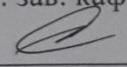


Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы
«Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

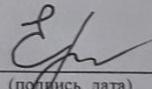
 Н.В. Савина

« 14 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

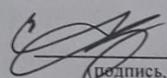
на тему: Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ Тернейского района Приморского края в связи со строительством подстанции 110 кВ Терней

Исполнитель
студент группы 442об3 (П) - 1


(подпись, дата)

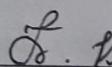
А. В. Ермохин

Руководитель
доцент, канд.техн.наук

 21.06.18
(подпись, дата)

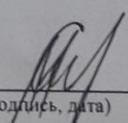
А. А. Казакул

Консультант по разделу
безопасность и экологичность
доцент, канд.техн.наук

 19.06.2018
(подпись, дата)

А. Б. Булгаков

Нормоконтроль
доцент, канд.техн.наук


(подпись, дата)

А. Н. Козлов

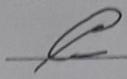
Благовещенск 2018

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 21 » 06 2018 г.

ЗАДАНИЕ

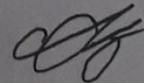
К выпускной квалификационной работе студента Ермохина Александра Владимировича
1. Тема работы: Развитие электрической сети 110 кВ Тернейского района Приморского края в связи со строительством ПС110 Терней.

(утверждено приказом от 12.03.2018 № 573-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 22 июня 2018.
3. Исходные данные к дипломной работе (проекту): географическая карта энергорайона, электрическая схема сети, электрическая нагрузка существующих подстанций.
4. Содержание работы (перечень подлежащих разработке вопросов): географическая и климатическая характеристика района, прогнозирование нагрузок, разработка и анализ вариантов сети, выбор оптимальной конструкции сети, расчет ТКЗ, выбор электрических аппаратов, оценка грозоупорности ВЛ, релейная защита, расчёт технико-экономических показателей, безопасность и экологичность проекта.
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 137 страниц, 31 рисунок, 44 таблицы, 89 формул, 7 приложений, 20 источников.
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (проекту) (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания 21.03.18

Руководитель дипломной работы (проекта): Казакул А.А., к.т.н., доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)



Задание принял к исполнению (дата): 22.03.18г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 136 страниц, 31 рисунок, 44 таблицы, 89 формул, 7 приложений, 32 источника.

ПРИМОРСКИЙ КРАЙ, ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПОДСТАНЦИИ, ВЫБОР СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ, РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ, ГРОЗОУПОРНОСТЬ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В настоящей работе было произведено технологическое присоединение подстанции "Терней" Приморского края.

Спрогнозированы электрические нагрузки подстанций рассматриваемого района на 2025 год и рассчитаны их вероятностные характеристики, разработаны оптимальные варианты подключения подстанции, выбрано основное силовое оборудование и проведена его проверка, рассчитаны токи короткого замыкания на шинах подстанции, произведён выбор и проверка электрических аппаратов, произведена защита линии электропередачи и открытого распределительного устройства от прямых ударов молнии, произведена оценка грозоупорности, рассчитаны уставки устройств релейной защиты и автоматики, рассчитаны технико-экономические показатели проекта, проведён анализ безопасности и экологичности вводимого объекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Климато-географическая характеристика исследуемого района электрической сети	9
1.1 Климатическая характеристика	9
1.2 Характеристика источников питания	11
1.3 Структурный анализ эквивалента электрической сети	12
1.4 Режимный анализ эквивалента электрической сети	22
2 Расчёт варианта подключения подстанции	28
2.1 Прогнозирование нагрузок подстанций рассматриваемой сети	28
2.2 Расчёт вероятностных характеристик	30
2.3 Разработка конкурентноспособных вариантов подключения ПС "Терней"	34
2.4 Выбор силового оборудования	38
2.4.1 Выбор номинального напряжения	38
2.4.2 Выбор компенсирующих устройств	39
2.4.3 Выбор силовых трансформаторов	42
2.4.4 Выбор марки и сечения линии электропередачи	44
2.5 Режимный анализ разработанного варианта	46
3 Расчёт токов короткого замыкания	58
4 Выбор и проверка электрических аппаратов	67
4.1 Выбор выключателей	67
4.2 Выбор разъединителей	70
4.3 Выбор трансформаторов тока	71
4.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	76
4.5 Выбор шинных конструкций	79
4.5.1 Выбор жёстких шин	79
4.5.2 Выбор гибких шин	80
4.6 Выбор изоляторов	82

4.7	Выбор ограничителей перенапряжения	83
4.8	Выбор комплектных распределительных устройств	84
4.9	Выбор трансформаторов собственных нужд	86
4.10	Выбор аккумуляторных батарей	87
4.11	Выбор высокочастотных заградителей	90
5	Грозоупорность линии электропередачи и молниезащита подстанции	91
5.1	Грозоупорность линии электропередачи ПС "Пластун" - ПС "Терней"	91
5.2	Молниезащита ПС "Терней"	103
6	Расчет уставок релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 110 кВ	107
6.1	Расчёт уставок токовой отсечки	108
6.2	Токовая защита нулевой последовательности	109
6.3	Высокочастотная блокировка защит	112
7	Экономический расчёт	115
7.1	Расчёт капитальных вложений	115
7.2	Расчёт эксплуатационных издержек	117
7.3	Расчёт критериев экономической эффективности	120
8	Безопасность и экологичность проекта	124
8.1	Безопасность эксплуатации вводимого объекта	124
8.2	Экологичность вводимого объекта	127
8.3	Расчёт санитарно-защитной зоны по шуму для подстанции	129
8.4	Расчёт санитарно-защитной зоны по шуму для подстанции «Терней»	131
	Заключение	133
	Библиографический список	134

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ТЭЦ - тепловая электростанция;

ГРЭС - гидрорециркуляционная электростанция;

ПС - подстанция;

РУ - распределительное устройство;

ПВК - программно-вычислительный комплекс;

ГОСТ - государственный стандарт;

ПЭС - Приморская энергосистема;

ГЭН - график электрических нагрузок;

КУ - компенсирующее устройство;

РПН - регулировка под нагрузкой;

ЭДС - электродвижущая сила;

КЗ - короткое замыкание;

АПВ - автоматическое повторное включение;

ЧДД - чистый дисконтированный доход.

ВВЕДЕНИЕ

Приморский край расположен на юге Дальнего Востока Российской Федерации. Приморский край является важным стратегическим субъектом, граничащим со странами Северо-Восточной Азии, входящим в Азиатско-Тихоокеанское содружество, что характеризует его как центр социально-экономического развития.

Тернейский район - крупнейший по территории район Приморского края, расположенный на северо-востоке региона у побережья Чёрного моря.

Основу промышленности Тернейского района составляет лесозаготовительная и лесоперерабатывающая промышленность.

В представленной работе реализовано подключение подстанции Терней к существующей электрической сети Тернейского района. Актуальность данной работы обусловлена губернаторской программой по подключению удалённых пунктов Приморского края.

Для реализации представленного проекта были поставлены следующие задачи:

- 1) климато-географический и режимный анализ рассматриваемого района с целью определить климатическое исполнение оборудования, предлагаемого к проектировке, а так же определения эффективности работы существующей электрической сети;
- 2) прогнозирование нагрузок подстанций и расчёт их вероятностных характеристик для обеспечения эффективности и безопасности работы сети с учётом перспективы развития Приморского края;
- 3) разработка вариантов подключения подстанции Терней;
- 4) выбор и проверка силового оборудования с последующей его интеграцией в имеющуюся сеть для оценки влияния на неё объекта подключения;

5) разработка схем распределительных устройств, выбор и проверка электрических аппаратов с предварительным расчётом токов короткого замыкания на шинах рассматриваемой подстанции;

6) обеспечение защиты вводимой подстанции и проектируемой линии электропередачи путем установки молниеотводов и грозотроса, расчёт грозоупорности;

7) защита проектируемого сегмента от действий токов короткого замыкания - выбор и расчёт уставок устройств релейной защиты и автоматики;

8) обеспечение безопасности и экологичности проектируемой подстанции в периоды строительства, монтажа, эксплуатации;

9) расчёт технико-экономических показателей, обоснование целесообразности реализации предлагаемого проекта;

10) заключение об эффективности выполненной работы.

В выпускной квалификационной работе были использованы программно-вычислительные комплексы: MathCad15, RastrWin3.

MathCad15 - инженерное программное обеспечение для выполнения математических операций из класса систем автоматизированного проектирования. Данный комплекс обладает простотой и интуитивностью использования вследствие визуального сопровождения вычислений, что делает его удобным для коллективной работы. Автором данного комплекса является Аллен Раздов.

RastrWin3 - программно-вычислительный комплекс, позволяющий производить необходимые инженерные расчёты электроэнергетической сети: расчёт и оптимизация режимов электрической сети; расчёт токов короткого замыкания; графическое отображение расчётной сети; утяжеление режимов и т.д. RastrWin3 используется на территории России, Югославии, Киргизии, Узбекистана, Белоруссии, Молдовы. Автором данного комплекса является Владимир Неуймин.

1 КЛИМАТО-ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИССЛЕДУЕМОГО РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

На территории Приморского края осуществляют свою деятельность АО "ДРСК", ПАО "ФСК ЕЭС", АО "ДГК", имеющие в своём составе следующие подразделения: Северные, Западные, Центральные и Южные электрические сети. Предприятия обслуживают линии электропередачи протяженностью 19432 километра напряжением 0,4-110 кВ, 260 подстанций напряжением 35-110 кВ. На 1 квартал 2018 года предприятие имеет следующие технические показатели: отпуск электроэнергии в сеть – 3216684.885 кВт*ч; полезный отпуск электроэнергии – 2948909.594 кВт*ч; потери электроэнергии – 257806.969 кВт*ч (8.01%); полезный отпуск мощности потребителям – 1733.552 МВт (1).

1.1 Климатическая характеристика

Большую часть Приморского края занимает горная система Сихотэ-Алинь, в которой насчитывают восемь параллельных горных цепей с пологими склонами, плавными очертаниями, переходящими в Уссурийско-Ханкайскую низменность. Большая часть Тернейского района покрыта лесами. Площадь Тернейского района составляет 27730 км² с населением 11149 человек по состоянию на 2018 год, что составляет 0.4 чел/ км².

Климат Приморского края влажный, муссонный, умеренный. Преобладающий муссонный климат оказывает смягчающее воздействие на прибрежные территории – прохладная весна, дождливое и туманное лето, солнечная и сухая осень, малоснежная и ветреная зима. Абсолютный минимум температуры составляет до -38°C, абсолютный максимум до +40°C, средняя температура до +6°C, норма годовых осадков оставляет 640-850 мм, скорость ветра имеет пределы 2.1-5.2 м/с (2).

Основными проблемами энергетики Приморского края являются:

- энергетическая дефицитность - в Приморский край поставляется более 20% потребляемой электроэнергии;

- по совокупности показателей энергетической безопасности Приморский край относится к классу неблагоприятных;

- большинство линий электропередачи выполнены двумя и более сечениями провода, что негативно влияет на работу сети. Так же марка проводов не учитывает специфический климат;

- часть отдаленных населенных пунктов получают питание от неэкономичных и устаревших дизельных электростанций.

Основными направлениями развития энергетической инфраструктуры до 2025 года являются:

1) Развитие новых генерирующих мощностей и модернизация имеющихся

- строительство Уссурийской ТЭЦ;
- строительство Владивостокской ТЭЦ-3;
- реконструкция Артёмовской ТЭЦ;
- строительство теплостанции в Надеждинском районе;
- реконструкция Партизанской ГРЭС;
- строительство атомной электростанции.

2) Развитие электрических сетей

- строительство второй линии электропередачи напряжением 500 кВ Хабаровская - Приморская ГРЭС;

- перевод высоковольтной линии Дальневосточная - Владивосток на напряжение 500 кВ и ввод ПС 500 кВ "Владивосток";

- строительство высоковольтной линии 500 кВ Чугуевка - Находка - Владивосток;

- внедрение энергосберегающих технологий во всех видах экономической деятельности, в первую очередь в коммунальной сфере 3.

1.2 Характеристика источников питания

Источниками генерации выбранного эквивалента электрической сети Тернейского района являются Приморская и Партизанская ГРЭС и источники питания ПС "Горелое" 220 кВ. и ПС "К".

Установленная электрическая мощность Приморской ГРЭС составляет 1467 МВт, годовая выработка электроэнергии 1703 млн. кВт*ч, тепловая мощность 237 Гкал/ч. Установленные на станции генераторы: 4*ТВФ-120-2, 4*ТГВ-200-2МУ-3, ТГВ-200-2М.

РУ 500 кВ Приморской ГРЭС выполнено по схеме 6Н "Треугольник" с последующим её расширением до схемы 13Н - "Две рабочие и обходная система шин". РУ 220 кВ выполнено по схеме 13Н - "Две рабочие и обходная система шин". РУ 110 кВ так же выполнено по типовой схеме 13Н.

На электрической станции установлены четыре силовых автотрансформатора: две группы по три однофазных автотрансформатора марки АОДЦТН-167000/500/220, два трёхфазных автотрансформатора марки АТДЦТН-240000/220/110. Так же для подключения генераторов установлены силовые трансформаторы: ТДЦ-250000/500, 2*ТДЦ-210000/220, 2*ТДЦ-110000/110.

Электрическая схема Приморской ГРЭС представлена на рисунке 1.

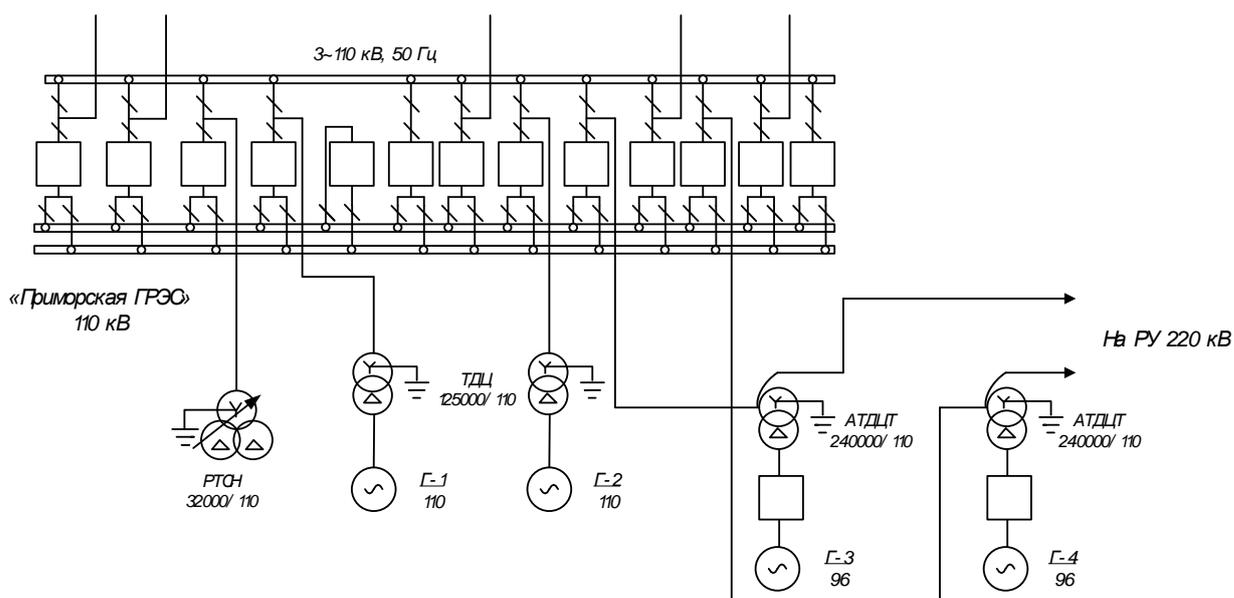


Рисунок 1 - Приморская ГРЭС

Установленная электрическая мощность Партизанской ГРЭС составляет 247 МВт, тепловая мощность 120 Гкал/ч. Установленные на станции генераторы: ТВФ-120-2, ТГВ-110-2М, ТВ-50-2.

РУ 220 кВ выполнено по схеме 5А - "Мостик с выключателями в цепях трансформаторов". РУ 110 кВ выполнено по типовой схеме 13 - "Две рабочие системы шин".

На электрической станции установлены два силовых автотрансформатора марки АДЦТН-125000/220/110. Так же для подключения генераторов установлены силовые трансформаторы марки 2*ТДЦ-125000/110 и ТДЦ-80000/110.

Электрическая схема Партизанской ГРЭС представлена на рисунке 2.

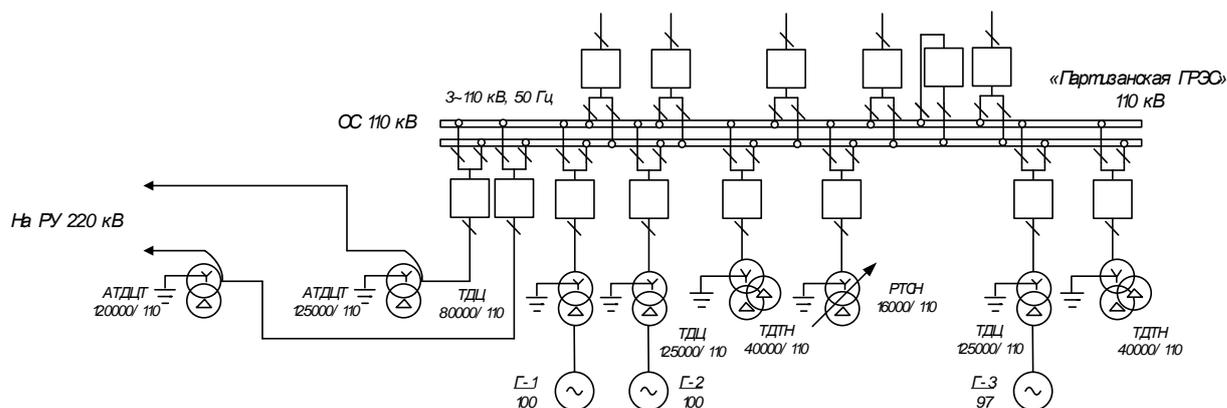


Рисунок 2 - Партизанская ГРЭС

1.3 Структурный анализ эквивалента электрической сети

Электрическая сеть 220 кВ является разомкнутой и имеет вид магистральной сети с отпайкой на ПС "Высокогорск". В сети 110 кВ преобладают двухтрансформаторные подстанции, по способу присоединения к сети ответвительные, проходные и тупиковые. Сети 35 кВ имеют кольцевую и радиальную структуру.

Однолинейная схема электрической сети Приморского края представлена на рисунке 3.

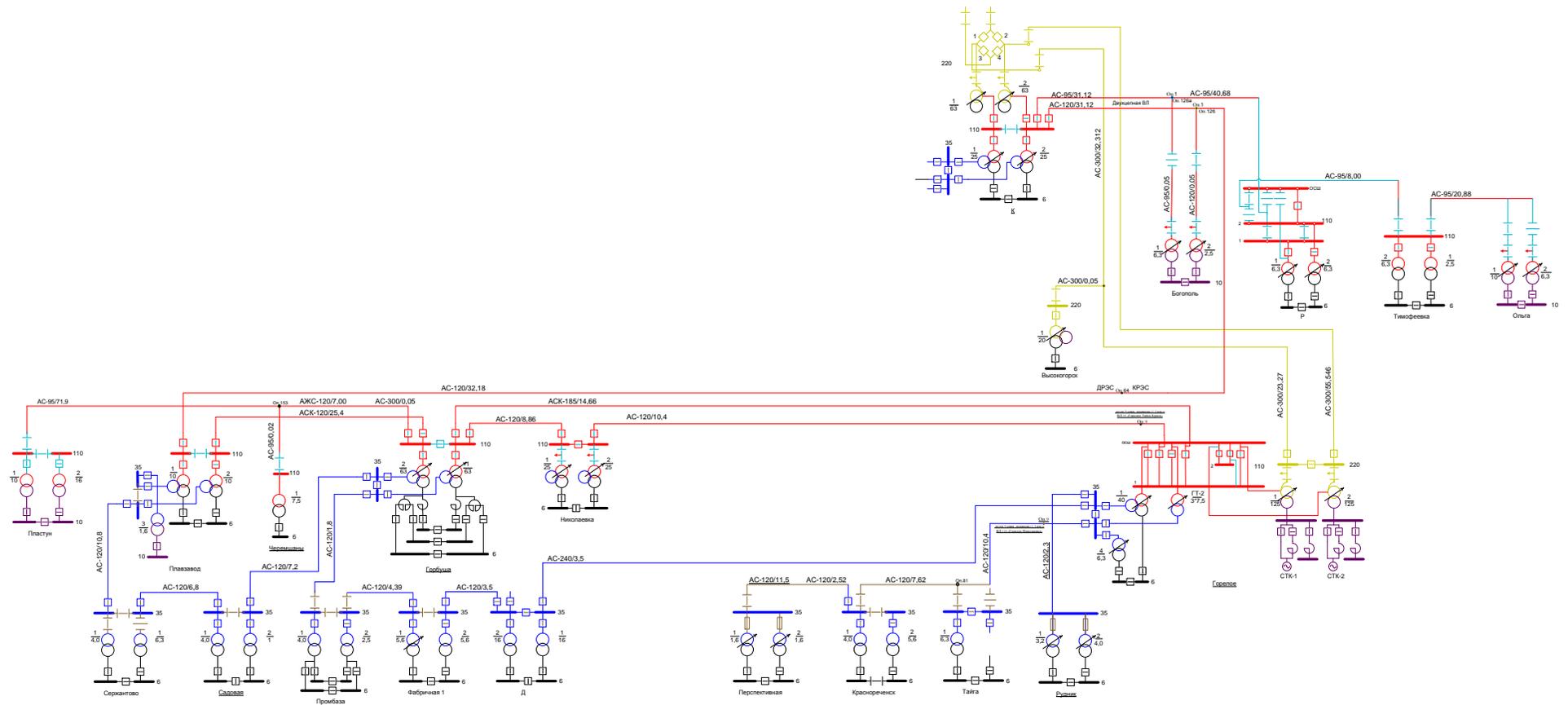


Рисунок 3 - Однолинейная схема проектируемой сети

В таблице 1 приведена основная информация, характеризующая подстанции исследуемого района.

Таблица 1 - Характеристика подстанций Тернейского района

Название ПС	Марка трансформатора	Число трансформаторов	Уном, кВ	№ схемы РУ	Способ присоедин ения к сети
К	АТДЦТН- 63000/220	2	220	7	Узловая
	ТДТН-25000/110	2	110	9	
Высокого рск	ТДТН-20000/220	1	220	3Н	Ответвите льная
Горелое	АТДЦТН- 125000/220	2	220	5Н	Узловая
	ТДТНЖ- 40000/110	2	110	12	
	ТМН-6300/35	1	35	9	
Богополь	ТМН-6300/110	1	110	1	Ответвите льная
	ТМН-2500/110	1			
Р	ТМН-6300/110	2	110	9	Проходная
Тимофее вка	ТМН-6300/110	1	110	3Н	Проходная
	ТМН-2500/110	1			
Ольга	ТМН-10000/110	1	110	1	Тупиковая
	ТМН-6300/110	1			
Николаев ка	ТДТН-25000/110	2	110	5Н	Проходная
Горбуша	ТДТН-63000/110	2	110	9	Узловая

Продолжение таблицы 1

Черемшаны	ТДН-7500/110	1	110	1	Ответвительная
Плавзавод	ТДТН-10000/110	2	110	9	Узловая
	ТМН-1600/35	1	35	9	
Пластун	ТДН-16000/110	1	110	3Н	Тупиковая
	ТДН-10000/110	1			
Сержантово	ТМН-6300/35	1	35	1	Проходная
	ТМН-4000/35	1			
Садовая	ТМН-4000/35	1	35	5Н	Проходная
	ТМН-1000/35	1			
Промбаза	ТМН-4000/35	1	35	5Н	Проходная
	ТМН-2500/35	1			
Фабричная 1	ТМН-5600/35	2	35	5Н	Проходная
Д	ТД-16000/35	2	35	5Н	Проходная
Рудник	ТМН-3200/35	1	35	3Н	Тупиковая
	ТМН-4000/35	1			
Тайга	ТМН-6300/35	1	35	5Н	Ответвительная
Краснореченск	ТМН-4000/35	1	35	3Н	Проходная
	ТМН-5600/35	1			
Перспективная	ТМН-1600/35	2	35	3Н	Тупиковая

Примечание - 1 - Блок (линия - трансформатор) с разъединителем;

3Н - Блок (линия - трансформатор) с выключателем;

5Н - Мостик с выключателем в цепях линий;

7 - Четырёхугольник;

- 9 - Одна рабочая секционированная выключателем система шин;
 12 - Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин.

Марки проводов и их протяженность приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Характеристика линий электропередачи исследуемого района

Участок	Марка провода	Длина линии, км
220 кВ		
"К" - "отп. Высокогорск"	АС-300	32.312
"отп. Высокогорск" - " Высокогорск"	АС-300	0.05
"отпайка Высокогорск " - "Горелое"	АС-300	23.27
"К" - "Горелое"	АС-300	55.546
110 кВ		
"К" - "отп. 126а"	АС-95	31.12
"К" - "отп. 126"	АС-120	31.12
"отп. 126а" - "Богополь"	АС-95	0.05
"отп. 126" - "Богополь"	АС-120	0.05
"отп. 126а" - "Р"	АС-95	40.68
"Р" - "Тимофеевка"	АС-95	8
"Тимофеевка" - "Ольга"	АС-95	20.88
"отп. 126" - "Плавзавод"	АС-120	32.18
"Горелое" - "Горбуша"	АСК-185	14.66
"Горелое" - "Николаевка"	АС-120	10.4
"Николаевка" - "Горбуша"	АС-120	8.86
"Горбуша" - "отп. 153"	АЖС-120	7
"отп. 153" - "Черемшаны"	АС-95	0.02
"отп. 153" - "Пластун"	АС-95	91.9

Продолжение таблицы 2

"Горбуша" - "Плавзавод"	АСК-120	25.4
35 кВ		
"Плавзавод" - "Сержантово"	АС-120	10.8
"Сержантово" - "Садовая"	АС-120	6.8
"Садовая" - "Горбуша"	АС-120	7.2
"Горбуша" - "Промбаза"	АС-120	1.8
"Промбаза" - "Фабричная 1"	АС-120	4.39
"Фабричная 1" - "Д"	АС-120	3.5
"Д" - "Горелое"	АС-240	3.5
"Горелое" - "Рудник"	АС-120	2.3
"Горелое" - "отп. 81"	АС-120	10.4
"отп. 81" - "Тайга"	АС-120	2.18
"отп.81" - "Краснореченск"	АС-120	7.62
"Краснореченск" - "Перспективная"	АС-120	14.02

Параметры линий электропередачи приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Параметры линий электропередачи

Участок	Параметры участка		
	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
"К" - "отп. Высокогорск"	3.17	13.862	-85.304
"отп. Высокогорск" - "Высокогорск"	0.005	0.021	-0.132
"отпайка Высокогорск" - "Горелое"	2.28	9.983	-61.433
"К" - "Горелое"	5.444	23.829	-146.641
"К" - "отп. 126а"	9.523	13.506	-81.223
"К" - "отп. 126"	7.749	13.288	-82.779
"отп. 126а" - "Богополь"	0.015	22	-0.131

Продолжение таблицы 3

"отп. 126" - "Богополь"	0.012	0.021	-0.133
"отп. 126а" - "Р"	12.448	17.655	-106.175
"Р" - "Тимофеевка"	2.448	3.472	-20.88
"Тимофеевка" - "Ольга"	6.389	9.062	-54.497
"отп. 126" - "Плавзавод"	8.013	13.741	-85.599
"Горелое" - "Горбуша"	2.372	6.046	-40.26
"Горелое" - "Николаевка"	2.59	4.441	-27.664
"Николаевка" - "Горбуша"	2.206	3.783	-23.568
"Горбуша" - "отп. 153"	1.743	2.989	-18.62
"отп. 153" - "Черемшаны"	0.006	0.009	-0.052
"отп. 153" - "Пластун"	22	31.205	-187.659
"Горбуша" - "Плавзавод"	6.325	10.846	-67.564
"Плавзавод" - "Сержантово"	2.689	4.612	-
"Сержантово" - "Садовая"	1.693	2.904	-
"Садовая" - "Горбуша"	1.793	3.074	-
"Горбуша" - "Промбаза"	0.448	0.769	-
"Промбаза" - "Фабричная 1"	1.093	1.875	-
"Фабричная 1" - "Д"	0.871	1.494	-
"Д" - "Горелое"	0.42	1.417	-
"Горелое" - "Рудник"	0.573	0.982	-
"Горелое" - "отп. 81"	2.59	4.441	-
"отп. 81" - "Тайга"	0.075	0.128	-
"отп.81" - "Краснореченск"	1.897	3.254	-
"Краснореченск" - "Перспективная"	3.491	5.987	-

Параметры трансформаторов представлены в таблице 4.

Таблица 4 - Параметры трансформаторов

Участок	Параметры ветви			
	R. Ом	X. Ом	G. мкСм	B. мкСм
ПС "К" 220 кВ - ПС "К" Нейтраль 1	1.433	104.111	0.851	5.894
ПС "К" Нейтраль 1 - ПС "К" 110 кВ	1.433	-	-	-
ПС "К" Нейтраль 1 - ПС "К" 6 кВ	1.433	195.641	-	-
ПС "К" 220 кВ - ПС "К" Нейтраль 2	1.433	104.111	0.851	5.894
ПС "К" Нейтраль 2 - ПС "К" 110 кВ	1.433	-	-	-
ПС "К" Нейтраль 2 - ПС "К" 6 кВ	1.433	195.641	-	-
ПС "К" 110 кВ - ПС "К" Нейтраль 3	1.481	56.848	2.344	13.023
ПС "К" Нейтраль 3 - ПС "К" 35 кВ	1.481	-	-	-
ПС "К" Нейтраль 3 - ПС "К" 6 кВ	1.481	35.677	-	-
ПС "К" 110 кВ - ПС "К" Нейтраль 4	1.481	56.848	2.344	13.023
ПС "К" Нейтраль 4 - ПС "К" 35 кВ	1.481	-	-	-
ПС "К" Нейтраль 4 - ПС "К" 6 кВ	1.481	35.677	-	-
ПС "Богополь" 110 кВ - ПС "Богополь" 10 кВ	42.592	506.412	0.455	3.066
ПС "Богополь" 110 кВ - ПС "Богополь" 10 кВ	42.592	506.412	0.455	3.066
ПС "Р" 110 кВ - ПС "Р" 6 кВ	14.661	219.929	0.87	3.71
ПС "Р" 110 кВ - ПС "Р" 6 кВ	14.661	219.929	0.87	3.71
ПС "Тимофеевка" 110 кВ - ПС "Тимофеевка" 6 кВ	42.592	506.412	0.455	3.066
ПС "Тимофеевка" 110 кВ - ПС "Тимофеевка" 6 кВ	42.592	506.412	0.455	3.066
ПС "Ольга" 110 кВ - ПС "Ольга" 10 кВ	14.661	219.929	0.87	3.71
ПС "Ольга" 110 кВ - ПС "Ольга" 10 кВ	14.661	219.929	0.87	3.71
ПС "Высокогорск" 220 кВ - ПС "Высокогорск" Нейтраль	5.713	275.021	0.945	5.592

Продолжение таблицы 4

ПС "Высокогорск" Нейтраль - ПС "Высокогорск" 35 кВ	5.713	-	-	-
ПС "Высокогорск" Нейтраль - ПС "Высокогорск" 6 кВ	5.713	148.01	-	-
ПС "Горелое" 220 кВ - ПС "Горелое" Нейтраль 1	0.491	48.666	1.607	11.705
ПС "Горелое" Нейтраль 1 - ПС "Горелое" 110 кВ	0.491	-	-	-
ПС "Горелое" Нейтраль 1 - ПС "Горелое" 10 кВ	0.491	82.523	-	-
ПС "Горелое" 220 кВ - ПС "Горелое" Нейтраль 2	0.491	48.666	1.607	11.705
ПС "Горелое" Нейтраль 2 - ПС "Горелое" 110 кВ	0.491	-	-	-
ПС "Горелое" Нейтраль 2 - ПС "Горелое" 10 кВ	0.491	82.523	-	-
ПС "Горелое" 110 кВ - ПС "Горелое" Нейтраль 3	0.827	35.533	4.764	241.919
ПС "Горелое" Нейтраль 3 - ПС "Горелое" 35 кВ	0.827	-	-	-
ПС "Горелое" Нейтраль 3 - ПС "Горелое" 6 кВ	0.827	20.648	-	-
ПС "Горелое" 110 кВ - ПС "Горелое" 35 кВ	0.827	-	-	-
ПС "Горелое" 35 кВ - ПС "Горелое" 6 кВ	1.582	15.231	7.51	43.437
ПС "Николаевка" 110 кВ - ПС "Николаевка" Нейтраль 1	1.481	56.848	2.344	13.023

Продолжение таблицы 4

ПС "Николаевка" Нейтраль 1 - ПС "Николаевка" 35 кВ	1.481	-	-	-
ПС "Николаевка" Нейтраль 1 - ПС "Николаевка" 6 кВ	1.481	35.677	-	-
ПС "Николаевка" 110 кВ - ПС "Николаевка" Нейтраль 2	1.481	56.848	2.344	13.023
ПС "Николаевка" Нейтраль 2 - ПС "Николаевка" 35 кВ	1.481	-	-	-
ПС "Николаевка" Нейтраль 2 - ПС "Николаевка" 6 кВ	1.481	35.677	-	-
ПС "Горбуша" 110 кВ - ПС "Горбуша" Нейтраль 1	0.483	22.036	4.234	33.076
ПС "Горбуша" Нейтраль 1 - ПС "Горбуша" 35 кВ	0.483	-	-	-
ПС "Горбуша" Нейтраль 1 - ПС "Горбуша" 6 кВ	0.483	13.636	-	-
ПС "Горбуша" 110 кВ - ПС "Горбуша" Нейтраль 2	0.483	22.036	4.234	33.076
ПС "Горбуша" Нейтраль 2 - ПС "Горбуша" 35 кВ	0.483	-	-	-
ПС "Горбуша" Нейтраль 2 - ПС "Горбуша" 6 кВ	0.483	13.636	-	-
ПС "Черемшаны" 110 кВ - ПС "Черемшаны" 6 кВ	7.935	138.636	1.059	5.186
ПС "Плавзавод" 110 кВ - ПС "Плавзавод" Нейтраль 1	5.026	142.08	1.285	8.218
ПС "Плавзавод" Нейтраль 1 - ПС "Плавзавод" 35 кВ	5.026	-	-	-

Продолжение таблицы 4

ПС "Плавзавод" Нейтраль 1 - ПС "Плавзавод" 6 кВ	5.026	82.503	-	-
ПС "Плавзавод" 110 кВ - ПС "Плавзавод" Нейтраль 2	5.026	142.08	1.285	8.218
ПС "Плавзавод" Нейтраль 2 - ПС "Плавзавод" 35 кВ	5.026	-	-	-
ПС "Плавзавод" Нейтраль 2 - ПС "Плавзавод" 6 кВ	5.026	82.503	-	-
ПС "Пластун" 110 кВ - ПС "Пластун" 10 кВ	4.391	86.678	1.437	8.346
ПС "Пластун" 110 кВ - ПС "Пластун" 10 кВ	4.391	86.678	1.437	8.346
ПС "Плавзавод" 35 кВ - ПС "Плавзавод" 10 кВ	5.551	49.455	4.163	13.751

1.4 Режимный анализ эквивалента электрической сети

При анализе режимной ситуации Тернейского района Приморского края был смоделирован её эквивалент в ПВК RastrWin3. В целях обеспечения нормы количества расчётных узлов нагрузки подстанций "Сержантово", "Садовая", "Промбаза", "Фабричная 1", "Д" были приведены к стороне 35 кВ, участок, ограниченный подстанциями "Рудник", "Тайга", "Краснореченск", "Перспективная" был заменён эквивалентной нагрузкой, величиной $S_{экв} = 2.104 + j \cdot 0.842$ МВА, приведённой к шине 35 кВ подстанции "Горелое". Нагрузки на шинах подстанций были взяты из сводной таблицы по загрузке трансформаторов.

В таблице 5 приведены параметры нормального режима расчётных узлов.

Таблица 5 - Параметры узлов в нормальном режиме

Название узла	Uном, кВ	Pнагр, МВт	Qнагр, МВАр	dU, %	Uрасч , кВ	φ , °
ПС "К" 220 кВ	220	-	-	0	220	0
ПС "К" Нейтраль 1	220	-	-	-1.5	216.7	-1.8
ПС "К" Нейтраль 2	220	-	-	0	220	-0.8
ПС "К" 110 кВ	110	-	-	-2.5	107.3	-1.6
ПС "К" 6 кВ	6	-	-	3.7	6.2	-1.8
ПС "К" Нейтраль 3	110	-	-	0	110	-0.7
ПС "К" Нейтраль 4	110	-	-	-3.4	106.2	-2.9
ПС "К" 35 кВ	35	4.6	1.8	-0.3	34.9	-2.9
ПС "К" 6 кВ	6	-	-	1.6	6.1	-2.9
Отпайка "Высокогорск"	220	-	-	-0.2	219.6	-0.3
ПС "Высокогорск" 220 кВ	220	-	-	-0.2	219.6	-0.3
ПС "Высокогорск" Нейтраль	220	-	-	-1.4	216.9	-1.9
ПС "Высокогорск" 35 кВ	35	5.0	2.0	-4.6	33.4	-1.9
ПС "Высокогорск" 6 кВ	6	-	-	3.7	6.2	-1.9
ПС "Горелое" 220 кВ	220	-	-	-0.3	219.4	-0.4
ПС "Горелое" Нейтраль 1	220	-	-	-0.8	218.3	-1.3
ПС "Горелое" Нейтраль 2	220	-	-	-0.8	218.3	-1.3
ПС "Горелое" 110 кВ	110	2.1	0.8	-3.9	105.7	-1.3
ПС "Горелое" 10 кВ	10	-	-	4.4	10.4	-1.3
ПС "Горелое" Нейтраль 3	110	-	-	-5.3	104.2	-2.8
ПС "Горелое" 35 кВ	35	-	-	-2.2	34.3	-2.8
ПС "Горелое" 6 кВ	6	-	-	-0.3	6.0	-2.8
Отпайка 126	110	-	-	-3.1	106.5	-1.7
Отпайка 126а	110	-	-	-3.1	106.6	-1.9
ПС "Богополь" 110 кВ	110	-	-	-3.1	106.5	-1.7
ПС "Богополь" 10 кВ	10	0.3	0.1	-0.4	10.0	-2.1

Продолжение таблицы 5

ПС "Р" 110 кВ	110	-	-	-4.2	105.4	-2.4
ПС "Р" 6 кВ	6	0.7	0.3	-1.6	5.9	-3.1
ПС "Тимофеевка" 110 кВ	110	-	-	-4.4	105.2	-2.4
ПС "Тимофеевка" 6 кВ	6	0.8	0.3	-1.4	5.9	-4.6
ПС "Ольга" 110 кВ	110	-	-	-4.8	104.7	-2.6
ПС "Ольга" 10 кВ	10	5.2	2.1	-3.9	9.6	-8.8
ПС "Николаевка" 110 кВ	110	-	-	-4.1	105.5	-1.5
ПС "Николаевка" Нейтраль 1	110	-	-	-4.4	105.2	-1.8
ПС "Николаевка" Нейтраль 2	110	-	-	-4.4	105.2	-1.8
ПС "Николаевка" 35 кВ	35	-	-	-1.2	34.6	-1.8
ПС "Николаевка" 6 кВ	6	2.6	1.1	0.4	6.0	-2.1
ПС "Горбуша" 110 кВ	110	-	-	-4.2	105.4	-1.6
ПС "Горбуша" Нейтраль 1	110	-	-	0	110	-2.1
ПС "Горбуша" Нейтраль 2	110	-	-	-4.8	104.7	-2.6
ПС "Горбуша" 35 кВ	35	-	-	-1.7	34.4	-2.6
ПС "Горбуша" 6 кВ	6	-	-	0.2	6.0	-2.6
Отпайка 153	110	-	-	-4.3	105.3	-1.7
ПС "Черемшаны" 110 кВ	110	-	-	-4.3	105.3	-1.7
ПС "Черемшаны" 6 кВ	6	1.1	0.4	-1.8	5.9	-2.5
ПС "Плавзавод" 110 кВ	110	-	-	-3.9	105.7	-1.7
ПС "Плавзавод" Нейтраль 1	110	-	-	-6.0	103.4	-4.1
ПС "Плавзавод" Нейтраль 2	110	-	-	0	110	-1.8
ПС "Плавзавод" 35 кВ	35	5.5	2.2	-4.7	33.4	-4.1
ПС "Плавзавод" 6 кВ	6	-	-	-1.1	5.9	-4.1
ПС "Плавзавод" 10 кВ	10	0.8	0.3	-4.6	9.6	-6.1
ПС "Пластун" 110 кВ	110	-	-	-5.8	103.6	-2.4
ПС "Пластун" 10 кВ	10	5.5	2.2	-1.3	9.9	-4.9
ПС "Сержантово" 35 кВ	35	0.6	0.2	-3.6	33.8	-3.5

Продолжение таблицы 5

ПС "Садовая" 35 кВ	35	0.6	0.2	-2.7	34.1	-3.1
ПС "Промбаза" 35 кВ	35	0.1	0.0	-1.9	34.3	-2.7
ПС "Фабричная 1" 35 кВ	35	0.3	0.1	-2.5	34.1	-3.0
ПС "Д" 35 кВ	35	12.3	4.9	-2.9	34.0	-3.3

Генерация базисного узла - шины 220 кВ ПС "К" составляет 49.2 МВт и 5.9 МВАр, заданное напряжение базы составляет 220 кВ.

Отклонение напряжения в расчётных узлах находятся в пределах кратковременно допустимых, закреплённых ГОСТ - $\pm 5\% \cdot U_{ном}$. Коэффициент мощности так же не превышает значения, установленного в приказе № 380 Минэнерго, поэтому компенсация реактивной мощности не требуется.

Токовая нагрузка линий электропередачи в нормальном режиме приведена в таблице 6.

Таблица 6 - Загрузка линий электропередачи в нормальном режиме

Участок	$I_{длит. доп.},$ А	Экономические токовые интервалы	$I_{ветви},$ А	Загрузка, %
ПС "К" 220 кВ - Отпайка "Высокогорск"	710	380-515	49	6.9
Отпайка "Высокогорск" - ПС "Высокогорск" 220 кВ	710	380-515	15	2.1
Отпайка "Высокогорск" - ПС "Горелое" 220 кВ	710	380-515	37	5.2
ПС "К" 220 кВ - ПС "Горелое" 220 кВ	710	380-515	45	6.4

Продолжение таблицы 6

ПС "К" 110 кВ - Отпайка 126а	330	55-135	32	9.7
ПС "К" 110 кВ - Отпайка 126	390	125-190	32	8.3
Отпайка 126а - ПС "Богополь" 110 кВ	330	125-190	8	2.3
Отпайка 126 - ПС "Богополь" 110 кВ	390	125-190	9	2.4
Отпайка 126а - ПС "Р" 110 кВ	330	55-135	40	12.2
ПС "Р" 110 кВ - ПС "Тимофеевка" 110 кВ	330	55-135	37	11.1
ПС "Тимофеевка" 110 кВ - ПС "Ольга" 110 кВ	330	55-135	33	10.0
Отпайка 126 - ПС "Плавзавод" 110 кВ	390	125-190	32	8.1
ПС "Горелое" 110 кВ - ПС "Горбуша" 110 кВ	520	240-265	58	11.1
ПС "Горелое" 110 кВ - ПС "Николаевка" 110 кВ	390	125-190	46	11.8
ПС "Николаевка" 110 кВ - ПС "Горбуша" 110 кВ	390	125-190	32	8.1
ПС "Горбуша" 110 кВ - Отпайка 153	390	125-190	37	9.6
Отпайка 153 - ПС "Черемшаны" 110 кВ	330	55-135	7	2.1
Отпайка 153 - ПС "Пластун" 110 кВ	330	55-135	34	10.3
ПС "Горбуша" 110 кВ - ПС "Плавзавод" 110 кВ	390	125-190	23	5.9
ПС "Плавзавод" 35 кВ - ПС "Сержантово" 35 кВ	390	125-190	57	14.6
ПС "Сержантово" 35 кВ - ПС "Садовая" 35 кВ	390	125-190	67	17.2
ПС "Садовая" 35 кВ - ПС "Горбуша" 35 кВ	390	125-190	77	19.8
ПС "Горбуша" 35 кВ - ПС "Промбаза" 35 кВ	390	125-190	77	19.8
ПС "Промбаза" 35 кВ - ПС "Фабричная 1" 35 кВ	390	125-190	75	19.3
ПС "Фабричная 1" 35 кВ - ПС "Д" 35 кВ	390	125-190	70	17.9
ПС "Д" 35 кВ - ПС "Горелое" 35 кВ	610	200-240	156	25.6

Загрузка линий электропередачи не превышает 70%, что говорит о безопасности эксплуатации ЛЭП, однако большинство линий так же не превышают загрузки 30%. При сравнении токов в ветвях с экономическими токовыми интервалами было получено, что так же большинство линий электропередачи выполнены сечениями, большими расчётных.

Для расчёта послеаварийного режима были рассчитаны следующие аварийные ситуации:

- 1) Отключение наиболее загруженного участка - ПС "Д" 35 кВ - ПС "Горелое" 35 кВ;
- 2) Отключение наиболее загруженного трансформатора - ПС "Николаевка";
- 3) Отключение участка ПС "К" 220 кВ - Отпайка "Высокогорск" и автотрансформатора на ПС "Горький".

Параметры послеаварийных режимов находятся в допустимых пределах.

Суммарная генерация в схеме составляет 49.23 МВт, суммарная нагрузка 48.08 МВт, потери в схеме составляют 1.15 МВт или 2.34% от генерации. Суммарные потери нормального и послеаварийных режимов приведены в таблице 7.

Таблица 7 - Потери в схеме при различных режимах работы сети

Режим	Суммарные потере в схеме, МВт
Нормальный режим	1.15
Отключение ПС "Д" 35 кВ - ПС "Горелое" 35 кВ	1.55
Отключение трансформатора на ПС "Николаевка"	1.15
Отключение участка ПС "К" 220 кВ - Отпайка "Высокогорск" и автотрансформатора на ПС "Горький"	1.18

2 РАСЧЁТ ВАРИАНТА ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ

В связи с увеличением числа и мощности приёмников электрической энергии, растёт нагрузка соответствующей подстанции по годам эксплуатации. Неучёт роста нагрузок может привести к перегрузке силового оборудования, что в свою очередь снизит надёжность работы электрических сетей, её энергоэффективность, увеличению числа аварий.

Для контроля текущих параметров нагрузки на подстанциях снимают показания счётчиков активной и реактивной энергии в дни максимальной и минимальной нагрузки - в дни зимнего и летнего солнцестояния соответственно. Расчёт прогнозных величин позволяет на расчётный год оценить загрузку электрооборудования, рассчитать уровни напряжения в схеме, сделать анализ эффективности работы сети, дать рекомендации по увеличению эффективности её эксплуатации.

При проектировании развития электрических сетей, необходимо контрольные нагрузки привести к расчётному году эксплуатации. Для данного приведения была использована формула сложных процентов, что представляет из себя формулу нахождения элемента геометрической прогрессии:

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

где $P_{\text{тек}}$ - мощность нагрузки на текущий год;

ε - относительный прирост нагрузки;

$t_{\text{прог}}$ - прогнозируемый год;

$t_{\text{тек}}$ - текущий год.

2.1 Прогнозирование нагрузок подстанций рассматриваемой сети

В представленной работе в качестве текущих нагрузок были взяты электрические мощности нагрузки по данным контрольных замеров за 2017 год (текущий год 2017), расчётный год - 2025. Для определения относительного прироста мощности Приморских электрических сетей был

взяты полезный отпуск мощности потребителям согласно данным по основным производственным показателям Приморской энергосистемы за период 2014-2018 годы первого квартала (4). Данные сведены в таблицу 8.

Таблица 8 - Основные производственные показатели Приморских электрических сетей

Отчётный год	Полезный отпуск мощности, МВт	Относительный прирост, %
2018	1733.552	1.31
2017	1711.021	1.84
2016	1680.030	4.16
2015	1612.907	0.09
2014	1611.378	-

Среднее значение относительного прироста составляет 1.86%.

Значения прогнозных нагрузок приведено в таблице 9.

Таблица 9 - Прогнозные нагрузки подстанций по годам эксплуатации

Название ПС	Нагрузка	Расчётный год									
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2024	2025
ПС "К" 35 кВ	P, МВт	4.6	4.69	4.77	4.86	4.95	5.04	5.14	5.23	5.33	5.43
	Q, МВАр	1.8	1.83	1.87	1.90	1.94	1.97	2.01	2.05	2.09	2.12
ПС "Богополь" 10 кВ	P, МВт	0.3	0.31	0.31	0.32	0.32	0.33	0.34	0.34	0.35	0.35
	Q, МВАр	0.1	0.10	0.10	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.12	0.12
ПС «Горелое» 110 кВ	P, МВт	2.1	2.14	2.18	2.22	2.26	2.30	2.35	2.39	2.43	2.48
	Q, МВАр	0.8	0.81	0.83	0.85	0.86	0.88	0.89	0.91	0.93	0.94
ПС "Высокогорск" 35 кВ	P, МВт	5	5.09	5.19	5.28	5.38	5.48	5.58	5.69	5.79	5.90
	Q, МВАр	2	2.04	2.08	2.11	2.15	2.19	2.23	2.28	2.32	2.36
ПС "Р" 6 кВ	P, МВт	0.7	0.71	0.73	0.74	0.75	0.77	0.78	0.80	0.81	0.83
	Q, МВАр	0.3	0.31	0.31	0.32	0.32	0.33	0.34	0.34	0.35	0.35

Продолжение таблицы 9

ПС "Ольга" 10 кВ	P, МВт	5.2	5.30	5.40	5.50	5.60	5.70	5.81	5.92	6.03	6.14
	Q, МВАр	2.1	2.14	2.18	2.22	2.26	2.30	2.35	2.39	2.43	2.48

ПС "Тимофеевка" 6 кВ	Р, МВт	0.8	0.81	0.83	0.85	0.86	0.88	0.89	0.91	0.93	0.94
	Q, МВАр	0.3	0.31	0.31	0.32	0.32	0.33	0.34	0.34	0.35	0.35
ПС "Плавзавод" 10 кВ	Р, МВт	0.8	0.81	0.83	0.85	0.86	0.88	0.89	0.91	0.93	0.94
	Q, МВАр	0.3	0.31	0.31	0.32	0.32	0.33	0.34	0.34	0.35	0.35
ПС "Николаевка" 6 кВ	Р, МВт	2.6	2.65	2.70	2.75	2.80	2.85	2.90	2.96	3.01	3.07
	Q, МВАр	1.1	1.12	1.14	1.16	1.18	1.21	1.23	1.25	1.27	1.30
ПС "Черемшаны" 6 кВ	Р, МВт	1.1	1.12	1.14	1.16	1.18	1.21	1.23	1.25	1.27	1.30
	Q, МВАр	0.4	0.41	0.42	0.42	0.43	0.44	0.45	0.46	0.46	0.47
ПС "Плавзавод" 35 кВ	Р, МВт	5.5	5.60	5.71	5.81	5.92	6.03	6.14	6.26	6.37	6.49
	Q, МВАр	2.2	2.24	2.28	2.33	2.37	2.41	2.46	2.50	2.55	2.60
ПС "Пластун" 10 кВ	Р, МВт	5.5	5.60	5.71	5.81	5.92	6.03	6.14	6.26	6.37	6.49
	Q, МВАр	2.2	2.24	2.28	2.33	2.37	2.41	2.46	2.50	2.55	2.60
ПС "Сержантово" 35 кВ	Р, МВт	0.6	0.61	0.62	0.63	0.65	0.66	0.67	0.68	0.70	0.71
	Q, МВАр	0.2	0.20	0.21	0.21	0.22	0.22	0.22	0.23	0.23	0.24
ПС "Садовая" 35 кВ	Р, МВт	0.6	0.61	0.62	0.63	0.65	0.66	0.67	0.68	0.70	0.71
	Q, МВАр	0.2	0.20	0.21	0.21	0.22	0.22	0.22	0.23	0.23	0.24
ПС "Промбаза" 35 кВ	Р, МВт	0.1	0.10	0.10	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.12	0.12
	Q, МВАр	0.00 4	0.00 5	0.00 5							
ПС "Фабричная 1" 35 кВ	Р, МВт	0.3	0.31	0.31	0.32	0.32	0.33	0.34	0.34	0.35	0.35
	Q, МВАр	0.1	0.10	0.10	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.12	0.12
ПС "Д" 35 кВ	Р, МВт	12.3	12.5 3	12.7 6	13.0 0	13.2 4	13.4 9	13.7 4	13.9 9	14.2 5	14.5 2
	Q, МВАр	4.9	4.99	5.08	5.18	5.27	5.37	5.47	5.57	5.68	5.78
ПС "Терней" 10 кВ	Р, МВт	6.8	6.93	7.06	7.19	7.32	7.46	7.60	7.74	7.88	8.03
	Q, МВАр	2.51	2.56	2.61	2.66	2.71	2.76	2.81	2.86	2.92	2.97

2.2 Расчёт вероятностных характеристик

В связи с непрерывным изменением параметров электрической сети (время работы электрических приёмников, ход технологического процесса и т.д.), ГЭН представляет собой электрическую характеристику, изменяющуюся случайным образом. При проектировании электрических сетей рассчитывают вероятностные характеристики графика нагрузки. К вероятностным характеристикам относятся: максимальная мощность, эффективная, средняя, минимальная.

В связи с возможностью перегрузки силовых трансформаторов в периоды максимальных нагрузок, расчётная нагрузка трансформаторов на ПС определяется с помощью средней мощности нагрузки:

$$P_{cp} = k_{исп} \cdot P_{уст}, \quad (2)$$

где $k_{исп}$ - коэффициент использования ($k_{исп}=0.7$);

$P_{уст}$ - установленная мощность электроприёмника.

Для выбора сечения проводов и мощности КУ используется максимальная мощность:

$$P_{max} = \frac{P_{cp}}{k_{max}}, \quad (3)$$

где k_{max} - коэффициент максимума ($k_{max}=1.2$).

Для расчёта потерь электроэнергии используется эффективная (среднеквадратичная) мощность:

$$P_{эф} = k_{\phi} \cdot P_{cp}, \quad (4)$$

где k_{ϕ} - коэффициент формы ($k_{\phi}=1.17$).

Плановые ремонтные работы в электрических сетях проводят в период минимальных нагрузок. Для расчёта допустимости нагрузки силового оборудования в период летних нагрузок используют минимальную мощность:

$$P_{мин} = k_{лет.сниж.} \cdot P_{max}, \quad (5)$$

где $k_{лет.сниж.}$ - коэффициент летнего снижения нагрузки ($k_{лет.сниж.}=0.85$).

Результаты расчёта вероятностных характеристик приведены в таблице 10.

Таблица 10 - Вероятностные характеристики нагрузки подстанций

Название ПС	$P_{ср,}$ МВт	$P_{эф,}$ МВт	$P_{макс,}$ МВт,	$P_{мин,}$ МВт	$Q_{ср,}$ МВАр	$Q_{эф,}$ МВАр	$Q_{макс,}$ МВАр	$Q_{мин,}$ МВАр
ПС "К" 35 кВ	4.52	5.29	5.43	4.62	1.77	2.07	2.12	1.81
ПС "Богополь" 10 кВ	0.30	0.35	0.35	0.30	0.10	0.12	0.12	0.10
ПС "Горелое" 110 кВ	2.07	2.42	2.48	2.11	0.79	0.92	0.94	0.80
ПС "Высокогорс к" 35 кВ	4.92	5.75	5.90	5.02	1.97	2.30	2.36	2.01
ПС "Р" 6 кВ	0.69	0.81	0.83	0.70	0.30	0.35	0.35	0.30
ПС "Ольга" 10 кВ	5.12	5.98	6.14	5.22	2.07	2.42	2.48	2.11
ПС "Тимофеевка " 6 кВ	0.79	0.92	0.94	0.80	0.30	0.35	0.35	0.30
ПС "Плавзавод" 10 кВ	0.79	0.92	0.94	0.80	0.30	0.35	0.35	0.30

Продолжение таблицы 10

ПС	2.56	2.99	3.07	2.61	1.08	1.27	1.30	1.10
----	------	------	------	------	------	------	------	------

"Николаевка" " 6 кВ								
ПС "Черемшаны" " 6 кВ	1.08	1.27	1.30	1.10	0.39	0.46	0.47	0.40
ПС "Плавзавод" 35 кВ	5.41	6.33	6.49	5.52	2.16	2.53	2.60	2.21
ПС "Пластун" 10 кВ	5.41	6.33	6.49	5.52	2.16	2.53	2.60	2.21
ПС "Сержантово" " 35 кВ	0.59	0.69	0.71	0.60	0.20	0.23	0.24	0.20
ПС "Садовая" 35 кВ	0.59	0.69	0.71	0.60	0.20	0.23	0.24	0.20
ПС "Промбаза" 35 кВ	0.10	0.12	0.12	0.10	0.00	0.00	0.005	0.004
ПС "Фабричная" 1" 35 кВ	0.30	0.35	0.35	0.30	0.10	0.12	0.12	0.10
ПС "Д" 35 кВ	12.10	14.16	14.52	12.34	4.82	5.64	5.78	4.92
ПС "Терней" 10 кВ	6,69	7,83	8,03	6,83	2,48	2,90	2,97	2,52

2.3 Разработка конкурентноспособных вариантов подключения ПС "Терней"

В представленной работе рассматривается подключение ПС "Терней". При составлении схем подключения узлов нагрузки руководствуются следующими условиями:

- вариант подключения должен предусматривать перспективу развития рассматриваемого района;
- обеспечение надёжности электроснабжения согласно категории подключаемого узла;
- кольцевые сети должны выполняться одним классом номинального напряжения;
- простое исполнение разомкнутых сетей с целью обеспечения простоты исполнения схемы РУ;
- линии электропередачи не должны пересекаться;
- в разомкнутых сетях требуется исключить обратные перетоки реактивной мощности.

Руководствуясь вышеперечисленными принципами, были представлены два варианта подключения ПС "Терней" к существующей электрической сети. Варианты подключения представлены в приложении В. Разработанными схемами являются:

1) Строительство воздушной линии на участке ПС "Горбуша" - ПС "Терней" с промежуточными отборами мощности на ПС "Черемшаны" и ПС "Пластун", совместно со строительством ЛЭП "Отпайка 155" - ПС "Терней". Предлагаемый вариант подключения позволяет увеличить надёжность электроснабжения питаемых подстанций за счёт строительства резервной линии. Данный вариант отличается простотой исполнения, возможностью упрощения коммутационной схемы распределительных устройств, низкой стоимостью реализации.

2) Строительство замкнутой сети ПС "Горбуша" - ПС "Терней" - ПС "Пластун" - ПС "Горбуша" с промежуточным отбором мощности подстанцией "Черемшаны" на участке "Пластун" - ПС "Горбуша". Достоинством данного варианта является высокая надёжность

электроснабжения, высокие показатели энергоэффективности за счёт снижения потерь мощности.

При выборе наилучшего варианта подключения были рассчитаны суммарная длина строящихся линий и количество вводимых выключателей. Суммарная длина линий определяется, как суммарная длина участков, нанесенных на карту-схему района по предполагаемому профилю трасы согласно масштабу карты-схемы. При расчёте количества выключателей были учтены вводные выключатели на существующих подстанциях, обусловленные строительством воздушных линий, количество выключателей проектируемой подстанции определяется выбором схемы РУ.

При выборе схемы РУ подключаемой ПС было принято во внимание номинальное напряжение питающих ПС (110 кВ), категория потребителей нагрузки (II), число присоединений на стороне высокого напряжения, другие условия подключения. Исходя из вышеперечисленного, в качестве принятых схем РУ предлагаются типовые схемы, рекомендуемые ПАО "Федеральная сетевая компания" (ФСК): для первого варианта подключения - 4Н - Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, рекомендуемая для подключения тупиковой двухтрансформаторной подстанции, напряжением 35-220 кВ; для второго варианта - 5Н - Мостик с выключателями в цепях трансформатора и неавтоматической перемычкой со стороны линий, рекомендуемая для подключения проходной двухтрансформаторной подстанции с возможностью сохранения в работе силовых трансформаторов в аварийных режимах, напряжением 35-220 кВ. На низкой стороне проектируемой подстанции схема РУ одинакова для всех разработанных вариантов и является схемой 9 - Одна рабочая секционированная выключателем система шин, реализация которой осуществляется с использованием комплектного распределительного устройства (КРУ).

Условные изображения схем 4Н, 5Н и 9 приведены соответственно на рисунках 4, 5 и 6.

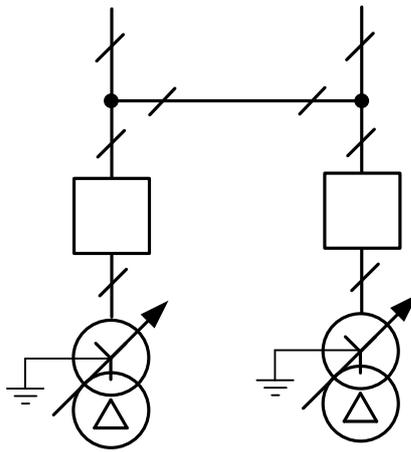


Рисунок 4 - Условное изображение схемы 4Н

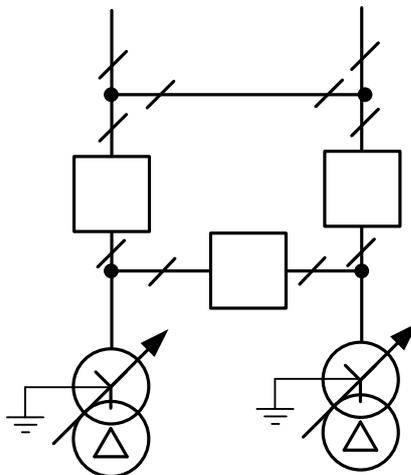


Рисунок 5 - Условное изображение схемы 5Н

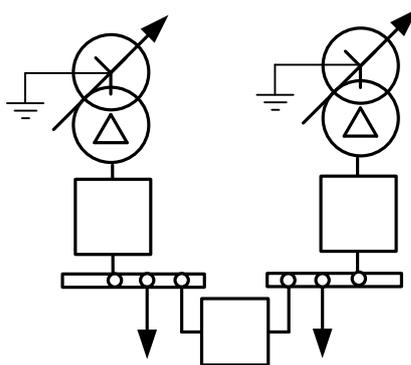


Рисунок 6 - Условное изображение схемы 9

Предлагаемые к реализации варианты подключения подстанции "Терней" изображены на рисунке 7.

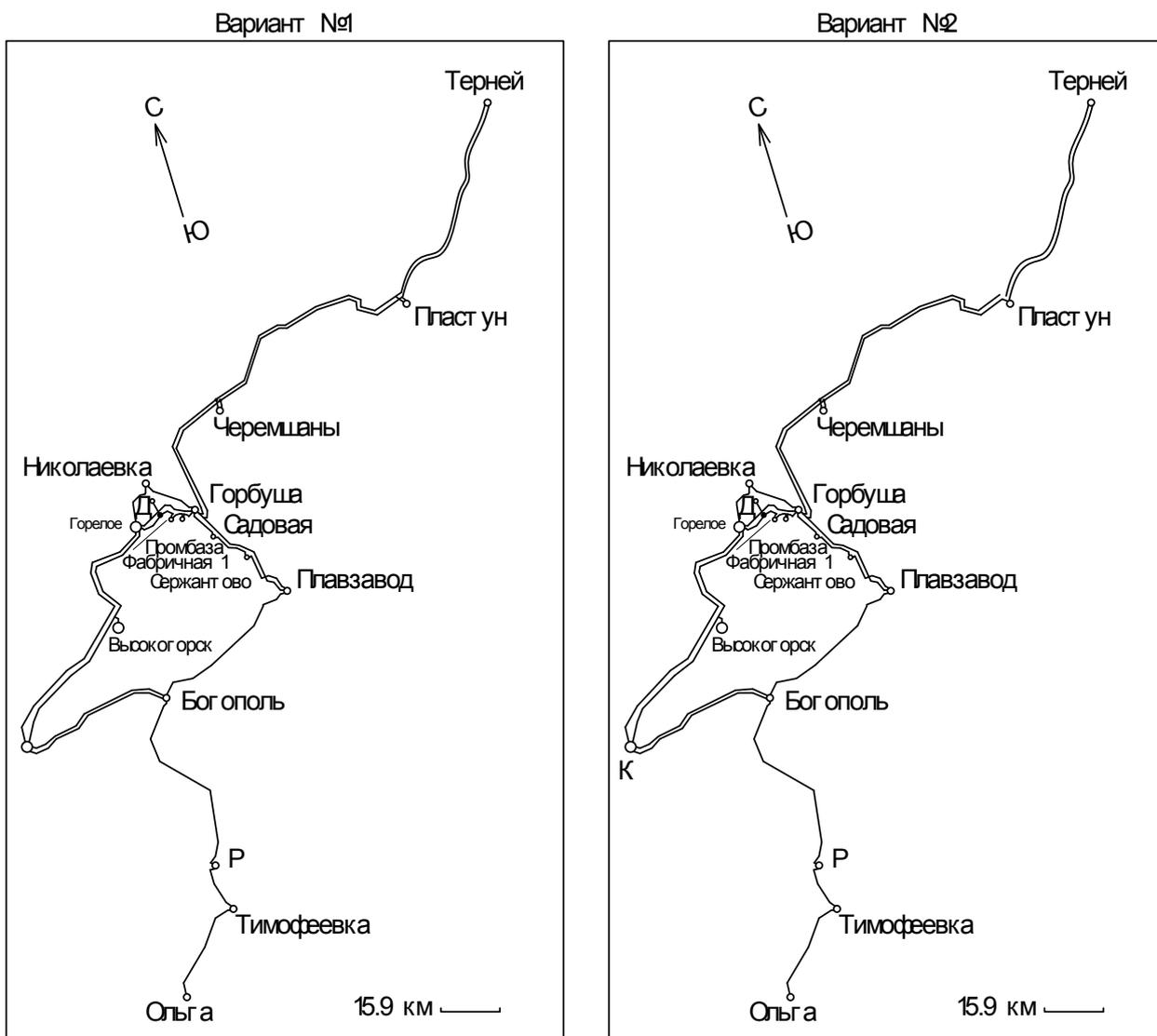


Рисунок 7 - Разработанные варианты

Расчётные данные вариантов приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Расчётные данные вариантов сети

№ варианта	Суммарная длина линий, км	Количество выключателей
1	193.15	3
2	193.96	5

По расчётным данным к проектировке была принята схема с наименьшим количеством выключателей - вариант №1.

2.4 Выбор силового оборудования

2.4.1 Выбор номинального напряжения

Существенное влияние на показатели работы электрической сети оказывает выбранное номинальное напряжение. При его увеличении снижаются потери в схеме, снижается расчетное сечение проводников, снижаются эксплуатационные издержки. Однако с его увеличением увеличиваются капитальные затраты на установку силовых трансформаторов, стоимость выключателей, распределительные устройства, что в свою очередь перекрывает экономический эффект, достигнутый за счёт снижения потерь.

При расчёте рационального напряжения передачи электрической мощности рассчитывают потокораспределение активной мощности на расчётном участке и длину этого участка. Расчёт рационального напряжения производится по формуле Илларионова:

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{P} + \frac{500}{L}}}, \quad (1)$$

где P - поток максимальной активной мощности на расчётном участке, МВт;

L - длина расчётного участка, км.

Пример расчёта рационального напряжения участка ПС "Пластун" - ПС "Терней":

$$U_{\text{рац}}^{\text{ГОРБУША-ТЕРНЕЙ}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{0.5 \cdot 8.03} + \frac{500}{135.52}}} = 34.91 \text{ кВ}$$

Рациональное напряжение не превышает номинального напряжения на высокой стороне питающей подстанции - "Горбуша", поэтому номинальное

напряжение высокой стороны проектируемой подстанции "Терней" так же принято 110 кВ.

2.4.2 Выбор компенсирующих устройств

Генераторы на электростанциях являются основными, но не единственными источниками реактивной мощности в сети. Линии электропередачи так же генерируют в сеть реактивную мощность, которая преимущественно может теряться, а сети называются дефицитными по реактивной мощности (сети номинального напряжения ниже 110 кВ); потери реактивной мощности равны генерации (номинальное напряжение 110 кВ), сети самокомпенсирующиеся; генерация реактивной мощности превышает её потери (напряжение выше 110 кВ), сети избыточные. Использование специальных электрических устройств, генерирующих реактивную мощность в сеть, позволяет снизить нагрузочные потери в силовых элементах за счёт снижения реактивной составляющей мощности передачи. Такие устройства называются компенсирующими. Основной тип КУ, используемых на ПС, являются конденсаторные батареи.

Снижение реактивной составляющей передаваемой мощности так же снижает электрический ток, протекающий по ЛЭП, что в свою очередь ведёт к снижению расчётного сечения проводов и, как следствие, снижение капитальных затрат на их строительство. Снижается так же расчётная мощность силовых трансформаторов, при установке КУ на сторонах среднего или низкого напряжений ПС. Однако избыток мощности, генерируемой КУ, может привести к возникновению обратного перетока реактивной мощности - потоку мощности от нагрузки к генерации, что вызовет рост потерь электрической мощности в силовых элементах. Поэтому при расчёте мощности КУ необходимо руководствоваться нормативными документами - Приказ Минэнерго РФ от 23.06.2015 №380 "О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии" (5).

В представленном приказе приведены значения максимального коэффициента реактивной для разных классов напряжения, согласно которым возможен расчёт требуемой мощности КУ. Максимальные коэффициенты реактивной мощности приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Максимальные значения коэффициента реактивной мощности

Уровень напряжения в точке поставки потребителя электрической энергии	Максимальное значение коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети
110 кВ (154 кВ)	0.5
35 кВ (60 кВ)	0.4
1 - 20 кВ	0.4
ниже 1 кВ	0.35

Расчёт требуемой мощности КУ производится по формуле:

$$Q_{\text{треб}}^{КУ} = Q_{\text{max}} - P_{\text{max}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{эф}}, \quad (2)$$

где Q_{max} - максимальная реактивная мощность на шинах нагрузки, МВАр;

P_{max} - максимальная активная мощность на шинах нагрузки, МВАр;

$\text{tg} \varphi_{\text{эф}}$ - максимальный тангенс нагрузки.

При работе шин на общую нагрузку необходимо установить КУ на каждую шину, так же следует учесть возможность регулировки выдаваемой мощности, поэтому требуемая мощность КУ на каждую секцию шин рассчитывается о формуле:

$$Q_{\text{треб}}^{СШ} = Q_{\text{треб}}^{КУ} \cdot \frac{1.1}{2} \quad (3)$$

По рассчитанной мощности на секцию шин выбирается количество и мощность КУ, после высчитывается их фактическая мощность на всю шину:

$$Q_{\text{факт}}^{КУ} = N \cdot Q_{\text{кат}} \cdot 2, \quad (4)$$

где N - число КУ конкретной мощности;

$Q_{\text{кат}}$ - каталожное значение мощности выбранного компенсатора.

Так как часть реактивной нагрузки будет питаться от генерируемой мощности установленного КУ, разницей между этой нагрузкой и мощностью генерации КУ будет являться некомпенсированная мощность - поток реактивной мощности, генерируемой генераторами.

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{max}} - Q_{\text{факт}}^{КУ}, \quad (5)$$

В представленной работе был произведён расчёт мощности КУ на шинах 10 кВ проектируемой подстанции. Значение предельного тангенса для шин 10 кВ составляет 0.4.

$$Q_{\text{треб}}^{КУ} = 2.97 - 8.03 \cdot 0.4 = -0.242 \text{ МВАр}$$

Так как требуемая мощность имеет отрицательный знак, фактический тангенс нагрузки не превышает максимальный и установка КУ на рассматриваемой подстанции не требуется.

2.4.3 Выбор силовых трансформаторов

При выборе числа силовых трансформаторов учитывают категорию потребителей электрической энергии, согласно которой для потребителей I и II категории на ПС необходима установка не менее двух силовых трансформаторов с целью обеспечения бесперебойного электроснабжения. В послеаварийных режимах (при отключении одного из трансформаторов)

оставшиеся в работе должны обеспечить питание для всех потребителей. Хотя значение допустимой перегрузки трансформатора зависит от температуры окружающей среды, типа охлаждения трансформатора, величины и времени перегрузки, среднее значение перегрузки составляет 40%. В нормальном режиме загрузка трансформаторов в большинстве случаев составляет 70%.

В настоящей работе на проектируемой подстанции к установке предполагается два силовых двухобмоточных трансформатора, с напряжением высокой стороны 110 кВ, напряжение низкой стороны 10 кВ. Формула нахождения расчётной мощности трансформатора:

$$S_{расч} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{N \cdot k_3}, \quad (6)$$

где $P_{ср}$ - средняя активная мощность нагрузки подстанции, МВт;

$Q_{неск}$ - некомпенсированная реактивная мощность на подстанции, МВАр;

N - число трансформаторов на подстанции;

k_3 - коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме.

Расчётное значение мощности округляется до ближайшего номинального значения. После необходимо проверить коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме:

$$k_{з.н/а} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{(N-1) \cdot S_{ном}}, \quad (7)$$

где $S_{ном}$ - номинальная мощность трансформатора, оставшегося в работе, МВА.

При превышении аварийной перегрузки 40% необходимо увеличить мощность выбранного трансформатора.

Расчётная мощность силовых трансформаторов на ПС "Терней" составляет:

$$S_{расч} = \frac{\sqrt{6.69^2 + 2.97^2}}{2 \cdot 0.7} = 5.23 \text{ МВА}$$

Примем к установке два двухобмоточных трансформатора марки ТМН-6300/110/10. Маркировка трансформатора имеет следующую расшифровку:

Т - трёхфазный;

М - масляный тип охлаждения;

Н - наличие устройства регулировки под нагрузкой;

6300 - номинальная мощность трансформатора, МВА;

110 - номинальное напряжение высокой стороны, кВ;

10 - номинальное напряжение низкой стороны, кВ.

Послеаварийный коэффициент загрузки трансформатора составляет:

$$k_{з.п/а} = \frac{\sqrt{6.69^2 + 2.97^2}}{1 \cdot 6.3} = 1.16$$

Аварийная перегрузка составляет 16%, вследствие чего оставшийся в работе трансформатор обеспечит бесперебойное питание потребителям в послеаварийном режиме.

Параметры выбранного силового трансформатора приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Параметры выбранного силового трансформатора

Название	S _{ном} , МВА	Пределы регулирования	R _Т , Ом	X _Т , Ом	G _Т , мкСм	B _Т , мкСм	k _{тр}
ТМН-	6300	±9*1.78	14.66	219.93	0.87	3.71	0.096

6300/110/10							
-------------	--	--	--	--	--	--	--

2.4.4 Выбор марки и сечения линии электропередачи

Выбор сечения линии электропередачи проводится по экономическим токовым интервалам - по расчётному току линии выбирается экономический токовый интервал своего района исполнения и класса напряжения, а согласно интервалу вычисляется сечение проводника, при исполнении которым участок будет иметь наилучшие экономические показатели.

При выборе сечения проводов на участках, имеющих одноцепный аналог в существующей сети (ПС "Горбуша" - Отпайка 153, Отпайка 153 - Отпайка 155, Отпайка 155 - ПС "Пластун"), дублируемые участки принято выполнить проводом аналогичного сечения. Данное решение принято с целью исключения обратного перетока мощности, вызванным различным сопротивлением питающих линий электропередачи, что возможно при их исполнении одинаковым сечением.

Расчётный ток двухцепного участка Отпайка 155 (156) - ПС "Терней" рассчитан по формуле:

$$I_{раб} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}, \quad (8)$$

где n - число цепей участка;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение участка, кВ.

Так же для ветви рассчитан максимальный рабочий ток - ток, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки, рост нагрузки, старение изоляции:

$$I_{раб.макс} = I_{раб} \cdot 1 \cdot 1.2 \quad (9)$$

Для расчётного участка рабочий ток составляет:

$$I_{\text{раб}} = \frac{\sqrt{6.69^2 + 2.97^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 0.019 \text{ кА}$$

Значение максимального рабочего тока:

$$I_{\text{раб.макс}} = 0.019 \cdot 1 \cdot 1.2 = 0.023 \text{ кА}$$

При выборе марки провода было учтено его климатическое исполнение - морской климат Приморского края.

На основе расчётных данных был выбран провод марки АСК-70/11.

Расшифровка марки провода:

А - алюминиевая токопроводящая жила;

С - стальной сердечник;

К - коррозионностойкий;

70 - сечение жилы, мм²;

11 - сечение сердечника, мм².

Параметры проводника сведены в таблицу 4.

Таблица 4 - Параметры линии электропередачи

Марка проводника	Длина участка, км	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	b ₀ , мкСм/км
АСК-70/11	57.52	0.428	0.444	2.55

2.5 Режимный анализ разработанного варианта

Моделирование варианта подключения было произведено в программно-вычислительном комплексе RastrWin3. Во вкладку "Узлы" занесены узлы схемы электрической сети с соответствующими ими прогнозными нагрузками и номинальными напряжениями. Во вкладке "Ветви" смоделированы линии электропередачи, указаны их параметры сети. С помощью вкладки "Трансформаторы" в расчётную модель были внесены в

расчётную модель параметры силовых трансформаторов на подстанциях. Устройства регулировки силовых трансформаторов было учтено с помощью вкладки "анцапфы" с последующим указанием ссылок во вкладку "Ветви". Визуальное отображение выполненной работы получено во вкладке "Графика".

С целью получить параметры сети, поддержание которых приведёт к увеличению энергоэффективности эксплуатации расчётной модели, была произведена оптимизация сети путём использования одноимённого модуля ПВК RastrWin3. В результате были рассчитаны номера отпаяк устройств регулировки силовых трансформаторов, коэффициент трансформации которых обеспечит поддержание уровня узловых напряжений в диапазоне длительно-допустимого - $\pm 5\%$ к номинальному.

Узловые параметры сети приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Узловые параметры прогнозного режима электрической сети

Название	U _{ном} , кВ	P _н , МВт	Q _н , МВАр	P _г , МВт	Q _г , МВАр	dU, %	U _{расч} , кВ	φ, °
ПС "К" 220 кВ	220			66.5	12.9	220		
ПС "К" Нейтраль 1	220					217.43	-1.17	-2.16

Продолжение таблицы 15

ПС "К" Нейтраль 2	220							-0.8
ПС "К" 110 кВ	110					109.88	-0.1	-1.9
ПС "К" Нейтраль 3	110							-0.71
ПС "К" Нейтраль 4	110					108.67	-1.21	-3.37
ПС "К" 35 кВ	35	5.4	2.1			36.35	3.87	-3.36
ПС "К" 6 кВ	6					6.24	3.94	-3.37
Отпайка "Высокогорск"	220					219.2	-0.36	-0.4
ПС "Высокогорск" 220 кВ	220					219.2	-0.36	-0.4
ПС "Высокогорск" Нейтраль	220					215.92	-1.85	-2.35
ПС "Высокогорск" 35 кВ	35	5.9	2.4			36.13	3.24	-2.27
ПС "Высокогорск" 6 кВ	6					6.2	3.27	-2.35
ПС "Горелое" 220 кВ	220					218.67	-0.61	-0.62

ПС "Горелое" Нейтраль 1	220					216.68	-1.51	-1.87
ПС "Горелое" Нейтраль 2	220					216.68	-1.51	-1.87
ПС "Горелое" 110 кВ	110	2.5	0.9			109.45	-0.5	-1.81
ПС "Горелое" 10 кВ	10					10.36	3.63	-1.87
ПС "Горелое" Нейтраль 3	110					107.17	-2.57	-3.61
ПС "Горелое" 35 кВ	35					35.21	0.61	-3.58
ПС "Горелое" 6 кВ	6					6.15	2.51	-3.61
Отпайка 126	110					109.27	-0.66	-2.14
Отпайка 126а	110					109.14	-0.79	-2.29
ПС "Богополь" 110 кВ	110					109.27	-0.66	-2.14
ПС "Богополь" 10 кВ	10	0.4	0.1			10.33	3.26	-2.56
ПС "Р" 110 кВ	110					107.73	-2.07	-2.8
ПС "Р" 6 кВ	6	0.8	0.4			6.02	0.41	-3.68
ПС "Тимофеевка" 110 кВ	110					107.46	-2.31	-2.89
ПС "Тимофеевка" 6 кВ	6	0.9	0.4			6.04	0.73	-5.22
ПС "Ольга" 110 кВ	110					106.81	-2.9	-3.07
ПС "Ольга" 10 кВ	10	6.1	2.5			9.7	-3.02	-10.16
ПС "Николаевка" 110 кВ	110					109.06	-0.85	-2.07
ПС "Николаевка" Нейтраль 1	110					108.69	-1.19	-2.49

Продолжение таблицы 15

ПС "Николаевка" Нейтраль 2	110					108.69	-1.19	-2.49
ПС "Николаевка" 6 кВ	6	3.1	1.3			6.22	3.74	-2.75
ПС "Горбуша" 110 кВ	110					108.84	-1.05	-2.25
ПС "Горбуша" Нейтраль 1	110							-2.11
ПС "Горбуша" Нейтраль 2	110					108.71	-1.18	-3.25
ПС "Горбуша" 35 кВ	35					35.08	0.24	-3.25
ПС "Горбуша" 6 кВ	6					6.24	3.98	-3.25
Отпайка 153	110					108.73	-1.15	-2.33
ПС "Черемшаны" 110 кВ	110					108.73	-1.15	-2.33
ПС "Черемшаны" 6 кВ	6	1.3	0.5			5.89	-1.87	-2.76
ПС "Плавзавод" 110 кВ	110					108.76	-1.13	-2.28
ПС "Плавзавод"	110					104.44	-5.05	-5.2

Нейтраль 1								
ПС "Плавзавод" Нейтраль 2	110							-1.78
ПС "Плавзавод" 35 кВ	35	6.5	2.6			34.28	-2.06	-5.12
ПС "Плавзавод" 10 кВ	10	0.9	0.4			10.37	3.66	-7.34
ПС "Пластун" 110 кВ	110					106.69	-3.01	-3.25
ПС "Пластун" 10 кВ	10	6.5	2.6			9.96	-0.41	-6.09
ПС "Сержантово" 35 кВ	35	0.7	0.2			34.55	-1.29	-4.4
ПС "Садовая" 35 кВ	35	0.7	0.2			34.78	-0.63	-3.88
ПС "Промбаза" 35 кВ	35	0.1	0			35.03	0.09	-3.42
ПС "Фабричная 1" 35 кВ	35	0.4	0.1			34.91	-0.25	-3.83
ПС "Д" 35 кВ	35	14.5	5.8			34.83	-0.49	-4.14
ПС "Терней" 110 кВ	110					105.49	-4.1	-3.63
ПС "Терней" 10 кВ	10	8	3			9.69	-3.07	-8.25
Отпайка 154	110					108.75	-1.14	-2.31
Отпайка 155	110					106.71	-2.99	-3.24
Отпайка 156	110					106.7	-3	-3.24

Максимальное снижение напряжения составляет 5.05% в нейтрале трансформатора на ПС "Плавзавод". Максимальное увеличение напряжение составляет 3.98% на стороне 6 кВ ПС "Горбуша".

Параметры силовых элементов, занесённых во вкладку ветви приведены в таблице 16.

Таблица 6 - Параметры силовых элементов

N_ нач	N_ кон	Название	R	X	G	B	КТ/ г	N_ анц	БД_ анц
10	11	Отпайка "Высокогорск" - ПС "Высокогорск" 220 кВ	0	0.02		-0.1			
10	15	Отпайка "Высокогорск" - ПС "Горелое" 220 кВ	2.28	9.98		-61.4			
24	26	Отпайка 126 - ПС "Богополь" 110 кВ	0.01	0.02		-0.1			
24	47	Отпайка 126 - ПС "Плавзавод" 110	8.01	13.74		-85.6			

N_ нач	N_ кон	Название	R	X	G	B	Кт/ г	N_ анц	БД_ анц
		кВ							
25	26	Отпайка 126а - ПС "Богополь" 110 кВ	0.02	22		-0.1			
25	28	Отпайка 126а - ПС "Р" 110 кВ	12.45	17.66		-106.2			
44	63	Отпайка 153 - Отпайка 155	21.73	30.81		-185.3			
44	45	Отпайка 153 - ПС "Черемшаны" 110 кВ	0.01	0.01		-0.1			
62	64	Отпайка 154 - Отпайка 156	21.73	30.81		185.3			
62	45	Отпайка 154 - ПС "Черемшаны" 110 кВ	0.42	1.42					
63	53	Отпайка 155 - ПС "Пластун" 110 кВ	0.28	0.39		-2.3			
63	60	Отпайка 155 - ПС "Терней" 110 кВ	24.62	25.54		-146.7			
64	53	Отпайка 156 - ПС "Пластун" 110 кВ	0.28	0.39		-2.3			
64	60	Отпайка 156 - ПС "Терней" 110 кВ	24.62	25.54		-146.7			
26	27	ПС "Богополь" 110 кВ - ПС "Богополь" 10 кВ	42.59	506.41	0. 5	3.1	0.1	11	13
26	27	ПС "Богополь" 110 кВ - ПС "Богополь" 10 кВ	42.59	506.41	0. 5	3.1	0.0 91	7	15
11	12	ПС "Высокогорск" 220 кВ - ПС "Высокогорск" Нейтраль	5.71	275.02	0. 9	5.6	1		
12	13	ПС "Высокогорск" Нейтраль - ПС "Высокогорск" 35 кВ	5.71	-8.9			0.1 67	13	8
12	14	ПС "Высокогорск" Нейтраль - ПС "Высокогорск" 6 кВ	5.71	148.01			0.0 29		

Продолжение таблицы 16

39	44	ПС "Горбуша" 110 кВ - Отпайка 153	1.74	2.99		-18.6			
39	62	ПС "Горбуша" 110 кВ - Отпайка 154	0.42	1.42					
39	40	ПС "Горбуша" 110 кВ - ПС "Горбуша" Нейтраль 1	0.48	22.04	4. 2	33.1	1		
39	41	ПС "Горбуша" 110 кВ - ПС	0.48	22.04	4.	33.1	1		

		"Горбуша" Нейтраль 2			2				
39	47	ПС "Горбуша" 110 кВ - ПС "Плавзавод" 110 кВ	6.32	10.85			-67.6		
42	57	ПС "Горбуша" 35 кВ - ПС "Промбаза" 35 кВ	0.45	0.77					
40	42	ПС "Горбуша" Нейтраль 1 - ПС "Горбуша" 35 кВ	0.48				0.3 35	10	9
40	43	ПС "Горбуша" Нейтраль 1 - ПС "Горбуша" 6 кВ	0.48	13.64			0.0 57		
41	42	ПС "Горбуша" Нейтраль 2 - ПС "Горбуша" 35 кВ	0.48				0.3 23	8	9
41	43	ПС "Горбуша" Нейтраль 2 - ПС "Горбуша" 6 кВ	0.48	13.64			0.0 57		
18	39	ПС "Горелое" 110 кВ - ПС "Горбуша" 110 кВ	2.37	6.05			-40.3		
18	22	ПС "Горелое" 110 кВ - ПС "Горелое" 35 кВ	0.83				0.3 35		
18	20	ПС "Горелое" 110 кВ - ПС "Горелое" Нейтраль 3	0.83	35.53	4. 8	241.9	1		
18	34	ПС "Горелое" 110 кВ - ПС "Николаевка" 110 кВ	2.59	4.44			-27.7		
15	16	ПС "Горелое" 220 кВ - ПС "Горелое" Нейтраль 1	0.49	48.67	1. 6	11.7	1		
15	17	ПС "Горелое" 220 кВ - ПС "Горелое" Нейтраль 2	0.49	48.67	1. 6	11.7	1		
22	23	ПС "Горелое" 35 кВ - ПС "Горелое" 6 кВ	1.58	15.23	7.5	43.4	0.18	19	16
16	19	ПС "Горелое" Нейтраль 1 - ПС "Горелое" 10 кВ	0.49	82.52			0.048		

Продолжение таблицы 16

16	18	ПС "Горелое" Нейтраль 1 - ПС "Горелое" 110 кВ	0.49	-2.06			0.505	5	1
17	19	ПС "Горелое" Нейтраль 2 - ПС "Горелое" 10 кВ	0.49	82.5 2			0.048		
17	18	ПС "Горелое" Нейтраль 2 - ПС "Горелое" 110 кВ	0.49	-2.06			0.505	5	1
20	22	ПС "Горелое" Нейтраль 3 - ПС	0.83				0.329	9	10

		"Горелое" 35 кВ							
20	23	ПС "Горелое" Нейтраль 3 - ПС "Горелое" 6 кВ	0.83	20.6 5			0.057		
59	22	ПС "Д" 35 кВ - ПС "Горелое" 35 кВ	0.42	1.42					
4	24	ПС "К" 110 кВ - Отпайка 126	7.75	13.2 9		-82.8			
4	25	ПС "К" 110 кВ - Отпайка 126а	9.52	13.5 1		-81.2			
4	6	ПС "К" 110 кВ - ПС "К" Нейтраль 3	1.48	56.8 5	2.3	13	1		
4	7	ПС "К" 110 кВ - ПС "К" Нейтраль 4	1.48	56.8 5	2.3	13	1		
1	10	ПС "К" 220 кВ - Отпайка "Высокогорск"	3.17	13.8 6		-85.3			
1	15	ПС "К" 220 кВ - ПС "Горелое" 220 кВ	5.44	23.8 3		- 146. 6			
1	2	ПС "К" 220 кВ - ПС "К" Нейтраль 1	1.43	104. 11	0.9	5.9	1		
1	3	ПС "К" 220 кВ - ПС "К" Нейтраль 2	1.43	104. 11	0.9	5.9	1		
2	5	ПС "К" Нейтраль 1 -	1.43	195. 64			0.029		
2	4	ПС "К" Нейтраль 1 - ПС "К" 110 кВ	1.43	- 11.6 7			0.505	5	2
3	5	ПС "К" Нейтраль 2 -	1.43	195. 64			0.029		

Продолжение таблицы 16

3	4	ПС "К" Нейтраль 2 - ПС "К" 110 кВ	1.43	- 11.6 7			0.526	7	2
6	8	ПС "К" Нейтраль 3 - ПС "К" 35 кВ	1.48				0.335	10	7
6	9	ПС "К" Нейтраль 3 - ПС "К" 6 кВ	1.48	35.6 8			0.057		

7	8	ПС "К" Нейтраль 4 - ПС "К" 35 кВ	1.48				0.335	10	7
7	9	ПС "К" Нейтраль 4 - ПС "К" 6 кВ	1.48	35.6 8			0.057		
34	39	ПС "Николаевка" 110 кВ - ПС "Горбуша" 110 кВ	2.21	3.78		-23.6			
34	35	ПС "Николаевка" 110 кВ - ПС "Николаевка" Нейтраль 1	1.48	56.8 5	2.3	13	1		
34	36	ПС "Николаевка" 110 кВ - ПС "Николаевка" Нейтраль 2	1.48	56.8 5	2.3	13	1		
35	37	ПС "Николаевка" Нейтраль 1 -	1.48				0.335	10	7
35	38	ПС "Николаевка" Нейтраль 1 - ПС "Николаевка" 6 кВ	1.48	35.6 8			0.057		
36	37	ПС "Николаевка" Нейтраль 2 -	1.48				0.335	10	7
36	38	ПС "Николаевка" Нейтраль 2 - ПС "Николаевка" 6 кВ	1.48	35.6 8			0.057		
32	33	ПС "Ольга" 110 кВ - ПС "Ольга" 10 кВ	14.66	219. 93	0.9	3.7	0.096	10	15
32	33	ПС "Ольга" 110 кВ - ПС "Ольга" 10 кВ	14.66	219. 93	0.9	3.7	0.097	11	11
47	48	ПС "Плавзавод" 110 кВ - ПС "Плавзавод" Нейтраль 1	5.03	142. 08	1.3	8.2	1		
47	49	ПС "Плавзавод" 110 кВ - ПС "Плавзавод" Нейтраль 2	5.03	142. 08	1.3	8.2	1		
50	52	ПС "Плавзавод" 35 кВ - ПС "Плавзавод" 10 кВ	5.55	49.4 6	4.2	13.8	0.309	9	12
50	55	ПС "Плавзавод" 35 кВ - ПС "Сержантово" 35 кВ	2.69	4.61					
48	51	ПС "Плавзавод" Нейтраль 1 -	5.03	82.5			0.057		

Продолжение таблицы 16

48	50	ПС "Плавзавод" Нейтраль 1 - ПС "Плавзавод" 35 кВ	5.03				0.329	9	6
49	51	ПС "Плавзавод" Нейтраль 2 -	5.03	82.5			0.057		
49	50	ПС "Плавзавод" Нейтраль 2 - ПС "Плавзавод" 35 кВ	5.03				0.335	10	6
53	54	ПС "Пластун" 110 кВ - ПС "Пластун" 10 кВ	4.39	86.6 8	1.4	8.3	0.096	10	3

53	54	ПС "Пластун" 110 кВ - ПС "Пластун" 10 кВ	4.39	86.6 8	1.4	8.3	0.096	10	5
57	58	ПС "Промбаза" 35 кВ - ПС "Фабричная 1" 35 кВ	1.09	1.88					
28	29	ПС "Р" 110 кВ - ПС "Р" 6 кВ	14.66	219. 93	0.9	3.7	0.055	10	16
28	29	ПС "Р" 110 кВ - ПС "Р" 6 кВ	14.66	219. 93	0.9	3.7	0.056	9	16
28	30	ПС "Р" 110 кВ - ПС "Тимофеевка" 110 кВ	2.45	3.47		-20.9			
56	42	ПС "Садовая" 35 кВ - ПС "Горбуша" 35 кВ	1.79	3.07					
55	56	ПС "Сержантово" 35 кВ - ПС "Садовая" 35 кВ	1.69	2.9					
60	61	ПС "Терней" 110 кВ - ПС "Терней" 10 кВ	14.66	219. 93	0.9	3.7	0.096		
60	61	ПС "Терней" 110 кВ - ПС "Терней" 10 кВ	14.66	219. 93	0.9	3.7	0.096		
30	32	ПС "Тимофеевка" 110 кВ - ПС "Ольга" 110 кВ	6.39	9.06		-54.5			
30	31	ПС "Тимофеевка" 110 кВ - ПС "Тимофеевка" 6 кВ	42.59	506. 41	0.5	3.1	0.06	11	14
30	31	ПС "Тимофеевка" 110 кВ - ПС "Тимофеевка" 6 кВ	42.59	506. 41	0.5	3.1	0.057	10	16
58	59	ПС "Фабричная 1" 35 кВ - ПС "Д" 35 кВ	0.87	1.49					
45	46	ПС "Черемшаны" 110 кВ - ПС "Черемшаны" 6 кВ	7.94	138. 64	1.1	5.2	0.054	7	4

Продолжение таблицы 16

45	46	ПС "Черемшаны" 110 кВ - ПС "Черемшаны" 6 кВ	7.94	138. 64	1.1	5.2	0.054	7	4
----	----	--	------	------------	-----	-----	-------	---	---

Токовая загрузка линий электропередачи сведена в таблицу 7.

Таблица 7 - Токовая загрузка ЛЭП

Название	I _{ветви} , А	I _{длит.доп} , А	Загрузка ветви, %
ПС "Д" 35 кВ - ПС "Горелое" 35 кВ	202	610	33.1
ПС "Садовая" 35 кВ - ПС "Горбуша" 35 кВ	80	390	20.4
ПС "Горбуша" 35 кВ - ПС "Промбаза" 35 кВ	76	390	19.5
ПС "Промбаза" 35 кВ - ПС "Фабричная 1" 35 кВ	74	390	19
ПС "Горелое" 110 кВ - ПС "Николаевка" 110 кВ	70	390	18
ПС "Фабричная 1" 35 кВ - ПС "Д" 35 кВ	69	390	17.6
ПС "Горелое" 110 кВ - ПС "Горбуша" 110 кВ	92	520	17.6
ПС "Сержантово" 35 кВ - ПС "Садовая" 35 кВ	67	390	17.3
Отпайка 126а - ПС "Р" 110 кВ	47	330	14.3
ПС "Плавзавод" 35 кВ - ПС "Сержантово" 35 кВ	55	390	14.2
ПС "Николаевка" 110 кВ - ПС "Горбуша" 110 кВ	53	390	13.6
Отпайка 153 - Отпайка 155	42	330	12.9
ПС "Р" 110 кВ - ПС "Тимофеевка" 110 кВ	43	330	12.9
ПС "Тимофеевка" 110 кВ - ПС "Ольга" 110 кВ	39	330	11.7
ПС "К" 110 кВ - Отпайка 126а	37	330	11.2
ПС "К" 220 кВ - Отпайка "Высокогорск"	72	710	10.1
ПС "Горбуша" 110 кВ - Отпайка 154	59	610	9.6
ПС "К" 220 кВ - ПС "Горелое" 220 кВ	67	710	9.5
Отпайка 155 - ПС "Терней" 110 кВ	25	265	9.3
Отпайка 156 - ПС "Терней" 110 кВ	24	265	9.2
Отпайка 155 - ПС "Пластун" 110 кВ	22	265	8.4
ПС "Горбуша" 110 кВ - Отпайка 153	32	390	8.1
Отпайка "Высокогорск" - ПС "Горелое" 220 кВ	57	710	8
ПС "К" 110 кВ - Отпайка 126	30	390	7.7

Продолжение таблицы 17

Отпайка 154 - Отпайка 156	43	610	7.1
Отпайка 156 - ПС "Пластун" 110 кВ	18	265	6.9
Отпайка 126 - ПС "Плавзавод" 110 кВ	22	390	5.8
Отпайка 126 - ПС "Богополь" 110 кВ	10	390	2.7
Отпайка 154 - ПС "Черемшаны" 110 кВ	15	610	2.5

Отпайка "Высокогорск" - ПС "Высокогорск" 220 кВ	17	710	2.5
Отпайка 153 - ПС "Черемшаны" 110 кВ	8	330	2.4
Отпайка 126а - ПС "Богополь" 110 кВ	8	330	2.4
ПС "Горбуша" 110 кВ - ПС "Плавзавод" 110 кВ	6	390	1.6

Максимальная токовая нагрузка составляет 33.1% на участке ПС "Д" 35 кВ - ПС "Горелое" 35 кВ. Нагрузка линии, питающей проектируемую подстанцию, составляет 9.3 %.

Токовая нагрузка трансформаторов представлена в таблице 8.

Таблица 8 - Токовая нагрузка трансформаторов

Название	$I_{\text{доп.ВН}}, \text{А}$	$I_{\text{расч.ВН}}, \text{А}$	$I_{\text{доп.СН}}, \text{А}$	$I_{\text{расч.СН}}, \text{А}$
АТДЦТН-63000/220/110/6	165.3	47	330.7	89.3
АТДЦТН-63000/220/110/6	165.3		330.7	
ТДТН-25000/110/35/6	131.2		412.4	
ТДТН-25000/110/35/6	131.2	29.7	412.4	88.7
ТМН-6300/110/10	33.1	7.3		
ТМН-2500/110/10	13.1	7.3		
ТМН-6300/110/6	33.1			
ТМН-6300/110/6	33.1			
ТМН-6300/110/6	33.1			
ТМН-2500/110/6	13.1			
ТМН-10000/110/10	52.5			
ТМН-6300/110/10	33.1			

Продолжение таблицы 18

ТДТН-25000/220/35/6	131.2	17	412.4	101.5
АТДЦТН-125000/220/110/10	328	59.6	656.1	113.3
АТДЦТН-125000/220/110/10	328	59.6	656.1	113.3
ТДТНЖ-40000/110/35/6	209.9	56.9	659.8	169.9

ТМН-6300/35/6	103.9			
ТДТН-25000/110/35/6	131.2	8.5	412.4	0
ТДТН-25000/110/35/6	131.2	8.5	412.4	0
ТДТН-63000/110/35/6	330.7		1039.2	
ТДТН-63000/110/35/6	330.7	53.1	1039.2	158.7
ТДН-10000/110/6	52.5	7.3		
ТДТН-10000/110/35/6	52.5	24.1	165	71.9
ТДТН-10000/110/35/6	52.5		165	
ТМН-1600/35/6	26.4	16.2		
ТДН-10000/110/10	52.5	38.1		
ТДН-16000/110/10	84	38.1		
ТМН-6300/110/10	33	20.6		

Фактический ток на сторонах силовых трансформаторов в нормальном режиме так же не превышает максимальных допустимых значений.

Структура потерь в схеме нормального режима сведена в таблицу 9.

Таблица 9 - Потери в схеме

Район	D_p , МВт	$dP_{\text{нагр}}$, МВт	$dP_{\text{ЛЭП}}$, МВт	$dP_{\text{Тр}}$, МВт	$dP_{\text{пост}}$, МВт	$\Sigma_{\text{ЛЭП}}$, МВт	$\Sigma_{\text{Тр}}$, МВт
Тернейский район	1.74	1.19	0.92	0.27	0.55	0	0.55

Относительно мощности генерации базисного узла, которая равна 66.5 МВт, потери в схеме нормального режима равны 2.617%.

Параметры режима электрической сети и её графическое представление приведены в приложении Г.

Так же были просчитаны аварийные режимы проектируемого сегмента приведённого эквивалента, где в качестве отключаемых элементов

выступили участок сети Отпайка 156 - ПС "Терней" и один из его силовых трансформаторов.

Максимальные снижения напряжения в данных режимах для высокой и низкой стороны соответственно равны 4.1% и -3.36%.

Токовая нагрузка проектируемого участка в послеаварийном режиме равна 19.5%.

В результате расчёта параметров режима электрической сети был сделан вывод, что все электрические параметры находятся в допустимых пределах, следовательно, силовое оборудование выбрано верно и предлагаемый вариант подключения подстанции к электрической сети принят к дальнейшей проектировке.

3 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

При проектировании электроэнергетических систем необходимо рассчитывать различные режимы её работы: нормальный режим, холостой ход, утяжеленный, послеаварийный, аварийный. Особое внимание стоит уделить аварийному режиму, так как неисправности в сети, возникающие в

аварийных ситуациях способны привести к смерти или причинить вред здоровью обслуживающему персоналу, повредить или вывести из строя электрооборудование, вызвать каскадный сбой работы энергосети.

К аварийным режимам работы электросети можно отнести:

- слабый ток, вызванный частичным разрывом цепи или замыканием на корпус, в результате чего в цепи появляется дополнительное сопротивление, ограничивающее ток;
- низкое напряжение, вызванное коммутацией электроприборов, носит кратковременный характер;
- скачок напряжения - увеличение значения напряжения электроприбора в десятки или сотни раз вследствие резкого обрыва нагрузки или, например, удара молнии;
- короткое замыкание (КЗ) - резкое возрастание электрического тока в цепях электроустановок, не предусмотренное нормальным режимом работы сети, которое приводит к сбоям работы оборудования.

Наиболее частой причиной возникновения аварийных режимов работы являются короткие замыкания. Для исключения возможности их негативного действия, с ними начинают бороться ещё на стадии проектирования. Для этого рассчитывают теоретические значения токов короткого замыкания, по расчётным данным выбирают электрические аппараты и устройства релейной защиты.

В трёхфазных сетях возникают следующие виды коротких замыканий: трёхфазные - симметричное замыкание - все три ветви находятся в одинаковых условиях, а величина переходного сопротивления равна нулю; двухфазное - несимметричное короткое замыкание, особой фазой которой является провод, не подверженный воздействию переходного сопротивления; однофазное - замыкание, возникающее в результате падения фазного провода на землю; двухфазное на землю - короткое замыкание, причиной которого является падение сразу двух проводов на землю.

В результате возникновения несимметрии, аварийные токи удобнее представить в виде суммы трёх различных последовательностей: прямой (направление тока от источника питания к нагрузке), обратной (направление тока от нагрузки к источнику питания); нулевой (ток в нейтральном проводе или земле). Для расчёта тока каждой из последовательностей первоначально составляются их одноимённые схемы замещения.

В схему замещения прямой и обратной последовательностей вносятся своими фактическими сопротивлениями, так как от изменения порядка чередования фаз сопротивления элементов не изменятся, однако в схеме замещения обратной последовательности ЭДС принимают равной нулю - закорачивают. Для учёта влияния нагрузок в схемы замещения так же вносят их сопротивления в относительных единицах, равные 0.35, а так же ЭДС, принятые 0.85 о.е. Схема замещения нулевой последовательности существенно отличается от схем прямой и обратной последовательностей. Влияние будет иметь заземление нейтрали трансформаторов. Для возможности протекания тока нулевой последовательности нейтраль трансформатора должна быть заземлена, в то время как схема соединения треугольником является фильтром нулевой последовательности и сопротивление этого трансформатора в схему замещения не вносится. В результате протекания тока нулевой последовательности по линиям электропередачи они увеличивают индуктивное сопротивление линии, поэтому для нахождения можно воспользоваться допущением, что отношение сопротивлений ЛЭП нулевой и прямой последовательности равно трём.

Расчёт токов короткого замыкания был произведен приближённым приведением в относительных единицах. Для учёта влияния системы был получен её эквивалент, используя одноименную операцию в ПВК RastrWin3, сопротивление системы составило $24.32 + j42.198$ Ом. В качестве базисного напряжения взято номинальное напряжение высокой стороны расчётной ПС -

110 кВ, за базисную мощность - 100 МВА. Пересчёт сопротивлений ЛЭП и трансформаторов производился по формуле 10:

$$Z_{o.e.}^* = Z_{u.e.} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} \quad (10)$$

Для учёта влияния нагрузки вводится его сопротивление, приведённое к базисному напряжению, рассчитанное по формуле 11:

$$Z_{нагр.o.e.}^* = 0.35 \cdot k_{тр}^{-2} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{нагр.u.e.}} \quad (11)$$

Принимая во внимание вышесказанное, для расчётного участка, представленного на рисунке 8, были составлены схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей, представленные соответственно на рисунках 9, 10 и 11.

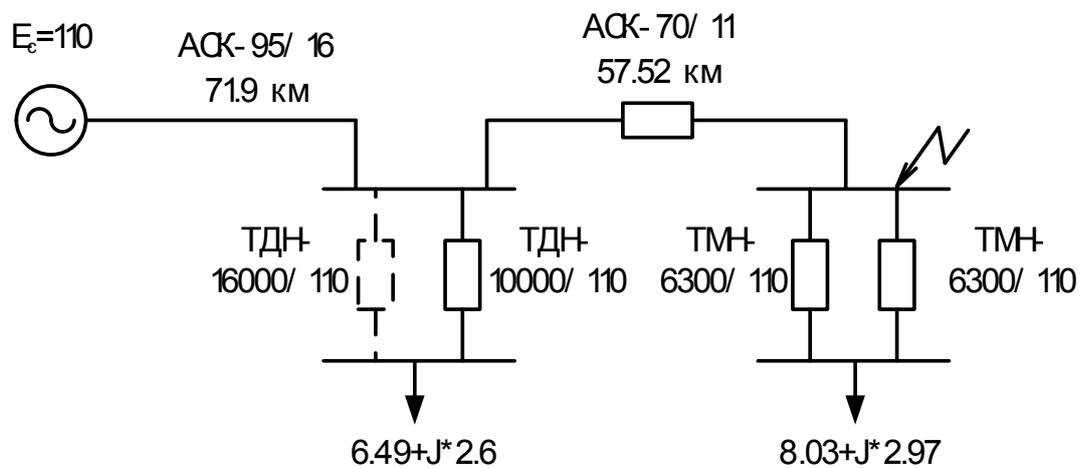


Рисунок 8 - Исходная схема для расчёта ТКЗ

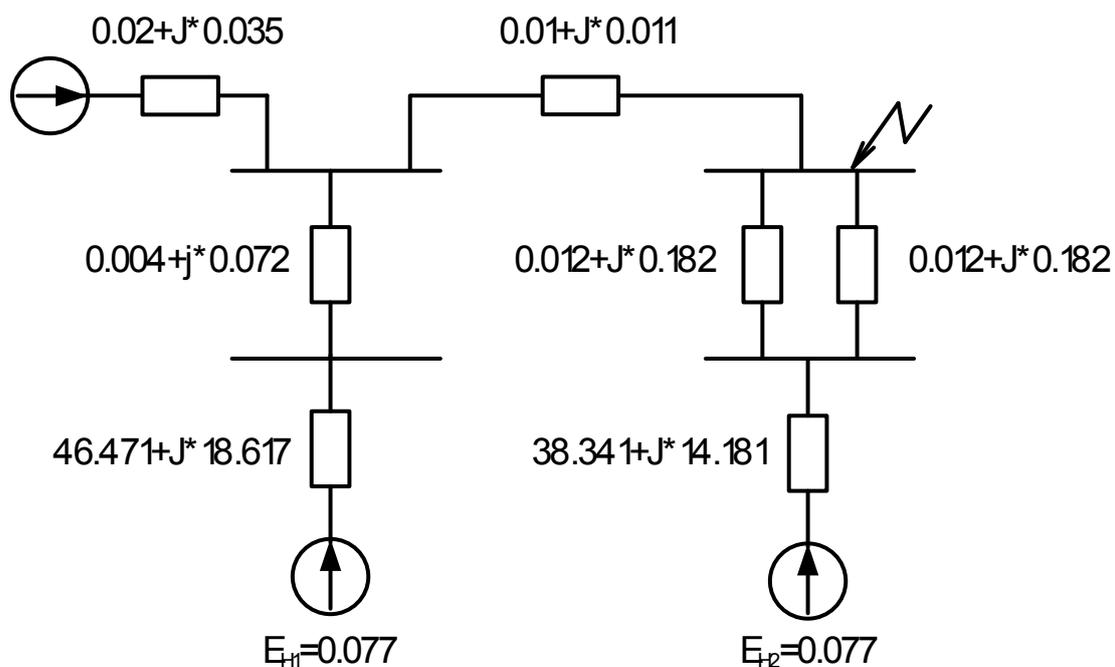


Рисунок 9 - Схема замещения прямой последовательности

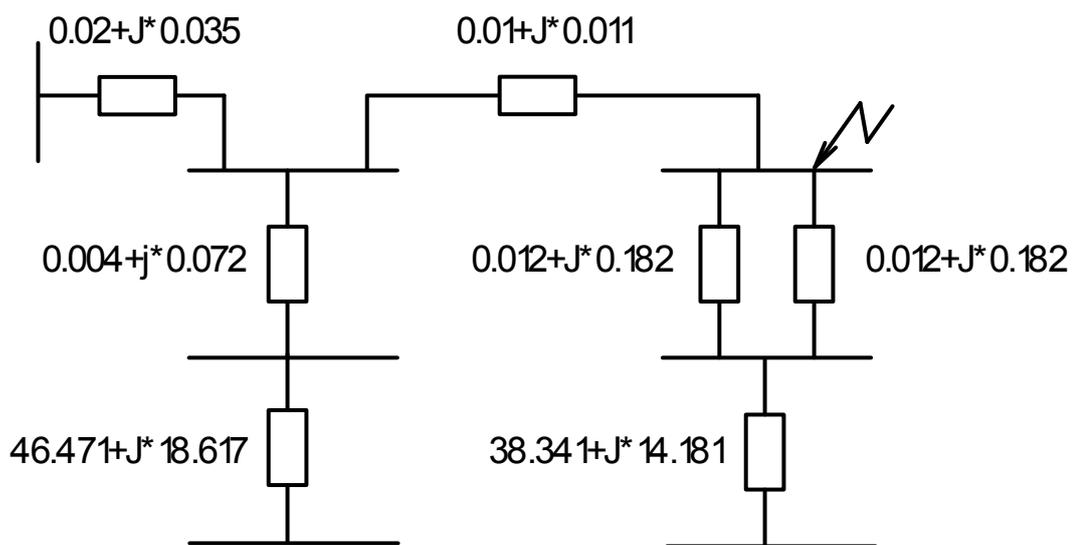


Рисунок 10 - Схема замещения обратной последовательности

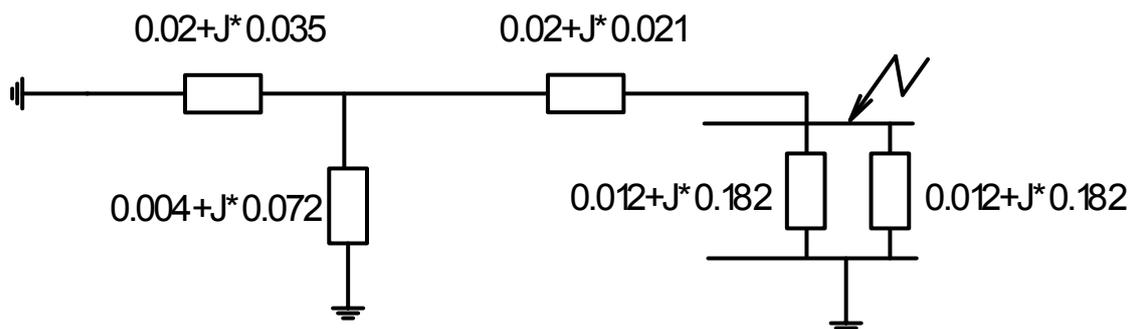


Рисунок 11 - Схема замещения нулевой последовательности

Для расчёта трёхфазного короткого замыкания на шинах высокого напряжения ПС Терней необходимо с помощью эквивалентных преобразований привести схему замещения прямой последовательности к одному эквивалентному ЭДС, одному сопротивлению и расчётному узлу:

$$\begin{aligned}
 Z_1^* &= Z_{нагр.Пластун}^* + Z_{тр.Пластун}^* = 0.558 + j \cdot 0.294 \\
 Z_2^* &= Z_{Системы}^* = 0.02 + j \cdot 0.035 \\
 Z_3^* &= \frac{Z_1^* \cdot Z_2^*}{Z_1^* + Z_2^*} + Z_{Л.Пластун-Терней}^* = 0.03 + j \cdot 0.043 \\
 E_{эkv.1}^* &= \frac{E_c^* \cdot Z_1^* + E_{H1}^* \cdot Z_2^* \cdot k_{mp1}^{-1}}{Z_1^* + Z_2^*} = 0.988 - j \cdot 0.007 \\
 Z_4^* &= Z_{нагр.Терней}^* + \frac{Z_{тр.Терней}^*}{2} = 0.463 + j \cdot 0.26 \\
 Z_{эkv.ЛП}^* &= \frac{Z_3^* \cdot Z_4^*}{Z_3^* + Z_4^*} = 0.029 + j \cdot 0.038 \\
 E_{эkv.ЛП}^* &= \frac{E_{эkv.1}^* \cdot Z_4^* + E_{H2}^* \cdot Z_3^* \cdot k_{mp2}^{-1}}{Z_3^* + Z_4^*} = 0.97 - j \cdot 0.014 \\
 I_{3\phi}^* &= \frac{E_{эkv.ЛП}^*}{Z_{эkv.ЛП}^*} = 11.983 - j \cdot 16.148
 \end{aligned}$$

Для перевода тока КЗ из относительных единиц в именованные рассчитанный ток необходимо домножить на базисное значение тока, рассчитанное по формуле 12:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} \quad (12)$$

Тогда значение периодической составляющей трёхфазного тока КЗ на шинах ВН ПС Терней будет:

$$I_{3\phi}^{пер} = I_{3\phi}^* \cdot I_{\sigma} = 0.629 - j \cdot 0.848 = 1.055 \cdot e^{j \cdot (-53.422^{\circ})} \text{ кА.}$$

Значение аperiodической составляющей рассчитывается, как произведение периодической составляющей и корня из двух:

$$I_{3\phi}^{aper} = \sqrt{2} \cdot I_{3\phi}^{nep} = 1.493 \cdot e^{j \cdot (-53.42^\circ)} \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{y\delta} = I_{nep} + I_{aper} \cdot e^{\frac{-0.01 \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot r_{\Sigma}}{x_{\Sigma}}}, \quad (13)$$

где f - промышленная частота сети, 50 Гц;

r_{Σ} - эквивалентное активное сопротивление;

x_{Σ} - эквивалентное реактивное сопротивление.

Действующее значение ударного тока составляет:

$$I_{y\delta} = 1.628 \text{ кА.}$$

Для проверки правильности расчёта схема была смоделирована в ПВК RastrWin3, создан шаблон Динамика, смоделированы параметры схемы, рассчитан ток КЗ на шине ВН ПС Терней. На рисунках 12, 13, 14 и 15 изображены соответственно вкладки Узлы/Несим/ИД, Ветви/Несим/ИД, Генератор/Несим, Состав/Несим:

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			y	1	Пластун ВН		110
2	<input type="checkbox"/>			зак	2	Пластун НН		10
3	<input type="checkbox"/>			y	3	Терней ВН		110
4	<input type="checkbox"/>			зак	4	Терней НН		10
	<input checked="" type="checkbox"/>							

Рисунок 12 - Вкладка Узлы/Несим/ИД

	O	S	Тип	s0	tr0	N_нач	N_кон	Название	R	X	r0	x0	Кт/r
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	1	2	Пластун ВН - Пластун НН	4,39	86,68	4,390	86,680	0,100
2	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	1	3	Пластун ВН - Терней ВН	24,62	25,54	73,860	76,620	
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	1	3	Пластун ВН - Терней ВН	24,62	25,54	73,860	76,620	
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	3	4	Терней ВН - Терней НН	14,66	219,93	16,660	219,930	0,100
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	3	4	Терней ВН - Терней НН	14,66	219,93	14,660	219,930	0,100
	<input checked="" type="checkbox"/>												

Рисунок 13 - Ветви/Несим/ИД

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Угол
1			1	Система	1	24,318	42,198	24,318	42,198			110,000	
2			2	Пластун НН	2	6,702	2,685	6,702	2,685			8,500	
3			3	Терней НН	4	5,529	2,045	5,529	2,045			8,500	

Рисунок 14 - Генератор/Несим

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1
1		1	1	3ф	3	1,0554	-53,42

Рисунок 15 - Состав/Несим

Анализируя результаты расчёта, можно убедиться, что значения ручного и компьютерного расчёта совпадают абсолютно, следовательно, расчёт произведен верно.

При расчёте несимметричных коротких замыканий (двухфазного, однофазного, двойного замыкания на землю) было использовано правило эквивалентности прямой последовательности. Согласно ему, для расчёта любого несимметричного КЗ достаточно к эквивалентному сопротивлению прямой последовательности добавить вносимое сопротивление шунта, зависящее от вида КЗ (6). Формулы расчёта вносимого сопротивления сведены в таблицу 10.

Таблица 10 - Формулы расчёта вносимого шунта

Вид КЗ	Формула расчёта шунта
--------	-----------------------

Вид КЗ	Формула расчёта шунта
Трёхфазное	$x_{ш} = 0$
Двухфазное	$x_{ш} = x_{экр.О.П.}$
Однофазное	$x_{ш} = x_{экр.О.П.} + x_{экр.Н.П.}$
Двойное замыкание на землю	$x_{ш} = \frac{x_{экр.О.П.} \cdot x_{экр.Н.П.}}{x_{экр.О.П.} + x_{экр.Н.П.}}$

С помощью аналогичных эквивалентных преобразований были получены эквивалентные сопротивления обратной и нулевой последовательности, рассчитаны сопротивления вносимых шунтов и постоянные времени для каждого вида короткого замыкания. Результаты расчёта приведены в таблице 11.

Таблица 11 - Параметры шунта

Вид КЗ	Сопротивление вносимого шунта, о.е.	Постоянная времени, с
Трёхфазное	0	0.00439
Двухфазное	$0.029+j*0.038$	0.00439
Однофазное	$0.193+j*0.065$	0.00412
Двойное замыкание на землю	$0.029+j*0.027$	0.00431

Расчётные значения для сторон ВН и НН ПС "Терней" при различных видах короткого замыкания приведены в таблице 12.

Таблица 12 - Расчётные токи короткого замыкания

Вид КЗ	Сторона			
	ВН		НН	
	Модуль, кА	Угол, °	Модуль, кА	Угол, °

Вид КЗ	Сторона			
	ВН		НН	
	Модуль, кА	Угол, °	Модуль, кА	Угол, °
I3ф.пер	1.06	-53.42	4.27	-66
I3ф.апер	1.49	-53.42	7.4	-66
I3ф.уд	1.63	-53.42	7.31	-66
I2ф.пер	0.53	-53.42	2.14	-66
I2ф.апер	0.75	-53.42	3.02	-66
I2ф.уд	0.81	-53.42	3.65	-66
I1ф.пер	0.21	-25.8	2.13	-66
I1ф.апер	0.29	-25.8	3.02	-66
I1ф.уд	0.29	-25.8	3.65	-66
I1,1ф.пер	0.58	-49.2	4.27	-66
I1,1ф.апер	0.83	-49.2	6.04	-66
I1,1ф.уд	0.88	-49.2	7.31	-66

4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

На этапе проектирования электрической части вводимой подстанции необходимо подобрать и разместить на его территории электрические аппараты, отвечающие условиям надёжности электроснабжения,

обеспечивающие высокие технико-экономические показатели и высокие показатели качества электрической энергии.

4.1 Выбор выключателей

Выключатель - электрический аппарат, предназначенный для коммутации (включения или отключения) цепей схемы под нагрузкой в любых режимах работы электрической сети.

В связи с работой выключателя под нагрузкой, к нему предъявляются повышенные требования при выборе и проверке: отключение тока любой величины; быстрота срабатывания; наличие устройства АПВ; возможность полюсного управления; удобство монтажа, эксплуатации и обслуживания.

При выборе выключателей руководствуются следующими требованиями:

- номинальное напряжение места установки выключателя не превышает его каталожное номинальное напряжение;
- номинальный ток ячейки РУ не превышает номинальный ток выбранного выключателя;
- производится проверка выключателя на отключающую и включающую способности;
- производится проверка по термической и динамической устойчивости к токам короткого замыкания.

Для распределительного устройства высокой стороны подстанции Терней был выбран автоматический выключатель марки LTB145D1/B - элегазовый выключатель с автокомпрессионной дугогасительной камерой (дугогасительное устройство использует энергию самой дуги, обеспечивая механической нагрузки на сам выключатель), с пружинным приводом, с возможностью эксплуатации при температуре от -60° до $+40^{\circ}$, повышенной сейсмостойкости.

Сравнение каталожных и расчётных параметров выключателя LTB145D1/B приведены в таблице 13.

Таблица 13 - Сравнение каталожных и расчётных параметров выключателя LTB145D1/B

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 46 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 0.76 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 0.76 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛ}$
$I_T^2 \cdot t_T = 3200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 30.88 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 1.187 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$i_{АНОМ} = 26.59 \text{ кА}$	$i_{ат} = 1.08 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{АНОМ}$

Внешний вид выключателя изображен на рисунке 16.



Рисунок 16 - Внешний вид выключателя LTB145D1/B

Для распределительного устройства низкого напряжения был выбран автоматический выключатель марки VD4 - вакуумный выключатель с приводом с запасённой энергией и свободными расцепителями, обеспечивающие безопасность и контроль при исполнении их в шкафах КРУ.

Расчётные и каталожные параметры выключателя сведены в таблицу 14.

Таблица 14 - Каталожные и расчётные параметры выключателя VD4

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 46 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{ВКЛ} = 16 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 3.413 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 16 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 3.413 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛ}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 1378 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
$i_{дин} = 256 \text{ кА}$	$i_{уд} = 6.594 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$i_{АНОМ} = 16 \text{ кА}$	$i_{ат} = 5.912 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{АНОМ}$

Внешний вид выбранного выключателя представлен на рисунке 17.

Структура полюса



Рисунок 17 - Внешний вид выключателя VD4

4.2 Выбор разъединителей

Разъединитель - электрический аппарат, предназначенный для обеспечения видимого разрыва в цепи без нагрузки. Алгоритм выбора и проверки разъединителя аналогичен алгоритму выбора и проверки

выключателя, однако, ввиду невозможности коммутации разъединителя под нагрузкой, его проверка по отключающей способности не требуется.

Расчётные данные для выбора разъединителя были взяты аналогичные, что и для выбора выключателя.

На стороне 110 кВ подстанции Терней были выбраны разъединители марки РДЗ.1-110/1000УХЛ1 и РДЗ.2-110/1000УХЛ1 с одним и двумя заземляющими ножами соответственно.

Разъединители данной марки имеют два полюса, предназначены для включения или отключения обесточенных участков цепи, диапазон температур от -60° до $+40^{\circ}$.

В таблице 15 приведены параметры для выбора выключателей на стороне 110 кВ.

Таблица 15 - Параметры разъединителей марки РДЗ.1-110/1000УХЛ1 и РДЗ.2-110/1000УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{P_{MAX}} = 46 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 6.594 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
Главные ножи		
$B_K = 3964 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 30.88 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$B_K = 992.25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 30.88 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

Внешний вид выбранных разъединителей приведён на рисунке 18.



Рисунок 18 - Внешний вид разъединителя марки РДЗ.2-110/1000УХЛ1

4.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока - электрический аппарат, предназначенный для питания измерительных приборов и приборов защиты. Конструктивно он представляет собой трансформатор с двумя вторичными обмотками с токами 5А или 1А и двумя сердечниками.

При выборе трансформатора тока руководствуются номинальным напряжением его исполнения, току в первичной цепи, термической и динамической стойкости токам короткого замыкания, заданному классу точности.

Перед выбором трансформаторов тока необходимо первоначально выбрать тип и число измерительных приборов, присоединяемых ко вторичной цепи, определить сопротивление соединительных проводов и контактов. Суммарное сопротивление нагрузки на вторичную обмотку трансформатора тока сравнивается с предельно допустимым сопротивлением с целью обеспечения заданного класса точности измерительных приборов.

По данным таблицы 16 была выбрана длина соединительного кабеля.

Таблица 16 - Длина соединительного кабеля

$U_H, \text{кВ}$	$l, \text{м}$
220	100 - 150
110	75 - 100
10	10

Минимальные сечения медных и алюминиевых проводов должны быть соответственно 2.5 мм^2 и 4 мм^2 , максимальные сечения соответственно равны 6 мм^2 и 10 мм^2 .

К установке был принят кабель марки АКРНГ длиной 100 м. Сопротивление провода рассчитывается по формуле 14:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S} \quad (14)$$

Сопротивление провода составляет:

$$r_{np} = \frac{0.028 \cdot 100}{4} = 0.7, \text{ Ом.}$$

Выбранные измерительные приборы и их распределение по фазам приведены в таблице 17.

Таблица 17 - Параметры измерительных приборов

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В*А		
		А	В	С
Амперметр	РА194I-2К4Т	5	5	5
Ваттметр	ЦП8506-120 ВУ	5	-	5
Варметр	СТ3021-5	5	-	5
Счетчик АЭ и РЭ	СЕ - 302	9	9	9
ИТОГО		24	14	24

Сопротивление измерительных приборов, подключенных ко вторичной обмотке трансформатора тока, принятой 1 А, рассчитывается по формуле 15:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2} \quad (15)$$

Расчётное сопротивление измерительных приборов составляет:

$$r_{\text{приб}} = \frac{24}{1^2} = 24, \text{ Ом.}$$

При подключении ко вторичной обмотке более трёх измерительных приборов сопротивление контактов принимается 0.1 Ом.

Таким образом, суммарное сопротивление нагрузки составляет:

$$r_{\text{сумм}} = 0.7 + 24 + 0.1 = 24.8, \text{ Ом.}$$

Для установки на стороне 110 кВ был принят трансформатор тока марки TG145N750-1500/1 - элегазовый трансформатор тока, предназначенный для эксплуатации во всех климатических зонах мира, высокой механической прочности.

Сравнение расчётных и каталожных данных сведены в таблицу 18.

Таблица 18 - Сравнение каталожных и расчётных данных трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1500 \text{ А}$	$I_p = 600 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$r_{2\text{НОМ}} = 83.5 \text{ Ом}$	$r_2 = 24.8 \text{ Ом}$	$r_2 \leq r_{2\text{НОМ}}$

Продолжение таблицы 28

$I_{\text{дин}} = 120 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 1.187 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
-----------------------------------	------------------------------------	-------------------------------------

$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 30,88\text{кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
---	----------------------------------	----------------------------

Внешний вид выбранного трансформатора тока представлен на рисунке 19.



Рисунок 19 - Внешний вид трансформатора тока

Вторичная нагрузка трансформатора тока на стороне 10 кВ приведена в таблице 19.

Таблица 19 - Вторичная нагрузка трансформаторов тока на стороне 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	7КТ1 1	2	2	2
Ваттметр	7КТ1 30	5	-	5
Варметр	7КТ1 30	5	-	5

Продолжение таблицы 29

Счетчик АЭ и РЭ	7КТ1 16	4.8	4.8	4.8
-----------------	---------	-----	-----	-----

ИТОГО		16.8	6.8	16.8
-------	--	------	-----	------

При длине соединительного провода 10 м его сопротивление составляет:

$$r_{np} = \frac{0.028 \cdot 10}{4} = 0.07, \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов принимается 0.1 Ом.

Суммарное сопротивление нагрузки на трансформатор тока 10 кВ составляет:

$$r_{сумм} = 0.07 + 16.8 + 0.1 = 16.97, \text{ Ом.}$$

К установке принят трансформатор тока марки СТЗ/150/1.

Условия выбора трансформатора тока отображены в таблице 20.

Таблица 20 - Условия выбора трансформатора тока 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 150 \text{ А}$	$I_P = 46 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2НОМ} = 33.3 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0.792 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{дин} = 132.5 \text{ кА}$	$i_{уд} = 6.6 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 3721 \text{ кА}^2\text{с}$	$ВК = 1378 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq Вк$



Рисунок 20 - Внешний вид трансформатора тока марки СТ3/150/1

4.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения - электрические установки, предназначенные для питания приборов контроля, релейной защиты и автоматики, приборов учёта.

Конструктивно представляет собой трансформатор напряжения, соединённый по схеме "открытый треугольник" с обязательным заземлением нейтрали.

Методика выбора трансформатора напряжения схожа с методикой выбора силового трансформатора и трансформатора тока - необходимо выбрать, рассчитать и распределить пофазно число и мощность измерительных приборов, рассчитать суммарную нагрузку и выбрать подходящую марку трансформатора тока.

Число и мощность измерительных приборов, подключенных к трансформатору напряжения на стороне 110 кВ, представлены в таблице 21.

Таблица 21 - Параметры оборудования на трансформатор напряжения 110 кВ

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
Вольтметр	4	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	4	ЦП 8501/17	10

Варметр	15	ЦП 8506/120	30
Счетчик комплексный	15	СЕ 304	30
Итого	38		80

При коэффициенте нагрузки 0.75 суммарная мощность нагрузки составит:

$$S_{нагр} = \sqrt{80^2 + (80 \cdot 0.75)^2} = 100, \text{ МВА.}$$

К установке принят трансформатор напряжения марки НАМИ-110-У.

Таблица 22 - Расчётные параметры трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 250 \text{ ВА}$	$S_P = 100 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Внешний вид НАМИ-110-У изображён на рисунке 21.



Рисунок 21 - Внешний вид трансформатора напряжения 110 кВ

Аналогично выбираются трансформаторы напряжения для низкой стороны расчётной подстанции.

Число и мощность измерительных приборов, подключенных к трансформатору напряжения на стороне 10 кВ, представлены в таблице 23.

Таблица 23 - Параметры оборудования на трансформатор напряжения 10 кВ

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	10
Варметр	7	ЦП 8506/120	14
Счетчик комплексный	7	СЕ 304	14
Итого	18		48

Суммарная мощность нагрузки составит:

$$S_{нагр} = \sqrt{48^2 + (48 \cdot 0.75)^2} = 60, \text{ МВА.}$$

К установке принят трансформатор напряжения марки НАМИТ-10-У.

Таблица 24 - Расчётные параметры трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{Н} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НТ} \geq U_{Н}$
$S_{Н} = 60 \text{ ВА}$	$S_{Р} = 60 \text{ ВА}$	$S_{Н} \geq S_{Р}$

Внешний вид изображён на рисунке 22.



Рисунок 22 - Внешний вид НАМИТ-10-У

4.5 Выбор шинных конструкций

4.5.1 Выбор жёстких шин

Для закрытых распределительных устройств рекомендуются к установке однополосные и двухполосные шины при токе менее 3 кА, при больших токах рекомендуется применять шины коробчатого сечения.

Выбранные шины должны отвечать требованиям допустимого тока, проверке на термическую стойкость. Согласно ПУЭ ошиновка не проверяется по экономическим токовым интервалам.

Максимальный рабочий ток составляет 46 А - приняты к установке алюминиевые шины 80*10 мм с максимальным допустимым током 2900 А.

Проверка по термической стойкости производится по формуле:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (16)$$

где С - температура нагрева шин током короткого замыкания.

$$q_{min} = \frac{\sqrt{1378 \cdot 10^6}}{82} = 452.7 \text{ мм}^2.$$

Частота собственных колебаний алюминиевых шин определяется по формуле:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (17)$$

где J - момент инерции поперечного сечения шины, см⁴;

q - поперечное сечение шины, см².

$$f_0 = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{42,7}{8}} = 278, \text{ Гц.}$$

где J -момент инерции шины;

q -поперечное сечение шины.

4.5.2 Выбор гибких шин

Гибкие шины используются для соединения распределительного устройства с трансформаторами или генераторами, при исполнении их пучком, закрепляя в кольцах-обоймах. Такие шины используются в установках напряжением выше 35 кВ. Механическую нагрузку несут в основном сталеалюминевые провода, токоведущими являются алюминиевые провода.

Для крепления гибких шин используют гирлянду подвесных изоляторов с достаточным междуфазным расстоянием. При выборе гибких шин необходима проверка на динамическую устойчивость, которая, согласно ПУЭ, минимальная при двухфазных коротких замыканиях.

На стороне 110 кВ был выбран сталеалюминевый провод марки АС-95/16.

При проверке гибких шин по условиям коронирования, необходимо, чтобы максимальная критическая напряжённость поля превышала напряжённость поля на поверхности провода.

Максимальная критическая напряжённость рассчитывается по формуле:

$$E_o = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_o}}\right), \quad (18)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (0.82);

r_o – радиус провода (0.7).

Максимальная критическая напряжённость составляет:

$$E_o = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,7}}\right) = 33,73 \text{ кВ/см.}$$

Напряжённость поля на поверхности провода рассчитывается по формуле:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_o \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_o}}, \quad (19)$$

где D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз (500 см).

Напряжённость поля на поверхности провода составляет:

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,7 \cdot \lg \frac{500}{0,7}} = 19,5 \text{ кВ/см.}$$

$$1,07 \cdot 19,49 \leq 0,9 \cdot 34,2$$

$$20,9 \leq 30,8$$

Выбранный провод удовлетворяет требованиям проверки на корону.

4.6 Выбор изоляторов

Основные параметры выбора изоляторов - номинальное напряжение и механическая нагрузка на изоляторы. Согласно ПУЭ, механическая нагрузка не должна превышать шестидесяти процентов от максимальной допустимой нагрузки на гирлянду изоляторов.

Для высокой стороны расчётной подстанции были выбраны изоляторы марки ОСК-6-110-24-3-УХЛ1.

$$F_{расч.} = 950 \text{ Н} \leq F_{дон} = 3750 \text{ Н}$$

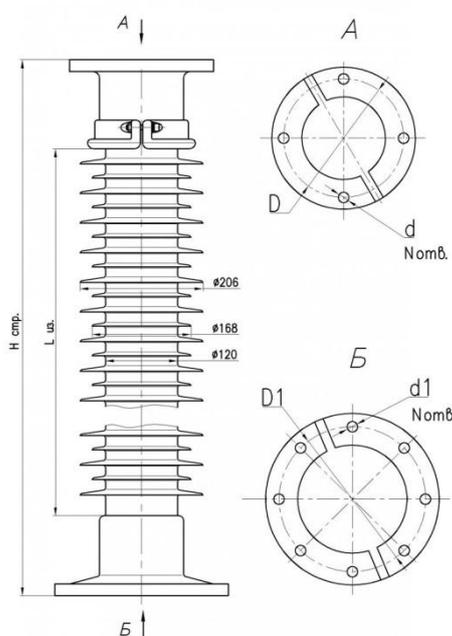


Рисунок 23 - Изолятор ОСК-6-110-24-3-УХЛ1

На стороне 10 кВ выбран проходной изолятор марки ИПК-10/1000-IV/II-A-УХЛ1.

$$F_{расч.} = 480 \text{ Н} \leq F_{дон} = 3750 \text{ Н}$$

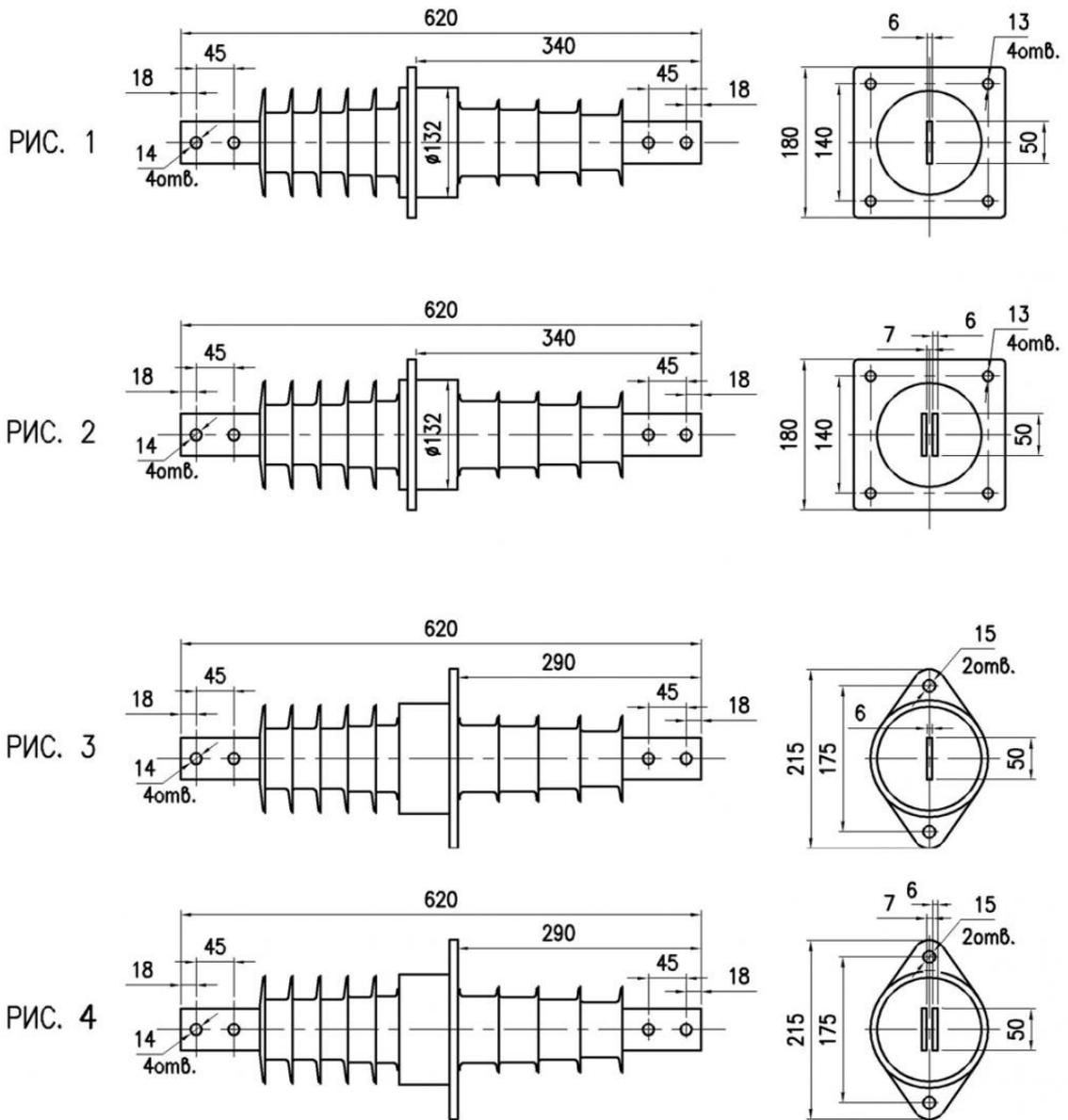


Рисунок 24 - Изоляторы ИПК-10/1000-IV/II-A-УХЛ1

4.7 Выбор ограничителей перенапряжения

Нелинейные ограничители перенапряжения служат для защиты электрооборудования от перенапряжений, вызванных коммутацией или ударом молнии.

Конструктивно ограничители перенапряжений выполнены в виде последовательно соединённых блоков, подключённых параллельно защищаемому объекту.

На стороне 110 кВ выбран ОПН марки ОПН – 110/86/10/550-УХЛ1, на стороне 10 кВ - ОПН-10/7,2/10/400-УХЛ1.

Основные характеристики выбранных ограничителей приведены в таблице 25.

Таблица 25 - Основные характеристики ОПН

Тип	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
ОПН – 110/86/10/550 УХЛ1	110	86	10	40
ОПН-10/7,2/10/400 УХЛ1	10	7,2	10	19,2

4.8 Выбор комплектных распределительных устройств

Комплектное распределительное устройство - распределительное устройство, представляющее собой закрытые шкафы со встроенными электрическими аппаратами, измерительными и защитными приборами, вспомогательными устройствами.

Собранные шкафы готовы к монтажу и эксплуатации. После установки к ним закрепляют соединительные кабели, подключают к сборным шинам. Шкафы позволяют ускорить монтаж распределительного устройства, обеспечивают его надёжность и безопасность вследствие закрытия его металлическим кожухом.

Для распределительного устройства 10 кВ было выбрано комплектное распределительное устройство марки КРУ-СЭЦ-63, представленное на рисунке 25.



Рисунок 25 - КС-10УХЛ2 10кВ

Технические параметры КС-10УХЛ2 10кВ приведены в таблице 26.

Таблица 26 - Основные параметры КС-10УХЛ2 10кВ

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	2000

Продолжение таблицы 36

Номинальный ток отключения вакуумных	25
--------------------------------------	----

выключателей, кА	
Электродинамическая стойкость, кА	80
Термическая стойкость, кА/с	31,5
Тип выключателя	ВВУ
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный.

4.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

Мощность собственных нужд станции или подстанции зависит от её типа, наличия и мощности синхронных компенсаторов, состава потребителей, типа электрооборудования.

Основными потребителями собственных нужд выступают: оперативные цепи, аварийное освещение, система пожаротушения, обогрев, системы связи и телемеханики.

В связи с небольшой мощностью собственных нужд, электроприёмники подключаются к сети 380/220 В, питаются от понижающих трансформаторов собственных нужд.

Мощность ТСН рассчитывается исходя из нагрузок собственных нужд и учета коэффициента одновременности.

В представленной работе нагрузки собственных нужд были определены по типовым проектам, согласно которым мощность собственных нужд рассчитывается по формуле:

$$S_{расч} = \kappa_c \cdot \frac{P_{уст}}{\cos \varphi}, \quad (20)$$

где κ_c – коэффициент спроса собственных нужд (0.8);

$P_{уст}$ – ориентировочная установленная активная мощность собственных нужд (250 кВт);

$\cos \varphi$ - коэффициент мощности нагрузки (0.85).

Расчётная мощность собственных нужд подстанции составляет:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \frac{250}{0,85} = 235,294 \text{ кВА}$$

К установке приняты трансформаторы марки ТМ – 250/10.

4.10 Выбор аккумуляторных батарей

Аккумуляторные батареи служат источником постоянного тока для питания цепей управления, сигнализации, автоматики и освещения подстанции. Так же постоянный ток может быть получен путём выпрямления переменного, используя мостовые схемы или вентильные преобразователи.

Такое применение позволяет снизить затраты на покупку и обслуживание аккумуляторных батарей, одновременно упрощая оперативные цепи.

Установки постоянного тока включают в себя преобразователи энергии, аккумуляторные батареи, распределительное устройство.

При выборе аккумуляторных батарей руководствуются необходимой их ёмкостью, схеме присоединения к шине распределительного устройства, допустимого уровня напряжения в аварийном режиме.

Число основных элементов в батарее рассчитывается по формуле:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{н.а}}, \quad (21)$$

где $U_{ш}$ - напряжение на шинах;

$U_{н.а}$ - напряжение на элементе в режиме подзарядки.

Число элементов:

$$n = \frac{220}{1,75} = 125$$

Число добавочных элементов:

$$n_{\text{доб}} = n - n_0 \quad (22)$$

$$n_{\text{доб}} = 125 - 108 = 17$$

Типовое количество батарей:

$$N = 1.05 \cdot \frac{I_{\text{ав}}}{j} \quad (23)$$

где $I_{\text{ав}}$ - нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;
 j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

Типовое количество составляет:

$$N = 1.05 \cdot \frac{549}{25} = 23.06$$

Полученный номер округляется до большего целого- 24.

Проверка батарей проводится по толчковому току. Предварительно приняты к установке батареи марки СК – 24.

$$46 \cdot N \geq I_{\text{Tmax}} \quad (24)$$

где I_{Tmax} - максимальный толчковый ток для данного вида батарей (1269 А);
46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 24 = 1104 \text{ А}$$

Следовательно, был выбран аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{45} = 27,6$$

Окончательно приняты к установке аккумуляторные батареи марки СК
– 28.

Отклонение напряжения при толчковом токе составляет:

$$I_p = \frac{I_{Tmax}}{N} = \frac{1269}{28} = 45,3 \text{ А}$$

Выбор зарядного устройства:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_{II} = 0,15 \cdot 28 + 20 = 24,2 \text{ А}$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0 = 2,2 \cdot 108 = 236 \text{ В}$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП – 380/260 – 40/80.

Ток и напряжение подзаряда добавочных элементов:

$$I_{ПЗдоб} = 0,05 \cdot 28 = 1,4 \text{ А}$$

$$U_{ПЗдоб} = 2,2 \cdot 17 = 37,4 \text{ В}$$

Выбираем автоматическое подзарядное устройство типа АРН – 3.

Выбор зарядного устройства:

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{II} = 5 \cdot 28 + 20 = 160 \text{ А}$$

$$U_{ПЗ} = 2,75 \cdot n = 2,75 \cdot 125 = 343,75 \text{ В}$$

Выбираем зарядный агрегат из генератора постоянного тока П – 91.

4.11 Выбор высокочастотных заградителей

С целью ослабления помех, вызванных высоковольтными проводами, используют высокочастотные заградители.

Конструктивно они состоят из элемента настройки и силового реактора с естественным воздушным охлаждением. При монтаже их врезают в линейные провода.

На распределительном устройстве 110 кВ приняты к установке ВЧ заградители марки ВЗ-630-0,5-У1.

Основные технические характеристики приведены в таблице 278.

Таблица 28 - Сравнение каталожных и расчётных параметров ВЧ заградителя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{P_{MAX}} = 46 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$i_{пред.скв} = 41 \text{ кА}$	$i_{УД} = 1.187 \text{ кА}$	$i_{УД} \leq i_{дин}$
$I_2 T \cdot t_T = 2560 \text{ кА}^2\text{с}$	$BK = 30.88 \text{ кА}^2\text{с}$	$BK \leq I_2 T \cdot t_T$

Внешний вид и структурная схема заградителя представлены соответственно на рисунках 26.



Рисунок 26 - Внешний вид ВЗ-630-0,5 У1

При эксплуатации зданий и сооружений, имеющих металлическую конструкцию или металлические объекты, необходима их защита от прямых ударов молнии.

Открытые распределительные устройства напряжением 110 кВ и выше защищаются путём установки молниеотводов, установленных непосредственно на РУ, соединённых к контуру заземления этой подстанции. Распределительные устройства напряжением 35 кВ и ниже защищаются обособленными молниеотводами, имеющими собственные заземлители. Показателем грозоупорности подстанции является количество лет безаварийной эксплуатации, вызванной грозовыми перенапряжениями.

Для обеспечения устойчивой работы линии электропередачи к воздействию грозовых перенапряжений, необходим её расчёт при возможных прямых ударах молнии на её участок с последующим выбором и проверкой грозопровода. Показателем грозоупорности линии электропередачи является число её отключений, вызванные грозовыми перенапряжениями на 100 км длины за известное количество грозовых часов в году, обусловленных районом эксплуатации.

5.1 Грозоупорность линии электропередачи ПС "Пластун" - ПС "Терней"

Для расчёта эффективности грозозащиты линии электропередачи выделяют следующие расчётные случаи:

- прямой удар молнии в опору;
- прямой удар молнии в середину пролёта;
- прямой удар молнии в провод, минуя трос.

Исходя из (7) были выбраны проходные и анкерные опоры, несущие провод на расчетном участке, марки соответственно П110-4 и У110-1, представленные на рисунках 27 и 28.

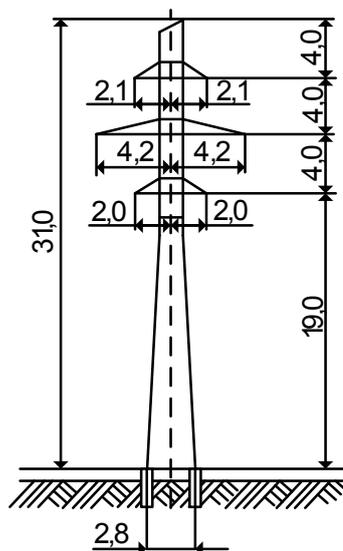


Рисунок 27 - Проходная опора П110-4

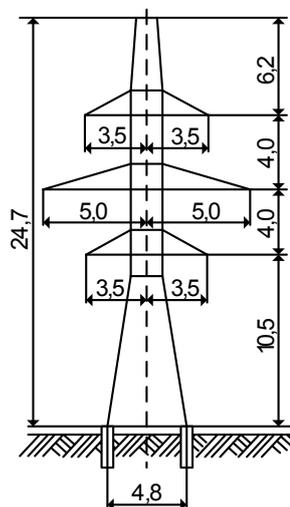


Рисунок 28 - Анкерная опора У110-1

Средняя высота подвеса провода рассчитывается по формуле:

$$h_{cp} = h_{mp} - \frac{2}{3} \cdot f_{mp}, \quad (25)$$

где h_{mp} – высота подвеса троса на опоре, м (31 м);

f_{mp} – стрела провеса троса, м, рассчитываемая по формуле:

$$f_{\max} = \frac{f_{\max}^{mp}}{3}, \quad (26)$$

$$f_{\max}^{mp} = h_{np} - h_{\Gamma}, \quad (27)$$

где h_{Γ} – высота габарита (минимальное расстояние системы провод – земля), м (6 м).

h_{np}^B – высота подвеса верхнего провода, м (27 м);

h_{np}^C – высота подвеса среднего провода, м, (23 м);

h_{np}^H – высота подвеса нижнего провода, м, (19 м);

$$f_{mp}^B = 27 - 6 = 21 \text{ м.}$$

$$f_{mp}^C = 23 - 6 = 17 \text{ м.}$$

$$f_{mp}^H = 19 - 6 = 13 \text{ м.}$$

$$f_{\max} = \frac{21+17+13}{3} = 17 \text{ м.}$$

$$h_{cp} = 31 - \frac{2}{3} \cdot 17 = 19.67$$

Общее число ударов молнии в опору рассчитывается по формуле:

$$N_{on} = 4 \cdot N \cdot \frac{h_{mp}}{l_{np}}, \quad (28)$$

где l_{np} - длина провода, м;

N – общее число ударов молнии на 100 км линии, определяется по формуле:

$$N = 0,2 \cdot P_0 \cdot \left(\frac{d_{mp} - mp}{2} + 5 \cdot h_{cp} - \frac{2 \cdot h_{cp}^2}{30} \right), \quad (29)$$

где d_{mp} - диаметр троса;

P_0 – плотность разряда линии на землю, определяется по формуле:

$$P_0 = 0,05 \cdot N_{г.д.}, \quad (30)$$

где $N_{г.д.}$ - число грозových дней (45).

$$P_0 = 0,05 \cdot 45 = 2,25$$

$$N = 0,2 \cdot 2,25 \cdot \left(\frac{2}{2} + 5 \cdot 19,67 - \frac{2 \cdot 19,67^2}{30} \right) = 33,1$$

$$N_{on} = 4 \cdot 33,1 \cdot \frac{31}{57,5} = 71,38$$

Вероятность перекрытия изоляции при прямом ударе молнии в опору определяется по формуле:

$$P_{ОП} = e^{-0,04 \cdot I_{KP}}, \quad (31)$$

где I_{KP} – критический ток молнии:

$$I_{KP} = \frac{U_{50\%}}{R_u + \frac{K_{омв}^2 \cdot L_0 \cdot h_{он}}{\tau_{\phi}} + \frac{M_0 \cdot h_{он}}{\tau_{\phi}}}, \quad (32)$$

где $U_{50\%}$ – пятидесятипроцентное разрядное напряжение для стандартного импульса отрицательной полярности, $U_{50\%} = 2640$ кВ;

R_u – импульсное сопротивление заземлителя опоры (при удельном сопротивлении грунта 100-500 Ом·м) $R_u = 15$;

$K_{оме}$ – коэффициент ответвления тока в опору 0,85-0,95,
 L_0 – индуктивность на единицу высоты опоры 0,5-0,7 мкГн/м,
 $h_{оп}$ – высота опоры, включая тросостойку, м,
 M_0 – коэффициент взаимной индукции между каналом молнии и телом опоры 0,2 мкГн/м;
 τ_ϕ – длительность фронта эквивалентной волны тока молнии 0,2 мкс;

$$I_{кр} = \frac{2640}{15 + \frac{0.85^2 \cdot 0.6 \cdot 31}{0.2} + \frac{0.2 \cdot 31}{0.2}} = 23.32 \text{ кА}$$

$$P_{оп} = e^{-0.04 \cdot 23.32} = 0.39$$

Расчётная вероятность перехода импульсного перекрытия в дугу определена по формуле:

$$\eta = \left(0.92 \cdot \frac{U}{l_{разр}} - 6 \right) \cdot 10^{-2}, \quad (33)$$

где U – длительное наибольшее рабочее напряжение, для 1100 кВ: $U = 145$ кВ;

$l_{разр}$ – длина разрядного пути, $l_{разр} = 2,16$ м.

$$\eta = 0.01 \cdot \left(0.92 \cdot \frac{145}{2.16} - 6 \right) = 0.56$$

Т.к. η меньше 0.9, то приравниваем его к 0.6.

Удельное число отключений линии при ударе молнии в опору определяем по формуле:

$$n_{on} = N_{on} \cdot P_{on} \cdot \eta \quad (34)$$

$$n_{on} = 71.38 \cdot 0.39 \cdot 0.6 = 16.7$$

2) Расчёт удельного числа отключений линии при прорыве молнии сквозь защиту.

Число прорывов молнии на 100 км линии:

$$N_{np} = N \cdot P_{\alpha} \quad (35)$$

где P_{α} – вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту,

$$P_{\alpha} = e^{\frac{1}{D}} \cdot \left(\frac{0,55}{\Delta h} \cdot \sqrt{\alpha \cdot h_{mp.cp} \cdot \Delta S} - \frac{9}{D} \right), \quad (36)$$

где D - вспомогательный коэффициент, вычисляемый по формуле:

$$D = 1 + U_{ном} \cdot \frac{h_{mp.cp}}{\Delta h} \cdot \left(\frac{U_{ном}^2 \cdot 117}{\Delta h \cdot \Delta S \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot h_{np.cp}}{r_{np}} \right)} \right)^3, \quad (37)$$

где ΔS - горизонтальное смещение провода относительно троса, равное 2.5 м;

$$D = 1 + 110 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{31}{6} \cdot \left(\frac{(110 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 117}{6 \cdot 2.5 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 17}{8.6} \right)} \right)^3 = 1.04,$$

Угол тросовой защиты α определён по формуле:

$$\alpha = \operatorname{tg} \frac{\Delta S}{\Delta h}, \quad (38)$$

$$\alpha = \operatorname{tg} \frac{2.5}{6} = 25.36^\circ$$

$$P_\alpha = e^{\frac{1}{1.04}} \cdot \left(\frac{0.55}{6} \cdot \sqrt{25.36 \cdot 17 \cdot 2.5} - \frac{9}{1.04} \right) = 3.7 \cdot 10^{-3}$$

Критическое значение тока молнии при прорыве сквозь защиту определяется как:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{кор.пр} \cdot 0.9}, \quad (39)$$

где $Z_{кор.пр} = 410$ Ом – волновое сопротивление коронирующего провода,

$U_{50\%}$ - разрядное напряжение при прорыве молнии сквозь тросовую защиту:

$$U_{50\%} = U_{50} \cdot (0.92 - 0.0121 \cdot e^{(0.74 - 0.06 \cdot I_{разр}) \cdot (I_{разр} - 3)}), \quad (40)$$

$$U_{50\%} = 1200 \cdot (0.92 - 0.0121 \cdot e^{(0.74 - 0.06 \cdot 2.16) \cdot (2.16 - 3)}) = 1095.3 \text{ кВ}$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot 1095.3}{410 \cdot 0.9} = 5.937, \text{ кА}$$

Расчётная вероятность обратного перекрытия линейной изоляции по формуле:

$$P_{np} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}}, \quad (41)$$

$$P_{np} = e^{-0,04 \cdot 5,937} = 0,789,$$

Полученное число прорывов молнии на провод:

$$N_{np} = 33,1 \cdot 3,7 \cdot 10^{-3} = 0,122,$$

Определим удельное число отключений ВЛ при ударе молнии в провод:

$$n_{np} = N_{np} \cdot P_{np} \cdot \eta_{np}, \quad (42)$$

$$n_{np} = 0,122 \cdot 0,789 \cdot 0,6 = 0,058$$

3) Расчёт удельного числа отключений линии при ударе молнии в трос в середине пролета.

Скорость распространения волны определим по формуле:

$$v = c \cdot \beta, \quad (43)$$

где v – скорость света (300 м/мкс).

$$v = 300 \cdot 0,578 = 173 \text{ м/с}$$

Коэффициент затухания электромагнитной волны β находится по формуле:

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot h_{mp.cp} \cdot E_{cp}}{U_{50\%}}}{\ln \frac{2 \cdot h_{mp.cp}}{r_{mp}}}}, \quad (44)$$

где E_{cp} – средняя напряженность электрического поля для равнин, $E_{cp} = 700$ кВ/м;

r_{np} – радиус провода, равный 0,0047 м:

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot 25,107 \cdot 700}{2640}}{\ln \frac{2 \cdot 25,107}{0,0047}}} = 0,578 ,$$

Волновое сопротивление Z_{np} троса рассчитано по формуле:

$$Z_{np} = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot h_{cp.np}}{r_{np}} \cdot \beta \cdot \frac{1}{n^2}, \quad (45)$$

$$Z_{np} = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot 25,107}{0,047} \cdot 0,578 \cdot \frac{1}{2^2} = 80,372$$

Полученный электромагнитный коэффициент связи k :

$$k = \frac{\kappa_2}{\beta}, \quad (46)$$

где κ_2 – геометрический коэффициент связи равный 0.19.

$$k = \frac{0,19}{0,578} = 0,329$$

Определим критическую крутизну фронта тока молнии $a_{кр}$:

$$a_{кр} = \frac{2 \cdot E_{сп}^{max} \cdot \Delta h \cdot \nu}{Z_{тр} \cdot (1 - k) \cdot l}, \quad (47)$$

$$a_{кр} = \frac{2 \cdot 700 \cdot 6,01 \cdot 173}{80,372 \cdot (1 - 0,329) \cdot 400} = 69,2 \text{ кВ/мкс}$$

Удельное число отключений линии при ударе молнии в трос в середине пролета определяется по формуле:

$$n_{тр} = N_{тр} \cdot P_{тр} \cdot \eta, \quad (48)$$

где $N_{тр}$ – число ударов молнии в трос;

$P_{тр}$ – вероятность импульсного перекрытия изоляционного промежутка трос-провод определяется по формуле:

$$P_{тр} = e^{-0,08 \cdot \alpha_{кр}}, \quad (49)$$

где $I_{кр}$ – критическое значение тока молнии получено по формуле:

$$I_{кр} = \frac{\alpha_{кр} \cdot r_{тр} \cdot l_{прол} \cdot K}{2 \cdot \nu \cdot R_u}, \quad (50)$$

$$I_{кр} = \frac{1,72 \cdot 10^7 \cdot 0,0047 \cdot 400 \cdot 0,329}{2 \cdot 173,4 \cdot 15} = 1,18 \cdot 10^{-4} \text{ кА},$$

$$P_{тр} = e^{-0,08 \cdot 69,2} = 3,942 \cdot 10^{-3}$$

Число ударов молнии в трос определяется по формуле:

$$N_{тр} = N - N_{пр} - N_{он} \quad (51)$$

$$N_{тр} = 33,76 - 0,134 - 12,141 = 21,491$$

$$n_{тр} = 21,426 \cdot 3,942 \cdot 10^{-3} \cdot 0,9 = 0,0855$$

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на ПС 110 кВ из-за разрядов в ОРУ, год

$$T_{ПУ} = \frac{1}{N_{ПУ}}, \quad (52)$$

где $N_{ПУ}$ - число перекрытий при прямых ударах молнии, определяется по формуле

$$N_{ПУ} = P_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (\eta_{пр} \cdot P_{\alpha} \cdot P_{пр} + \eta_{он} \cdot P_{он}) \cdot 10^{-6}, \quad (53)$$

где P_0 - плотность разряда молнии на землю;

a_T и b_T - длина и ширина ОРУ, соответственно равная 120.7 и 82 м;

$R_{экр}$ - эквивалентная ширина, с которой собираются все боковые разряды, определяется в зависимости от высоты самого высокого сооружения на ОРУ ($h_c = 17$ м) что меньше 30 м, следовательно, формула для определения $R_{экр}$ выглядит следующим образом:

$$R_{экр} = 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30}, \quad (54)$$

$$R_{экр} = 5 \cdot 17 - \frac{2 \cdot 17^2}{30} = 65,733 \text{ м}$$

$\eta_{пр}$ и $\eta_{он}$ - вероятности перехода импульсного перекрытия изоляции в дугу тока промышленной частоты, соответственно при разрядах молнии в РУ, минуя молниеотводы (прорыв в зону) и при обратных перекрытиях, равное 0.9;

P_α - вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ минуя молниезащиту;

$P_{пр} = 0,652$ - вероятная доля опасности грозовых перенапряжений, возникающих при непосредственных грозовых разрядах в ошиновке ОРУ.

Суммарное удельное число отключения линии при ударе молнии, определяется по формуле:

$$n_{вл} = n_{он} + n_{тр} + n_{пр} \quad (55)$$

$$n_{вл} = 0,2 + 0,086 + 0,179 = 0,465$$

Нормативное удельное число отключений линии при прорыве молнии сквозь тросовую защиту согласно: $n_{пр}^{норм} = 0,5$. Расчетное значение удельного числа отключения линии равное 0,179 меньше нормативного,

следовательно, тросовая защита надежно защищает воздушную линию от ударов молнии.

$$N_{PV} = 2 \cdot (120,7 + 2 \cdot 65,7)(82 + 2 \cdot 65,7)(0,9 \cdot 0,007 \cdot 0,789 + 0,9 \cdot 0,018) \cdot 10^{-6} = 0,002$$

Для проверки эффективности грозозащиты определяем среднюю повторяемость опасных перенапряжений на ОРУ:

$$T_{PV} = \frac{1}{N_{PV}} = \frac{1}{0,001} = 1000 \text{ лет}$$

Для нормальной эксплуатации опасность перенапряжений не превышает установленную норму в 1000 лет, следовательно, защитное оборудование выбрано верно.

5.2 Молниезащита ПС "Терней"

К установке на распределительном устройстве приняты шесть молниеотводов, два из которых установлены на прожекторным мачтах, четыре установлены на самом высоком защищаемом сооружении - линейных порталах - 17м. Собственная высота устанавливаемых молниеотводов составляет 30.5 м.

Эффективная высота молниеотвода рассчитывается по формуле:

$$h_{эф} = 0.85 \cdot h , \tag{56}$$

где $h_{эф}$ - эффективная высота молниеотвода, м;

h - высота молниеотвода, м.

$$h_{эф} = 0.85 \cdot 30.5 = 25.93 \text{ м.}$$

Одними из основных параметров защищаемой зоны молниеотвода являются радиус зоны защиты на уровне земли (r_0) и радиус защиты на

уровне защищаемого объекта (r_x). Формула для расчёта радиуса защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h, \quad (57)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot 30.5) \cdot 30.5 = 34.74 \text{ м.}$$

Радиус защиты на уровне защищаемого объекта рассчитан по формуле:

$$r_x = \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right) \cdot r_0, \quad (58)$$

где h_x - высота защищаемого объекта, м.

Радиус защиты на уровне линейного портала (высота портала составляет 17 м):

$$r_x = \left(1 - \frac{17}{25.93}\right) \cdot 34.74 = 11.96 \text{ м.}$$

Радиус защиты на уровне прожекторных мачт (высота мачты составляет 19.3 м):

$$r_x = \left(1 - \frac{19.3}{25.93}\right) \cdot 34.74 = 8.88 \text{ м.}$$

Расстояние между соседнестоящими молниеотводами 1 и 2 принято 46.5 м, что соответствует первому расчётному случаю ($30.5 \leq 46.5 \leq 61$), тогда наименьшая высота внутренней зоны защиты определяется по формуле:

$$h_{cx} = h_{эф} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) , \quad (59)$$

$$h_{cx} = 25.93 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30.5) \cdot (44.8 - 30.5) = 23.37 \text{ м.}$$

Радиусы внутренней зоны на уровне земли и на уровне защищаемого объекта рассчитываются соответственно по формулам 60 и 61.

$$r_{c0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0.2 \cdot (L - 2 \cdot h)}{h} \right) \quad (60)$$

$$r_{cx} = \left(\frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \right) \cdot r_{c0} \quad (61)$$

$$r_{c0} = 31.69 \cdot \left(1 - \frac{0.2 \cdot (44.8 - 2 \cdot 30.5)}{30.5} \right) = 35.06 \text{ м.}$$

$$r_{cx} = \left(\frac{23.36 - 19.3}{23.36} \right) \cdot 35.06 = 6.1 \text{ м.}$$

Подробный расчет приведен в Приложении А. Расчётные параметры зон защиты молниеотводов сведены в таблицу 29.

Таблица 29 - Параметры зон защиты молниеотводов

Номера молниеотводов	$h_{эф}$, м	r_0 , м	r_x , м	h_{cx} , м	r_{c0} , м	r_{cx} , м
1-2	25.925	31.69	10.91	23.363	35.056	9.548
2-3	25.925	31.69	8.098	23.363	35.056	6.097
3-4	25.925	31.69	10.91	23.363	35.056	9.548
4-5	25.925	31.69	10.91	23.363	35.056	9.548

Номера МОЛНИЕОТВОДОВ	$h_{\text{эф}}, \text{ М}$	$r_0, \text{ М}$	$r_x, \text{ М}$	$h_{\text{сх}}, \text{ М}$	$r_{\text{с0}}, \text{ М}$	$r_{\text{сх}}, \text{ М}$
1-5	25.925	31.69	8.098	23.363	35.056	6.097
5-6	25.925	31.69	10.91	23.363	35.056	9.548

6 РАСЧЕТ УСТАВОК РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 КВ

В качестве основной защиты линии электропередачи напряжением 110-220 кВ применяется токовая отсечка неполной селективности. Данный вид

защиты применяется для радиальных линий электропередачи. Исполнение защиты неполной селективности на радиальных линиях позволяет значительно улучшить показатель селективности при резервировании ошибочных срабатываний защиты устройствами электроавтоматики (АПВ, АВР).

В качестве резервной защиты рекомендована к установке дистанционная защита направленного действия. Однако для сетей разомкнутых конфигураций применение дистанционной защиты нецелесообразно ввиду её сложности и стоимости, поэтому её установка будет обоснована при несоответствии требований селективности или чувствительности основной защиты - токовой отсечки.

В качестве защиты от коротких замыканий, имеющих нулевую составляющую тока короткого замыкания, предлагается установка направленная защита нулевой последовательности.

Основную защиту линий электропередачи напряжением 110-220 кВ рекомендуется использовать совместно с использованием высокочастотной блокировки с целью обеспечения требуемой чувствительности или упрощения защиты.

Исходя из вышеперечисленного, к установке приняты приведенные виды защит:

- 1) основная защита - токовая отсечка;
- 2) резервная защита – дистанционная защита;
- 3) ненаправленная токовая защита нулевой последовательности – в качестве основной;
- 4) высокочастотная блокировка.

Все приведённые защиты могут быть реализованы на базе микропроцессорного терминала защиты линии ШМЗЛ-03-5-110-УХЛ1, производства фирмы "ЧЭАЗ".

6.1 Расчёт уставок токовой отсечки

Уставка срабатывания первой ступени токовой отсечки выбирается из условия отстройки от тока короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС "Терней"

$$I_{c.o.} \geq k_H \cdot I_{к.макс.}^3, \quad (62)$$

где k_H – коэффициент надёжности, 1.1.

$$I_{c.o.} = 1.1 \cdot 0.761 = 0.837 \text{ Ом}$$

Выдержка времени первой ступени защиты $t_{c.з.}^I = 0 \text{ с.}$

Коэффициент чувствительности токовой отсечки должен быть не менее 1.4, который в свою очередь рассчитывается по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{кз.мин.}}{I_{c.o.}} \quad (63)$$

где $I_{кз.мин.}$ - минимальный ток короткого замыкания на защищаемом участке
- 0.38 кА - двухфазный ток короткого замыкания.

$$k_{\text{ч}} = \frac{0.837}{0.38} = 2.2 \geq 1.4$$

Значение коэффициента чувствительности превышает минимальное требуемое значение, что говорит о высокой вероятности её срабатывания.

Для обеспечения полноценной защиты токовая отсечка дополнена максимальной токовой защитой с выдержкой времени с целью обеспечения условия дальнего резервирования.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты отстраивается от максимального рабочего тока ветви:

$$I_{с.з.} = \frac{k_H \cdot k_{сзн}}{k_в} \cdot I_{раб.макс.}, \quad (64)$$

где k_H - коэффициент надёжности несрабатывания защиты, 1.1;

$k_{сзн}$ - коэффициент самозапуска нагрузки, 1.2;

$k_в$ - коэффициент возврата максимальных токов реле, 0.96;

$I_{раб.макс.}$ - максимальный рабочий ток участка, 46 А.

$$I_{с.з.} = \frac{1.1 \cdot 1.2}{0.96} \cdot 46 = 63.25 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности МТЗ определяется аналогично токовой отсечки и составляет:

$$k_q = \frac{0.837}{0.063} = 13.29 \geq 1.4$$

Чувствительность МТЗ так же удовлетворяет норме.

6.2 Токовая защита нулевой последовательности

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыкания на землю принимают максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняются многоступенчатыми с органом направления мощности или без него.

Ток срабатывания отсечки первой ступени:

$$I_{0.с.з.}^I = k_з \cdot I_{0.макс.}, \quad (65)$$

где $k_з$ - коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета, влияние апериодической слагающей и необходимый запас, $k_з = 1,3$;

$I_{0.max}$ – максимальный ток, протекающий через защиту на шинах подстанции.

Для первого комплекта (на ПС "Пластун"):

$$I_{0.max.1} = 2.547 \text{ кА}$$

$$I'_{0.c.з.} = 1.3 \cdot 2.547 = 3.311 \text{ кА}$$

Для второго комплекта (на ПС "Терней"):

$$I_{0.max.2} = 1.706 \text{ кА}$$

$$I'_{0.c.з.} = 1.3 \cdot 1.706 = 2.218 \text{ кА}$$

По кривым спада тока определяется зона защищаемая отсечкой. Отсечка считается удовлетворительной, если она защищает не менее 20 % линии в максимальном режиме.

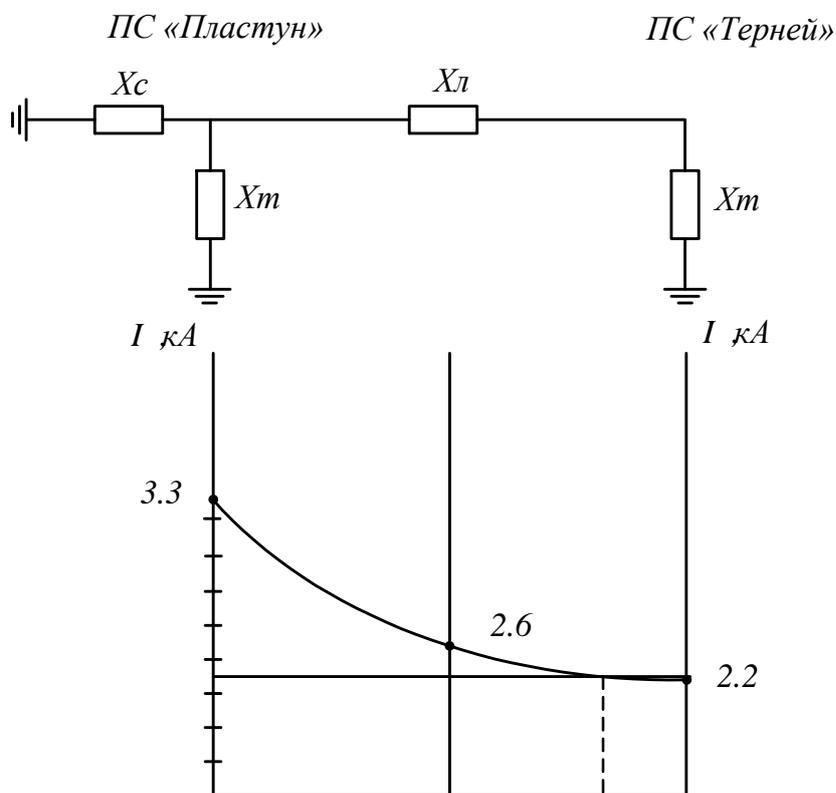


Рисунок 29 - Проверка зоны действия первой ступени ТЗНП

Из построенной схемы видно, что токовая отсечка для первого и второго комплекта удовлетворяет условию и больше 20%.

Методика расчёта уставок срабатывание второй ступени.

Ток срабатывания отсечки второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых (вторых) ступеней защит смежных линий:

$$I_{0.c.з}^{II} = k_3 \cdot k_{ток} \cdot I_{0.мах}^{I(II)}, \quad (66)$$

где k_3 – коэффициент запаса по избирательности согласуемых линий,
 $k_3 = 1,1$;

$I_{0.мах}^{I(II)}$ – ток срабатывания первой (второй) ступени защиты смежной линии;

$k_{ток}$ – коэффициент тока распределения, определяемый по току при однофазном замыкании в конце зоны действия смежной защиты.

$$k_{ток} = \frac{I_{0.з.выб}}{I_{0.з.см}}, \quad (67)$$

где $I_{0.з.выб}$ – ток, протекающий через трансформаторы тока защиты;

$I_{0.з.см}$ – ток, протекающий через трансформаторы тока защиты смежный.

Уставка срабатывания третьей ступени выбирается по условиям отстройки от максимального тока небаланса при трехфазном коротком замыкании за трансформатором приемной подстанции:

$$I_{0.c.з}^{III} = k_3 \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (68)$$

где $k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме, $k_{пер} = 1$;

$k_{нб}$ – коэффициент небаланса, $k_{нб} = 0,1$;

$$I_{3ф.НН} = 3.413 \text{ кА};$$

$$I_{0.с.з.}^{III} = 1.1 \cdot 1 \cdot 0.1 \cdot 3.413 = 0.375 \text{ кА};$$

Выдержка времени срабатывания третьей ступени ТЗНП составляет 1с.

6.3 Высокочастотная блокировка защит

ВЧ блокировка защит предназначена для ускорения отключения КЗ. Если на защищаемой ВЛ с двух сторон установлены ДЗ и ЗЗ, то КЗ на этой ВЛ обычно отключается 1-3 ступенями этих защит с выдержкой времени примерно от 0 до нескольких секунд. Использование ВЧ блокировки ДЗ и ЗЗ обеспечивает двухстороннее отключение ВЛ без выдержки времени при любом виде КЗ в любой точке защищаемой ВЛ.

Но применение ВЧ блокировки не обеспечивает ближнего резервирования защит: одни и те же защиты (ДЗ и ЗЗ) используются и для выполнения быстродействующей защиты ВЛ от всех видов КЗ и они же используются как резервные защиты ВЛ.

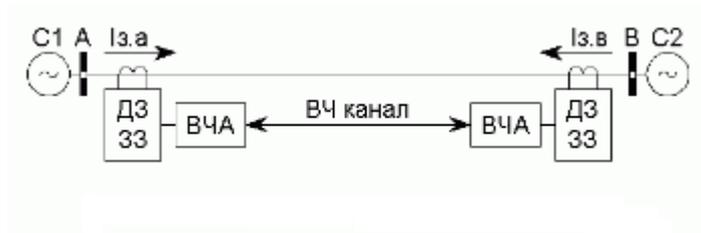


Рисунок 30 - ВЧ блокировка защит линий

Для организации ВЧ блокировки защит по защищаемой ВЛ организуется ВЧ канал и на каждом конце защищаемой ВЛ дополнительно к существующим резервным защитам ВЛ (ДЗ и ЗЗ) устанавливается ВЧА.

Принцип действия ВЧ блокировки резервных защит аналогичен принципу действия направленной ВЧ защиты:

1. В нормальном режиме работы защиты на обоих концах ВЛ находятся в не сработавшем состоянии, ВЧ передатчики остановлены.

2. При возникновении любого КЗ защита на каждом конце ВЛ сразу же запускает свой ВЧ передатчик. При междуфазных КЗ передатчик запускает ДЗ, при КЗ на землю - ЗЗ.

3. Если запущен ВЧ передатчик хотя бы на одном конце ВЛ, то в ВЧ канале имеется ВЧ сигнал, который принимается ВЧ приемниками на обоих концах ВЛ, при этом работа защиты без выдержки времени блокируется. ДЗ и ЗЗ могут сработать как обычно с выдержками времени.

4. Если защита на каком-либо конце ВЛ определяет, что направление в сторону КЗ - от шин в линию, то она останавливает свой ВЧ передатчик. При междуфазных КЗ определяет направление в сторону КЗ и останавливает ВЧ передатчик ДЗ, при КЗ на землю - ЗЗ.

5. Если будут остановлены оба ВЧ передатчика, то в ВЧ канале исчезнет ВЧ сигнал и защиты на обоих концах ВЛ подействуют на отключение ВЛ без выдержки времени.

7 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ

Целью экономического расчёта является расчёт основных технико-экономические показателей сети, обусловленных введением объекта. В качестве показателей были выбраны: капитальные вложения на приобретение, эксплуатацию и реновацию силового оборудования и электрических объектов, издержки на амортизацию, потери электрической энергии, расчитан чистый дисконтированный доход и рентабельность проекта.

7.1 Расчёт капитальных вложений

Для реализации проекта предлагается установка силового оборудования, список и показатели которого приведены в таблице 30. Цены на оборудование приведены на 2000 г.

Таблица 30 - Оборудование, предполагаемое к установке на ПС Терней

Оборудование	Марка	Количество	Цена, тыс. руб.
Силовой трансформатор	ТМН-6300/110/10	2	3200
Выключатель 110 кВ	LTV145D1/B	2	1100
Выключатель 10 кВ	VD4	3	160

Для питания проектируемой подстанции планируется строительство радиального участка ПС Пластун - ПС Терней, показатели которой представлены в таблице 31.

Таблица 31 - Показатели проектируемой воздушной линии

Участок	Марка провода	Длина линии, км	Количество цепей	Цена линии, тыс. руб/км
ПС Пластун - ПС Терней	АСК-70/11	57.52	2	1280

Совокупная стоимость, требуемая для реализации проекта составляет капитальные вложения. При расчёте укрупнённых стоимостных показателей капитальные вложения рассчитываются, как сумма капитальных вложений на строительство воздушных линий электропередачи и капитальных вложений на строительство подстанции:

$$K = K_{ЛЭП} + K_{ПС} \quad (69)$$

Капитальные вложения в строительство линий в свою очередь определяются по формуле:

$$K_{ЛЭП} = (\sum L \cdot k_{ноз} \cdot k_{инф} + L \cdot k_{прос} \cdot k_{инф}) \cdot 10^{-3} \text{ млн. руб.}, \quad (70)$$

где $k_{ноз}$ - погонная стоимость одного километра участка ЛЭП, тыс. руб./км, 1280 тыс. руб./км (8);

$k_{инф}$ - коэффициент инфляции Приморского края, 1.35 (9);

$k_{прос}$ - затраты на вырубку просеки, тыс. руб./км, 95 тыс. руб./км (8).

Капитальные вложения на строительство линии электропередачи составили:

$$K_{ЛЭП} = (2 \cdot 57.52 \cdot 1280 \cdot 1.35 + 57.52 \cdot 95 \cdot 1.35) \cdot 10^{-3} = 206.166 \text{ млн. руб.}$$

Капитальные вложения в строительство подстанции рассчитываются по формуле:

$$K_{ПС} = (K_{ТР} \cdot N_{ТР} + K_{ВЫКЛ_110} \cdot N_{ВЫКЛ_110} + K_{ВЫКЛ_10} \cdot N_{ВЫКЛ_10} + S_{ПС} \cdot k_{осв}) \cdot k_{инф} \cdot 10^{-3}, \quad (71)$$

где $N_{ТР}$ - количество силовых трансформаторов, 2;

$K_{ТР}$ - капитальные вложения на приобретение силовых трансформаторов, тыс. руб., 3200 тыс. руб. (8);

$K_{ВЫКЛ_110}$ - капитальные вложения на приобретение выключателей 110 кВ, тыс. руб., 1100 тыс. руб. (8);

$N_{ВЫКЛ_110}$ - количество выключателей 110 кВ, тыс. руб., 2;

$K_{ВЫКЛ_10}$ - капитальные вложения на приобретение выключателей 10 кВ, тыс. руб., 160 тыс. руб. (8);

$N_{ВЫКЛ_10}$ - количество выключателей 10 кВ, тыс. руб., 3;

$S_{ПС}$ - площадь, отводимая для подстанции, тыс. м², 2.5 тыс. м². (8);

$k_{осв}$ - нормативная цена земли, руб./м², 7 руб./м². (8).

Капиталовложения на строительство подстанции составили:

$$K_{ПС} = (3200 \cdot 2 + 11000 \cdot 2 + 160 \cdot 3 + 2.5 \cdot 10^3 \cdot 7) \cdot 1.35 \cdot 10^{-3} = 46.38 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения, требуемые для строительства электросетевых объектов, составляют:

$$K = 206.166 + 46.38 = 252.546 \text{ млн. руб.}$$

7.2 Расчёт эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки рассчитываются, как сумма издержек на амортизацию электротехнического оборудования, издержек на ремонт и эксплуатацию и стоимость потерь электрической энергии:

$$I = I_{АМОР} + I_{P-Э} + I_{\Delta W}, \quad (72)$$

где $I_{АМОР}$ - издержки на амортизацию, млн. руб.;

$I_{P-Э}$ - издержки на ремонт и эксплуатацию, млн. руб.;

$I_{\Delta W}$ - издержки на потери электрической энергии, млн. руб.

Отчисления на амортизацию рассчитываются, путём отношения капитальных затрат на проект к сроку службы вводимого оборудования:

$$I_{АМОР} = \frac{K}{T_{сл}}, \quad (73)$$

где $T_{сл}$ - срок службы вводимого оборудования, 40 лет.

Издержки на амортизацию составили:

$$I_{АМОР} = \frac{252.546}{40} = 6.314 \text{ млн. руб.}$$

Издержки на ремонт и эксплуатацию состоят из суммы соответствующих издержек линий электропередачи и подстанции, которые в свою очередь определяются, как произведение капиталовложений на их сооружение и ежегодных издержек на их ремонт и обслуживание.

$$I_{P_Э} = I_{P_Э.ВЛ} + I_{P_Э.ПС}, \quad (74)$$

где $I_{P_Э.ВЛ}$ - издержки на ремонт и эксплуатацию линий электропередачи, млн. руб.;

$I_{P_Э.ПС}$ - издержки на ремонт и эксплуатацию подстанции, млн. руб.

$$I_{P_Э.ВЛ} = K_{ВЛ} \cdot \alpha_{ВЛ}, \quad (75)$$

где $\alpha_{ВЛ}$ - издержки на обслуживание ЛЭП, 2.1 % (8).

$$I_{P_Э.ПС} = K_{ПС} \cdot \alpha_{ПС}, \quad (76)$$

где $\alpha_{ПС}$ - издержки на обслуживание ПС, 5.9 % (8).

$$I_{P_Э.ВЛ} = 206.166 \cdot 0.021 = 4.329 \text{ млн. руб.}$$

$$I_{P_Э.ПС} = 46.38 \cdot 0.059 = 2.736 \text{ млн. руб.}$$

Суммарные издержки на ремонт и эксплуатацию:

$$I_{P_Э} = 4.329 + 2.736 = 7.065 \text{ млн. руб.}$$

Издержки на возмещение потерь электрической рассчитываются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta \mathcal{E} \cdot C, \quad (77)$$

где C - тариф на электроэнергию, 3.54 руб./ кВт*ч (10);

$\Delta \mathcal{E}$ - потери электроэнергии в сети, вызванные вводом объекта, кВт*ч.

При расчёте потерь электрической энергии были рассчитаны эффективные мощности нагрузки подстанции, в ПВК RastrWin3 определены потери мощности в сети во время летнего и зимнего периодов. Потери электроэнергии найдены путём суммирования произведений потерь мощности и числа часов соответственного периода.

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P_{\text{зим}} \cdot T_{\text{зим}} + \Delta P_{\text{лет}} \cdot T_{\text{лет}}, \quad (78)$$

где $\Delta P_{\text{зим}}$ - потери мощности в схеме в режиме зимних нагрузок, МВт;

$T_{\text{зим}}$ - число часов зимних нагрузок, 5000 ч;

$\Delta P_{\text{лет}}$ - потери мощности в схеме в режиме летних нагрузок, МВт;

$T_{\text{лет}}$ - число часов летних нагрузок, 3760 ч.

Эффективные мощности нагрузки для режима зимних нагрузок определены в главе 2 и приведены на странице 32. Эффективная нагрузка в режиме летних нагрузок рассчитана, как произведение эффективной нагрузки в зимний период и коэффициента летнего снижения нагрузок:

$$P_{\text{эф.лет}} = P_{\text{эф.лет}} \cdot k_{\text{лет.сниж}}, \quad (79)$$

где $k_{\text{лет.сниж}}$ - коэффициент летнего снижения нагрузки, 0.6.

Потери в схеме в режиме летних и зимних нагрузок соответственно составили 1.74 и 1.12 Мвт.

Потери электрической энергии:

$$\Delta \mathcal{E} = 1.74 \cdot 5000 + 1.12 \cdot 3760 = 12911.2 \text{ МВт*ч.}$$

Издержки на потери:

$$I_{\Delta \mathcal{E}} = 12911.2 \cdot 3.54 \cdot 10^{-3} = 45.706 \text{ млн. руб.}$$

Суммарные издержки составляют:

$$I = 6.314 + 7.065 + 45.706 = 59.085 \text{ млн. руб.}$$

7.3 Расчёт критериев экономической эффективности

В качестве критериев экономической эффективности предлагаемого проекта были взяты:

- 1) Э - системный экономический эффект - эффект, полученный в результате ввода объекта в эксплуатацию;
- 2) ЧД - чистый доход - экономический эффект за рассматриваемый период эксплуатации;
- 3) ЧДД - чистый дисконтированный доход - суммарный дисконтированный доход, приведенный к расчётному году;
- 4) Дисконтированный срок окупаемости - период времени с момента ввода объекта до его дисконтированной окупаемости;
- 5) Рентабельность инвестиций - показатель экономической эффективности.

Системный эффект рассчитан, как произведение энергии, отпускаемой вводимой подстанцией на тариф электрической энергии Приморского края.

$$\mathcal{E} = (P_{зим} \cdot T_{зим} + P_{зим} \cdot k_{лет.сниж} \cdot T_{лет}) \cdot Ц \cdot 10^{-3} \text{ млн. руб.} \quad (80)$$

$$\mathcal{E} = (8.03 \cdot 5000 + 8.03 \cdot 0.6 \cdot 3760) \cdot 3.54 \cdot 10^{-3} = 206.261 \text{ млн. руб.}$$

Расчётный период эксплуатации составляет восемь лет, следовательно, чистый доход составит:

$$ЧД = 206.261 \cdot 8 \cdot 10^{-3} = 1.65 \text{ млрд. руб.}$$

Чистый дисконтированный доход рассчитан по формуле:

$$ЧДД = \sum_{t=1}^T (\mathcal{E} - (K + I) \cdot (1 + E)^{T_0 - t}), \quad (81)$$

где E - норма дисконта - коэффициент, учитывающий разновременные затраты, 0.12;

T_0 - текущий год;

t - год приведения затрат.

Срок строительства вводимых объектов принят два года.

Показатели ЧДД сведены в таблицу 32.

Таблица 32 - Показатели ЧДД

	1	2	3	4	5	6	7	8
К (млн.руб.)	126.27	126.27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
И (млн.руб.)	0.00	0.00	59.09	59.09	59.09	59.09	59.09	59.09
P_{max} (МВт)	0.00	0.00	8.03	8.03	8.03	8.03	8.03	8.03
\mathcal{E} (млн.руб.)	0.00	0.00	206.26	206.26	206.26	206.26	206.26	206.26
P_{bt} (млн.руб.)	-126.27	-126.27	147.18	147.18	147.18	147.18	147.18	147.18
Коэффициент ЧДД	0.89	0.80	0.71	0.64	0.57	0.51	0.45	0.40
ЧДД (млн. руб.)	-112.74	-100.66	104.76	93.53	83.51	74.56	66.57	59.44
Итого (млн. руб.)	-112.74	-213.41	-108.65	-15.12	68.39	142.96	209.53	268.97

Графический вид динамики ЧДД представлен на рисунке 31.

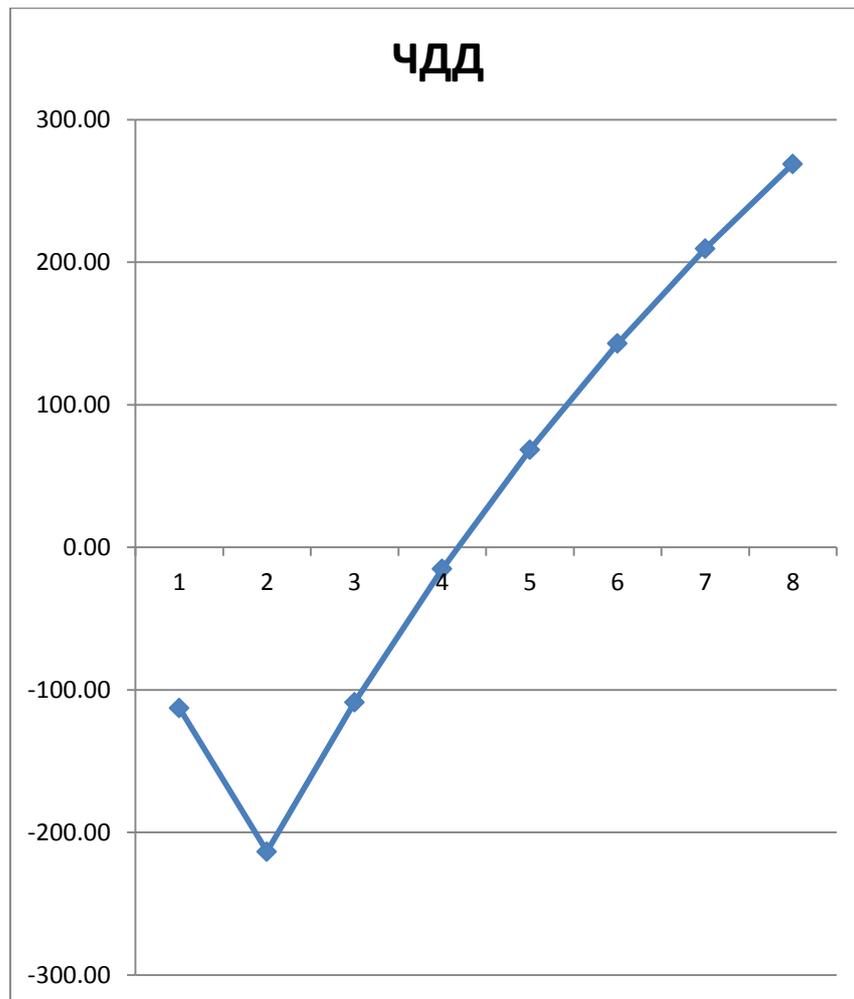


Рисунок 31 - Динамика ЧДД

По результатам расчёта и по графическому представлению ЧДД можно заключить, что срок окупаемости проекта с учётом дисконтирования составляет 4 года.

Для расчёта рентабельности проекта была использована следующая формула:

$$R = \frac{\mathcal{E} - И}{К} \quad (82)$$

$$R = \frac{206.261 - 59.085}{252.546} = 0.583$$

Показатель рентабельности выше принятой нормы дисконта, следовательно, проект является инвестиционно привлекательным.

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

8.1 Безопасность

В представленной работе был произведён анализ безопасности эксплуатации подстанции "Терней".

Основным назначением рассматриваемого объекта является преобразование и распределение электрической энергии. Принятое к установке силовое оборудование было выбрано согласно нормам, закреплённым ПУЭ, ГОСТ, нормам технологического проектирования, правил технической эксплуатации. Оборудование отвечает требованиям допустимого напряжения, максимального рабочего тока, термической и

динамической стойкости токам короткого замыкания, требованиям пожарной безопасности.

Монтаж, наладка и эксплуатация приведённого проекта должны контролироваться службами технического надзора организации, эксплуатирующей проект.

Законодательство РФ и документы, регулирующие законодательство субъектов РФ, определяют нормы труда и отдыха, правила внутреннего распорядка работников, задействованных при выполнении работ рассматриваемого объекта.

Согласно нормативным актам по охране труда индивидуальные средства защиты и инвентарное имущество, применяемые при эксплуатации подстанции, должны быть утверждены главным инженером предприятия, при этом количество инвентарного имущества должно быть достаточно для проведения работ на объекте, как в режиме нормальной эксплуатации, так и во время проведения аварийно-восстановительных работ. Все средства защиты должны иметь маркировку завода-изготовителя, наименование или тип изделия, год выпуска, штамп осмотра и испытания.

К индивидуальным средствам защиты, применяемым на ОРУ, относятся индивидуальные экранирующие комплекты средств защиты и защитные каски.

Каска - индивидуальное средство защиты головы от возможных механических повреждений, защиты от возможных поражений электрическим током, вызванных соприкосновением к токоведущим частям под напряжением, воды или агрессивных жидкостей.

Конструктивно защитная каска может быть иметь утепляющий подшлемник и водозащитную пелерину, противозумные наушники, головной светильник или сварочные щитки, что определяется условиями её применения.

Сама каска имеет две основные части: корпус и внутреннюю оснастку, которая в свою очередь состоит из амортизатора и несущей ленты. Корпус

каска преимущественно изготавливают из сплошного материала с козырьком или полями.

При изготовлении касок используют нетоксичные материалы, стойкие к воздействию агрессивной среды (дезинфицирующих средств, минеральных масел, бензина или серной кислоте).

Срок эксплуатации защитных касок конкретного типа закреплен в нормативно-технических документах, согласно которым защитная каска в течение всего срока эксплуатации будет иметь свои защитные свойства.

Общие технические требования к каскам и методы их испытаний после изготовления изложены в ГОСТ 12.4.128-83.

При работе на энергообъектах персонал подвергается воздействию вредных производственных факторов. Источниками потенциальной опасности для здоровья людей являются, кроме параметров микроклимата и производственного шума, также следующие техногенные факторы:

- химические вещества
- электромагнитное поле

Отдельную группу влияющих на здоровье персонала факторов составляют:

- тяжесть труда (нагрузка на опорно-двигательный аппарат и функциональные системы организма);
- напряженность труда (нагрузка на центральную нервную систему, органы чувств, эмоциональную сферу – интеллектуальная, эмоциональная нагрузка, степень монотонности нагрузок, режим работы).

Возникновение шумов обусловлено работой силового оборудования, такого, как силовые трансформаторы, линии электропередачи, компрессоры и другого вспомогательного оборудования. Шумы, создаваемые ЛЭП обусловлены возникновением коронного разряда, что особенно заметно на линиях напряжением 110 кВ и выше. Шумы, создаваемые компрессорами, обусловлены пополнением сжатого воздуха их ресиверов. Шумы,

создаваемые трансформаторами, обусловлены работой их системы охлаждения.

Для оценки воздействия электромагнитного поля промышленной частоты необходима проверка напряженности электрического и магнитного полей (соответственно кВ/м и А/м). Согласно нормам, закрепленным в СанПин 2.2.4.3359-16, максимально-допустимые уровни напряженности электрического и магнитного полей не должны превышать соответственно 5 кВ/м и 80 А/м при суммарном воздействии в течение восьмичасовой рабочей смены. В связи с этим для вводимой в эксплуатацию ПС "Терней" не требуются специальные меры безопасности от электромагнитного взаимодействия.

В зоне действия работы оборудования, имеющего токопроводящий корпус, имеет место возможность возникновения электрических разрядов, вызванных прикосновением человека к незаземленным частям электрооборудования, что недопустимо даже для кратковременного воздействия. Поэтому необходимо обеспечить индивидуальные меры безопасности, исключающие возможность возможного воздействия, в частности при работе персонала на высоте.

Основными мерами, позволяющими исключить подобное воздействие, являются: использование диэлектрической обуви для исключения прохождения тока в землю, установка переносных экранов с целью снижения напряженности электромагнитного поля до допустимых пределов, заземление корпусов силового оборудования.

Исключением использование экранов являются работы на силовых трансформаторах ввиду экранирующего эффекта масляного бака, который обеспечивает необходимые условия биозащиты.

Для возможности осуществления передвижения монтажно-ремонтных механизмов и передвижных лабораторий на открытом распределительном устройстве 110 кВ предусмотрен проезд.

8.2 Экологичность

В пункте экологичности был проведен анализ возможного негативного воздействия вводимого объекта.

При нормальной эксплуатации ПС "Терней" основными источниками загрязнения атмосферы являются транспорт и строительная техника, действие которой рассредоточено во времени и пространстве, обусловлено работой на открытом воздухе, что приведёт к незначительным выбросам вредных концентраций, что не приведёт к превышению норм ПДК (предельно-допустимых концентрации), вследствие чего не требуется проведение мероприятий по охране атмосферы.

С целью исключения негативного воздействия трансформаторного масла на сточные воды, на подстанции предлагаются к установке следующие устройства:

- устройство маслосборников с соответствующими коммуникациями для аккумуляции аварийных сбросов трансформаторного масла;
- устройство защитной гидроизоляции маслосборника, являющегося потенциальным источником загрязнения подземных вод;
- устройство при установке маслонаполненного оборудования;
- перекачка трансформаторного масла в передвижные емкости и передача его на переработку на специализированные предприятия и повторное использование;
- применение трубопроводов стойких к коррозионному воздействию жидких сред.

Таким образом, применение вышеприведенных устройств исключит возможность вынесения за территорию подстанции загрязняющих веществ, что обеспечит невозможность загрязнения гидросферы.

Технологический цикл вводимой подстанции не предполагает возможных производственных отходов при её эксплуатации, однако, при её строительстве и монтаже имеет место накопление строительных отходов, которые складываются на территории строящейся и подстанции. Для

исключения возможности загрязнения окружающей среды строительный мусор вывозится с территории подстанции для утилизации по окончании работ.

Наименование отходов и класс опасности прогнозируемых отходов приведены в таблице .

Таблица 33 - Отходы строительного-монтажных работ

Наименование отходов	Количество отходов, м ³	Способ утилизации
Отходы, содержащие сталь в кусковой форме	0.218	Сдаются, как вторсырье
Остатки и огарки стальных сварочных электродов	0.042	Сдаются, как вторсырье
Бой железобетонных изделий, отходы железобетона в кусковой форме	357.36	Передаются для хозяйственного использования

Продолжение таблицы 43

Отходы древесных строительных лесоматериалов, в том числе от сноса и разработки строений	0.32	Безвозмездно передаются местному населению как дрова или для хозяйственного использования.
--	------	--

8.3 Чрезвычайные ситуации

На подстанции "Терней" возможны чрезвычайные ситуации в случае возникновения пожаров на территории подстанции, взрывов силового оборудования подстанции.

К пожароопасному оборудованию относятся все типы силовых трансформаторов, масляных выключателей, склады масла, шкафы КРУ.

К взрывоопасным помещениям относятся помещения стационарных аккумуляторных батарей.

Основные объекты подстанции, к которым должны применяться противопожарные мероприятия: узлы установки трансформаторов и автотрансформаторов, помещения ОПУ, помещения аккумуляторных батарей, КРУ, открытые склады масла, маслосборник и т.д.

Так как на подстанции используется маслonaполненное оборудование, то к пожарной безопасности предъявляются высокие требования. В случае взрыва трансформатора, высоковольтного выключателя или трансформатора тока и напряжения происходит выброс в окружающую среду содержащегося в аппарате масла, что очень часто сопровождается с его горением. При этом происходит полное погашение или отключение части ОРУ, что приводит к снижению надежности выдачи мощности и ограничению выдаваемой потребителям электрической энергии, и в связи с этим появляется значительный ущерб.

Для предотвращения возникновения чрезвычайных ситуаций на подстанции "Герней" проводят регулярные осмотры электрооборудования, ремонт и техническое обслуживание, для предотвращения внезапного выхода из строя и для прогнозирования состояния электрооборудования в целом, а так же на подстанции предусмотрена система автоматического пожаротушения для силового оборудования.

Пожаротушение в случае небольшого пожара производится применением углекислотных (в электрических установках) огнетушителей, а в случае возникновения большого пожара вызывается городская пожарная бригада.

Для повышения противопожарной защиты, оповещения людей о возникновении пожара, предусматривается установка средств пожарной сигнализации ОПУ и КРУ 10 кВ. Предусматривается установками средств пожарной сигнализации формировать дискретный сигнал при возникновении пожара с последующей его передачей в диспетчерский пункт.

В системе пожарной сигнализации используется система светозвукового оповещения о пожаре типа Маяк 12-КП и система световой индикации оповещения о пожаре (оповещатель световой выход).

В зданиях ОПУ и диспетчерском пункте предусматриваются два эвакуационных выхода, что соответствует требованиям СНиП 2.01.02-85 и СНиП 2.09.02-85. На путях эвакуации должно поддерживаться в исправном состоянии рабочее и аварийное освещение должны быть установлены указатели для выхода персонала. Двери на путях эвакуации открываются по направлению выхода из здания.

Согласно «Норм технологического проектирования станций и подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ» (ОНТП-78) для предотвращения растекания масла и распространения пожара при аварии выполняются маслоприемники, молниеотводы, маслосборник.

После ликвидации пожара создается комиссия для расследования причины возникновения пожара, и составляются соответствующие документы.

Электропитание пожарной сигнализации предусматривается осуществлять от резервных источников питания Скат-1200 с аккумуляторами 12 В, 12 А/час, расположенными в отсеке блока питания.

8.4 Расчёт санитарно-защитной зоны по шуму для подстанции «Терней»

На территории подстанции установлены два силовых трансформатора. Следует определить минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму, если известен тип трансформаторов, и характеристика прилегающей к подстанции территории.

Исходные данные приведены в таблице 34 .

Таблица 34 - Исходные данные трансформатора

Количество трансформаторов	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВА	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с естественной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов М)	6.3	110	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам

Определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории и времени суток, принимаем $L_A = 45$ дБА, см.

Определяем шумовые характеристики источников шума. В зависимости от типовой мощности, класса номинального напряжения, вида системы охлаждения трансформатора определяем корректирующий уровень звуковой мощности одного трансформатора, принимаем $L_{WA} = 108$ дБА, см.

В связи с тем, что расстояние между источниками шума гораздо меньше, чем расстояние до расчетной точки, то можно несколько источников шума заменить одним с скорректированным уровнем звуковой мощности равных от всех источников шума:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg \left(\sum_{i=1}^4 10^{0,1 \cdot L_{wa}} \right) \quad (83)$$

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg \left(\sum_{i=1}^4 10^{0,1 \cdot 108} \right) = 114 \text{ дБА},$$

Минимальное расстояние, на котором трансформаторная подстанция должна находиться от границы территории жилой застройки, на которой выполняется санитарно-гигиенические требования по шуму:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (L_{WA\Sigma} - L_A)}}{2\pi}} \quad (84)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (114 - 45)}}{2\pi}} = 1127 \text{ м.}$$

Вывод: результате решения получено минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму, которое в данном случае равно 1127 м.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной работе было произведено подключение подстанции "Терней" Тернейского района Приморского края.

Подключение произведено к подстанции "Горбуша" на напряжение 110 кВ с промежуточным отбором мощности на подстанции "Черемшаны" и "Пластун". Так же было выбрано и проверено силовое оборудование, необходимое для реализации проекта.

При расчёте нормального и послеаварийного режимов значение отклонения напряжения послеаварийного режима от номинального в послеаварийном режиме не превысило предельно-допустимого и составило 4.1%. Токовая загрузка питающих линий электропередачи равна 9.3%.

Для безопасной эксплуатации подстанции были выбраны и проверены электрические аппараты, рассчитана грозоупорность питающей линии электропередачи и проведена молниезащита подстанции.

Для защиты силового оборудования в периоды аварийных режимов были выбраны устройства релейной защиты и автоматики, рассчитаны уставки их срабатывания.

Так же были рекомендованы мероприятия для обеспечения безопасности монтажа подстанции, дана оценка влияния электрического и магнитного полей, проведён расчёт санитарно-защитной зоны шуму подстанции.

Для оценки инвестиционной привлекательности проекта были рассчитаны основные технико-экономические показатели. Согласно расчёту чистого дисконтированного дохода, срок окупаемости проекта составляет четыре года. Рентабельность проекта составила 0.583, что говорит об эффективности капиталовложений.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Правила устройства электроустановок [Текст] / М-во энергетики РФ. - 7-е изд. - М. : Норматика, 2017. – 173 с.
- 2 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей [Текст] / М-во энергетики РФ.- 6-е изд. - М. : Норматика, 2017. – 315 с.
- 3 Правила устройства электроустановок [Текст] / М-во энергетики РФ. - 7-е изд. - М. : Норматика, 2017. – 173 с.
- 4 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей [Текст] / М-во энергетики РФ.- 6-е изд. - М. : Норматика, 2017. – 315 с.
- 5 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок [Текст] / М-во энергетики РФ. - М. : Норматика, 2017. – 180 с.
- 6 Типовая инструкция по техническому обслуживанию и ремонту воздушных линий электропередачи напряжением 10 кВ [Текст] : РД 153-34.3-20.662-98. - М. : Служба передового опыта ОРГРЭС, 2014. - 63с.
- 7 Базуткин, В.В. Техника высоких напряжений: изоляция и перенапряжения в электрических системах / В.В. Базуткин, В.П. Ларионов. – М.: Энергофтомиздат, 2008. – 464 с.
- 8 Блок, В.М. Электрические сети и системы / В.М. Блок. - М.: Высшая школа, 2011. – 678 с.
- 9 Дьяков, А.Ф. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем / А.Ф. Дьяков, В.В. Платонов. – М.: Издательство МЭИ, 2010. – 247 с.
- 10 Железко, Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. – М.: Изд – во НЦ ЭНАС, 2009. – 280 с.
- 11 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчие. - М.: Энергоатомиздат, 2012.- 438 с.

12 Иманов, Г.И. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трехфазного переменного тока / Г.И. Иманов, Ф.Х. Халилов, А.В. Таджибаев. – Санкт-Петербург, 2014. – 31с.

13 Consultant.Ru: Индексы изменения сметной стоимости оборудования на II квартал 2012 года [Электронный ресурс]. – Постоянный адрес в сети Интернет: <http://www.consultant.ru> - 1.06.12.

14 Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. – 256 с.

15 Consultant.Ru: Концепция стратегии развития электроэнергетики Дальнего Востока до 2020 г. [Электронный ресурс]. – Постоянный адрес в сети Интернет: <http://www.consultant.ru> - 1.06.12.

16 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2008. – 192 с.

17 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - М.: Энергоатомиздат, 2016. – 545 с.

18 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России». – М, 2008.

19 Попов А.И. Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии / А.И. Попов. - М.: Издательство МЭИ, 2012. – 964 с.

20 Попов, Е.Н.Механическая часть воздушных линий электропередач / Е.Н. Попов. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 2013. – 28 с.

21 Постановлению правительства РФ от 1.01.2012 г. «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

22 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. РД 34.03.301. – СПб.: Издательство Деан, 2011.

23 Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2008 г. № 242. Вводится в действие с 1 ноября 2008 г.

24 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – СПб.: Издательство «Деан», 2008. -352 с.

25 РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору оборудования». М., 2008.

26 Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах / Н.В. Савина, Ю.В.Мясоедов, Л.Н. Дудченкуо. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 2008. – 238 с.

27 Савина, Н.В. Теория надежности в электроэнергетике / Н.В. Савина. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 2009-. – 54 с.

28 Шилова, Л.М. Нормативы численности промышленно – производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.

29 Корнилович О.П. Правила техники безопасности при электромонтажных и наладочных работах: Справочник электромонтажника/О.П. Корнилович. -М.: Энергоатомиздат, 2009. – 240 с.

30 Красник В.В. Эксплуатация электрических подстанций и распределительных устройств. Производственно-практическое пособие/ В.В. Красник. – М.: ЭНАС, 2011. – 320 с.

31 Информационное письмо № 42-04-04/546 от 15.10.97. Главного управления государственного энергетического надзора («Главэнергонadzор России»).

32 ГОСТ Р 52 725-2007. «Ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН) для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ. общее техническое требование и методы испытаний». Введен с 1-го января 2008 г.