		3хЗНОЛ-35	35
ТН-10	10		3хЗНОЛП-10	10

Расчет вторичных цепей трансформаторов напряжения.

Проверка трансформаторов напряжения сводится к сравнению номинальной вторичной нагрузки ТН ($S_{\text{ном}}$) и действительной расчетной нагрузкой ($S_{\text{расч}}$), а также проверке кабелей на потери напряжения и проверке автоматических выключателей на чувствительность к минимальным токам короткого замыкания.

Действительная расчетная нагрузка ТН определяется по данным потребления отдельных реле, приборов измерения, учёта и телеизмерений, а также устройств релейной защиты и автоматики.

Технические характеристики ТН 35 и 10 кВ представлены в таблице 5.6. Значения расчетной нагрузки в нормальном и аварийном режимах сведены в таблицу 5.7.

Таблица 5.6 - Характеристики обмоток ТН

Обмотки	Напряжение $U_{ном}$, кВ	Класс точности	Мощность $S_{ном}$, на фазу, ВА
ТН 35 кВ			
Обмотка №1 (измерения, РЗА)	$35/\sqrt{3}$	0,5	20
Обмотка №2 (РЗА)	0,1/3	3Р	100
ТН 10 кВ			
Обмотка №1 (учет)	$11/\sqrt{3}$	0,5	90
Обмотка №2 (измерения, РЗА)	$11/\sqrt{3}$	0,5	90
Обмотка №3 (РЗА)	0,1/3	3Р	400

Таблица 5.7 - Нагрузка вторичных цепей ТН (на фазу)

Обмотка	Наименование приемника	Потреб. мощ- ность 1 с.ш., ВА	Потреб. мощ- ность 2 с.ш., ВА	Потреб. мощность с уче- том перевода
ТН 35 кВ				
Обмотка №1	Измерение	0,16	0,12	0,28
	РЗА	0,5	0,5	1,0
	РЗА	0,03	0,03	0,06
	РЗА	0,09	0,06	0,15
Итого		0,78	0,71	1,49
Обмотка №3	РЗА	1,5	1,5	3,0
Итого		1,5	1,5	3,0
ТН 10 кВ				
Обмотка №2	Измерение	0,88	0,84	1,72
	РЗА	0,5	0,5	1,0
	РЗА	0,5	0,5	1,0
	РЗА	9,5	9,5	19,0
	РЗА	0,5	0,5	1,0
	Учет	0,03	0,03	0,06
Итого		11,91	11,87	23,78
ТН 10 кВ				
Обмотка №3	РЗА	1,5	1,5	3,0
Итого		1,5	1,5	3,0

Вывод: Принятые к установке на ПС 35 кВ Лазо трансформаторы напряжения соответствуют предъявляемым требованиям.

5.7 Выбор и проверка закрытого токопровода шинного моста 10 кВ

В качестве ошиновки шинного моста 10 кВ настоящей ВКР предусматривается применение закрытого токопровода ТЗКР-10-1600-81УХЛ1 со следующими параметрами $U_{\text{ном}}=10$ кВ, $I_{\text{ном}}=1600$ А, $I_{\text{терм.ст.}}=31,5$ кА, $t_{\text{терм.ст.}}=3$ с, $I_{\text{дин.ст.}}=81$ кА.

Проверка по длительно допустимому току проводника:

$$1600 \text{ А} \geq 183,7 \text{ А}.$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{вкл}} = 81 \text{ кА} \geq 6,279 \text{ кА}.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 8,41 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный токопровод удовлетворяем условиям выбора.

5.8 Выбор и проверка силовых кабелей 10, 35 кВ

Осуществим выбор и проверку силовых кабелей ввода 35 кВ ПС 35 кВ Лазо.

Выбор и проверка кабельных линий 10, 35 кВ выполняется в соответствии с [3].

Для примера рассмотрим выбор и проверку кабеля 35 кВ. В качестве кабеля 35 кВ ВКР предусматривается использование трехжильного кабеля 35 кВ ПвПУ2Г-3(1х95/35-70).

Допустимый ток кабеля при прокладке в земле составляет 387 А [1].

Проверка кабеля по длительно допустимому току проводника:

$$387 \text{ А} \geq 52,486 \text{ А}.$$

Полное время отключения тока короткого замыкания составляет 2,06 с:

$$t_{\text{откл}} = 0,06 = 2,0 + 2,06 \text{ с}.$$

Таблица 5.8 - Допустимый ток короткого замыкания для жилы кабеля [1]

Материал жилы	Допустимый ток короткого замыкания по жиле, кА, (при длительности КЗ 1 с), для кабелей с номинальным сечением жилы, мм ²									
	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400
Алюминий	3,3	4,7	6,6	8,9	11,3	14,2	17,5	22,7	28,2	37,6
Медь	5,0	7,15	10,0	13,6	17,2	21,5	26,5	34,3	42,9	57,2

Поправочный коэффициент для продолжительности короткого замыкания отличающегося от односекундного:

$$K = \frac{1}{\sqrt{t_{\text{откл}}}}; \quad (5.26)$$

$$K = \frac{1}{\sqrt{2,06}} = 0,697.$$

Значение тока трехфазного короткого замыкания на шинах 35 кВ составляет 1,59 кА.

Допустимый ток короткого замыкания в кабеле для сечения медной жилы 95 мм² с учетом поправочного коэффициента:

$$9,48 \text{ кА} \geq 1,59 \text{ кА}.$$

Условие выполняется.

При эксплуатации кабелей в сетях с изолированной нейтралью сечение экрана выбирается по току двойного замыкания:

$$I_{кз}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{кз}^{(3)} ; \quad (5.27)$$

$$I_{кз}^{(2)} = 0,87 \cdot 1,59 = 1,42 \text{ кА}$$

Выбираем сечение медного экрана 70 мм². Допустимый ток односекундного короткого замыкания в экране кабеля при сечении медного экрана 70 мм² составляет 14,2 кА согласно таблице 5.9.

Таблица 5.9 - Допустимый ток короткого замыкания для медного экрана

Сечение медного экрана, мм ²	16	25	35	50	70	95	120
Допустимый односекундный ток короткого замыкания	3,3	5,1	7,1	10,2	14,2	18,1	22,9

Допустимый ток односекундного короткого замыкания в экране кабеля при сечении медного экрана 35 мм² с учетом поправочного коэффициента:

$$9,89 \text{ кА} \geq 1,42 \text{ кА}.$$

Условие выполняется.

Проверка кабеля по условию невозгорания:

Для определения температуры нагрева жил кабеля при действии тока КЗ длительностью до 4 с используется номограмма, показанная на рисунке 5.1.

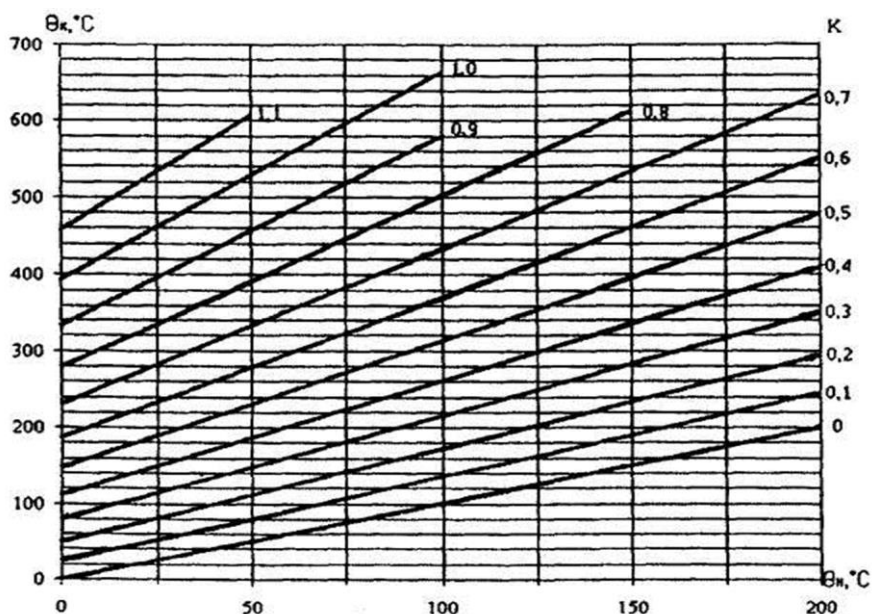


Рисунок 5.1 - Номограмма для выбора силовых кабелей при токах КЗ

Результат выбора и проверки силовых кабелей 35 и 10 кВ в таблице 5.10.

Таблица 5.10 - Выбор и проверка силовых кабелей 35, 10 кВ

Место установки	Расчетные данные					Каталожные данные			
	$I_{\text{мах.раб}}, \text{ A}$	$t_{\text{откл}}, \text{ с}$	$I_{\text{кз}}^{(3)}, \text{ кА}$	$I_{\text{кз}}^{(2)}, \text{ кА}$	$\Theta_{\text{к}}, \text{ }^{\circ}\text{C}$	$I_{\text{доп}}, \text{ A}$	$I_{\text{доп.кз.ж}}, \text{ A}$	$I_{\text{доп.кз.экр}}, \text{ A}$	$\Theta_{\text{к.доп.}}, \text{ }^{\circ}\text{C}$
35 кВ	52,48	2,06	1,59	1,42	210	387	9,48	9,89	400
ОЛ 10 кВ	89	0,57	2,4	2,09	317	130	8,745	-	360
					102	185	14,973	-	360
					102	185	14,973	-	360

В соответствии с таблицей 5.10 кабельные линии выполненные соответствуют требованию допустимого тока короткого замыкания по жиле [1].

5.9 Собственные нужды

На ПС для электропитания потребителей собственных нужд предусмотрена установка нового щита собственных нужд, напряжением ~220/380 В (далее

ЩСН), обеспечивающего питание нагрузки по первой категории надёжности. Проектируемый щит собственных нужд двухсекционный с двумя рабочими секциями шин, расположен в существующем здании ОПУ.

Для питания щита собственных нужд на ПС ВКР предусмотрена установка на открытой части ПС двух трансформаторов собственных нужд мощностью 100 кВА каждый, которые подключаются к шинам РУ 10 кВ через ячейки с выключателями [2].

Учитывая положительный опыт эксплуатации щитов производителя ООО ПК "Электроконцепт», рекомендуется применение щита собственных нужд, производства ООО ПК "Электроконцепт».

5.9.1 Выбор количества и мощности ТСН

ВКР предусмотрена установка двух масляных трансформаторов собственных нужд.

Мощность предусматриваемых ВКР трансформаторов собственных нужд, питающих шины 0,4 кВ, соответствует нагрузкам собственных нужд в различных режимах работы ПС с учетом коэффициентов загрузки и одновременности. Перечень потребителей собственных нужд для выбора мощности ТСН представлен в таблице 5.11. Расчет приведен для зимнего периода, как наиболее утяжеленный.

Таблица 5.11- Расчет нагрузок собственных нужд

Наименование приемника	Кол-во ЭП,шт	Установленная мощность		Коэффициент реактивной мощности		Расчетная нагрузка на трансформатор зимой		
		Одного ЭП	Общая мощность			Зимой		
						Коэффициент спроса	Активная мощность	Реактивная мощность
1	2	3	4	5		6	7	8
		Рн,кВт	Рн,кВт	cosφ	tgφ	Кс	Р,кВт	Q,кВАр
1 сш								
Дутье Т-1	1	1,85	1,85	0,63	1,23	0,50	1,09	1,34
Привод РПН Т-1	1	2,2	2,2	0,51	1,69	0,50	1,10	1,86

Продолжение таблицы 5.11

1	2	3	4	5	6	7	8	
Собственные нужды здания КРУМ-35 кВ	1	15	15	0,90	0,48	0,90	15,00	7,26
Наружное освещение ПС	1	2	2	0,90	0,48	0,90	2,00	0,97
Сварочная сеть	1	7	7	0,85	0,62	0,30	2,47	1,53
Шкаф оперативной блокировки	1	0,8	0,8	1,00	0,00	1,00	0,80	0,00
БАО	1	1	1	0,95	0,33	0,70	0,74	0,24
Питание ЗВУ-1	1	2	2	0,90	0,48	0,50	1,11	0,54
Питание ИБП	1	3	3,	0,95	0,33	1,00	3,16	1,04
Питание АИИСКУЭ	1	0,1	0,1	0,95	0,33	1,00	0,11	0,03
Дутье Т-2	1	1,85	1,85	0,63	1,23	0,50	1,09	1,34
Привод РПН Т-2	1	2,2	2,2	0,51	1,69	0,50	1,10	1,86
Собственные нужды здания ОПУ-ЗРУ 10 кВ	1	38,9	38,9	0,90	0,48	1,00	43,22	20,93
Освещение ячеек 10 кВ	44	0,02	0,88	0,95	0,33	0,70	0,65	0,21
Освещение панелей РЗА	12	0,02	0,22	0,95	0,33	0,70	0,16	0,05
Охранно-пожарная сигнализация	1	0,5	0,5	1,00	0,00	1,00	0,50	0,00
Питание АИИС КУЭ АКС	1	0,1	0,1	0,95	0,33	1,00	0,11	0,03
Питание ЗВУ-2	1	2	2	0,90	0,48	0,50	1,11	0,54
Суммарная расчетная нагрузка потребителей собственных нужд						-	75,61	39,82
Полная расчетная мощность собственных нужд S, кВА						-	84,16	

Согласно расчёту представленного в таблице 5.11 суммарная нагрузка потребителей в зимний период составит 84,16 кВА, что составляет 42% от суммарной номинальной мощности ТСН.

5.10 Система оперативного постоянного тока

Для обеспечения бесперебойного электропитания потребителей оперативного постоянного тока на ПС 35 кВ Лазо предусматривается система оперативного постоянного тока (далее СОПТ) напряжением 220 В [1].

- стационарная герметичная необслуживаемая свинцово-кислотная аккумуляторная батарея типа Sonnenschein A412/65, состоящая из 18 моноблоков напряжением 12 В/бл, мощностью 65 А·ч.

- два зарядно-выпрямительных устройства с выходным током 10 А каждый.

- шкаф распределения оперативного тока.

ВКР рекомендуется применение системы постоянного тока, производства ООО ПК "Электроконцепт».

5.10.1 Сведения о потребителях постоянного тока и их характеристики

Всех потребителей постоянного тока можно разделить на две группы [1]:

1. Постоянно включенная нагрузка (РЗиА);
2. Временная нагрузка (аварийное освещение).

Длительность аварийного режима, в соответствии с «Нормами технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» должна составлять не менее 2 часов [2].

Значения постоянной и временной нагрузки приведены в таблице 5.12.

Таблица 5.12 - Потребители постоянного оперативного тока

Наименование	Суммарная потребляемая мощность, ВА	Суммарный потребляемый ток, А
Постоянно включенная нагрузка		
Защита и АУВ ВН трансформатора Т-1	7	0,06
Защита и АУВ ВН трансформатора Т-2	7	0,06
АРНТ трансформатора Т-1	15	0,07
АРНТ трансформатора Т-2	15	0,07
Защита и автоматика ВЛ 35 кВ	14	0,06
Защита и автоматика СВ 35 кВ	7	0,03
Центральная сигнализация	15	0,07
Дуговая защита КРУ 35 кВ	15	0,07
Питание оперативный цепей КРУ 10 кВ	287	1,3
Дуговая защита КРУ 10 кВ	30	0,06
Итого постоянно включенная нагрузка		2,0
Временная нагрузка		
Аварийное освещение	390	1,87
Итого временная нагрузка		1,87

Общая нагрузка на АБ в аварийном режиме (без учёта толчковой нагрузки) составит 3,76 А.

Общая нагрузка на АБ в аварийном режиме составит 7,87 А.

5.10.2 Выбор аккумуляторной батареи

Емкость батареи выбирается для случая работы одной АБ по максимальному рабочему току на период двухчасового разряда батареи при отсутствии переменного тока питания зарядного устройства.

Оптимальное число моноблоков:

$$n = \frac{U_H \cdot 1,05}{U_{\text{зар.э.20}^0\text{C}}} = \frac{220 \cdot 1,05}{13,62} = 17,97, \quad (5.28)$$

Следовательно, количество 12-вольтовых моноблоков в батарее – 18 шт.

$$t_{\text{экв}} = \frac{\left(\frac{I_{\Sigma} \cdot T_k}{0,8} \right) \cdot t_{\text{авар}}}{I_{\text{max}}} \cdot 60, \text{ ч},$$

Величина эквивалентного времени аварийного режима:

$$t_{\text{экв}} = \frac{\left(\frac{3,87 \cdot 1}{0,8} \right) \cdot 2}{7,87} \cdot 60 = 72 \text{ мин.}$$

Аккумуляторная батарея, которая отвечает этим требованиям Sonnenschein A412/65 емкостью 65 Алча, в течении расчетного времени (72 минут) данная батарея способна обеспечить разряд током порядка 30 А.

5.10.3 Выбор ЗВУ

Номинальный ток зарядного устройства рассчитывается как сумма тока нагрузки в нормальном режиме и тока 10-ти часового ускоренного заряда батареи:

$$I_{\text{зв}} = I_{\text{пост.н.р}} + I_{10}, \quad (5.29)$$

$$I_{зв\bar{y}} = 2,0+6,5=8,5 \text{ А}$$

Принимается ЗВУ с выходным током 10 А

5.11 Конструктивное исполнение ЛЭП 35 кВ

Основными конструктивными компонентами воздушных линий являются опоры, провода, тросы грозозащиты, изоляторы и линейные арматура.

В зависимости от конструкции опор, наиболее распространенными являются одноцепные и двух цепные воздушные линии. На маршруте прокладки линии может быть построено до четырех цепей.

Одна цепь высоковольтной воздушной линии объединяет три провода в трехфазном исполнении, в низковольтной сети - от трех до пяти проводов.

Конструктивная часть воздушной линии характеризуется типом опор, длиной пролета, габаритными размерами и конструкцией фаз. Количество изоляторов воздушных линий можно разделить на:

- -стандартные с оголенными проводами
- -с изолированными проводами
- - компактные со сближенными фазами
- -воздушные жесткие и гибкие токопроводы.

Опоры воздушных линий

Промежуточные опоры - служат для поддержания проводов на прямых участках ВЛ.

Анкерные опоры-для жесткого закрепления проводов в особо ответственных точках ВЛ: на концах линий и прямых участках, на пересечении важных инженерных сооружений.

Угловая опора устанавливается там, где линия совершает поворот.

Ж/б опоры применяются на ВЛ и бывают одностоечные свободностоящие и на оттяжках.

Опоры железобетонные, предварительно напряженные, кольцевого сечения, конические СК 22, СК 26 и цилиндрические СЦ 20, СЦ 22, СЦ 26 изготавливаются методом центрифугирования из тяжелого бетона в соответствии с техническими условиями по ГОСТ 22687.1-85, и предназначены для опор линий электропередачи напряжением 35-750 кВ.

Центрифугированные железобетонные стойки разработаны для электросетевого строительства, и эксплуатируются в средах с различной степенью агрессивности воздействия на конструкции опоры ЛЭП, при расчетной температуре воздуха наиболее холодной пятидневки района строительства до - 55°С и выше, в I-VII районах по давлению ветра и в I-V районах по толщине стенки гололеда, при сейсмичности площадки строительства до 9 баллов. Стойки СК и СЦ, предназначенные для эксплуатации в агрессивной среде, имеют в нижней части защитное покрытие.

Стойки изготавливаются на сульфатостойком цементе, морозостойкостью F200 и водонепроницаемостью W-8.

ВКР принято сооружение ВЛ 35 кВ Лазо – Сокольчи на ж/б опорах с подвесом провода марки АС-50.

6 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

6.1 Заземление подстанции

Существует три типа заземления:

- рабочее заземление;
- защитное заземление;
- заземление для защиты от поражения ударом молнии.

Рабочее заземление включает в себя заземление силовых трансформаторов в их нейтрали, генераторов, измерительных и управляющих трансформаторов, дугогасительных реакторов и т.д.

Защитное заземление используется для обеспечения безопасности обслуживающего персонала.

Заземление для защиты от поражения ударом молнии предназначено для соединения устройств молниезащиты.

Все эти виды заземления выполняются в виде единого заземляющего устройства. Заземляющее устройство состоит из заземлителя и заземляющего проводника. [10].

6.2 Технические решения по выполнению заземлителя

Расчетное обоснование заземляющих проводников.

Новое заземляющее устройство ПС спроектировано в соответствии с требованиями ПУЭ для электроустановок напряжением выше 1 кВ в сетях с изолированной нейтралью объединенных с электроустановками до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью [6]:

- сопротивление заземляющего устройства в электроустановках с глухозаземленной нейтралью, к которому присоединены нейтрали трансформаторов, в любое время должны быть не более 4 Ом [6].

Заземляющее устройство ПС выполняется в виде сетки. Новый заземлитель выполняется из горизонтальных электродов – полосовая оцинкованная

сталь, 40x4 мм, вертикальных электродов – круглая оцинкованная сталь диаметром 18 мм.

Допустимое сечение заземляющего проводника по термической стойкости $S_{\text{ты}}$ определяют по формуле:

$$S_{\text{ты}} = I_{\text{кз}} \cdot S_{1\text{ка}} \cdot q, \quad (6.1)$$

где $S_{1\text{ка}}$ - допустимое сечение для тока 1 кА продолжительностью воздействия 1 секунда,

q – коэффициент, учитывающий продолжительность воздействия тока.

Значения $S_{1\text{ка}}$ приведены в СТО 56947007-29.130.15.114-2012 и представлены ниже в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Допустимое сечение $S_{1\text{ка}}$ для проводников.

Тип проводника	$S_{1\text{ка}}$, мм ² /кА
Горизонтальный стальной заземлитель	14,0
Заземляющий проводник из стали, подсоединенный к аппарату	16,5
Горизонтальный медный заземлитель	4,6
Заземляющий проводник из меди, подсоединенный к аппарату	5,4
Арматура железобетона	30,3

Для выравнивания потенциалов вдоль трасс прокладки контрольных кабелей проложить две ШУП сечением 40x4 мм под кабельными каналами с внешней стороны. ШУП присоединить к ЗУ на входе кабельных каналов в здания, а также к ближайшим заземляющим проводникам вдоль трассы кабельного канала с интервалами между точками присоединения к ЗУ 30-40 м.

Недопустимо присоединять ШУП к ближайшим заземляющим проводникам вдоль трассы кабельного канала вблизи (<10 м) конструкций с элементами молниезащиты.

В данной ВКР пример расчета приведен для заземления молниезащиты.

6.2.1 Расчет заземляющего устройства

Расчет заземляющего устройства ПС выполнен в соответствии с [10].
Подробный расчет приведен в приложении А.

Определение величины стационарного сопротивления заземления контура.

Удельное эквивалентное сопротивление грунта с учетом коэффициента сезонности.

$K_c = 1.4$ - для расчета грозозащиты при средней влажности грунта.

$$\rho_{\text{э}} = \rho_{\text{изм}} \cdot K_c \quad (6.1)$$

$$\rho_{\text{э}} = 140 \cdot 1.4 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

В целях улучшения растекания тока, заземлители закладываются в грунт на глубину 0.5 – 0.7 м, так как на глубине грунт в меньшей степени подвержен высыханию в жаркие летние месяцы года.

Выбираем заземлитель опоры в виде двух горизонтальных лучей и трех вертикальных электродов длиной 3 м и диаметром 18 мм.

Сопротивление горизонтальных электродов

$$R_{\Gamma} = \left(\frac{\rho_{\text{э}}}{\pi \cdot l} \right) \cdot \left(\ln \left(\frac{1.5 \cdot l}{h \cdot d} \right) \right); \quad (6.2)$$

где l – длина вертикальных электродов;

h – глубина на которую закладывается заземлитель;

d – диаметр заземлителя.

$$R_{\Gamma} = \left(\frac{140}{3.14 \cdot 5} \right) \cdot \left(\ln \frac{1.5 \cdot 5}{\sqrt{0.7 \cdot 0.02}} \right) = 37 \text{ Ом}.$$

Сопротивление вертикальных электродов:

$$R_B = \frac{\rho_{\text{в}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \frac{4 \cdot l \cdot (2 \cdot h + 1)}{d \cdot (4 \cdot h + 1)} \quad (6.3)$$

$$R_B = \frac{140}{2 \cdot 3.14 \cdot 5} \cdot \ln \frac{4 \cdot 5 \cdot (2 \cdot 0.7 + 5)}{0.02 \cdot (4 \cdot 0.7 + 5)} = 30 \text{ Ом.}$$

Сопротивление n-лучевого заземлителя с вертикальными электродами рассчитывается по формуле

$$R_M = \frac{R_B \cdot R_{\Gamma}}{n_B \cdot R_{\Gamma} + n_{\Gamma} \cdot R_B} \quad (6.4)$$

$$R_M = \frac{37 \cdot 30}{3 \cdot 37 + 2 \cdot 30} = 6.5 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем контур сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования на 1.5 м, для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя. Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана.

$$A = 42 \text{ м; } B = 36 \text{ м.}$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5); \quad (6.5)$$

$$S = (42 + 3) \cdot (36 + 3) = 1755 \text{ м}^2.$$

Принимаем расстояние между полосами сетки: $a = 4$ м.

Тогда общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \left(\frac{B + 2 \cdot 1,5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \left(\frac{A + 2 \cdot 1,5}{a} \right); \quad (6.6)$$

$$L_{\Gamma} = (42 + 2 \cdot 1,5) \cdot \left(\frac{36 + 2 \cdot 1,5}{15} \right) + (36 + 2 \cdot 1,5) \cdot \left(\frac{42 + 2 \cdot 1,5}{15} \right) = 877,5 \text{ м.}$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (6.7)$$

$$m = \frac{788,5}{2 \cdot \sqrt{1755}} = 10,473.$$

Принимаем $m = 11$.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (6.8)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{1755} \cdot (11 + 1) = 1005 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}; \quad (6.7)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{1755}}{4} = 42.$$

Принимаем $n_B = 42$.

При достаточной густоте сетки, что характерно для современных подстанций, R практически не зависит от диаметра и глубины укладки электродов и подсчитывается по эмпирической формуле:

$$R_{\text{ПС}} = \rho_{\text{э}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right); \quad (6.9)$$

$$R_{\text{ПС}} = 140 \cdot \left(\frac{0.15}{\sqrt{1775}} + \frac{1}{1005 + 42 \cdot 3} \right) = 0,625 \text{ Ом.}$$

где L – длина горизонтальных электродов;

A - коэффициент подобия;

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0.094, \text{ принимаем } A = 0.15.$$

Контур заземлителя сетки, расположенной с выходом за границы оборудования на 1.5 м. Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана.

Стационарное сопротивление заземления подстанции:

$$R_{\text{стац}} = \frac{R_{\text{ест}} \cdot R_{\text{иск}}}{R_{\text{ест}} + R_{\text{иск}}}; \quad (6.10)$$

$$R_{\text{стац}} = \frac{6.5 \cdot 0,625}{6.5 + 0,625} = 0,57 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивления заземлителя менее 4 Ом для РУ – 35 кВ что соответствует требованиям.

Импульсное сопротивление заземляющего контура во в грозового сезон.

Найдем импульсный коэффициент:

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{э} + 320) \cdot (I_{м} + 45)}} ; \quad (6.11)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1755}}{(140 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,169.$$

где $I_{м} = 55$ А – среднестатистическое значение тока молнии.

Импульсное сопротивление заземляющего контура:

$$R_{и} = \alpha_{и} \cdot R_{\text{стац}} \quad (6.12)$$

$$R_{и} = \alpha_{и} \cdot R_{\text{стац}} = 1,169 \cdot 0,57 = 0,67 \text{ Ом.}$$

Подробный расчет приведен в Приложении А. Так же заземляющее устройство ПС отражено в графической части ВКР на листе 8.

6.3 Молниезащита ПС

По окончании реконструкции ПС 35/10 кВ Лазо на площадке ПС будут располагаются: здание КРУМ-35 кВ, существующее здание ОПУ, совмещенное с ЗРУ 10 кВ, трансформаторное оборудование и группы дугогасящих реакторов 10 кВ. Высоты оборудования приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - Высоты оборудования и зданий ПС 35/10 кВ Лазо

Наименование	Высота, м
Здание КРУМ-35 кВ	4,6
Здание ОПУ, совмещенное с ЗРУ 10 кВ	5,05
Силовой трансформатор	5,2
Трансформатор собственных нужд	2,5

Расчет молниезащиты ПС выполнен в соответствии с [10]. Подробный расчет приведен в приложении А.

Размеры ПС: ширина – 42 м; длина – 36 м.

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

Высота молниеотводов:

$$h_1 = 27 \text{ м};$$

$$h_2 = 27 \text{ м};$$

$$h_3 = 27 \text{ м};$$

$$h_4 = 30 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{12} = 30,75 \text{ м};$$

$$L_{23} = 31,45 \text{ м};$$

$$L_{34} = 11,30 \text{ м};$$

$$L_{41} = 42,5 \text{ м};$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h_i; \tag{6.13}$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 27 = 22,95 \text{ м}.$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0i} = (1.1 - 0.002 \cdot h_i) \cdot h_i; \quad (6.14)$$

$$r_{01} = (1.1 - 0.002 \cdot 27) \cdot 27 = 28,25 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта: $h_x = 5,2$ м.

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{xi} = r_{0i} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\phi i}}\right); \quad (6.15)$$

$$r_{x1} = 27 \cdot \left(1 - \frac{5,2}{22,98}\right) = 21,843 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{cx12'} = h_{\phi 1} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1) \cdot (L_{12} - h_1); \quad (6.16)$$

$$h_{cx12'} = 22,95 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 27) \cdot (30,75 - 27) = 22,282 \text{ м.}$$

$$h_{cx12''} = h_{\phi 2} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2) \cdot (L_{12} - h_2); \quad (6.17)$$

$$h_{cx12''} = 22,95 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 27) \cdot (30,75 - 27) = 22,282 \text{ м.}$$

$$h_{cx12} = \frac{h_{cx12'} + h_{cx12''}}{2}; \quad (6.18)$$

$$h_{cx12} = \frac{2,282 + 22,282}{2} = 22,282 \text{ м};$$

Наименьшая ширина внутренней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx12'} = r_{01} \frac{h_{cx12'} - h_x}{h_{cx12'}}; \quad (6.19)$$

$$r_{cx12'} = 28,242 \cdot \frac{22,282 - 5,2}{22,282} = 21,614 \text{ м.}$$

$$r_{cx12''} = r_{02} \cdot \frac{h_{cx12''} - h_x}{h_{cx12''}}; \quad (6.20)$$

$$r_{cx12''} = 28,242 \cdot \frac{22,282 - 5,2}{22,282} = 21,614 \text{ м.}$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{cx12'} + r_{cx12''}}{2}; \quad (6.21)$$

$$r_{cx12} = \frac{21,651 + 21,651}{2} = 21,651 \text{ м.}$$

Молниезащита подстанции обеспечивается со степенью надежности не менее 0,9. План молниезащиты и заземления ПС 35/10 кВ Лазо приведен на листе 8 графической части ВКР.

Для обеспечения молниезащиты ВКР предусматривается установка отдельно стоящих молниеприемников высотой от 27 (М1, М2 и М3) до 30 (М4) метров.

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

7.1 Основные решения по выполнению РЗА

В соответствии с техническим заданием и техническими требованиями на разработку проектной и рабочей документации на реконструкцию ПС 35 кВ Лазо, предусматривается выполнение системы РЗА на базе современных микропроцессорных устройств отечественного производства ЗАО «Радиус-Автоматика».

Комплексы РЗА выполняются в соответствии с действующими в РФ нормативными документами и обеспечивают предъявляемые к ним требования по надежности, быстродействию, селективности и чувствительности.

Отключение любого поврежденного элемента электроустановки осуществляется с минимально возможным временем в целях сохранения устойчивости бесперебойной работы неповрежденной части системы и ограничения области и степени повреждения.

Ввод элемента сети, после его аварийного отключения от устройств релейной защиты выполняется автоматически, за исключением силовых трансформаторов.

Состав и построение комплекса защит и автоматики каждого присоединения при выводе любого терминала из работы по любой причине обеспечивают сохранение функций защит и автоматики элемента сети.

В соответствии с рекомендациями ПУЭ, предусмотрено резервирование цепей напряжения РЗА от резервного ТН.

Разделение по цепям переменного тока предполагает подключение комплектов РЗА, резервирующих друг друга к разным вторичным обмоткам ТТ. Токосы цепи выполняются отдельными экранированными контрольными кабелями, проложенными, по возможности, по разным кабельным трассам.

Разделение по цепям оперативного постоянного тока достигается подключением двух комплектов защит присоединения к разным сборкам шин постоян-

ного тока. Каждое устройство РЗА питается от отдельного автоматического выключателя, а резервирование питания схемой щита постоянного тока.

Защищаемые элементы, имеющие основную защиту, снабжены резервной защитой, выполняющую функции ближнего и дальнего резервирования, то есть действующую при отказах основной защиты или при выведении ее из работы. Для действия при отказах защит смежных элементов предусматривается дальнейшее резервирование в виде наиболее чувствительных токовых защит.

Устройства РЗА, для их оперативного ввода/вывода из работы, должны иметь отключающие устройства (переключатели, испытательные блоки и т.п.) в количестве, достаточном для удобства эксплуатации. Количество других переключателей, определяющих режимные изменения конфигурации, параметров срабатывания устройств РЗА, должно быть минимизировано с учетом организации эксплуатации ПС без постоянного оперативного персонала. Режимные изменения конфигурации в устройствах РЗА (ввод/вывод функций, ступеней, уставок и т.п.) должны реализовываться, как правило, посредством удаленного доступа. Положение всех переключающих устройств и изменение режимных параметров должно регистрироваться в устройствах РЗА.

При установке МП устройств должны быть выполнены все регламентируемые требования по электромагнитной совместимости и помехозащищенности. На энергообъекте необходимо оценить существующий уровень помех, и, в случае невыполнения требований, наметить комплекс мероприятий по обеспечению электромагнитной совместимости и помехозащищенности МП устройств, исключающих превышение соответствующих норм.

Кабельные связи выполняются медным контрольными экранированным кабелем с изоляцией не распространяющей горение, с низким дымо- и газовыделением, с классом пожарной безопасности А.

На ПС 35 кВ Лазо предусматривается установка следующих устройств РЗиА:

- комплект защиты и автоматики ВЛ 35 кВ Беневская -Лазо;
- комплект защиты и автоматики ВЛ 35 кВ Лазо - Сокольчи с отпайкой на

ПС Солнечная;

- комплект защиты и автоматики СВ 35 кВ;
- комплект защиты и автоматики управления В 35 кВ Т-1;
- комплект защиты и автоматики управления В 35 кВ Т-2;
- комплекты автоматики РПН Т-1 и Т-2;
- комплект микропроцессорной ОБР;
- комплект центральной сигнализации;
- комплекты защиты и автоматики ВВ 10 кВ;
- комплекты защиты и автоматики СВ 10 кВ;
- комплект защиты и автоматики КЛ 10 кВ;
- комплекты автоматики ТН 10 кВ;
- комплект ЗДЗ 35 и 10 кВ;

Устройства РЗиА оборудования 35 кВ (кроме ЗДЗ 35 кВ) и силовых трансформаторов поставляются в типовых заводских шкафах одностороннего обслуживания, устанавливаемых в помещении релейного щита в ОПУ.

Устройства РЗиА ЗРУ 10 кВ устанавливаются в релейные отсеки ячеек.

Состав УРЗА на ПС 35 кВ Лазо представлен в таблице 4.1.

Таблица 7.1 - Состав УРЗА ПС 35 кВ Лазо

Тип	Тип и кол-во комплектов	Выполняемые функции
1	2	3
Шкаф защиты и АУВ ВН силового трансформатора ШЭРА-1-Т-2006	Сириус-Т	ДЗТ, МТЗ ВН, МТЗ НН, ГЗ Т, ГЗ РПН, ЗП, технолог. защиты
	Сириус-УВ	МТЗ ВН, ГЗ Т, ГЗ РПН, АУВ, УРОВ
Шкаф автоматики регулирования напряжения трансформаторов ШЭРА-1-РН-2052	2хСириус-2-РН	АРКТ, управление РПН
Шкаф центральной сигнализации ШЭРА-1-ЦС-1001	Сириус-ЦС	ЦС
Шкаф защиты и автоматики ВЛ 35 кВ ШЭРА-1-МЛ-2001	2хСириус-2-МЛ	ТО, МТЗ, ЗОФ, ЛЗШ, АУВ, АПВ, УРОВ

1	2	3
Шкаф защиты и автоматики СВ 35 кВ ШЭРА-1-СВ-1001	Сириус-2-С	МТЗ, УРОВ, АУВ
Шкаф оперативной блокировки ШЭРА-1-ОБ-2001	Сириус-2-ОБ	ОБР
Терминал защиты и автоматики ВВ 10 кВ	Сириус-2-В	МТЗ, ЛЗШ, АУВ, УРОВ
Терминал защиты и автоматики СВ 10 кВ	Сириус-2-С	МТЗ, ЛЗШ, АУВ, УРОВ, АВР
Терминал защиты и автоматики КЛ 10 кВ	Сириус-2-Л	ТО, МТЗ, АУВ, УРОВ, ЗОЗЗ
Терминал автоматики ТН 10 кВ	Сириус-2-ТН	ЗМН, ЗОЗЗ, АЧР, ЧАПВ
Устройство дуговой защиты	ОВОД-МД	ЗДЗ
Устройство дуговой защиты	ОВОД-МД	ЗДЗ

7.1.1 Защита и автоматика ВЛ 35 кВ

Для функций защиты и АУВ ВЛ 35 кВ предусматривается установка шкафа ШЭРА-1-МЛ-2001 с двумя микропроцессорными устройствами Сириус-2-МЛ, выполняющими следующие функции:

- трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений с контролем трех фазных токов;
- автоматический ввод ускорения любой ступени МТЗ при любом включении выключателя;
- защита от обрыва фазы (ЗОФ);
- логическая защита шин (ЛЗШ);
- автоматика управления выключателем (АУВ);
- устройство резервирования при отказах выключателя (УРОВ);
- одно- или двукратное АПВ;
- определение места повреждения при срабатывании МТЗ;
- фиксация токов и напряжений в момент аварии;
- измерение текущих фазных токов;
- цифровой осциллограф;

– регистратор событий.

7.1.2 Защита и автоматика СВ 35 кВ

Для функций защиты и АУВ СВ 35 кВ ВКР предусматривается установка шкафа ШЭРА-1-СВ-1001 с микропроцессорным устройством Сириус-2-С, выполняющим следующие функции:

– трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений с контролем трех фазных токов;

– автоматический ввод ускорения любой ступени МТЗ при любом включении выключателя;

– логическая защита шин (ЛЗШ);

– автоматика управления выключателем (АУВ);

– устройство резервирования при отказах выключателя (УРОВ);

– фиксация токов и напряжений в момент аварии;

– измерение текущих фазных токов;

– цифровой осциллограф;

– регистратор событий.

7.1.3 Защита и автоматика ВВ 10 кВ

Для защиты и автоматики ВВ 10 кВ используется терминал Сириус-2-В, выполняющий следующие функции:

– максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений с контролем трех фазных токов;

– автоматический ввод ускорения любой ступени МТЗ при любом включении выключателя;

– логическая защита шин (ЛЗШ);

– автоматика управления выключателем (АУВ);

– устройство резервирования при отказах выключателя (УРОВ);

– фиксация токов и напряжений в момент аварии;

– измерение текущих фазных токов;

– цифровой осциллограф;

– регистратор событий.

7.1.4 Защита и автоматика ВВ 10 кВ

Для защиты и автоматики ВВ 10 кВ используется терминал Сириус-2-В, выполняющий следующие функции:

- максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений с контролем трех фазных токов;
- автоматический ввод ускорения любой ступени МТЗ при любом включении выключателя;
- логическая защита шин (ЛЗШ);
- автоматика управления выключателем (АУВ);
- устройство резервирования при отказах выключателя (УРОВ);
- фиксация токов и напряжений в момент аварии;
- измерение текущих фазных токов;
- цифровой осциллограф;
- регистратор событий.

7.1.5 Защита и автоматика СВ 10 кВ

Для защиты и автоматики СВ 10 кВ используется терминал Сириус-2-С, выполняющий следующие функции:

- максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений с контролем трех фазных токов;
- автоматический ввод ускорения любой ступени МТЗ при любом включении выключателя;
- логическая защита шин (ЛЗШ);
- выдача сигнала пуска МТЗ для организации логической защиты шин;
- автоматика управления выключателем (АУВ);
- устройство резервирования при отказах выключателя (УРОВ);
- включение от АВР;
- фиксация токов и напряжений в момент аварии;
- измерение текущих фазных токов;
- цифровой осциллограф;

– регистратор событий.

7.1.6 Защита и автоматика КЛ 10 кВ

Для защиты и автоматики КЛ 10 кВ используется терминал Сириус-2-Л, выполняющий следующие функции:

- максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений с контролем трех фазных токов;
- автоматический ввод ускорения любой ступени МТЗ при любом включении выключателя;
- защита от однофазных замыканий на землю (ЗОЗЗ) по сумме высших гармоник;
- выдача сигнала пуска МТЗ для организации логической защиты шин;
- автоматика управления выключателем (АУВ);
- устройство резервирования при отказах выключателя (УРОВ);
- определение места повреждения при срабатывании МТЗ;
- фиксация токов и напряжений в момент аварии;
- измерение текущих фазных токов;
- цифровой осциллограф;
- регистратор событий.

7.1.7 Защита и автоматика ТН 10 кВ

Для защиты и автоматики ТН 10 кВ используется терминал Сириус-ТН, выполняющий следующие функции:

- защита минимального напряжения (ЗМН) с контролем трех линейных напряжений;
- защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) по напряжению нулевой последовательности;
- контроль трансформатора напряжения;
- трехступенчатая автоматическая частотная разгрузка (АЧР);
- частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ);
- формирование сигнала пуска АВР;

- фиксация напряжения и частоты в момент аварии;
- измерение текущих фазных токов;
- цифровой осциллограф;
- регистратор событий.

7.1.8 Защита сборных шин 10 кВ

Для защиты сборных шин 10 кВ используется дуговая оптическая защита (ЗДЗ) и ЛЗШ.

Предусматривается установка устройств ЗДЗ ОВОД-МД (по одному на секцию) на базе оптических датчиков. ЗДЗ реагирует на дуговые замыкания в отсеках ячеек и выполняет отключение соответствующего выключателя 10 кВ. Для исключения ложных срабатывания дуговой защиты предусматривается контроль по току.

Для организации логической защиты предусматривается быстродействующая ступень МТЗ ВВ 10 кВ и СВ 10 кВ, срабатывающая при замыкании на шинах. При повреждении на КЛ 10 кВ ЛЗШ блокируется сигналом «Пуск МТЗ».

7.1.9 Защита сборных шин 35 кВ

Для защиты сборных шин 35 кВ используется дуговая оптическая защита (ЗДЗ).

ВКР предусматривается установка устройства ЗДЗ ОВОД-МД на базе оптических датчиков. ЗДЗ реагирует на дуговые замыкания в отсеках ячеек и выполняет отключение соответствующего выключателя 35 кВ. Для исключения ложных срабатывания дуговой защиты предусматривается контроль по току.

7.1.10 Сигнализация и управление коммутационными аппаратами

Управление коммутационными аппаратами осуществляется по каналам телемеханики.

Для резервного управления выключателями 35 кВ, ВВ 10 кВ и СВ 10 кВ, а также сигнализации их положения на шкафы РЗиА наносится мнемосхема с ключами управления и индикаторными лампами. Для визуального контроля за электрическими параметрами сети на фасады также устанавливаются цифровые ам-

перметры, вольтметры, ваттметры и варметры. Резервное управление выключателями КЛ 10 кВ предусматривается с фасадов ячеек ЗРУ 10 кВ.

Также на объекте устанавливается терминал центральной сигнализации Сириус-ЦС в составе шкафа ШЭРА-1-ЦС-1001. В составе комплекта ЦС организуются групповые шинки аварийной и предупредительной сигнализации, а также приём индивидуальных дискретных сигналов.

7.1.11 Оперативная блокировка разъединителей

Для исключения ошибок оперативного персонала при производстве переключений, ВКР предусматривается организация оперативной блокировки разъединителей, исключающая:

- подачу напряжения разъединителем на участок электрической схемы, заземленной включенным заземлителем, а также на участок электрической схемы, отделенной от включенных заземлителей только выключателем;

- включение заземлителя на участке схемы, не отделенном разъединителем от других участков, которые могут быть как под напряжением, так и без напряжения;

- отключение и включение разъединителями токов нагрузки.

Оперативная блокировка реализуется посредством микропроцессорного терминала Сириус-2-ОБ в составе шкафа ШЭРА-1-ОБ-2001. Терминал ОБР, в соответствии с заложенным алгоритмом, анализирует входные сигналы положения коммутационных аппаратов и выдает сигнал разрешения управления соответствующего коммутационного аппарата.

Для питания цепей оперативной блокировки в шкафу ШЭРА-1-ОБ-2001 предусматривается комплект организации питания цепей ОБР с гальванической развязкой от цепей СОПТ.

7.2 Защита и автоматика силовых трансформаторов

Для функций защиты и АУВ 35 кВ силовых трансформаторов ВКР предусматривается установка шкафов ШЭРА-1-Т-2006 с микропроцессорными устройствами Сириус-Т и Сириус-УВ.

Сириус-Т выполняет следующие функции:

- двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора (токовая отсечка и защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания);
- цифровое выравнивание величины и фазы токов плеч дифференциальной защиты;
- автоматическая компенсация токов небаланса в дифференциальной цепи, вносимых работой РПН;
- контроль небаланса в плечах дифференциальной токовой защиты с действием на сигнал;
- входы отключения от газовой защиты трансформатора и контактора РПН с возможностью перевода действия на сигнал с помощью оперативной кнопки управления, либо с помощью дискретного входа;
- двухступенчатая МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Предусмотрен автоматический ввод ускорения при включении выключателя. Имеется возможность блокировки МТЗ ВН по содержанию второй гармоники для отстройки от бросков тока намагничивания;
- внутренняя цифровая сборка токовых цепей ВН в треугольник и возможность использования полученных токов для реализации ступеней МТЗ ВН;
- МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Предусмотрен автоматический ввод ускорения при включении выключателя;
- защита от перегрузки с действием на сигнализацию;
- прием технологических сигналов от датчиков трансформатора;
- цифровой осциллограф;
- регистратор событий.

Сириус-УВ выполняет следующие функции:

- максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений с

контролем трех фазных токов;

– автоматический ввод ускорения любой ступени МТЗ при любом включении выключателя;

– автоматика управления выключателем (АУВ);

– устройство резервирования при отказах выключателя (УРОВ);

– фиксация токов и напряжений в момент аварии;

– измерение текущих фазных токов;

– цифровой осциллограф;

– регистратор событий.

Для автоматики РПН Т1 и Т2 устанавливается шкаф типа ШЭРА-1-РН-2052 с двумя комплектами на базе микропроцессорных терминалов Сириус-2-РН, выполняющих следующие функции:

– контроль исправности электроприводов РПН в импульсном режиме работы;

– одновременный контроль двух систем шин;

– оперативное переключение регулирования с одной системы шин на другую;

– блокировку работы и сигнализацию при обнаружении неисправности электропривода РПН;

– измерение текущей ступени переключения РПН.

7.3 Расчет релейной защиты трансформатора

7.3.1 Дифференциальная защита трансформатора

В качестве примера в данной ВКР будут рассмотрены расчеты уставок релейной защиты и автоматики:

– дифференциальной защиты трансформатора Т-1;

– защиты от перегрузки трансформатора Т-1;

7.3.2 Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора Т-1

Трансформаторы тока защиты имеют коэффициенты трансформации:

– на стороне ВН – 200/5;

– на стороне НН – 200/5.

Номинальные токи сторон силового трансформатора:

$$I_{\text{ном.перв}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (7.1)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение стороны.

Расчет вторичных номинальных токов сторон, соответствующих номинальной мощности, производится по выражению:

$$I_{\text{ном.втор}} = \frac{I_{\text{ном}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{ТТ}}}; \quad (7.2)$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток стороны, соответствующий номинальной мощности трансформатора;

$K_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации ТТ;

$K_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, учитывающий схему соединения вторичных обмоток трансформаторов тока, при штатном подключении устройства к ТТ, обмотки которых собраны по схеме «звезда», коэффициент схемы $K_{\text{сх}} = 1$ [15].

Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора на стороне ВН:

Первичный ток на стороне ВН защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{ном.перв}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 37,49 \text{ А.}$$

Первичный ток на стороне НН защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{ном.перв}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 137,46 \text{ А.}$$

Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности на стороне ВН:

$$I_{\text{ном.втор}} = \frac{37,49}{\frac{200}{5}} = 0,937 \text{ А.}$$

Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности на стороне НН:

$$I_{\text{ном.втор}} = \frac{137,464 \cdot 1}{\frac{200}{5}} = 3,437 \text{ А.}$$

Принятые значения уставок с округлением до двух знаков после запятой приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Принятые значения уставок

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для стороны	
		ВН	НН
Принятые значения уставок	« $I_{\text{ном ВН}}$ », « $I_{\text{ном НН}}$ » диапазон уставок: (1,00—30,00) А	1	3,44

7.3.3 Дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ – 2)

Базовая уставка $I_{\text{д1}}/I_{\text{баз}}$ определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты. Для обеспечения чувствительности к полным витковым замыканиям следует стремиться иметь уставку в пределах 0,3 – 0,5 [16].

Значение $I_{\text{д1}}/I_{\text{баз}}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора определяется с помощью выражения:

$$I_{д1} / I_{баз} = K_{отс} \cdot I_{НБ.расч}; \quad (7.3)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1.2;

$I_{НБ.расч}$ – относительный ток небаланса.

$$I_{НБ.расч} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{добав}, \quad (7.4)$$

где $K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, принимаем 2;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме 0,1;

$K_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, принимаем 1;

$\Delta U_{рпн} = 0.16$ – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимается равной половине диапазона регулирования;

$\Delta f_{добав}$ – относительная погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон трансформатора – округлением $\Delta f_{выр} = 0.04$.

$$I_{НБ.расч} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04 = 0,4 \text{ А.}$$

Значение $I_{д1} / I_{баз}$:

$$I_{д1} / I_{баз} = 1,2 \cdot 0,4 = 0,48.$$

Принимаем $I_{д1} / I_{баз} = 0,5$.

Коэффициент торможения:

$$K_{торм} = 100\% \cdot K_{отс} \cdot \frac{I_{НБ.расч}}{K_{сн.т}}; \quad (7.5)$$

где $K_{\text{сн.т}}$ – коэффициент снижения тормозного тока:

$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - I_{\text{НБ.расч}}} ; \quad (7.6)$$

$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - 0,4} = 0,775 .$$

$$K_{\text{торм}} = 100\% \cdot 1,2 \frac{0,4}{0,775} = 62\% .$$

Принимаем $K_{\text{торм}} = 62\%$.

Принимаем значение уставки второй точки излома характеристики $I_{\text{т}} / I_{\text{ном}} = 2$.

Принимаем значение уставки блокирования по второй гармонике $I_{\text{дг2}} / I_{\text{дг1}} = 0.15$.

7.3.4 Дифференциальная отсечка трансформатора (ДЗТ-1)

При выборе уставки дифференциальной отсечки необходимо учитывать два условия:

- отстройка от броска намагничивающего тока (БНТ);
- отстройка от режима максимального тока внешнего КЗ (сквозного тока).

По условию отстройки от режима БНТ уставка должна приниматься не менее 6 ($I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq 6$) [16].

7.3.5 Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ-3)

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{\text{д1}} / I_{\text{баз}}$), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты [16].

Принимаем $I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} = 0.1$;

$T = 10 \text{ с}$.

На рисунке 7.1 показана тормозная характеристика дифференциальной защиты трансформатора.

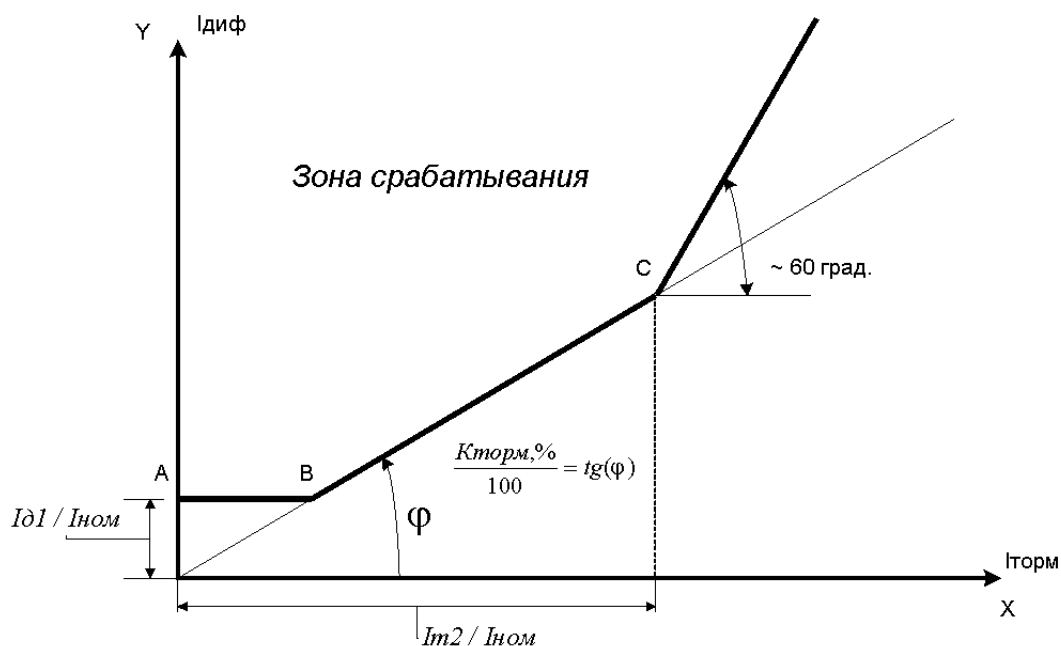


Рисунок 7.1 – Тормозная характеристика

7.3.6 Расчет уставок защиты от перегрузки трансформатора Т-1

Ток срабатывания защиты от перегрузки (ЗП):

$$I_{зп.тр} = I_{ном.тр} \cdot \frac{K_{отс}}{K_B}; \quad (7.7)$$

где $K_{отс} = 1.05$ – коэффициент отстройки ЗП;

$K_B = 0.95$ – коэффициент возврата реле тока ЗП;

$I_{ном.тр}$ – номинальный первичный ток обмотки.

Для стороны ВН:

$$I_{зп.тр.ВН} = 37,49 \cdot \frac{1,05}{0,95} = 41,437 \text{ А.}$$

Во вторичных величинах ток уставки равен:

$$I_{\text{уст.зп.ВН}} = \frac{I_{\text{зп.ТР.ВН}}}{K_{\text{тт.ВН}}}; \quad (7.8)$$

$$I_{\text{уст.зп.ВН}} = \frac{41,437}{\frac{200}{5}} = 1,036 \text{ А.}$$

Для стороны НН:

$$I_{\text{зп.ТР.НН}} = 137,464 \cdot \frac{1,05}{0,95} = 206,92 \text{ А.} \quad (7.9)$$

Во вторичных величинах ток уставки равен:

$$I_{\text{уст.зп.НН}} = \frac{I_{\text{зп.ТР.НН}}}{K_{\text{тт.НН}}}; \quad (7.10)$$

$$I_{\text{уст.зп.НН}} = \frac{206,92}{\frac{200}{5}} = 3,798 \text{ А.}$$

8 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения 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 [17].

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:

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{ТР}} + K_{\text{ПОСТ}}) \cdot K_{\text{ИНФ}} \cdot K_{\text{Р}}; \quad (7.1)$$

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

$K_{тр}$ – капиталовложения в трансформаторы;

$K_{пост}$ – постоянная часть затрат на строительство ПС [18];

K_r – 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 7.1 – Показатели стоимости ячейки трансформатора в ценах 2000 г.

Подстанция	Тип трансформатора	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб
ПС 35 кВ Лазо	ТМ-1600/35-У1	2	2582
Итого			0

Капитальные затраты на реконструкцию 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 35 кВ Лазо	10 кВ	24	800
ПС 35 кВ Лазо	35 кВ	1	20680
Итого			39880

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	4700

Вычислим суммарные капиталовложения в сооружение ПС:

$$K_{ПС} = (39880 + 51640 + 4700) \cdot 4,5 \cdot 4,4 = 984931 \text{ тыс.руб.}$$

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 [20]:

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

где K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

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

Расчет издержек на амортизацию электрооборудования:

$$I_{AM} = \frac{984931}{20} = 49250 \text{ тыс.руб.}$$

8.3 Расчет эксплуатационных затрат

Для расчета эксплуатационных издержек необходимо учесть потери электроэнергии в трансформаторах.

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети по формуле [20]:

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

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в схеме, равные 126 кВт·ч;

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

Стоимость потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = 2,02 \cdot 3,84 = 7,557 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

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

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

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

$\alpha_{\text{эРПС}} = 0.067$ – ежегодные отчисления на текущий ремонт и обслуживание подстанции 35 кВ [21].

Рассчитаем затраты на эксплуатацию и ремонт оборудования по формуле:

$$I_{\text{ЭК}} = 984931 \cdot 0,067 = 6590 \text{ тыс.руб.}$$

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 [20]:

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

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 _{дΣ} , млн. руб.
1	246,233	247,56	6,59	31,757	-37,02	0,91	-33,69	-62,86
2	246,233	247,56	6,59	31,757	-37,02	0,86	-31,84	-94,70
3	246,233	247,56	6,59	31,757	-37,02	0,82	-30,36	-125,05
4	246,233	247,56	6,59	31,757	-37,02	0,78	-28,88	-153,93
5	0	247,56	6,59	31,757	209,213	0,75	156,91	2,98
6	0	247,56	6,59	31,757	209,213	0,71	148,54	151,52
7	0	247,56	6,59	31,757	209,213	0,68	142,26	293,79
8	0	247,56	6,59	31,757	209,213	0,65	135,99	429,78
9	0	247,56	6,59	31,757	209,213	0,61	127,62	557,40
10	0	247,56	6,59	31,757	209,213	0,59	123,44	680,83
11	0	247,56	6,59	31,757	209,213	0,56	117,16	797,99
12	0	247,56	6,59	31,757	209,213	0,53	110,88	908,87
13	0	247,56	6,59	31,757	209,213	0,51	106,70	1015,57
14	0	247,56	6,59	31,757	209,213	0,48	100,42	1115,99
15	0	247,56	6,59	31,757	209,213	0,46	96,24	1212,23
16	0	247,56	6,59	31,757	209,213	0,44	92,05	1304,29
17	0	247,56	6,59	31,757	209,213	0,42	87,87	1392,15
18	0	247,56	6,59	31,757	209,213	0,4	83,69	1475,84
19	0	247,56	6,59	31,757	209,213	0,38	79,50	1555,34
20	0	247,56	6,59	31,757	209,213	0,36	75,32	1630,66

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 5 лет, на основании чего можно сделать вывод, что проект рекомендуется к реализации.

9.1 Мероприятия по минимизации возможных аварийных ситуаций

Для снижения количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при работе строительной техники рекомендуется [24]:

- применение герметичных и закрывающихся емкостей для хранения ГСМ;
- использование только исправной техники, прошедшей контроль токсичности отработанных газов;
- проведение профилактического осмотра и регулировки топливной аппаратуры дизельной техники для снижения расхода дизтоплива;
- применение гостированных сортов горючего; техники с оптимальной системой смесеобразования, обеспечивающей полное сгорание топлива;
- снижение количества одновременно работающих машин и механизмов (с учетом метеорологической обстановки).

Предотвращение и снижение негативного влияния на геологическую среду на этапе строительства обеспечивается путем:

- разработки противооползневых мероприятий (срезка оползней, подпорные стенки) на участках с оползневыми процессами;
- разработки противоэрозионных мероприятий (закрепление склонов и откосов, устройство водопропускных труб, сооружение глиняных перемычек);
- разработка дренажных систем в местах подпоров болотных вод;
- разработка проекта организации строительства (ПОС) и проекта производства работ (ППР) с учетом требований и технических условий, полученных от территориальных административных и надзорных органов, заинтересованных организаций.

С целью минимизации воздействия на подземные воды в период проведения строительных работ рекомендуется [24]:

- ограничивать перемещение дорожно-строительной техники границами временного землеотвода на участках, подверженных эрозии;

- предусмотреть строительство водопропускных сооружений, дренажных систем для предотвращения развития процессов заболачивания.

На заключительном этапе строительства необходимо предусмотреть благоустройство территории, и рекультивацию нарушенных земель [25].

Особое внимание на проведение мероприятий по предотвращению загрязнения подземных вод следует обратить в районах размещения скважин и колодцев ближайших населенных пунктов.

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 вынудой 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 (тальвега) (с помощью каменной наброски; или засыпкой тальвега 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.

В целях предотвращения деградации земель и прямых потерь почвенного субстрата при строительстве необходимо обеспечить выполнение следующих природоохранных требований [25]:

- проведение всех работ подготовительного периода в согласованные с землепользователями сроки в целях минимизации наносимого им ущерба;

- запрет на передвижение транспортных средств вне установленных транспортных маршрутов;

- применение строительных машин и механизмов, имеющих минимально возможное удельное давление ходовой части на подстилающие грунты;
- опережающее строительство временных колеиных дорог для проезда строительной техники на участках с грунтами со слабой несущей способностью и особо ценных землях;
- предварительное снятие плодородного почвенного слоя в местах расположения временных площадок амбаров-отстойников;
- исключение сброса и утечек горюче-смазочных материалов, неочищенных промстоков и других загрязняющих веществ на рельеф и почвы при строительстве всех объектов;
- гидроизоляция площадок под всеми объектами, связанными с утечкой загрязняющих жидкостей;
- рекультивация земель в ходе и (или) сразу после окончания строительства.

В целях предотвращения загрязнения и прямых потерь почвенного субстрата в проекте должны быть предусмотрены следующие организационно-технические мероприятия [25]:

- проведение строительно-монтажных работ на особо ценных в хозяйственном отношении землях с заранее обустроенными временными дорогами колеиного типа, что позволит сохранить плодородные свойства почвенного слоя и уберечь его от переуплотнения;
- обязательное и своевременное проведение противоэрозионных и берегоукрепительных мероприятий (травосеяние, каменная наброска, посадка кустарника) в целях защиты почвенного слоя от ветровой и водной эрозии;

Мероприятия по минимизации нарушений растительного покрова должны проводиться на стадиях проектирования, ремонта и эксплуатации проектируемых сооружений [25].

В пожароопасный сезон, то есть в период с момента схода снегового покрова в лесу до наступления устойчивой дождливой осенней погоды или образования снегового покрова, запрещается:

- разводить костры в хвойных молодняках, старых горельниках, на участках поврежденного леса (ветровал, бурелом), торфяниках, лесосеках с оставленными порубочными остатками и заготовленной древесиной, в местах с подсохшей травой, а также под кронами деревьев. В остальных местах разведение костров допускается на площадках, окаймленных минерализованной (то есть очищенной до минерального слоя почвы) полосой шириной не менее 0,5 м. По истечении надобности костер должен быть тщательно засыпан землей или залит водой до полного прекращения тления;

- бросать горящие спички, окурки и горячую золу из курительных трубок;
- употреблять при охоте пыжи из легковоспламеняющихся или тлеющих материалов;

- оставлять промасленный или пропитанный бензином, керосином или иными горючими веществами обтирочный материал в непредусмотренных специально для этого местах, а также заправлять горючим топливные баки двигателей внутреннего сгорания при работе двигателя, использовать машины с неисправной системой питания двигателя, а также курить или пользоваться открытым огнем вблизи машин, заправляемых горючим.

Засорение леса бытовыми отходами и отбросами, свалка мусора и строительных остатков в лесу запрещаются.

Для минимизации воздействия на животный мир при строительстве объектов необходимо максимально бережное отношение к наиболее ценным и уязвимым природным комплексам: фрагментам старовозрастных ельников, болотным массивам, водоемам и их побережьям, лугам, а также к редким и охраняемым видам.

В целях предотвращения гибели объектов животного мира запрещается:

- выжигание растительности, хранение и применение ядохимикатов, удобрений, химических реагентов, горюче-смазочных материалов и других опасных материалов, сырья и отходов производства без осуществления мер, гарантирующих предотвращение заболеваний и гибели объектов животного мира, ухудшения среды их обитания;

- установление сплошных, не имеющих специальных проходов заграждений и сооружений на путях массовой миграции животных;
- устройство в реках или протоках западей или установление орудий лова, размеры которых превышают две трети ширины водотока;
- сброс любых сточных вод и отходов в местах нереста, зимовки и массовых скоплений водных и околоводных животных.

После завершения строительства запрещается оставлять неубранные конструкции, оборудование и незасыпанные участки траншей.

При проектировании и строительстве сооружений должны обеспечиваться меры защиты объектов животного мира, включая ограничение работ на строительстве в периоды массовой миграции, в местах размножения и линьки, выкармливания молодняка, нереста, нагула и ската молоди рыбы.

Промышленные и водохозяйственные процессы должны осуществляться на производственных площадках, имеющих специальные ограждения, предотвращающие появление на территории этих площадок диких животных.

При отборе воды из водоемов и водотоков должны предусматриваться меры по предотвращению гибели водных и околоводных животных (выбор места водозабора, тип рыбозащитных устройств, возможный объем воды и другие), согласованные со специально уполномоченными государственными органами по охране, контролю и регулированию использования объектов животного мира и среды их обитания.

Для снижения факторов беспокойства (шума, вибрации, ударных волн и других) объектов животного мира необходимо руководствоваться соответствующими инструкциями и рекомендациями по измерению, оценке и снижению их уровня.

При эксплуатации подстанция должна быть оснащена устройствами (изгородями, кожухами и другими), предотвращающими проникновения животных на территорию ПС.

Для нивелирования отрицательных последствий строительства сооружений, необходимо проводить следующие мероприятия [24]:

- своевременное и достоверное информирование населения об основных целях, сроках и методах проведения строительства;
- строгое соблюдение границ временного и постоянного отводов;
- соблюдение сроков строительства;
- контроль за поведением персонала, задействованного в строительстве, в свободное от работы время;
- компенсация убытков и потерь лесного и сельского хозяйства в порядке, утвержденным законодательством РФ;
- привлечение к строительству местных трудовых ресурсов, имеющих необходимые профессиональные и квалификационные требования;
- приобретение товаров и услуг местных производителей в период строительства;
- ремонт дорожного покрытия в случае его повреждения при строительстве;
- соблюдение природоохранных мероприятий, направленных на сохранение почвенного, растительного покрова и животного мира.

Данные мероприятия позволят:

- снизить фактор морального беспокойства и уменьшить количество недовольных из числа местных жителей;
- свести к минимуму изменений привычных условий жизни населения;
- увеличить занятость местного населения и снижение уровня безработицы.

Возникновение аварийных ситуаций, связанных с реконструкцией ПС возможно:

- при обрыве проводов, кабеля, коротком замыкании;
- при пожаре;
- при проливе масла из маслонаполненного оборудования.

Техническая надежность и пожароопасность планируемой деятельности гарантируется соответствием проектных решений требованиям нормативно-тех-

нической документации, регламентирующей правила по проектированию и эксплуатации ПС (СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2001, и т. д.), принятым с учетом климатических и природных условий района строительства.

Для обеспечения пожаровзрывобезопасности и для предотвращения аварийных ситуаций на проектируемом объекте необходимо предусмотреть следующие мероприятия [23]:

- молниезащита подстанции;
- антикоррозионное покрытие металлоконструкций;
- установка линейной арматуры по условиям окружающей среды.

Для предупреждения негативных последствий аварийных ситуаций на подстанции необходимо обеспечивать:

- соблюдение реализации проектных решений;
- аккумулярование струйных переливов масла в маслоприемных ямах трансформаторов, их локализация в пределах подстанции.

9.1.1 Водные ресурсы

Основными природными источниками жесткости воды являются осадочные породы, фильтрация и сток с почвы. Жесткая вода образуется в районах с плотным пахотным слоем и известковыми образованиями. Для подземных вод характерна большая жесткость, чем для поверхностных. Подземные воды, богатые карбоновыми кислотами и растворенным кислородом, обладают высокой растворяющей способностью по отношению к почвам и породам, содержащим минералы кальцита, гипса и доломита [24].

Воздействие на водные объекты будет происходить при проведении:

- транспортных и монтажных работ - движение строительной (колесной и гусеничной) техники, стройматериалов, пригрузов, топлива и другие работы на стройплощадке;
- земляных работ - рыхление плотного грунта, складирование грунта в напойменные отвалы;
- берегоукрепительных работ, отсыпке грунта;

- заправки техники - загрязнение водных поверхностей нефтепродуктами и ГСМ.

В целом, уровень влияния строительства переходов на гидрологический режим и гидроморфологические характеристики водных объектов зависит от времени (гидрологического сезона) и скорости строительства. Наиболее благоприятным временем строительства следует считать период зимней или летней межени.

9.1.2 Атмосферный воздух

Контроль состояния атмосферы должен осуществляться непосредственно на объектах посредством отбора проб из всех источников выброса загрязняющих веществ в атмосферу и на границе санитарно-защитной зоны. По всем стационарным источникам выбросов необходим постоянный контроль состава и количества выбросов вредных веществ [24].

Периодичность контроля устанавливается в зависимости от класса опасности вредного вещества: для I класса – не реже 1 раза в 10 дней, II класса – не реже 1 раза в месяц, III и IV классов – не реже 1 раза в квартал. Пробы отбирают последовательно по направлению ветра на расстояниях от источника выброса 0,1; 0,2; 0,3 км.

Периодически, раз в месяц, необходим аналитический контроль состояния воздушного бассейна на границе санитарно-защитной зоны и в ближайших местах жилой застройки. Контроль также должен проводиться в периоды особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ).

Должен осуществляться контроль токсичности отработанных газов двигателей внутреннего сгорания используемого автотранспорта, строительных машин и спецтехники на специальных контрольно-регулирующих пунктах по проверке и снижению токсичности выхлопных газов.

Основными компонентами при анализе проб атмосферного воздуха являются: пыль неорганическая, диоксид серы, сернистый ангидрид, диоксид азота, окись углерода. В период проведения покрасочных работ так же необходим кон-

троль концентрации оксида алюминия. В случае установления загрязнения атмосферы выше ПДК на границе санитарно-защитной зоны и выше ПДК в рабочей зоне должны быть приняты соответствующие меры, учитывающие характер и уровень загрязнения.

9.1.3 Мониторинг эрозионных геологических процессов

Объекты наблюдения – крутые склоны междуречий и речных долин, возникающие при эрозионном размыве промоины, борозды, активно растущие овраги, угрожающие размывом объектам нефтеналивного комплекса.

На эрозионноопасных участках проводятся режимные (периодические) маршрутные наблюдения, на наиболее опасных участках, на которых в процессе строительства будет активизироваться развитие эрозионных форм, создается сеть наблюдательных пунктов и организуются наблюдения в рамках геотехнического мониторинга [26].

Полевые работы включают [26]:

- маршрутные визуальные обследования эрозионноопасных участков площадных объектов;
- выявление вновь образовавшихся эрозионных форм;
- измерения параметров эрозионных форм (глубина, ширина) с привязкой к реперам;
- инструментальную съемку (тахеометрическую, нивелирование и т.п.) для определения величины перемещения вершин эрозионных форм.

Контролируемые параметры:

- количество возникающих промоин и более крупных форм;
- морфологические характеристики малых эрозионных форм и оврагов - протяженность, ширина, глубина, извилистость, угол наклона тальвега;
- степень проективного покрытия (СПИ) растительного покрова, в %;
- площадная пораженность территории формами проявления эрозионных процессов, %.

Проводимый мониторинг должен обеспечить [26]:

- сбор информации об интенсивности проявления эрозионных процессов;

- оценку воздействия строительства на развитие эрозии.

Режим наблюдений:

Маршрутные наблюдения за активизацией эрозионных форм на выявленных эрозионноопасных участках – один раз в месяц в теплый период года.

Наблюдения за вновь образующимися эрозионными формами на строительных площадках и в зоне воздействия строительства должны производиться:

- в период снеготаяния – не реже одного раза в неделю и однократно – после выпадения ливневых осадков (по данным метеостанций);

- в остальные периоды теплого времени года – не реже одного раза в месяц.

9.1.4 Мониторинг почв

Назначение мониторинга [26]:

- оценка состояния почвенного покрова в зоне влияния строительных работ;

- контроль загрязнения и деградации почвенного покрова в зоне влияния строительных работ;

- контроль снятия, складирования, сохранения и использования плодородного слоя почв;

- контроль рекультивации нарушенных земель.

Объектом мониторинга является почвенный покров на площадках размещения объектов, а также земли, нарушенные в процессе строительных и земляных работ. Наблюдательная сеть: площадные объекты инфраструктуры, площадки временного размещения отходов, временные городки строителей, накопительные площадки [26].

В период строительства периодичность отбора - однократно, в конце лета, на временных объектах – после проведения рекультивации. При эксплуатации – не реже 1 раза в 3 года, результаты сопоставляются данными, полученными в естественных (фоновых) условиях на строительном этапе.

В качестве фоновых используют близлежащие, не подверженные загрязнению почвенные участки. Требования к качеству почв формируются в зависимости от характера землепользования. Однако, вне зависимости от него, основными

санитарно-химическими показателями является содержание в почвах тяжелых металлов, канцерогенных веществ, органических токсикантов, загрязненность радиоактивными веществами [26].

Стационарные площадки для отбора проб почв закладываются:

- в местах возможного разлива горючего, несанкционированных свалок и т.п., определенных при визуальном осмотре;

- на землях сельскохозяйственного назначения после проведения рекультивационных работ (одна точка отбора на площадках). Местоположение точек отбора проб почв уточняется после выполнения проекта рекультивации.

При оценке последствий нарушения и загрязнения земель возникает необходимость определения физических показателей или тенденций изменения их во времени. При этом физические свойства загрязненных почв сравниваются с такими же характеристиками до начала строительства, не подверженных нарушению или загрязнению (с фоном) [26].

Отбор почвенных проб на сельскохозяйственных землях осуществляется в соответствии с ГОСТ 28168-89. Частота отбора смешанных образцов устанавливается в зависимости от пестроты почвенного покрова. Отбор проб производится с элементарного участка, границы и площадь которого зависят от подтипа почв. Отбор смешанных образцов почв проводится методом маршрутных ходов. Он прокладывается по середине каждого элементарного участка вдоль удлиненной стороны. С каждого элементарного участка отбирается смешанный образец на глубину пахотного слоя, но не глубже 10 см [26].

9.1.5 Мониторинг подземных вод

Характер и интенсивность загрязнения подземных вод зависят от обустройства расположенного на определенной территории объекта и от условий их залегания.

В случае, если горизонт подземных вод не защищен от проникновения загрязнений с поверхности земли, необходима организация гидрогеологического мониторинга на объектах, являющихся потенциальными загрязнителями окру-

жающей среды. Потенциально опасными объектами могут быть участки, которые предполагаются использовать под временное или постоянное хранение химически опасных веществ, под размещение свалок промышленных и бытовых отходов. При наличии таких объектов необходимо обустройство как минимум двух наблюдательных гидрогеологических скважин: первая – фоновая скважина обустраивается за пределами площадки выше по потоку подземных вод и вторая – контрольная скважина – ниже по потоку [26].

Качество подземных вод изучается по действующим водозаборным скважинам, колодцам или родникам, которые располагаются в направлении движения пресных подземных вод выше и ниже источников вредного воздействия (ГОСТ 17.1.3.12-86).

Предварительный регламент проведения мониторинга включает: замер уровня и температуры воды, отбор проб на сокращенный химический анализ (NH_4^+ , K^+ , Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , HCO_3^{2-} , SO_4^{2-} , Cl^- , нефтепродукты и летучие фенолы). Отбор проб - ежеквартально с учетом основных фаз гидрометеорежима (снеготаяние, максимальное выпадение осадков теплого периода года, зимняя межень, зажоры).

Грунтовые воды отбирают согласно ГОСТ Р 51592-2000 1 раз в квартал (в марте, июне, сентябре и декабре).

Оценка качества грунтовых вод производится на основании данных физико-химического анализа и сравнения их с фоновыми концентрациями веществ полученных при проведении инженерно-экологических изысканий, отобранных с учетом поверхностного стока. При выявлении повышенного содержания загрязняющих веществ в подземных и грунтовых водах производится повторный отбор проб на данной площадке (затем через 10, 30, 60 дней) и осуществляется детальное обследование рассматриваемого участка для выяснения причин загрязнения. Допускаются более частые интервалы отбора (ГОСТ 17.1.3.12-86).

9.1.6 Мониторинг ландшафтов

Мониторинг ландшафтов включает в себя систему наблюдения и прогноз происходящих изменений компонентов функционирования геосистемы (рельеф,

почвенный и растительный покров) и их геохимических характеристик. Любые изменения в геосистеме определяются методом сравнения ранее изученной геосистемы с геосистемой на существующее положение.

9.1.7 Мониторинг состояния растительности

Мониторинг растительного покрова имеет целью выявить негативные изменения, связанные со строительством сооружений. Для этого следует:

- отследить восстановление растительного покрова в местах его физического нарушения;
- отследить изменение растительного покрова в случае изменения гидрологического режима территорий;
- провести изыскания редких и охраняемых видов растений в летний период;
- мониторинг растительного мира состоит в визуальном обследовании растительности на стационарных площадках и поведения маршрутного исследования территории;
- стационарные площадки для ведения мониторинговых наблюдений и исследований за растениями-доминантами по возможности целесообразно расположить в тех же местах, где будут проводиться наблюдения и исследования за животным миром. Данные площадки должны располагаться во всех типах местообитаний.

9.1.8 Мониторинг животного мира

Мониторинг животного мира в зоне влияния строительства включает в себя:

- оценку современного состояния животного мира (видовой состав позвоночных животных, биотопическое распределение и численность);
- оценку изменений, произошедших с животным миром вследствие проведения реконструкции;
- оценку состояния видов, занесенных в Красную книгу РФ (инвентаризация видов, выявление участков обитания, оценка численности);

- проведение изыскания редких и охраняемых видов животных в летний период;

- оценку изменения состояния видов - объектов охоты (по данным областного общества охотников и рыболовов).

9.1.9 Социально-гигиенический мониторинг

Социально-гигиенический мониторинг - это комплекс наблюдений и контроля при строительстве за медико-биологическим состоянием населения, строителей и обслуживающего персонала и санитарно-эпидемиологическим состоянием территории, а также определение причинно-следственных связей между состоянием здоровья населения и воздействием факторов среды обитания.

Мониторинг медико-биологического состояния населения, строителей и обслуживающего персонала направлен на определение динамики демографических показателей населения и выявление причин и структуры заболеваемости по классам и формам. Мониторинг состояния водоемисточников и качества питьевой воды направлена на снижение риска заболеваемости среди населения и работающего персонала, связанного с плохим качеством потребляемой воды. Программа эпидмониторинга и профилактических мероприятий направлена на снижение риска заболеваемости работающего персонала, связанного с инфекционными и паразитарными источниками [26].

9.1.10 Акустическое воздействие

Учитывая, что определяющим фактором воздействия при эксплуатации электроподстанции является фактор шума, санитарно-защитная зона устанавливается по фактору шумового загрязнения.

Настоящим разделом определяется воздействие на прилегающую территорию физических факторов (шумовое загрязнение).

В период эксплуатации ПС основными источниками возможного шумового воздействия являются: силовые трансформаторы.

На подстанции предусматривается установка двух силовых трансформаторов типа ТМ-2500/35-У1 мощностью 2,5 МВА каждый с номинальными напряжениями 35/10 кВ.

Перечень источников шумового воздействия в период эксплуатации приведен в таблице 9.1 [15].

Таблица 9.1 – Перечень источников шума в период эксплуатации

Наименование	Количество	Номер источника шума	Шумовая хар-ка, дБА
Трансформатор силовой ТМ-2500/35-У1	2	ИШ №1-2	76,0

Произведем необходимые расчеты.

Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к зданиям гостиниц и общежитий составляет: 50 дБА.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (системы охлаждения видов Д) уровень звуковой мощности составляет (при $S_{ном} = 2,5$ МВА, $U_{ном} = 35$ кВ) [15]:

$$L_{PA} = 76 \text{ дБА};$$

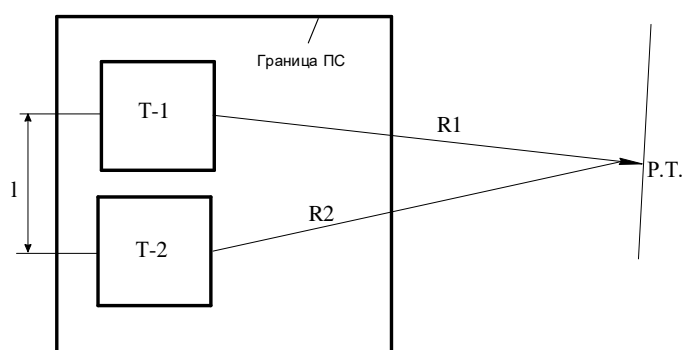


Рисунок 9.1 – Схема расположения трансформаторов и расчетной точки

1) Т.к. 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:

$$L_{WAS} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot L_{Wai}} ; \quad (9.1)$$

$$L_{WAS} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot 76} = 79,01 \text{ дБА}$$

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 равен допустимому уровню звука $L_A(R) = DV_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$ / Минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (L_{WAS} - DV_{L_A})}}{2\pi}} ; \quad (9.2)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (79,01 - 50)}}{2\pi}} = 11,26 \text{ м.}$$

Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{CЗ}$ санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму. Исходя из расчетов, минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы, прилегающей территории будет равным 11,26 м.

9.2 Описание системы обеспечения пожарной безопасности

ВКР предусмотрено заземление, которому подлежат корпуса электрооборудования со специально предусмотренным выводом заземления, кабельные металлоконструкции, металлические строительные конструкции. Каждый вывод

для заземления электрооборудования присоединен к контуру заземления при помощи отдельного заземляющего проводника [22].

Предусмотрена молниезащита. Защита от прямых ударов молнии осуществляется при помощи существующих отдельностоящих молниеотводов и существующих молниеотводов, установленных на порталах, расположенных на площадке ПС [22].

В помещениях не предусматривается замена существующей пожарной автоматики на новую.

9.2.1 Обоснование противопожарных расстояний

Территория в районе РУ. Имеются существующие подземные и наземные инженерные сети, ограждения территорий и автодороги [22].

Прокладка всех кабелей (контрольных, силовых) выполняется в соответствии с главой 2.3 ПУЭ, документами СТО 56956947007-29.240.043-2010 «Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов» и СТО 56947007-29.240.044-2010 «Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства» [22].

Прокладка проектируемых кабелей по территории РУ предусматривается в существующих наземных железобетонных кабельных лотках, с отдельной прокладкой силовых, контрольных и взаиморезервируемых кабелей. Силовые кабели и вторичные кабели с цепями управления, измерения и сигнализации прокладываются по разным трассам. Кабели укладываются на существующие полки на свободные места.

Подъемы кабелей из наземных лотков к шкафам выполняются в трубах, металлических коробах или металлорукавах.

Прокладка проектируемых контрольных и силовых кабелей в здании ОПУ предусматривается по существующим кабельным конструкциям в двойном полу на свободных местах [22].

Силовые (напряжением до 1кВ) и контрольные (напряжением до 0,66кВ) кабели предусматриваются с медными жилами в негорючей оболочке, не распространяющей горение, с пониженным дымо- и газовыделением по типу ВВГнг-LS, КВВГЭнг-LS [22].

9.3 Организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности

Устанавливаются знаки безопасности. Ремонтные работы на кабельной линии проводятся специальной бригадой [22].

Защита работников от опасного для человека напряжения выполняется применением следующих мер [17]:

- устройство защитного заземления в соответствии со СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства» и с требованиями ПУЭ, главой 1.7;
- система уравнивания потенциалов в соответствии ПУЭ п. 1.7.51;
- недоступность токоведущих частей высоковольтного оборудования для случайного прикосновения;
- применение предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;
- использования индивидуальных средств защиты и приспособлений;
- усиление требований к квалификации персонала электромонтажных организаций;
- защита от статического электричества в соответствии с ГОСТ 12.4.124-83 - «Средства защиты от статического электричества».

По территории РУ предусмотрены и построены внутриплощадочные технологические и пожарные проезды с твердым покрытием для обслуживания оборудования РУ.

9.4 Мероприятия по обеспечению безопасности подразделений пожарной охраны при ликвидации пожара и расчет пожарных рисков

При тушении пожара предусматривается заземление стволов, существующих пожарных кранов и заземление существующих пожарных гидрантов [22].

При тушении электроустановок распыленными струями воды, работа составов подразделений и добровольной пожарной команды предусматривается в специальных средствах индивидуальной защиты, диэлектрических перчатках и ботах, находиться на безопасном расстоянии от электроустановок и заземлять насос пожарного автомобиля и пожарный ствол [22].

В проекте предусмотрено выполнение требований Федерального закона «Технологический регламент о требованиях пожарной безопасности» и требований действующих нормативных документов в части обеспечения пожарной безопасности (национальные стандарты и своды правил) и на основании приказа МЧС России от 24.02.2009 №91 дополнительные пожарные риски угрозы жизни, здоровью людей и уничтожению имуществу не рассматриваются. Расчет пожарных рисков при этих условиях не требуется.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках текущей ВКР была проведена реконструкция подстанции 35 кВ Лазо и прилегающей к данной подстанции сети.

Реконструируемая ПС расположена в Приморском крае. Реконструкция подстанции 35 кВ Лазо обусловлена необходимостью обеспечения надежного электроснабжения потребителей филиала АО «ДРСК» с учетом современных требований качеству электрической энергии на приемном конце потребителя.

В ВКР выполняется расчет тока короткого замыкания, необходимого для выбора первичного оборудования, и расчета параметров срабатывания релейной защиты. Кроме того, с помощью RastrWin3 была проанализирована сеть вблизи подстанции 35 кВ Лазо, рассмотрен план реконструкции и принят наиболее подходящий вариант. Осуществлен расчет и прогнозирование электрической нагрузки на ПС 35 кВ Лазо, после принято решение о замене существующих силовых трансформаторов на трансформаторы мощностью 2,5 МВА.

Осуществлен расчет и выбор первичного оборудования на ПС 35 кВ Лазо, с учетом предъявляемых требований к установке. Были выбраны силовые выключатели, трансформаторы тока и трансформаторы напряжения на сторонах 35 кВ и 10 кВ.

При проектировании устройств РЗА для силовых трансформаторов осуществлен расчет выбранных параметров защиты, основанный на действующих руководствах и рекомендациях производителя.

Был проведен экономический анализ, по результатам которого была оценена целесообразность реконструкции и рассчитан срок окупаемости в 4-5 лет.

Также освещены вопросы охраны труда, безопасности и экологичности ПС.

Результатом реконструкции является повышение надежности электроснабжения потребителей района ПС 35 кВ Лазо.

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 расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ;
5. Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 5-летний период : отчёт о НИР (промежуточ.) / АО «Научно-технический центр единой энергетической системы (Московское отделение)»; рук. С. А. Портянков; исполн. : М. С. Волков – М., 2019. – 244 с.
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. Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей : Методические указания к курсовому проектированию /Н.В. Савина. – Б. : Издательство АмГУ, 2013. – 46 с.
8. ГОСТ Р МЭК 62561.2-2014 «Компоненты системы молниезащиты» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200109320> (Дата обращения: 15.03.2022);
9. 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).

10. Савина, Н.В. Техника высоких напряжений. Грозовые 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

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

12. 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.

13. 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>. (Дата обращения: 04.03.2022)

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

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

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

17. 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);

18. Рожкова М.Г. Методики оценки эффективности сбытовой политики [Электронный ресурс] <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=29757232> (Дата обращения: 06.05.2022);

19. 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;

20. 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;

21. 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);

22. 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);

23. 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);

24. 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);

25. 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);

26. 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);

27. 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).

28. ГОСТ Р 58595-2019 «Почвы. Отбор проб» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200023554> (Дата обращения: 03.03.2022);

29. СТО 34.01-21.1-001-2017 «Распределительные электрические сети напряжением 0,4-110 кВ. требования к технологическому проектированию» [Электронный ресурс] URL: https://rosseti.ru/investment/standart/corp_standart/doc/СТО_34.01-21.1-001-2017izm1.pdf (Дата обращения: 28.04.2022);

30. ГОСТ Р 21.101-2020 «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации» [Электронный ресурс] URL: https://smetamds.ru/normativdocument/document.html?iddoc=Gost_21-101-2020 (Дата обращения: 28.04.2022).

Приложение А

Расчет ТКЗ

Определение параметров элементов схемы замещения

Так как для расчета используется метод приближенного приведения в относительных единицах, то принимаем базисные условия:

$$S_{\text{баз}} = 100 \text{ МВА}; U_{\text{баз1}} = 37,5 \text{ кВ}; U_{\text{баз2}} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Рассчитаем значение базисного тока по формулам:

$$S_{\text{баз}} := 100 \quad U_{\text{баз1}} := 38.5 \quad U_{\text{баз2}} := 11$$

$$L_{\text{аб}} := 33.021 \quad x_0 := 0.435 \quad S_{\text{T}} := 2.5$$

$$L_{\text{бв}} := 30.1 \quad S_{\text{нагр1}} := 2.5$$

$$I_{\text{баз1}} := \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз1}}} = 1.5$$

$$I_{\text{баз2}} := \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз2}}} = 5.249$$

Сопротивление системы будем рассчитывать по формуле:

$$I_{\text{к1}} := 1.69 \quad I_{\text{к2}} := 1.53$$

$$X_{\text{с1}} := \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз1}} \cdot I_{\text{к1}}} = 0.887$$

$$X_{\text{с2}} := \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз1}} \cdot I_{\text{к2}}} = 0.98$$

Сопротивление нагрузки

$$X_{\text{нагр1}} := 0.35 \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{нагр1}}} = 14$$

$$X_{\text{лаб}} := x_0 \cdot L_{\text{аб}} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{баз1}}^2} = 0.969$$

$$X_{\text{лбв}} := x_0 \cdot L_{\text{бв}} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{баз1}}^2} = 0.883$$

$$U_{\text{к}} := 11.5 \quad U_{\text{НОМ}} := 38.5 \quad S_{\text{НОМТ}} := 2.5$$

$$X_{\text{Т}} := \frac{U_{\text{к}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМТ}}} = 68.183 \quad r_0 := 0.65$$

$$X_{\text{вл1}} := x_0 \cdot L_{\text{аб}} = 14.364 \quad X_{\text{вл2}} := x_0 \cdot L_{\text{бв}} = 13.094$$

$$R_{\text{вл1}} := r_0 \cdot L_{\text{аб}} = 21.464 \quad R_{\text{вл2}} := r_0 \cdot L_{\text{бв}} = 19.565$$

Напряжение КЗ для различных обмоток

$$U_{\text{кВН}} := 11$$

$$U_{\text{кВ}} := 11$$

Расчет индуктивных сопротивлений трансформатора

$$X_{\text{ТВ}} := \frac{U_{\text{кВ}} \cdot S_{\text{баз}}}{100 S_{\text{Т}}} = 4.4$$

Расчет схемы замещения

$$X_1 := X_{\text{с1}} + X_{\text{лаб}} = 1.856$$

$$X_2 := X_{\text{ТВ}} = 4.4$$

$$X_3 := X_{\text{ТН}} + X_{\text{нагр1}} = 14.275$$

$$X_4 := X_{\text{с2}} + X_{\text{лбв}} = 1.863$$

$$X_5 := X_2 + X_3 = 18.675$$

$$X_6 := \frac{X_1 \cdot X_4}{X_1 + X_4} = 0.93$$

$$E_{\text{Э1}} := \frac{E_{\text{Н1}} \cdot X_1 + E_{\text{Н2}} \cdot X_4}{X_1 + X_4} = 0.838$$

$$I_{\text{ПО}} := \frac{1}{X_{\text{Э}}} \cdot I_{\text{баз1}} = 1.587$$

ПС 35 кВ Лазо. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

$$P := 2.13 \quad \text{tg} := 0.4$$

$$Q_c := P \cdot \text{tg} = 0.852$$

$$\Delta Q_{\text{ТР}} := 0.1 \cdot \sqrt{P^2 + Q_c^2} = 0.229 \quad \varphi := 0.6435$$

$$Q_{\text{НБ}} := Q_c \cdot 0.7 + \Delta Q_{\text{ТР}} + 0 = 0.826$$

$$K_3 := 0.7 \quad N := 2 \quad Q_{\text{НН}} := 0.826$$

$$S_{\text{ТР}} := \frac{\sqrt{(P)^2 + (Q_{\text{НН}})^2}}{N \cdot K_3} = 1.632$$

$$S_{\text{ТРном}} := 2.5$$

$$K_{\text{Знорм}} := \frac{P}{2 \cdot S_{\text{ТРном}}} = 0.426$$

$$K_{\text{Завар}} := \frac{P}{S_{\text{ТРном}}} = 0.852$$

Расчет тока на линии

Продолжение Приложения А

РУ 35 кВ

$$U_{\text{номсети}} := 38.5 \quad k_{\text{уд}} := 1.85 \quad t_{\text{откл}} := 2.5$$

$$S_{\text{тр}} := 2500 \quad I_{\text{по}} := 1.59$$

По номинальному току

$$I_{\text{ном.расч.ВЛ}} := \frac{S_{\text{тр}} \cdot 1.4}{(\sqrt{3})U_{\text{номсети}}} = 52.486$$

Максимальный рабочий ток линии ввода 35 кВ ПС

$$U_{\text{номсети}} := 38.5 \quad K_{\text{тр}} := 2 \quad n := 2$$

$$I_{\text{ном.расч.ВводаПС}} := \frac{K_{\text{тр}} \cdot n \cdot S_{\text{тр}}}{(\sqrt{3})U_{\text{номсети}}} = 149.961$$

Максимальный рабочий ток ввода трансформатора 35 кВ

$$K_{\text{пер}} := 1.4$$

$$I_{\text{ном.расч.ВводаТр}} := \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_{\text{тр}} \cdot 1.4}{(\sqrt{3})U_{\text{номсети}}} = 73.481$$

$$I_{\text{ном.расч.Пер}} := I_{\text{ном.расч.ВводаПС}} - I_{\text{ном.расч.ВводаТр}} = 76.48$$

Максимальный рабочий ток ввода трансформатора 10 кВ

$$K_{\text{пер}} := 1 \quad U_{\text{номсети}} := 10.5$$

$$I_{\text{ном.расч.ВводаТр}} := \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_{\text{тр}}}{(\sqrt{3})U_{\text{номсети}}} = 137.464$$

$$I_{\text{ном.расч.Пер}} := I_{\text{ном.расч.ВводаПС}} - I_{\text{ном.расч.ВводаТр}} = 12.497$$

Максимальный рабочий ток линии ввода 10 кВ ПС

Продолжение Приложения А

$$K_{тр} := 0.6 \quad n := 1.4$$

$$I_{ном.расч.ВводаПС} := \frac{K_{тр} \cdot n \cdot S_{тр}}{(\sqrt{3})U_{номсети}} = 115.47$$

Проверка и выбор оборудования

Силовые выключатели 35 кВ

По номинальному напряжению 35 кВ

$$U_{номсети} := 38.5 \quad k_{уд} := 1.85 \quad totкл := 2.5 \quad t_{тер} := 3$$

$$S_{тр} := 2500 \quad I_{по} := 1.59 \quad i_{тер} := 25$$

По номинальному току

$$I_{ном.расч} := \frac{S_{тр} \cdot 1.4}{(\sqrt{3})U_{номсети}} = 52.486$$

По току динамической устойчивости

$$i_{уд} := \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{по} = 4.16$$

$$Вк := (I_{по})^2 \cdot totкл = 6.32$$

$$(i_{тер})^2 \cdot t_{тер} = 1.875 \times 10^3$$

Силовые выключатели 10 кВ

По номинальному напряжению 10 кВ

$$U_{номсети} := 11 \quad k_{уд} := 1.85 \quad totкл := 1.3 \quad t_{тер} := 3$$

$$S_{тр} := 2500 \quad I_{по} := 2.4 \quad i_{тер} := 31.5$$

По номинальному току

$$I_{ном.расч} := \frac{S_{тр} \cdot 1.4}{(\sqrt{3})U_{номсети}} = 183.702$$

По току динамической устойчивости

$$i_{уд} := \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{по} = 6.279$$

$$Вк := (I_{по})^2 \cdot totкл = 7.488$$

$$(i_{тер})^2 \cdot t_{тер} = 2.977 \times 10^3$$

Силовые выключатели СВ 10 кВ

По номинальному напряжению 10 кВ

$$U_{номсети} := 11 \quad k_{уд} := 1.85 \quad totкл := 1.07 \quad t_{тер} := 3$$

$$S_{тр} := 2500 \quad I_{по} := 2.4 \quad i_{тер} := 20$$

По номинальному току

$$I_{номрасч} := \frac{S_{тр}}{(\sqrt{3})U_{номсети}} = 131.216$$

По току динамической устойчивости

$$i_{уд} := \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{по} = 6.279$$

$$Вк := (I_{по})^2 \cdot totкл = 6.163$$

$$(i_{тер})^2 \cdot t_{тер} = 1.2 \times 10^3$$

Силовые выключатели отходящих ВЛ 10 кВ

По номинальному напряжению 10 кВ

$$U_{номсети} := 11 \quad k_{уд} := 1.85 \quad totкл := 0.8 \quad t_{тер} := 3$$

$$S_{тр} := 2500 \quad I_{по} := 2.4 \quad i_{тер} := 20$$

По току динамической устойчивости

$$i_{уд} := \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{по} = 6.279$$

$$Вк := (I_{по})^2 \cdot totкл = 4.608$$

$$(i_{тер})^2 \cdot t_{тер} = 1.2 \times 10^3$$

Продолжение Приложения А

Трансформаторы тока 35 кВ ВВ Транс.

$$\begin{aligned} U_{\text{номсети}} &:= 35 & k_{\text{уд}} &:= 1.85 & t_{\text{откл}} &:= 2.5 & t_{\text{тер}} &:= 3 & i_{\text{дин}} &:= 102 \\ S_{\text{тр}} &:= 2500 & I_{\text{по}} &:= 1.56 & i_{\text{тер}} &:= 40 & Z_{2\text{н}} &:= 30 \end{aligned}$$

По номинальному току

$$I_{\text{ном,расч}} := \frac{S_{\text{тр}} \cdot 1.4}{(\sqrt{3}) U_{\text{номсети}}} = 57.735$$

По току динамической устойчивости

$$i_{\text{уд}} := \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по}} = 4.081$$

$$В_{\text{к}} := (I_{\text{по}})^2 \cdot t_{\text{откл}} = 6.084$$

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

Трансформаторы тока 35 кВ СВ-35

Мощность До Лазо включительно

$$6.3 + 4 + 2.5 + 2.5 + 0.1 + 1.6 + 1.6 + 0.1 + 0.63 + 0.63 = 19.96$$

Мощность После Лазо включительно

$$6.3 + 4 + 2.5 + 2.5 + 0.1 + 1.6 + 1.6 = 18.6$$

$$U_{\text{номсети}} := 35 \quad S_{\text{сети}} := 19960$$

$$I_{\text{ном,расч.ВЛ}} := \frac{S_{\text{сети}}}{(\sqrt{3}) U_{\text{номсети}}} = 329.255$$

$$\begin{aligned} U_{\text{номсети}} &:= 35 & k_{\text{уд}} &:= 1.85 & t_{\text{откл}} &:= 3 & t_{\text{тер}} &:= 3 & i_{\text{дин}} &:= 102 \\ S_{\text{тр}} &:= 2.5 & I_{\text{по}} &:= 1.56 & i_{\text{тер}} &:= 40 & Z_{2\text{н}} &:= 30 \end{aligned}$$

По току динамической устойчивости

$$i_{\text{уд}} := \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по}} = 4.081$$

$$В_{\text{к}} := (I_{\text{по}})^2 \cdot t_{\text{откл}} = 7.301$$

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

Продолжение Приложения А

Расчет уставок трансформатора

$$I_{\text{кз.вн}} := 1.59 \quad I_{\text{кз.нн}} := 2.4 \quad S_{\text{ном}} := 2500$$

$$U_{\text{ном.вн}} := 38.5 \quad U_{\text{ном.нн}} := 10.5 \quad I_{\text{кз.внеш}} := 1.73$$

$$K_{\text{тт.вн}} := \frac{200}{5} \quad K_{\text{тт.нн}} := \frac{200}{5} \quad K_{\text{сх}} := 1$$

Первичный ток ого трансформатора

$$I_{\text{ном.перв.вн}} := \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.вн}}} = 37.49$$

$$I_{\text{ном.перв.нн}} := \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.нн}}} = 137.464$$

Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности трансформатора

$$I_{\text{ном.втор.вн}} := \frac{I_{\text{ном.перв.вн}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт.вн}}} = 0.937$$

$$I_{\text{ном.втор.нн}} := \frac{I_{\text{ном.перв.нн}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт.нн}}} = 3.437$$

$$I_{\text{кз.вн.макс}} := \frac{I_{\text{кз.внеш}}}{I_{\text{ном.перв.вн}}} = 0.046$$

$$I_{\text{отношение}} := 1.2 \cdot 0.5 \cdot I_{\text{кз.вн.макс}} = 0.028$$

$$K_{\text{отс}} := 1.05 \quad K_{\text{в}} := 0.95$$

$$I_{\text{зп.вн}} := I_{\text{ном.перв.вн}} \cdot \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} = 41.437$$

$$I_{\text{зп.нн}} := I_{\text{ном.перв.нн}} \cdot \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} = 151.934$$

Во вторичных величинах

Продолжение Приложения А

$$I_{уст.зп.вн} := \frac{I_{зп.вн}}{K_{тт.вн}} = 1.036$$

$$I_{уст.зп.нн} := \frac{I_{зп.нн}}{K_{тт.нн}} = 3.798$$

Расчет уставое МТЗ ВН и НН

$$K_B = 0.95 \quad K_H := 1.1 \quad K_{сзп} := 1.3$$

$$K_{ч} := 1.5$$

$$I_{кз.мин.нн} := 1590 \cdot 0.87 = 1.383 \times 10^3$$

$$I_{ном.перв.нн} = 137.464$$

$$I_{кз.мин.вн} := 2400 \cdot 0.87 = 2.088 \times 10^3$$

$$I_{ном.перв.вн} = 37.49$$

Для стороны НН

$$I_{ср.мтз.нн} := \frac{K_H \cdot K_{сзп}}{K_B} \cdot I_{ном.перв.нн} = 206.92$$

$$I_{ср.мтз.нн.кч} := \frac{I_{кз.мин.нн}}{K_{ч}} = 922.2$$

Принимаем уставку 922 А

$$I_{ср.мтз.нн.прин} := 922 \quad \text{А}$$

Во вторичных величинах

$$I_{ср.мтз.нн.прин.втор} := \frac{I_{ср.мтз.нн.прин}}{K_{тт.нн}} = 23.05 \quad \text{А}$$

Для стороны ВН

Продолжение Приложения А

$$I_{\text{ср.мтз.вн}} := \frac{K_H \cdot K_{\text{сзп}}}{K_B} \cdot I_{\text{ном.перв.вн}} = 56.433$$

$$I_{\text{ср.мтз.вн.кч}} := \frac{I_{\text{кз.мин.нн}} \cdot \left(\frac{10.5}{38.5} \right)}{K_{\text{ч}}} = 251.509$$

Принимаем уставку 252 А

$$I_{\text{ср.мтз.вн.прин}} := 252 \text{ А}$$

Во вторичных величинах

$$I_{\text{ср.мтз.вн.прин.втор}} := \frac{I_{\text{ср.мтз.вн.прин}}}{K_{\text{тт.вн}}} = 6.3 \text{ А}$$

Расчет молниезащиты ПС 35 кВ Лазо

Размеры ОРУ:

$$A := 42$$

$$B := 36$$

Высота молниеотводов:

$$h_1 := 27 \quad h_3 := 27$$

$$h_2 := 27 \quad h_4 := 30$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{12} := 30.75$$

$$L_{23} := 31.45$$

$$L_{34} := 11.30$$

$$L_{41} := 42.5$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{\text{эф1}} := 0.85 \cdot h_1 = 22.95$$

Продолжение Приложения А

$$h_{\text{эф}2} := 0.85 \cdot h_2 = 22.95$$

$$h_{\text{эф}3} := 0.85 \cdot h_3 = 22.95$$

$$h_{\text{эф}4} := 0.85 \cdot h_4 = 25.5$$

Радиусы зон защиты на уровне земли:

$$r_{01} := (1.1 - 0.002 \cdot h_1)h_1 = 28.242$$

$$r_{02} := (1.1 - 0.002 \cdot h_2)h_2 = 28.242$$

$$r_{03} := (1.1 - 0.002 \cdot h_3)h_3 = 28.242$$

$$r_{04} := (1.1 - 0.002 \cdot h_4)h_4 = 31.2$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_x := 5.2$$

Радиусы зон защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{x1} := r_{01} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}1}}\right) = 21.843$$

$$r_{x2} := r_{02} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}2}}\right) = 21.843$$

$$r_{x3} := r_{03} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}3}}\right) = 21.843$$

$$r_{x4} := r_{04} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}4}}\right) = 24.838$$

Наименьшие высоты внутренних зон:

- между M01 и M02:

$$h_{cx12'} := h_{\text{эф}1} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1\right) \cdot (L_{12} - h_1) = 22.282$$

$$h_{cx12''} := h_{\text{эф}2} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2\right) \cdot (L_{12} - h_2) = 22.282$$

$$h_{cx12} := \frac{h_{cx12'} + h_{cx12''}}{2} = 22.282$$

- между M02 и M03:

$$h_{cx23'} := h_{\text{эф}2} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2\right) \cdot (L_{23} - h_2) = 22.157$$

$$h_{cx23''} := h_{\text{эф}3} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_3\right) \cdot (L_{23} - h_3) = 22.157$$

$$h_{cx23} := \frac{h_{cx23'} + h_{cx23''}}{2} = 22.157$$

- между M03 и M04:

$$h_{cx34'} := h_{\text{эф}3} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_3\right) \cdot (L_{34} - h_3) = 25.746$$

$$h_{cx34''} := h_{\text{эф}4} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_4\right) \cdot (L_{34} - h_4) = 28.847$$

$$h_{cx34} := \frac{h_{cx34'} + h_{cx34''}}{2} = 27.297$$

- между M04 и M01:

$$h_{cx41'} := h_{\text{эф}4} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_4\right) \cdot (L_{41} - h_4) = 23.262$$

$$h_{cx41''} := h_{\text{эф}1} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1\right) \cdot (L_{41} - h_1) = 20.189$$

$$h_{cx41} := \frac{h_{cx41'} + h_{cx41''}}{2} = 21.726$$

Продолжение Приложения А

Наименьшая ширина внутренних зон на уровне защищаемого объекта:

- между М01 и М02:

$$r_{cx12'} := r_{01} \cdot \frac{h_{cx12'} - h_x}{h_{cx12'}} = 21.651$$

$$r_{01} = 28.242$$

$$h_{cx12'} = 22.282$$

$$r_{cx12''} := r_{02} \cdot \frac{h_{cx12''} - h_x}{h_{cx12''}} = 21.651$$

$$r_{cx12} := \frac{r_{cx12'} + r_{cx12''}}{2} = 21.651$$

- между М02 и М03:

$$r_{cx23'} := r_{02} \cdot \frac{h_{cx23'} - h_x}{h_{cx23'}} = 21.614$$

$$r_{02} = 28.242$$

$$h_{cx23'} = 22.157$$

$$r_{cx23''} := r_{03} \cdot \frac{h_{cx23''} - h_x}{h_{cx23''}} = 21.614$$

$$h_x = 5.2$$

$$r_{cx23} := \frac{r_{cx23'} + r_{cx23''}}{2} = 21.614$$

- между М04 и М03:

$$r_{cx34'} := r_{04} \cdot \frac{h_{cx34'} - h_x}{h_{cx34'}} = 24.898$$

$$r_{cx34''} := r_{03} \cdot \frac{h_{cx34''} - h_x}{h_{cx34''}} = 23.151$$

$$r_{cx34} := \frac{r_{cx34'} + r_{cx34''}}{2} = 24.025$$

- между М04 и М01:

$$r_{\text{сх41}'} := r_{01} \cdot \frac{h_{\text{сх41}'} - h_x}{h_{\text{сх41}'}} = 21.929$$

$$r_{\text{сх41}''} := r_{04} \cdot \frac{h_{\text{сх41}''} - h_x}{h_{\text{сх41}''}} = 23.164$$

$$r_{\text{сх41}} := \frac{r_{\text{сх41}'} + r_{\text{сх41}''}}{2} = 22.547$$

Расчет заземляющего устройства ПС 35 кВ Лазо

Площадь, используемая под заземлитель:

$$S := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) = 1.755 \times 10^3$$

Расстояние между полосами сетки:

$$a := 4$$

Общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_{\Gamma} := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot \left(\frac{B + 2 \cdot 1.5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1.5) \cdot \left(\frac{A + 2 \cdot 1.5}{a} \right) = 877.5$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S}

Число ячеек:

$$m_{\text{расч}} := \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} = 10.473$$

$$m := 11$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L := 2 \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 1.005 \times 10^3$$

Число вертикальных электродов:

$$n_B := \text{round} \left(\frac{4 \sqrt{S}}{a} \right) = 42$$

Продолжение Приложения А

При достаточной густоте сетки, что характерно для современных подстанций, R практически не зависит от диаметра и глубины укладки электродов и подсчитывается по эмпирической формуле:

$$l_B := 3 \quad \text{- длина вертикальных электродов}$$

$$R_{\text{ПС}} := 140 \cdot \left(\frac{0.15}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right) = 0.625 \quad \frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0.072$$

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:

$$R_{\text{стац}} := \frac{6.5 \cdot R_{\text{ПС}}}{6.5 + R_{\text{ПС}}} = 0.57$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура во время грозового сезона.

$$I_{\text{МОЛН}} := 55$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{ИМП}} := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(140 + 320) \cdot (I_{\text{МОЛН}} + 45)}} = 1.169$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура:

$$R_{\text{ИМП}} := \alpha_{\text{ИМП}} \cdot R_{\text{стац}} = 0.666$$

Расчет шума трансформатора

$$L_{\text{wa}} := 76 \quad n := 2 \quad \text{ДУ}_{\text{ТМ}} := 50$$

$$L_{\text{wa сумм}} := 10 \cdot \log \left(10^{0.1 \cdot L_{\text{wa}}} + 10^{0.1 \cdot L_{\text{wa}}} \right) = 79.01$$

$$R_{\min} := \sqrt{\frac{1}{2\pi} \cdot 10^{0.1(L_{\text{wa.сумм}} - \text{ДУ}_{\text{LA1}})}} = 11.257$$

Экономический анализ

$$\begin{array}{llll} k_{\text{зон.АМ}} := 4.5 & K_{\text{постМ110}} := 4700 & K_{\text{ру110}} := 6300 & n_{\text{ру110}} := 0 \\ k_{\text{инф.АМ}} := 4.4 & & K_{\text{ру35}} := 20680 & n_{\text{ру35}} := 1 \\ K_{\text{тр.110}} := 2582 & n_{\text{тр6.3}} := 2 & K_{\text{ру10}} := 800 & n_{\text{ру10}} := 24 \end{array}$$

Капитальные вложения

Распределительные устройства

$$K_{\text{ру.сумм}} := K_{\text{ру110}} \cdot n_{\text{ру110}} + K_{\text{ру35}} \cdot n_{\text{ру35}} + K_{\text{ру10}} \cdot n_{\text{ру10}} = 3.988 \times 10^4$$

$$K_{\text{ру.сумм.инф}} := k_{\text{зон.АМ}} \cdot k_{\text{инф.АМ}} \cdot K_{\text{ру.сумм}} = 7.89624 \times 10^5$$

Трансформаторы

$$K_{\text{тр.сумм}} := K_{\text{тр.110}} \cdot n_{\text{тр6.3}} = 5.164 \times 10^3$$

$$K_{\text{тр.сумм.инф}} := k_{\text{зон.АМ}} \cdot k_{\text{инф.АМ}} \cdot (K_{\text{тр.сумм}}) = 1.02247 \times 10^5$$

Постоянные вложения

$$K_{\text{постМ110}} = 4.7 \times 10^3$$

$$K_{\text{пост.}} := k_{\text{зон.АМ}} \cdot k_{\text{инф.АМ}} \cdot K_{\text{постМ110}} = 9.306 \times 10^4$$

Капитальные вложения в п.с.

$$K_{\text{пс}} := K_{\text{пост.}} + K_{\text{тр.сумм.инф}} + K_{\text{ру.сумм.инф}} = 9.849312 \times 10^5 \quad \text{тысруб}$$

$$K_{\text{пс.млн}} := \frac{K_{\text{пс}}}{1000} = 984.931 \quad \text{млнруб} \quad \frac{K_{\text{пс.млн}}}{4} = 246.233$$

Амортизационные издержки

$$I_{\text{ам.пс}} := \frac{K_{\text{пс}}}{20} = 4.925 \times 10^4 \quad \text{тысруб}$$

Продолжение Приложения А

$$I_{\text{ам.пс.млн}} := \frac{I_{\text{ам.пс}}}{1000} = 49.24 \text{ млнруб}$$

Стоимость потерь электророзетной энергии

$$\Delta W_{\text{тр}} := 2.02 \quad C_W := 3.84$$

$$I_W := \Delta W_{\text{тр}} \cdot C_W = 7.757 \text{ тысруб}$$

$$I_{W.\text{млн}} := \frac{I_W}{1000} = 7.757 \times 10^{-3} \text{ млнруб}$$

Расчет эксплуатационных издержек

Загрязнения на эксплуатацию

$$a_{\text{пс}} := 0.067$$

$$I_{\text{эксп}} := K_{\text{пс}} \cdot a_{\text{пс}} = 6.599 \times 10^4 \text{ тысруб}$$

$$I_{\text{эксп.млн}} := \frac{I_{\text{эксп}}}{1000} = 65.99 \text{ млнруб}$$

$$P_{\text{эффективная}} := 10089 \text{ кВт} \quad C_{\text{ww}} := 2.84 \text{ руб. за кВт}$$

$$T := 360 \cdot 24 = 8.64 \times 10^3 \text{ часов}$$

Полезно отпущенная электроэнергия потребителю за год

$$W := P_{\text{эффективная}} \cdot T = 8.717 \times 10^7 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$W_{\text{млн}} := \frac{W}{1000} = 8.717 \times 10^4 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$O_{\text{рт}} := W \cdot C_W = 2.476 \times 10^8 \text{ руб (за год)}$$

$$O_{\text{рт.млн}} := \frac{O_{\text{рт}}}{1000000} = 247.56 \text{ млнруб (за год)}$$

Определим окупаемость проекта

$$T_{\text{окуп}} := \frac{K_{\text{пс.млн}}}{O_{\text{рт.млн}}} = 3.979 \text{ года} \quad \frac{K_{\text{пс.млн}}}{4} = 246.233$$

Продолжение Приложения А

Срок инвестиционных вложений 4 года, определяем прибыль от реализации

$$\Pi_{\text{ст}} := O_{\text{рт.млн}} - I_{\text{эксп.млн}} - I_{\text{ам.пс.млн}} = 132.323 \quad \text{млнруб}$$

Ежегодные отчисления налога на прибыль

$$H_t := 0.24\Pi_{\text{ст}} = 31.757 \quad \text{млнруб}$$