

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетика  
Направление подготовки 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»  
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ Надеждинского района в Приморском крае

Исполнитель

студент группы 742 об2

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

Т.С. Шаракчинова

Руководитель

профессор, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 202\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Шаракчинову Туяну Солбоновну

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ Надеждинского района в Приморском крае

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 11.06.2021

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС, перечень потребителей, нагрузка ПС, данные по загрузке трансформаторов подстанций.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Общая характеристика района проектирования. 2. Расчет и прогнозирование электрических нагрузок. 3. Разработка вариантов реконструкции сети. 4. Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов. 5. Расчет токов короткого замыкания. 6. Выбор электрических аппаратов. 7. Разработка заземления и молниезащиты ПС. 8. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Технико-экономический расчет, расчет ТКЗ, оценка экономической целесообразности реконструкции электрической сети

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

7. Дата выдачи задания 7.04.2021г

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович

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

профессор, к.т.н.

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 130 с., 12 рисунков, 45 таблиц, 3 приложения, 32 источников.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СЕТИ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ПРОГНОЗ НАГРУЗОК, АНАЛИЗ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, РЕКОНСТРУКЦИЯ, ЛЭП, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РАСЧЕТ РЕЖИМОВ, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, ЧДД, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА, МОЛНИЕЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В данной выпускной квалификационной работе предложены варианты реконструкции электрических сетей 110 кВ в Надеждинском районе Приморских электрических сетей. Из двух вариантов выбран наиболее оптимальный с точки зрения требуемых капиталовложений и сохранения параметров режимов в допустимых пределах.

В ходе выполнения работы был выполнен прогноз роста нагрузок с перспективой на 5-летний период; с учетом рассчитанных нагрузок произведен расчет режимов сети, технико-экономический расчет, а также расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования; выполнен расчет и разработка заземления и молниезащиты подстанции. Описаны правила пожарной и электробезопасности на подстанции.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались программно-вычислительные комплексы MathCad 14, Microsoft Office Word, Microsoft Excel, Microsoft Visio, RastrWin 3.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Общая характеристика района проектирования	11
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Надеждинского района Приморского края	11
1.2 Характеристика источников питания	12
1.3 Характеристика существующей электрической сети	19
2 Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок	24
2.1 Расчет вероятностных характеристик электрических нагрузок	24
2.2 Прогнозирование электрических нагрузок для существующих ПС	28
2.3 Анализ существующих режимов	29
3 Разработка вариантов реконструкции электрических сетей	32
3.1 Возможные варианты реконструкции сети	32
3.2 Компенсация реактивной мощности	34
3.3 Выбор сечений проводников и проверка существующих	34
3.4 Технико-экономический расчет	36
4 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов после реконструкции электрической сети	41
4.1 Расчет максимального режима	43
4.2 Расчет минимального режима	49
4.3 Расчет послеаварийного режима	53
5 Расчёт токов короткого замыкания	59
5.1 Определение параметров элементов схемы замещения для расчета в выбранном ПВК	60
5.2 Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin3	61
6 Выбор и проверка электрических аппаратов	67
6.1 Конструктивное исполнение ПС	67
6.2 Выбор и проверка выключателей	68

6.3	Выбор и проверка разъединителей	70
6.4	Выбор трансформаторов тока	71
6.5	Выбор трансформаторов напряжения	74
6.6	Выбор ошиновки РУ ВН	75
6.7	Выбор и проверка опорных изоляторов	77
6.8	Выбор и проверка устройств ВЧ обработки	78
7	Разработка молниезащиты и заземления ПС Давыдовка	79
7.1	Конструктивное исполнение заземления ПС и его расчет	79
7.2	Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	83
7.3	Выбор ограничителя перенапряжения	85
8	Конструктивное исполнение новой ВЛ на участке Западная - Давыдовка	87
8.1	Конструкция повода	87
8.2	Выбор опор	87
8.3	Выбор и проверка изоляции ВЛ	88
8.4	Выбор линейной арматуры	89
8.5	Заземление ВЛ	90
9	Релейная защита и автоматика	91
9.1	Расстановка комплексов защиты и автоматики	91
9.2	Устройства релейной защиты от повреждения трансформаторов на реконструируемой ПС	93
9.3	Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора	95
9.4	Расчет уставок максимальной токовой защиты	100
9.5	Релейная защита ВЛ напряжением 110кВ	105
10	Оценка экономической целесообразности реконструкции электрической сети Надеждинского района	107
11	Безопасность и экологичность	110
11.1	Безопасность	110
11.2	Экологичность	114
11.3	Чрезвычайные ситуации	119
	Заключение	122

Библиографический список	123
Приложение А – Техничко-экономический расчет в ПВК MathCad 15	126
Приложение Б – Расчет токов короткого замыкания в ПВК MathCad 15	127
Приложение В – Оценка экономической целесообразности реконструкции электрической сети в ПВК MathCad 15	128

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплексное распределительное устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

НН – низшее напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗиА – релейная защита и автоматика;

РУ – распределительное устройство;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ЭЭС – электроэнергетическая система.

## ВВЕДЕНИЕ

В энергетической программе РФ сформулированы важнейшие задачи развития промышленности путем всемирной интенсификации и на базе ускорения научно-технического прогресса, повышения эффективности производства.

В области энергетики данные задачи предусматривают увеличение уровня проектно-конструктивных разработок, внедрение и грамотную эксплуатацию электрооборудования, снижение непроизводительных расходов электроэнергии при ее потреблении, передаче и распределении.

Необходимость проводить электроэнергию к огромному числу потребителей разной категорийности, расположенных по всей территории страны – это главная задача электроэнергетики в целом. Грамотное распределение электроэнергии заключается в уменьшении стоимости электроэнергии до минимальной. Этого необходимо добиваться при соблюдении всех требований, правил, форм и, главное, качества электроэнергии, то есть постоянства частоты и напряжения, а так же надежности ее подачи.

Для энергосистемы Приморского края характерна положительная динамика потребления электроэнергии. Наибольший рост наблюдается для следующих групп потребителей:

- добыча полезных ископаемых;
- обрабатывающие производства;
- водоснабжение;
- сбор и утилизация отходов;
- оптовая и розничная торговля;
- городское и сельское население.

Основными задачами развития электроэнергетики Приморского края на данный момент является развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечение удовлетворения спроса на тепловую и электрическую



энергию, разработка дополнительных предложений по обеспечению спроса на электрическую энергию.

Приморский край как административно-территориальная единица России расположен в южной части Дальнего Востока. Граничит с Хабаровским краем, на западе и юго-западе – с КНР и КНДР, на востоке и юге омывается японским морем.

В данном дипломном проекте рассматривается реконструкция электрической сети напряжением 110 кВ Надеждинского района Приморского края, включающей подстанции «Западная», «Давыдовка» от которых обеспечивается электроснабжение потребителей. Питающей станцией на участке «Западная» является Артемовская ТЭЦ.

Исходные данные для реконструкции: данные по загрузке трансформаторов подстанций; схема сети Приморской энергосистемы; однолинейная схема подстанций; нагрузки и напряжения по подстанциям в контрольный день замеров на 2020 г.

Актуальность работы заключается в том, что рост потребления электрической энергии приводит к повышению нагрузки на отдельные элементы сети, в результате чего могут оказаться перегруженными как линии электропередачи, так и трансформаторы, установленные на подстанциях, что негативно сказывается на надежности питания потребителей и, следовательно, делает реконструкцию отдельных участков сети необходимой.

Цель данной работы – проанализировать режимы сети, определить загруженность отдельных элементов сети и при необходимости внесения изменений в состав оборудования разработать варианты реконструкции сети рассматриваемого района.

К задачам работы относятся: уменьшение плотности тока в перегруженных линиях, повышение надежности электроснабжения энергорайона.

Для выполнения поставленной цели требуется решить следующие задачи:

- провести анализ ЭЭС;
- выполнить расчет нормальных и послеаварийных режимов сети;

- разработать варианты реконструкции сети рассматриваемого района, который будет конкурентно способный по техническим и экономическим показателям;

- из разработанных вариантов подключения сети выбирать наиболее конкурентно-способный вариант.

- прогнозирование нагрузки;

- расчет токов короткого замыкания;

- при реконструкции существующих ПС произвести выбор оборудования;

- проектирование защитных заземлений ОРУ 110 кВ и систем молниезащиты ПС «Давыдовка»;

- определение необходимых объемов релейной защиты и автоматики, расчёт уставок основных защит линии 110 кВ на подстанции «Давыдовка».

В экономической части дипломной работы выполнен расчёт экономической эффективности предлагаемого проекта реконструкции рассматриваемого участка распределительной сети 110 кВ, определены затраты, необходимые для реализации инвестиционного проекта.

В разделе охраны труда и БЖД рассматриваются вопросы безопасности проведения работ при реконструкции ВЛ 110 кВ, пожарной безопасности на них.

# 1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

## 1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Надеждинского района Приморского края

Надеждинский район – территориальное образование на юго-западе Приморского края с центром в селе Вольно-Надеждинское. Граничит на севере с Уссурийским городским округом, на востоке – с Артёмовским городским округом, на юго-западе – с Хасанским районом, на юге граница района проходит по береговой линии Амурского залива.

На территории района находится транспортный узел. В посёлке Раздольное, крупнейшем населённом пункте района, автомагистраль «Уссури» (Владивосток – Хабаровск) ответвляется в сторону Хасана. От станции Барановская Транссибирской магистрали, ведущей во Владивосток, отходит линия на Хасан.

Общая протяженность границы Надеждинского муниципального района составляет примерно 214,1 км, из которых 172,5 км – сухопутная часть и 41,6 км – водная часть границы.

Общая площадь района – 1 595,7 км<sup>2</sup>.

Рельеф низкогорный. Долина реки Раздольная делит район на две части. Западная часть – Борисовское плато. Восточная часть – отроги горной системы Сихотэ-Алиня.

Основные реки – Раздольная и её притоки: Ананьевка, Первая Речка, Вторая Речка, Нежинка, Перевозная, Кедровка и другие.

Климат умеренный муссонный. Одной из климатических характеристик является температура воздуха, для которой типично резкое отличие зимних и летних значений. Наиболее холодным является январь – средняя температура – 21 С, абсолютный минимум – 44 С. Наиболее теплым является август – средняя температура +20,7 С, абсолютный максимум +35 С.

В течение всей зимы на территории района господствует западный и северо-западный поток сухого и холодного континентального воздуха – зимний муссон.

Летом в районе господствуют ветры восточных, юго–восточных направлений – летний муссон.

Осадков в среднем выпадает 708 мм в год. Максимальная глубина промерзания почвы равняется 184 см. (средняя – 150 см).

Все необходимые характеристики района сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические условия

Наименование	Показатели
1	2
Район по гололеду	V
Район по ветру	IV
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	30
Нормативное ветровое давление, Па	800(36 м/с)
Интенсивность пляски проводов	умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 10 до 20
Удельная плотность ударов молнии в землю, $1/(км^2 \cdot год)$	1
Степень загрязнения атмосферы	II
Относительная влажность воздуха, %	70-80
Преобладающий тип грунта	Торф
Температуры воздуха:	
Среднегодовая, °С	4,3
Средний минимум, °С	2,0
Абсолютный минимум, °С	минус 44
Средний максимум, °С	9,0
Абсолютный максимум, °С	плюс 35

## 1.2 Характеристика источников питания

Энергетическая система (ЭС) Приморского края работает в составе Объединенной энергетической системы (ОЭС) Востока, в состав которой кроме энергосистемы Приморского края входят энергосистема Амурской области, энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области и Южно-Якутского энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия).

Централизованным электроснабжением охвачено около 75 % общей площади края и около 98 % населения Приморского края. Только населенные пункты, расположенные в отдаленных северных районах и имеющие незначительные объемы электропотребления, снабжаются электроэнергией от авто-

номных дизельных электростанций.

На территории Приморского края получили развитие электрические сети напряжением 500/220/110/35 кВ.

Системообразующая сеть энергосистемы сформирована на напряжении 500-220 кВ, распределительная — на напряжении 110-35 кВ.

Сети напряжением 500-220 кВ, расположенные на территории Приморского края, относятся к объектам магистральной электрической сети ПАО «ФСК ЕЭС» и обслуживаются филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» — «Приморское ПМЭС».

Характерной особенностью электрических сетей 220-500 кВ Приморского края является большая протяженность ВЛ, обусловленная размещением самой крупной электростанции — Приморской ГРЭС — на севере, вдали от центров электрических нагрузок, основная часть которых сосредоточена на юге края. Распределительные электрические сети напряжением 35-110 кВ в основном являются объектами АО «ДРСК» и обслуживаются его филиалом «Приморские электрические сети».

Низким напряжением ПС 35-220 кВ, на котором осуществляется распределение электроэнергии, является напряжение 6-10 кВ.

Электросетевые объекты 6-10 кВ обслуживаются частично филиалом АО «ДРСК» — «Приморские электрические сети», а также муниципальными, коммунальными и ведомственными предприятиями электрических сетей.

Суммарная установленная мощность электростанций Приморского края на 01.04.2020 года составила 2759 МВт, из них работают на объединенную энергосистему (ОЭС) - 2759 МВт. 15,5 МВт установленной мощности относятся к децентрализованным источникам электроснабжения.

Три электростанции относятся к филиалу «Приморская генерация» АО «ДГК», располагаются в южной части края и имеют суммарную установленную мощность на 01.04.2020 года, равную 1096,744 МВт:

1. Владивостокская ТЭЦ - 2 497 МВт;
2. Артемовская ТЭЦ - 400 МВт;

### 3. Партизанская ГРЭС – 199,744 МВт.

ООО «Приморская ГРЭС» располагается в северной части края и имеет суммарную установленную электрическую мощность на 01.04.2020 года 1467 МВт. Собственник станции – АО «Сибирская угольная энергетическая компания».

На о. Русском имеются генерирующие установки АО «ДВЭУК» (Мини-ТЭЦ) с установленной мощностью 49,8 МВт.

На месте действующей котельной (Центральной пароводяной бойлерной (ЦПВБ)) в г. Владивосток холдингом «РАО Энергетические системы Востока» построена Восточная ТЭЦ – новый объект тепло- и электрогенерации. Установленная электрическая мощность объекта – 139,46 МВт.

Имеются одна электрическая станция промышленного предприятия – Мини ТЭС Тернейлес (ОАО «Тернейлес»). Установленная электрическая мощность – 6 МВт.

Мощность электрических станций Приморского края, работающих на изолированную нагрузку, на конец 2019 года составила 15,5 МВт [25].

Источником питания в ВКР является Артемовская ТЭЦ.

Артемовская ТЭЦ (ранее Артемовская ГРЭС им. С. М. Кирова) — тепловая электростанция в городе Артём, Приморский край. Входит в состав филиала «Приморская генерация» АО «Дальневосточная генерирующая компания».

Артемовская ТЭЦ представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции - 400 МВт, тепловая мощность - 297 Гкал/час. Станция работает по тепловому графику с конденсационной нагрузкой в летний период. Годовое число часов использования установленной электрической мощности составляет 5500-6000 ч. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды. В качестве топлива используются каменные угли месторождений Приморского края и угли других регионов: Ургальского, Черемховского, Нерюнгринского, Хакасского,

Кузнецкого, Уртуйского. Основное оборудование станции включает 4 турбоагрегата мощностью по 100 МВт:

- турбоагрегат № 5 в составе турбины КТ-115-8,8-2 с генератором ТВФ-100, введён в 2000 году;
- турбоагрегат № 6 в составе турбины КТ-115-8,8-2 с генератором ТВФ-100, введён в 2004 году;
- турбоагрегат № 7 в составе турбины К-100-90-6 с генератором ТВФ-100, введён в 1966 году;
- турбоагрегат № 8 в составе турбины К-100-90-6 с генератором ТВФ-100, введён в 1967 году.

Пар для турбин (давление 100 кгс/см<sup>2</sup>, температура 530°С) вырабатывают 8 котлоагрегатов БКЗ-220-100ф производительностью 220 т/ч каждый. Система охлаждения обратная с градирнями, для водоснабжения станции используется водозаборный узел на реке Артёмовка, а также водохранилище на реке Кучелинова падь. Выдача электроэнергии и мощности станции в энергосистему производится через открытые распределительные устройства (ОРУ) напряжением 220, 110 и 35 кВ по следующим линиям электропередачи:

- КВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Аэропорт;
- ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ — Владивостокская ТЭЦ-2;
- ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Береговая-2;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Уссурийск-1;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Смоляниново/т;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Муравейка;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Шахта-7;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Промузел;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Западная — ПС Кролевцы — ПС Штыково (2 цепи);
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Шахтовая;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Птицефабрика;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Мебельная фабрика;

- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Шкотово;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Суражевка.

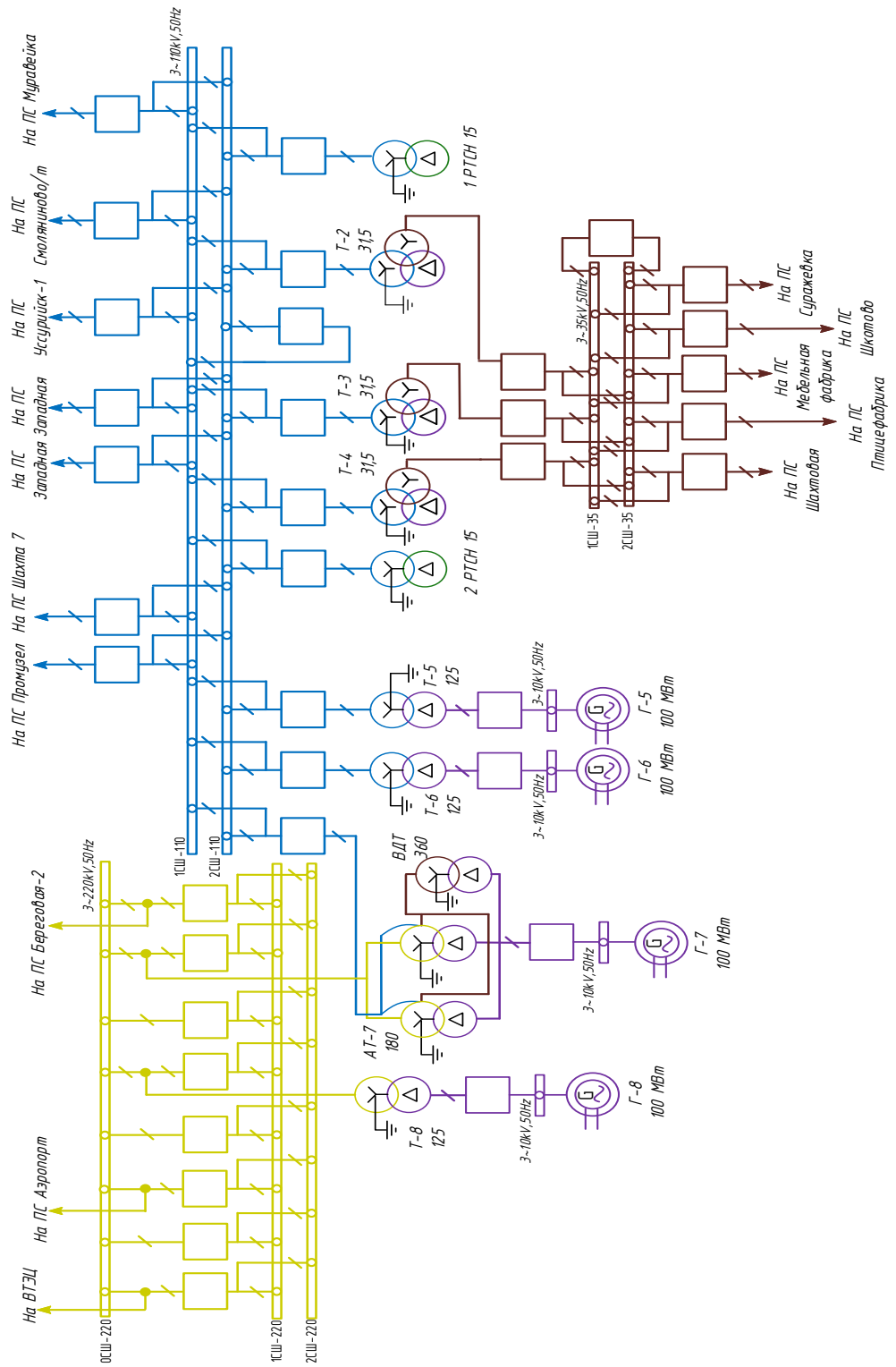


Рисунок 1 – Электрическая схема Артёмовской ТЭЦ



Характеристики «Артемовской ТЭЦ»: на станции установлены: два двухобмоточных трансформатора номинальной мощностью 125 МВА, три трехобмоточных трансформатора номинальной мощностью 40 МВА и один автотрансформатор номинальной мощностью 1 МВА. Выработка электрической энергии осуществляется четырьмя генераторами мощностью 100 МВ·А каждый. Распределительные устройства 110 кВ, 35 кВ выполнены открытыми (ОРУ), ОРУ 110 кВ «АТЭЦ» выполнено по схеме – двух секционированная система сборных шин с обходной системой шин, выключателями типа СМВ-110 (линейные и секционный) и отделителями типа ЗНО-110-1Т в цепях трансформаторов, от ОРУ 110 кВ отходят семь ВЛ 110 кВ, ОРУ 35 кВ «АТЭЦ», выполнено по схеме – одна секционированная система шин, от ОРУ 35 кВ отходят пять ВЛ 35 кВ.

Для корректного расчета режима была выбрана ПС Уссурийская-2 как второй источник питания севернее района. Схема подстанции представлена на рисунке 2.

Подстанция «Уссурийск – 2» трансформаторной мощностью 438 МВА введена в эксплуатацию в начале 1970-х годов. Она участвует в транзите электроэнергии на юг Приморского края, а также обеспечивает электроснабжение тяговых подстанций ПАО «Российские железные дороги», Уссурийского локомотиворемонтного завода и других крупных промышленных и бытовых потребителей региона.

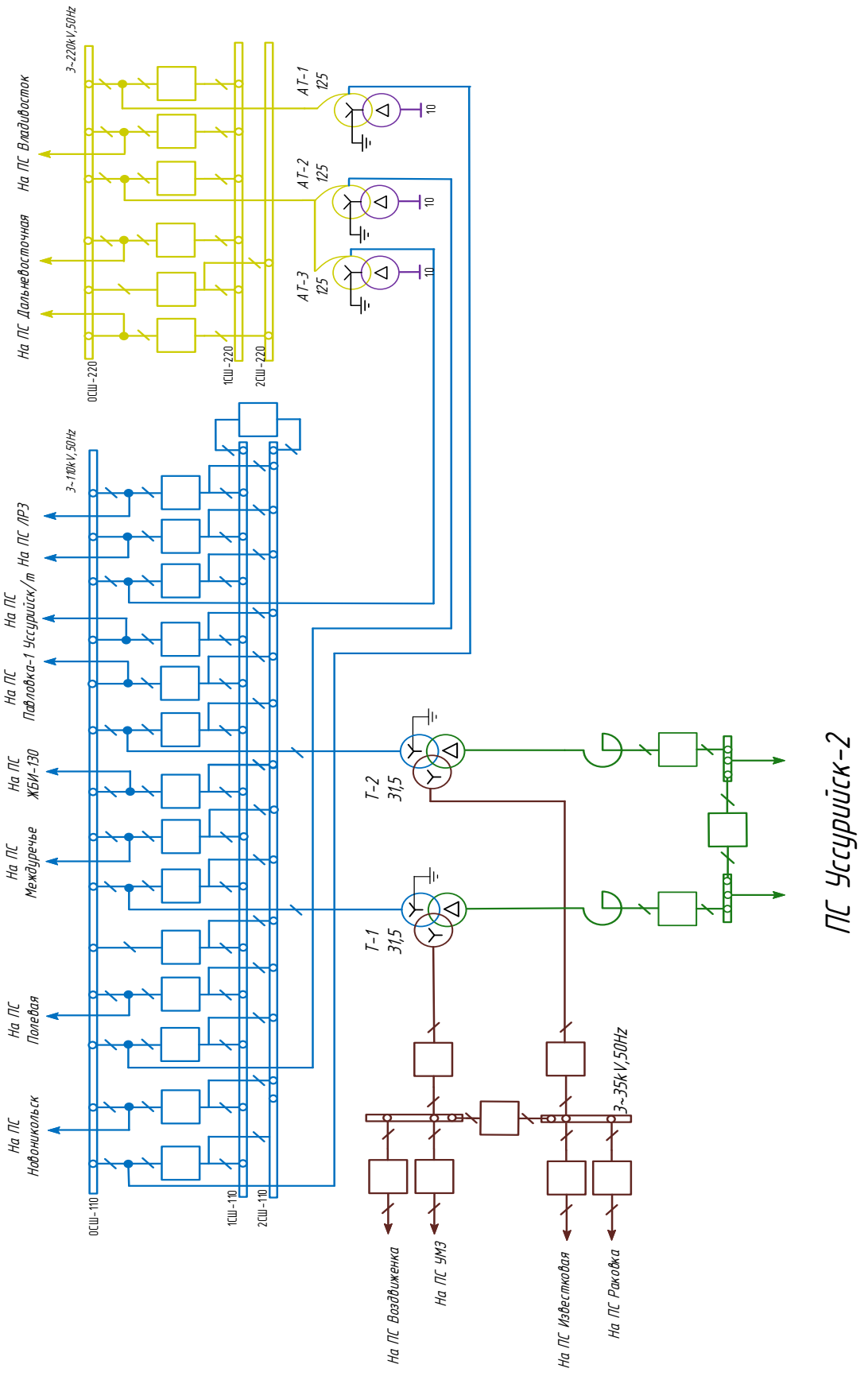


Рисунок 2 – Электрическая схема ПС Уссурийск-2

### 1.3 Характеристика существующей электрической сети

Распределительные электрические сети напряжением 35 – 110 кВ, расположенные на территории Приморского края, являются объектами АО «ДРСК» и обслуживаются его филиалом «Приморские электрические сети», которые разделены на четыре структурных подразделения (СП): - Центральные электрические сети (ЦЭС - г. Уссурийск), Южные электрические сети (ЮЭС – г. Владивосток), Северные электрические сети (СЭС- п. Кавалерово), Западные электрические сети (ЗЭС – г. Лесозаводск).

Надеждинский район расположен на территории Южных электрических сетей.

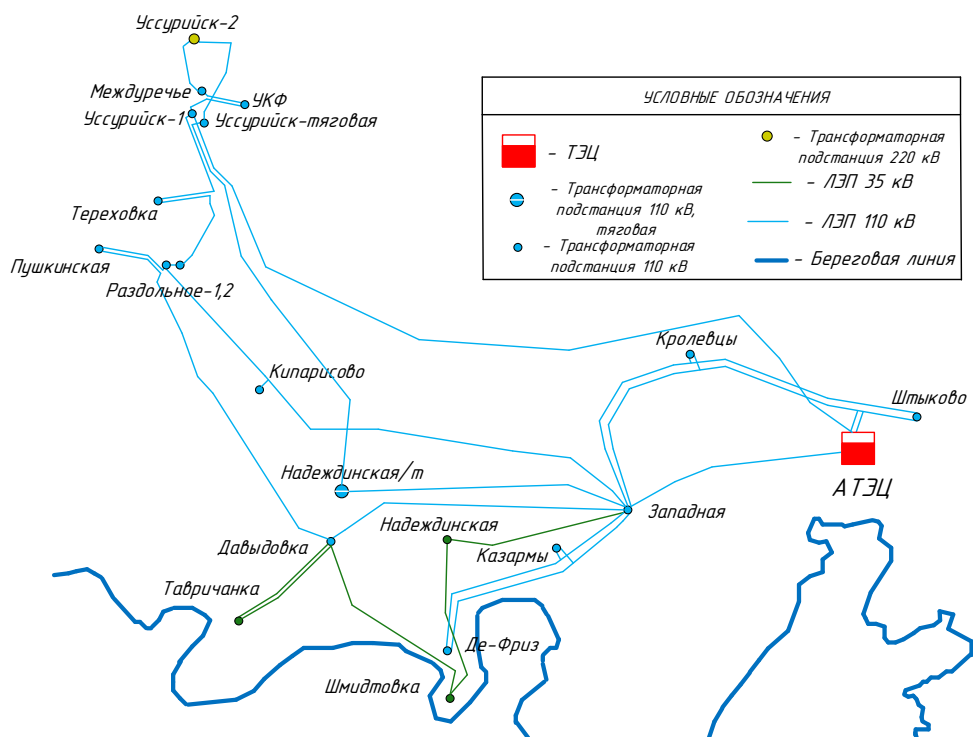


Рисунок 3 – Карта-схема электрической сети 35-110 кВ Надеждинского района

Для выполнения работы рассмотрим линии электропередачи, связывающие подстанции, расположенные в районе проектирования. Ниже в таблице 3 приведены данные линии с указанием некоторых параметров: марка проводов, их сечение, допустимый ток, нагрузку и плотность тока (для 19 часов).

Таблица 3 – Характеристики ЛЭП района проектирования

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Минимальное сечение провода, мм <sup>2</sup>	Допустимый ток, А	
				при t +25°C	при t минус 5°C
АТЭЦ – Западная (1,2)	110	АС-150	150	450	581
Западная – Давыдовка	110	АС-120, М-70	70	337	435
Западная - Казармы с отпайкой на ПС Де-Фриз I цепь	110	АСКП -120, ПВП2Г 3*185	120	375	484
Западная - Казармы с отпайкой на ПС Де-Фриз II цепь	110	АСКП -120	120	375	484
Западная - Надеждинская	35	АС-150, М-50	50	275	355
Надеждинская -Шмидтовка	35	АС-70	70	265	342
Шмидтовка - Давыдовка	35	АС-70, АС-95, АС-120	70	265	342
Давыдовка -Тавричанка№1	35	М-70, АС-120	70	337	435
Давыдовка – Тавричанка№2	35	АС-95, АС-120	95	330	426
Западная - Кипарисово - Раздольное 1	110	АС-120	120	375	484
Пушкинская – Раздольное1	110	АС-150	150	422	544
Раздольное 1 – Раздольное 2	110	АС-120	120	375	484
Раздольное 2 - Тереховка	110	АС-120	120	300	300
Пушкинская - Давыдовка	110	АС-150	150	375	484
Надеждинская/т -Западная	110	АС-150	150	422	544
Надеждинская/т - Уссурийск/т	110	АС-150, АС-95	95	330	426
Уссурийск 1 - Тереховка	110	АС-120	120	375	484
АТЭЦ - Уссурийск 1	110	М-95, АС-185, АС-240	95	422	544
УКФ- Уссурийск-1	110	АС-240	240	600	600
Междуречье -УКФ	110	АС-240	240	600	600
Уссурийск-2 Междуречье	110	АС-240	240	600	600
Уссурийск-2 Уссурийск/т	110	АС-95	95	442	544

Следом рассмотрим подстанции района. Преобладающий тип присоединения – проходной. В них не входят ПС Тавричанка и Казармы (тупиковые), а также ПС Кипарисово и Де-Фриз (отпаечное присоединение). Данные о трансформаторной мощности и схемах РУ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Подстанции района проектирования

Наименование подстанции	№ тр-ра	Мощность, МВА	Загруженность	Схема распределительного устройства
Западная	T-1	40,0	0,84	Две рабочие и обходная система шин (13Н)
	T-2	40,0	0,66	
Давыдовка	T-1	25,0	0,45	Одна секционированная система шин (9)
	T-2	25,0	0	
Де-Фриз	T-1	10,0	0,66	Одна секционированная система шин (9)
	T-2	10,0	0,13	
Казармы	T-1	10,0	0,17	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии (5Н)
	T-2	10,0	0,3	
Надеждинская	T-1	16,0	0,53	Одна секционированная система шин (9)
	T-2	16,0	0,61	
Кипарисово	T-1	6,3	0,35	Блок с разъединителем (1)
Тавричанка	T-1	5,6	0,43	Одна секционированная система шин (9)
	T-2	5,6	0,8	
Тереховка	T-1	6,3	0	Одна секционированная система шин (9)
	T-2	6,3	0,2	
Шмидтовка	T-1	2,5	0,89	Одна секционированная система шин (9)
	T-2	2,5	0,5	
Раздольное-1	T-1	16,0	0,42	Блок с выключателем (3Н)
Раздольное-2	T-1	16,0	0,08	Блок с выключателем (3Н)
Пушкинская	T-1	16,0	0,001	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии (5Н)
	T-2	16,0	0	
Уссурийск-1	T-1	31,5	0,45	Две рабочие системы шин (13)
	T-2	40,0	0,73	
Междуречье	T-1	6,3	0,57	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны трансформатора (5АН)
	T-2	10,0	0,66	
УКФ	T-1	25,0	0,09	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны трансформатора (5АН)
	T-2	25,0	0,04	

После анализа загруженности трансформаторов была выявлена подстанция с необходимостью реконструкции. Ей является ПС Шмидтовка, т.к. коэффициент загруженности превышает 0.7, а повышение нагрузки в перспективе может вывести их из строя. Остальные трансформаторы с превышением коэффициента могут быть разгружены переводом нагрузки на второй трансформатор.

Выводы по разделу 1:

В Надеждинском районе получили развитие электрические сети напряжением 110/35/6 кВ.

Узловой подстанцией является ПС «Западная» от которой по ВЛ 110 кВ питаются ближайшие подстанции – «Давыдовка» (110/35/6 кВ), «Казармы» (110/10 кВ) и «Де-Фриз» (110/6 кВ), «Пушкинская» (110/10 кВ), «Раздольное 1» (110/10 кВ), «Кипарисово» (110/10 кВ), «Надеждинская-тяга» (110/27 кВ), «Шахта 7» (110/6 кВ).

Уровень напряжения 27,5 кВ используется в качестве источника электрической энергии для тяги переменного тока, поэтому в проекте не рассматривается.

В целом по Приморскому краю техническое состояние линий электропередачи и подстанций напряжением от 35 до 500 кВ поддерживается в удовлетворительном состоянии.

Распределительный комплекс 35-110 кВ АО «ДРСК» характеризуется наличием объектов, эксплуатирующихся за пределами нормативных сроков эксплуатации. Износ электрических сетей филиала АО «ДРСК» превышает 60 %, трансформаторных подстанций – 70 %. Более 25 лет эксплуатируется около 80 % ПС 35-110 кВ, более 40 лет эксплуатируется ~ 35 % ЛЭП 35-110 кВ (от общего количества).

Количество оборудования подстанций Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Приморское ПМЭС, эксплуатирующегося с превышением нормативного срока эксплуатации, составляет 55,95 %.

Количество ВЛ Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Приморское ПМЭС, эксплуатирующегося с превышением нормативного срока эксплуатации, составляет 28,3 % от общего количества.

Количество оборудования АО «ДГК», эксплуатирующегося за пределами нормативных сроков эксплуатации (турбины, генераторы, котлы), составляет более 80 %.

Особенностью распределительных сетей ПЮЭС является применение на подстанциях напряжения 6 кВ, и только 15 % подстанций имеют напряжение 10

кВ.

Сети 35 кВ, как правило, работают в режиме одностороннего питания, то есть работают как магистральные и радиальные, хотя часть из них выполняется по «мостиковым» и секционированным схемам. Для линий ПЮЭС характерно то, что многие из них состоят из нескольких марок и сечений проводов, что сказывается на пропускной способности всей линии и величине потерь мощности, надёжности электрической сети. Для данных ВЛ пропускная способность определяется наименьшим сечением. Это приводит к перегрузке одних участков сети и недогрузке других, из-за чего повышаются потери электрической энергии.

Особенностью рассматриваемой сети является то, что линии выполнены медными проводами что технически не обоснованно для настоящего времени, поэтому необходимо производить реконструкцию электрической сети, для увеличения пропускной способности линии.

После анализа загруженности трансформаторов была выявлена подстанция с необходимостью реконструкции. Ей является ПС Шмидтовка, т.к. коэффициент загруженности превышает 0.7, а повышение нагрузки в перспективе может вывести их из строя. Остальные трансформаторы с превышением коэффициента могут быть разгружены переводом нагрузки на второй трансформатор.

Таким образом, определены исходные данные для дальнейшего проектирования оптимальной схемы развития электрической сети.

## 2 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Расчет и прогнозирование электрических нагрузок является ответственным расчётом, необходимым для проектирования электрических линий, станций и подстанций

Необходимо по данным контрольных замеров в летний и зимний периоды определить летние и зимние вероятностные характеристики электрических нагрузок. К тому же необходимо уточнить максимальные нагрузки, которые будут определяться составом и процентом подключаемых потребителей.

К вероятностно-статическим характеристикам потребителя относятся:

1. средние активные мощности;
2. максимальные мощности;
3. эффективные или среднеквадратические мощности;
4. минимальные мощности.

### 2.1 Расчет вероятностных характеристик электрических нагрузок

Средней мощностью называют математическое ожидание вероятных значений нагрузки в течение рассматриваемого периода времени. Этот вид нагрузки используют для расчета электропотребления и для выбора мощности силовых трансформаторов:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i = \frac{P_{max}}{k_{max}} \text{ МВт}, \quad (1)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i = \frac{Q_{max}}{k_{max}} \text{ Мвар},$$

где  $P_{cp}, Q_{cp}$  - средняя мощность;

$T$  - период;

$P_i, Q_i$  - мощность, соответствующая времени  $t_i$  на графике нагрузок.



Среднеквадратичная (эффективная) мощность - это математическое ожидание квадратов мощности за определенный промежуток времени. Эта мощность используется при расчете потерь электроэнергии.

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i} = P_{\text{ср}} \cdot k_{\phi}, \quad (2)$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} = Q_{\text{ср}} \cdot k_{\phi},$$

где  $P_{\text{эф}}, Q_{\text{эф}}$  – среднеквадратичная (эффективная) мощность.

Под максимальной мощностью понимают некую среднюю мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Максимальная мощность необходима для выбора основного оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий.

$$P_{\text{max}} = K_{\text{max}} \cdot P_{\text{ср}}, \quad (3)$$

$$Q_{\text{max}} = K_{\text{max}} \cdot Q_{\text{ср}},$$

где  $P_{\text{max}}, Q_{\text{max}}$  - максимальная мощность;

$K_{\text{max}}$  - коэффициент максимума, равный 1,2;

Исходные данные для расчёта взяты по результатам контрольных замеров 2020 года и представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Исходные данные

Наименование ПС	Максимальная активная мощность ПС, МВт		Максимальная реактивная мощность ПС, МВАр	
	Зима	Лето	Зима	Лето
1	2	3	4	5
Давыдовка	29,2	9,1	9,7	4,3
Западная	37,1	14,6	7,4	5
Де-Фриз	3,95	2,22	1,58	0,89
Казармы	5,3	1,8	1,4	0,6
Кипарисово	2,4	1,7	0,5	0,9
Надеждинская	15,9	9,2	6,36	3,68
Раздольное-1	9,3	5,2	2,8	2,8
Раздольное-2	3,7	1,4	1,45	0,9
Тавричанка	6,4	3,37	2,56	1,35
Тереховка	1,4	0,7	0,6	0,2
Шмидтовка	3	1,77	1,2	0,71
Пушкинская	0,067	0,026	0,027	0,01
Уссурийск-1	37,2	23,7	11,4	9,4
Междуречье	10	4,6	3,9	2,9
УКФ	3,2	1,75	1,3	0,69

Для определения вероятностных характеристик воспользуемся усредненными коэффициентами:  $k_{\phi} = 1,17$ ,  $k_{\max} = 1,2$ .

Приведём пример расчёта, для ПС Кипарисово:

$$P_{\text{ср.Кипарисово}} = \frac{P_{\text{max.Кипарисово}}}{k_{\max}} = \frac{2,4}{1,2} = 2 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.Кипарисово}} = P_{\text{ср.Кипарисово}} \cdot k_{\phi} = 1,17 \cdot 2 = 2,34 \text{ МВт}$$

Полный расчет вероятностных характеристик, существующих ПС выполнен в программе Microsoft Excel, результаты расчета приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Вероятностные характеристики существующих ПС

Подстанция	Время	$P_{\max}$ , МВт	$P_{\text{ср}}$ , МВт	$P_{\text{эф}}$ , МВт	$Q_{\max}$ , Мвар	$Q_{\text{ср}}$ , Мвар	$Q_{\text{эф}}$ , Мвар
Давыдовка	Зима	29,2	24,33	28,47	9,7	8,66	10,13
	Лето	9,1	7,58	8,87	4,3	3,84	4,49
Западная	Зима	37,1	30,92	36,17	7,4	6,61	7,73
	Лето	14,6	12,17	14,24	5	4,46	5,22
Кипарисово	Зима	2,4	2	2,34	0,5	0,45	0,52
	Лето	1,7	1,42	1,66	0,9	0,8	0,94
Раздольное-1	Зима	9,3	7,75	9,07	2,8	2,5	2,93
	Лето	5,2	4,33	5,07	2,8	2,5	2,93
Раздольное-2	Зима	3,7	3,08	3,61	1,45	1,29	1,51
	Лето	1,4	1,17	1,37	0,9	0,8	0,94
Тереховка	Зима	1,4	1,17	1,37	0,6	0,54	0,63
	Лето	0,7	0,58	0,68	0,2	0,18	0,21
Де-Фриз	Зима	3,95	3,29	3,85	1,58	1,41	1,65
	Лето	2,22	1,85	2,16	0,89	0,79	0,93
Казармы	Зима	5,3	4,42	5,17	1,4	1,25	1,46
	Лето	1,8	1,5	1,76	0,6	0,54	0,63
Надеждинская	Зима	15,9	13,25	15,5	6,36	5,68	6,64
	Лето	9,2	7,67	8,97	3,68	3,29	3,84
Тавричанка	Зима	6,4	5,33	6,24	2,56	2,29	2,67
	Лето	3,37	2,81	3,29	1,35	1,21	1,41
Шмидтовка	Зима	3	2,5	2,93	1,2	1,07	1,25
	Лето	1,77	1,48	1,73	0,71	0,63	0,74
Пушкинская	Зима	0,07	0,06	0,07	0,03	0,02	0,03
	Лето	0,03	0,02	0,03	0,01	0,01	0,01
Уссурийск-1	Зима	37,2	31	36,27	11,4	10,18	11,4
	Лето	23,7	19,75	23,11	9,4	8,39	9,82
Междуречье	Зима	10	8,33	9,75	3,9	3,48	4,07
	Лето	4,6	3,83	4,49	2,9	2,59	3,03
УКФ	Зима	3,2	2,67	3,12	0,69	0,62	0,72
	Лето	1,75	1,46	1,71	0,69	0,62	0,72

## 2.2 Прогнозирование электрических нагрузок для существующих подстанций

Этот раздел является основным, так как от результата нахождения вероятностных характеристик будет зависеть выбор оборудования проводов, подстанций, и опор линий электропередач.

Определяем прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов на примере максимальной спрогнозированной мощности, МВт:

$$P_{\text{прог}}^{\text{max}} = P_{\text{max}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t}, \quad (4)$$

где  $P_{\text{max}}$  – средняя мощность;

$\varepsilon$  – относительный прирост нагрузки, соответствующий базовому варианту СиПР ЕЭС Приморского края, характеризуется среднегодовым темпом 1,93 процента в 2021 – 2025;

$t_{\text{прог}}$  – год для которого определяется электрическая нагрузка;

$t$  – год в который снимался первый замер.

При проектировании сетей принимаем  $t_{\text{прог}} - t$  равным 5.

Исходные данные для расчёта вероятностных характеристик приведены в таблице 6, пункта 2.1.

Далее в таблице 7 приведены вероятностные характеристики с перспективой на 5 лет. Расчет выполнен в программе Microsoft Excel.

Таблица 7 – Характеристики с перспективой на 5 лет

Подстанция	Время	$P_{\text{max}}$ , МВт	$P_{\text{ср}}$ , МВт	$P_{\text{эф}}$ , МВт	$Q_{\text{max}}$ , Мвар	$Q_{\text{ср}}$ , Мвар	$Q_{\text{эф}}$ , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8
Давыдовка	Зима	32,13	26,77	31,33	10,67	9,53	11,15
	Лето	10,01	8,34	9,76	4,73	4,22	4,94
Западная	Зима	40,82	34,02	39,8	8,14	7,27	8,51
	Лето	16,06	13,39	15,66	5,5	4,91	5,75
Кипарисово	Зима	2,64	2,2	2,57	0,55	0,49	0,57
	Лето	1,87	1,56	1,82	0,99	0,88	1,03

1	2	3	4	5	6	7	8
Раздольное-1	Зима	10,23	8,53	9,98	3,08	2,75	3,22
	Лето	5,72	4,77	5,58	3,08	2,75	3,22
Раздольное-2	Зима	4,07	3,39	3,97	1,6	1,42	1,67
	Лето	1,54	1,28	1,5	0,99	0,88	1,03
Тереховка	Зима	1,54	1,28	1,5	0,66	0,59	0,69
	Лето	0,77	0,64	0,75	0,22	0,2	0,23
Де-Фриз	Зима	4,35	3,62	4,24	1,74	1,55	1,82
	Лето	2,44	2,04	2,38	0,98	0,87	1,02
Казармы	Зима	5,83	4,86	5,69	1,54	1,38	1,61
	Лето	1,98	1,65	1,93	0,66	0,59	0,69
Надеждинская	Зима	17,49	14,58	17,06	7	6,25	7,31
	Лето	10,12	8,44	9,87	4,05	3,62	4,23
Тавричанка	Зима	7,04	5,87	6,87	2,82	2,51	2,94
	Лето	3,71	3,09	3,62	1,49	1,33	1,55
Шмидтовка	Зима	3,3	2,75	3,22	1,32	1,18	1,38
	Лето	1,95	1,62	1,9	0,78	0,7	0,82
Пушкинская	Зима	0,08	0,06	0,08	0,03	0,03	0,03
	Лето	0,03	0,03	0,03	0,01	0,01	0,01
Уссурийск-1	Зима	40,93	34,11	39,91	12,54	11,2	13,1
	Лето	26,08	21,73	25,43	10,34	9,23	10,8
Междуречье	Зима	11	9,17	10,73	4,29	3,83	4,48
	Лето	5,06	4,22	4,93	3,19	2,85	3,33
УКФ	Зима	3,52	2,93	3,43	0,76	0,68	0,79
	Лето	1,93	1,6	1,88	0,76	0,68	0,79

Таким образом, по исходным данным, мы определили вероятностные и прогнозируемые нагрузки на всех ПС

### **2.3 Анализ существующих режимов рассматриваемых электрических сетей**

Для более точной оценки необходимых объемов реконструкции необходимо произвести расчет режимов рассматриваемого участка системы.

Режимом электроэнергетической системы называется состояние системы, определяемое ее параметрами в заданный момент времени. По результатам расчета определяются уровни напряжения, токовые нагрузки, потоки активной и

реактивной мощности, потери мощности и т.д.

Таблица 8 – Контрольные замеры напряжения максимальной нагрузки

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Фактическое напряжение, кВ		Отклонение напряжения от номинального, %	
		Лето	Зима	Лето	Зима
Давыдовка	110	113	110	2,65	0
	35	36,5	38	4,11	7,89
	6	6,3	6,2	4,76	3,23
Де-Фриз	110	115,8	115	5,01	4,35
	6	6,2	6,3	3,23	4,76
Западная	110	117,5	114,8	6,38	4,18
	35	36,5	36,6	4,11	4,37
	6	6,2	6,3	3,23	4,76
Казармы	110	117	113	5,98	2,65
	10	10,3	9,9	2,91	1,01
Кипарисово	110	115	115	4,35	4,35
	10	10,5	10,5	4,76	4,76
Надеждинская	35	35	35	0,00	0,00
	6	6,2	6,5	3,23	7,69
Раздольное-1	110	115	111	4,35	0,90
	35	36	36	2,78	2,78
	10	10,2	10,3	1,96	2,91
Раздольное-2	110	115	115	4,35	4,35
	35	36	35	2,78	0,00
	10	10	10	0,00	0,00
Тавричанка	35	37,5	37,5	6,67	6,67
	6	6,4	6,3	6,25	4,76
Тереховка	110	115	110	4,35	0,00
	10	10,2	10	1,96	0,00
Шмидтовка	35	36	36	2,78	2,78
	6	6,2	6,3	3,23	4,76
Пушкинская	110	116	113	5,17	2,65
	35	36	34,5	2,78	1,45
	10	10,1	9,9	0,99	1,01
Уссурийск-1	110	118	114	6,78	3,51
	35	36,5	36,6	4,11	4,37
	6	6,2	6,2	3,23	3,23
Междуречье	110	115	118	4,35	6,78
	6	6	6,1	0,00	1,64
УКФ	110	118	118	6,78	6,78
	6	6,2	6,1	3,23	1,64

Проанализировав данные по напряжению, определено, что отклонения напряжения находятся в допустимых пределах.

Важной характеристикой сети является нагрузочная плотность тока. При ее превышении выше нормы появляются потери, что недопустимо в больших

количествах.

Таблица 9 – Токовая загрузка ЛЭП

Наименование линии	Нагрузка, А	Плотность тока, А/мм <sup>2</sup>
АТЭЦ – Западная (1,2)	214	1,43
Западная - Давыдовка	307	4,39
Западная - Казармы с отпайкой на ПС Де-Фриз I цепь	19	0,16
Западная - Казармы с отпайкой на ПС Де-Фриз II цепь	67,6	0,56
Западная - Надеждинская	235	4,7
Надеждинская - Шмидтовка	193	2,76
Шмидтовка - Давыдовка	264	2,78
Давыдовка - Тавричанка №1	120	1,7
Давыдовка - Тавричанка №2	0	0
Западная - Кипарисово - Раздольное 1	98	0,82
Пушкинская - Раздольное 1	90	0,6
Раздольное 1 - Раздольное 2	70	0,58
Раздольное 2 - Тереховка	60	0,50
Пушкинская - Давыдовка	90	0,6
Уссурийск 1 - Тереховка	60	0,5
Артемовская ТЭЦ - Уссурийск 1	152	1,6
УКФ- Уссурийск-1	360	1,5
Междуречье - УКФ	360	1,5
Уссурийск-2 - Междуречье	420	1,75

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что некоторые линии Надеждинского района требуют реконструкции в виду большой плотности тока.

Ссылаясь на ПУЭ и СиПР для Надеждинского района коэффициенты имеют вид: 1.0 для алюминиевых проводов и 1.8 для медных, учитывая число часов использования максимума нагрузки в год.

Исходя из вышеприведенного анализа, можно прийти к выводу, что электрические сети района необходимо реконструировать. Это связано с высокой плотностью тока в линиях электропередач, а также из-за увеличения нагрузок на трансформаторы, часть из которых в недалеком будущем могут выйти из строя в связи с перегрузом.

## 3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

### 3.1 Возможные варианты реконструкции сети

В данном разделе предложены варианты реконструкции сетей Надеждинского района Приморского края.

Варианты обязательно должны отвечать условиям технической осуществимости каждого из них по параметрам основного электрооборудования.

С экономической точки зрения общие принципы, принятые для целесообразного формирования электрических сетей, могут быть сформулированы:

1) Передача электроэнергии должна осуществляться по самому короткому пути – это снижает затраты на сооружение линий и снижает потери электроэнергии.

2) Схема электрической сети должна быть простой.

3) Минимальное количество ступеней трансформации позволяет снизить потери мощности в трансформаторах.

4) Совокупность схемы сети и номинального напряжения должны обеспечивать нужное качество электроснабжения и соответствовать требованиям надежности.

По данным, собранным в п.2.3 можно сделать вывод, что Надеждинский район требует масштабной реконструкции.

Основной проблемой данной сети является высокая плотность тока. Для решения этой проблемы есть несколько вариантов:

- Увеличение сечений проводов
- Повышение номинального напряжения
- Проведение новых параллельных проводов
- Сооружение новых ЛЭП от менее загруженных районов

Данный район является довольно сложным для единовременной реконструкции со стороны финансов и реализуемости. Поэтому в данной работе будет рассмотрена линия между ПС Западная и ПС Давыдовка.



С учетом этих данных предложены следующие варианты реконструкции сетей Надеждинского района:

Вариант 1: Данная линия имеет высокую экономическую плотность тока, что приводит к потерям, поэтому в данном варианте на ВЛ 110 кВ Давыдовка – Западная производится замена проводов марки М-70 и АС-120 на провода с большим сечением для повышения пропускной способности линии. Помимо этого, для повышения надежности электропитания потребителей производится реконструкция РУ ВН на ПС Давыдовка. Данный вариант является наиболее дешевым из возможных.

Вариант 2: Также экономичным вариантом для реконструкции ВЛ 110 кВ Давыдовка – Западная является добавление провода рядом (двухцепное исполнение). Помимо этого, ввиду невозможности расширить текущее распределительное устройство для новой линии и/или для будущего присоединения подстанций 110 кВ, производится реконструкция РУ ВН на ПС Давыдовка.

С учетом требований по надежности, числа подходящих к подстанции линий и класса номинального напряжения производим выбор схемы РУ ВН.

Далее произведем характеристику каждого варианта схемы электрической сети. Данные для каждой схемы были сведены в таблицы и представлены ниже.

Таблица 11 – Технический анализ вариантов

Наименование ПС	Вариант подключения	Класс номинального напряжения, кВ	Тип РУ ВН	Количество выключателей	Длина реконструируемой линии в одноцепном исполнении, км
Давыдовка	Вариант 1	110	Две рабочие и обходная системы шин (№ 13Н)	0	19,45
	Вариант 2	110		2	19,45

Так как в одном из разделов уже были приведены максимальные загрузки трансформаторов, то отсутствует нужда в расчете их загрузки и проверке. На рассматриваемом участке отсутствует нужда в замене трансформатора, так как

при аварии возможен временный перенос мощности. Так же это подтверждает СиПР с прогнозом до 2025 года.

Для выбора окончательного варианта реконструкции требуется произвести технико-экономическое сравнение, а также расчет режимов.

Оба варианта реконструкции приведены в графической части, на листе №2.

### **3.2 Компенсация реактивной мощности**

Передача большой реактивной мощности по линиям электропередач не выгодна в экономическом плане, так как это приводит к увеличению потерь электроэнергии. Для этого устанавливаются источники реактивной мощности вблизи потребителя.

Определение значения требуемой мощности компенсирующих устройств, для ПС Давыдовка:

$$Q_{норм} = P_{max} \cdot tg\varphi_{норм}; \quad (5)$$

$$Q_{норм} = 32,13 \cdot 0,4 = 12,85 \text{ Мвар.}$$

$$Q_{KVi} = Q_{maxi} - Q_{нормi}; \quad (6)$$

$$Q_{KV} = 10,7 - 12,85 = -2,15 \text{ Мвар.}$$

Коэффициент  $tg(\varphi)$  принимается равным 0,4.

Исходя из того, что требуемая мощность компенсации отрицательна, приходим к выводу, что компенсация не требуется.

### **3.3 Выбор сечений проводников и проверка существующих**

Требуется произвести выбор и проверку провода для монтажа на ВЛ 110 кВ Давыдовка – Западная.

При выборе проводников для реконструируемой сети учитывается: про-

пуская способность сечения по нагреву в послеаварийных режимах, технико-экономические показатели. Для ВЛ также учитывается механическая прочность и условия образования короны.

Расчетное значение тока находим по формуле:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max}, \quad (7)$$

где  $\alpha_i$  – коэффициент учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации, для ЛЭП 110 кВ данный коэффициент принимаем равным 1,05;

$\alpha_T$  – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки  $T_{\max}$  и коэффициента попадания в максимум энергосистемы, данный коэффициент принимаем равным 1;

$I_{\max}$  – максимальный ток протекающий по линии.

$$I_{\max.i} = \frac{\sqrt{P_{i,j}^2 + Q_{i,j}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{Ц}}} \quad (8)$$

где  $P_{i,j}$  – поток максимальной активной мощности текущей по линии зимой;

$Q_{i,j}$  – поток максимальной реактивной мощности текущей по линии зимой;

$U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение сети;

$n$  – количество цепей.

Максимальный ток для варианта №1, текущий по линии Давыдовка – Западная, кА:

$$I_{\max.Д-З} = \frac{\sqrt{53,7^2 + 6^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,284 \text{ кА.}$$

Расчетный ток для варианта №1 ВЛ 110 кВ:

$$I_p = 1,05 \cdot 1 \cdot 0,284 = 0,298 \text{ кА.}$$

Согласно экономическим токовым интервалам, учитывая район по гололеду, класс напряжения, а также количество цепей ВЛ выбираем провод АС-240/32. Допустимая токовая нагрузка – 605 А при 25 °С. По расчетам ток после аварийном режиме в данной линии достигает 421 А, следовательно данный провод выдерживает предполагаемую нагрузку и подходит для монтажа.

Максимальный ток для варианта №2, текущий по линии Давыдовка – Западная, кА:

$$I_{\max.д-з} = \frac{\sqrt{53,7^2 + 6^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 0,142 \text{ кА.}$$

Расчетный ток для варианта №2 ВЛ 110 кВ:

$$I_p = 1,05 \cdot 1 \cdot 0,142 = 0,149 \text{ кА.}$$

Примем к установке на данном участке провод АС – 185/29 с длительно допустимым током  $I_{д.д}=510$  А.

Для данного варианта, аварийным режимом будет считаться отключение одной из цепи линии, потому оставшаяся в работе цепь, должна выдерживать нагрузку приходящаяся на каждую цепь.

$$I_{п/л} = 2 \cdot 149 = 298 \text{ А.}$$

Расчетный аварийный ток меньше длительного допустимого тока провода, значит сечение выбрано правильно.

### **3.4 Техничко-экономический расчет**

Выбор оптимального варианта производится методом технико-экономического расчета. Выбор оптимального варианта производится по ми-

нимуму среднегодовых и/или приведенных затрат. Приведенные затраты мы получим по формуле:

$$Z = E_H \cdot K + I_\Sigma, \quad (9)$$

где  $E_H$  – нормативный коэффициент экономической эффективности, принимается равным 0,1;

$K$  – капиталовложения, необходимые для сооружения сети;

$I_\Sigma$  – суммарные издержки.

Капиталовложения на сооружение подстанций состоят из капиталовложений необходимых для покупки трансформаторов, устройств для компенсации реактивной мощности, сооружения открытого распределительного устройства и постоянных затрат которые включают затраты на подвод коммуникаций, благоустройство территории, покупку земли, тыс. руб.:

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ} + K_{ОТ.З.}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_{ЗОН}, \quad (10)$$

где  $K_{ТР}$  – стоимость трансформатора, зависит от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{КУ}$  – стоимость компенсирующих устройств, зависит от мощности;

$K_{ОРУ}$  – стоимость открытого распределительного устройства, зависит от схемы РУ и класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат, зависит от тех же показателей, что и стоимость ОРУ;

$K_{ОТ.З.}$  – затраты на отвод земли.

Стоимость оборудования приводится к текущему году коэффициентом инфляции, составляющий  $K_{ИНФ}=10,46$  и коэффициентом зоны  $K_{ЗОН}=1.4$ .

Так как оба варианта предполагают одинаковую реконструкцию подстанций, то этот показатель не принимается во внимание при расчете экономически выгодного варианта.

Капиталовложение на сооружение ВЛ рассчитываются по формуле:

$$K_{ВЛ} = (K_{от.з} + (K_0 \cdot L_{ЛЭП})) \cdot K_{инф} \cdot K_{зон} \quad (11)$$

где  $K_0$  – удельные капиталовложения на строительство одного километра ВЛ, руб./км;

$L_{ЛЭП}$  – длина трассы, км;

$K_{от.з}$  – капиталовложения для отвода земли, руб;

Для варианта с заменой линии будет приведена цена для кабеля АС-240, для приведения экономической плотности ближе к норме региона.

Расчет для варианта с заменой провода:

$$K_{ВЛ} = (1857,3 + (1100 \cdot 19,45)) \cdot 10,46 \cdot 1,4 = 340506,7 \text{ тыс.руб}$$

Расчет для варианта с двухцепной линией:

$$K_{ВЛ} = (1857 + (1600 \cdot 19,45)) \cdot 10,46 \cdot 1,4 = 482915,2 \text{ тыс.руб}$$

Ежегодные издержки на эксплуатацию сети включают в себя: издержки на эксплуатацию и ремонт, издержки на амортизацию, стоимость потерь электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{ЭР} = \alpha_{н.ЛЭП} \cdot K_{ЛЭП} + \alpha_{н.ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (12)$$

где  $\alpha_{н.ЛЭП}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ЛЭП, принимаем равным 0,008;

$\alpha_{н.ПС}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ПС, принимаем равным 0,059 [26].

Амортизационными отчислениями называются накопления денежных средств для покупки и замены износившегося оборудования:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}}, \quad (13)$$

где  $T_{СЛ}$  – срок службы оборудования, принимаемый равным 20 годам.

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь электрической энергии и их стоимости:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (14)$$

где  $\Delta W$  - потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, принимаем равной 2,5 руб/ кВт·ч.

Сравнительные характеристики полученных результатов сводятся в соответствующую таблицу, в которой должны быть указаны: суммарные капиталовложения, тыс. руб.; суммарные издержки, тыс. руб.; приведенные затраты, тыс. руб.

Таблица 10 – Экономическое сравнение вариантов

	1 вариант	2 вариант
К, тыс.руб	854606,7	1202008,8
И, тыс.руб	85520	110400
З, тыс.руб	170980,67	230600,88
$I_{\Delta W}$ , тыс.руб	9739,25	3969,75

Определяется погрешность для стоимости потерь в двух проектируемых вариантах сети по следующей формуле:

$$\varepsilon = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (15)$$

$$\varepsilon = \frac{170980,67 - 230600,88}{170980,67} \cdot 100\% = 34,87\%$$

Если приведенные затраты отличаются больше, чем на 5%, то выбираем вариант, где среднегодовых затрат меньше. Если нет, то выбираем вариант где меньше издержек на стоимость суммарных потерь.

Для дальнейшего расчета вариант 1, т.к. она имеет меньшие среднегодовые затраты, меньшие издержки и меньшие капиталовложения.



#### 4 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Расчет установившихся режимов требуется для оценки возможности их существования, анализа уровня напряжений в узлах и регулирования этого напряжения, определения перетоков мощности по ЛЭП и через трансформаторы. Также для определения и анализа потерь мощности в элементах сети и в сети в целом.

Основной целью расчетов режимов при проектировании электрических сетей является определение их параметров, характеризующих условия в которых работают оборудование сетей и ее потребители, а также определение потерь напряжения. Результаты расчетов режимов сетей являются основой для оценки качества электроэнергии, выдаваемой потребителям, допустимости рассматриваемых режимов с точки зрения работы оборудования сети, а также выявления оптимальных условий энергоснабжения потребителей.

Исходными данными режима являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети и параметры ее элементов.

Расчет режима сети проводим в ПВК «RastrWin 3».

Эквивалентом сети для расчета режима принимается участок Надеждинского района и прилегающие к ней сети и включает в себя АТЭЦ, ПС Западная, ПС Давыдовка, ПС Кипарисово, ПС Раздольное-1, ПС Раздольное-2, ПС Тереховка, ПС Шмидтовка, ПС Надеждинская, ПС Пушкинская, ПС Уссурийск-1, ПС Уссурийск-2, ПС Междуречье, ПС УКФ, ПС Тавричанка.

Для расчета установившегося режима требуется рассчитать параметры составляющих элементов сети. Этими параметрами является: активное и индуктивное сопротивление, емкостная проводимость линии, активное и индуктивное сопротивление трансформаторов, активная и реактивная генерируемая мощность источника питания и т.д.

Активное сопротивление линии:

$$R_L = r_0 \cdot l_L, \quad (16)$$

где  $r_0$  – удельное активное сопротивление линии;

$l_L$  – длина линии.

$$X_L = x_0 \cdot l_L, \quad (17)$$

где  $x_0$  – удельное реактивное сопротивление линии.

$$B_C = b_0 \cdot l_L, \quad (18)$$

где  $b_0$  – удельная емкостная проводимость линии.

$$G_L = g_0 \cdot l_L, \quad (19)$$

где  $g_0$  – удельная активная проводимость линии.

$$B_T = \frac{Q_X}{U_{BH}^2}, \quad (20)$$

где  $Q_X$  – потери реактивной мощности на холостой ход.

$U_{BH}$  – номинальное напряжение на высокой стороне трансформатора.

$$k_{mp} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}, \quad (21)$$

где  $U_{HH}$  – номинальное напряжение на низкой стороне трансформатора.

$$G_T = \frac{P_X}{U_{BH}^2}, \quad (22)$$

где  $P_x$  – потери активной мощности на холостой ход.

#### 4.1 Расчет максимального режима и его анализ

Расчет максимального режима необходим для определения работоспособности сети в часы максимальной нагрузки.

Используя приведенные выше исходные данные, а также максимальную нагрузку в зимний период, проведем расчет максимального режима с помощью выбранного ПВК. В таблице 11, 12, 13, 14 приведены результаты расчета режима. В них отображена информация об отклонении напряжений, Токовая загрузка ВЛ. Напряжения на источниках питания примем  $1,05U_{ном}$ .

Таблица 11 – Значения параметров сети в узлах схемы

Тип	Номер	Название	Uном, кВ	Рнагр, МВт	Qнагр, МВар	Рген, МВт	Qген, МВар	U, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ген	1	Генератор 8	10	0	0	100,0	-90,5	10,5
Нагр	2	ВН АТЭЦ	220	0	0	0	0	221,77
Ген	3	Генератор 7	10	0	0	100,0	-60,6	10,5
Нагр	4	Нейтраль АТ7	220	0	0	0	0	230,35
Ген	5	СН АТЭЦ	110	0	0	-292,6	251,3	115
База	6	Генератор 6	10	0	0	100	17,3	10,5
Ген	7	Генератор 5	10	0	0	100	0	10,33
Нагр	8	Западная ВН	110	26,6	8,4	0	0	112,12
Нагр	9	Нейтраль т1 Западная	110	0	0	0	0	110,2
Нагр	10	СН Западная	35	5,2	2,1	0	0	35,24
Нагр	11	НН Западная	6	3,1	1,2	0	0	6,22
Нагр	12	Нейтраль т2 Западная	110	0	0	0	0	110,2
Нагр	13	Давыдовка ВН	110	27,8	7,6	0	0	110,72
Нагр	14	Нейтраль т1 Давыдовка	110	0	0	0	0	108,38
Нагр	15	СН Давыдовка	35	1,8	0,7	0	0	35,74
Нагр	16	НН Давыдовка	6	2,2	0,9	0	0	6,32
Нагр	17	Нейтраль т2 Давыдовка	110	0	0	0	0	108,38
Нагр	18	Отпайка кипарисово	110	0	0	0	0	111,54
Нагр	19	Кипарисово	110	2,4	0,5	0	0	111,54
Нагр	20	Раздольное 1	110	9,3	2,8	0	0	111,35
Нагр	21	Раздольное 2	110	3,7	1,5	0	0	111,4
Нагр	22	Пушкинская	110	0,1	0	0	0	111,04
Нагр	23	Тереховка	110	1,4	0,6	0	0	112,58
Нагр	24	Уссурийск-1	110	37,2	11,4	0	0	113,81
Нагр	25	УКФ	110	3,2	1,3	0	0	114,28
Нагр	26	Междуречье	110	10	3,9	0	0	114,67
Ген	27	Уссурийск-2 ВН	220	0	0	100	24,6	223
Нагр	28	Уссурийск-2 СН	110	0	0	0	0	115,7
Нагр	29	Уссурийск-2 НН	10	0	0	0	0	10,93
Нагр	30	Нейтраль У-2	220	0	0	0	0	218,63

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	31	Тавричанка	35	6,4	5,6	0	0	34,98
Нагр	32	Шмидтовка	35	3	1,2	0	0	33,47
Нагр	33	Надеждинская	35	15,9	6,4	0	0	33,51
Нагр	34	Уссурийск/т	110	14,1	1	0	0	113,78
Нагр	35	Надеждинская/т	110	9,2	7,6	0	0	112,34
Нагр	36	Шахта 7	110	19,6	7,6	0	0	112,75

Таблица 12 – Значения параметров сети в ветвях схемы

Тип	N_нач	N_кон	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Кт/г	P_нач	Q_нач
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	2	1	ВН АТЭЦ – Генератор 8	1,08	39,70	0	0,05	100	-73
Тр-р	2	4	ВН АТЭЦ – Нейтраль АТ7	0,2	25,5	0	1,00	-100	73
Тр-р	4	3	Нейтраль АТ7 – Генератор 7	0,2	45,10	0	0,05	100	-109
Тр-р	4	5	Нейтраль АТ7 – СН АТЭЦ	0,4	0	0	0,5	-200	190
Тр-р	5	6	СН АТЭЦ – Генератор 6	0,37	12,30	0	0,09	100	8
Тр-р	5	7	СН АТЭЦ – Генератор 5	0,37	12,30	0	0,09	100	-9
Тр-р	8	9	Западная ВН- Нейтраль т1 Западная	0,80	35,5	0	1,00	-9	-4
Тр-р	9	10	Нейтраль т1 Западная – СН Западная	0,80	0	0	0,32	-9	-4
Тр-р	9	11	Нейтраль т1 Западная – НН Западная	0,80	22,30	0	0,05	0	0
Тр-р	8	12	Западная ВН – Нейтраль т2 Западная	0,80	35,50	0	1,00	-9	-4
Тр-р	12	10	Нейтраль т2 Западная – СН Западная	0,80	0	0	0,05	-9	-4
Тр-р	12	11	Нейтраль т2 Западная – НН Западная	0,80	22,30	0	0,05	0	0
Тр-р	13	11	Давыдовка ВН – Западная	2,35	8,46	-50,6	0	27	15
Тр-р	13	14	Давыдовка ВН – Нейтраль т1 Давыдовка	1,50	56,90	0	1,00	-7	-7
Тр-р	14	15	Нейтраль Т1 Давыдовка – СН Давыдовка	1,50	0	0	0,33	-9	-33
Тр-р	14	16	Нейтраль т1 Давыдовка – НН Давыдовка	1,50	35,79	0	0,052	1	26
Тр-р	17	13	Давыдовка ВН – Нейтраль т2 Давыдовка	1,50	56,90	0	1,00	6	7
Тр-р	17	15	Нейтраль т2 Давыдовка – СН Давыдовка	1,50	0	0	0,33	-2	26
Тр-р	17	16	Нейтраль т2 Давыдовка – НН Давыдовка	1,50	35,70	0	0,05	-4	-32
ЛЭП	8	18	Отпайка Кипарисово – Западная ВН	5,01	8,58	-50	0	-10	-2
ЛЭП	20	22	Раздольное 1 -Пушкинская	1,83	3,88	-30	0	-14	-5
ЛЭП	18	20	Раздольное 1 – отпайка Кипарисово	2,26	3,89	-50	0	-8	-2
ЛЭП	18	19	Отп Кипарисово-Кипарисово	0,01	0,02	-50	0	-2	-1
ЛЭП	22	13	Пушкинская –Давыдовка ВН	6,27	13,3	-90	0	-14	-5
ЛЭП	21	20	Раздольное 2 – Раздольное 1	0,19	0,34	-10	0	-16	-5
ЛЭП	23	21	Тереховка – Раздольное 2	4,88	8,37	-50	0	-20	-6
ЛЭП	24	23	Уссурийск-1 - Тереховка	4,76	8,16	-50	0	-21	-6
ЛЭП	5	24	СН АТЭЦ – Уссурийск-1	3,09	7,89	-50	0	-14	-12
ЛЭП	25	24	УКФ – Уссурийск - 1	0,91	3,09	-50	0	-45	-4

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	25	26	Междуречье - УКФ	0,67	2,26	-20	0	0	0
ЛЭП	28	26	Уссурийск-2 СН – Междуречье	1,31	4,43	-30	0	48	6
ЛЭП	28	34	Уссурийск-2 СН – Уссурийск/т	4,74	6,73	-40	0	-58	-10
ЛЭП	34	35	Уссурийск/т – Надеждинская/т	4,99	10,58	-70	0	-41	-4
ЛЭП	35	8	Надеждинская/т – Западная ВН	3,25	6,89	-40	0	-27	-3
ЛЭП	10	33	СН Западная – Надеждинская	1,73	4,44	-30	0	-17	-8
ЛЭП	33	32	Надеждинская -Шмидтовка	5,22	5,42	-30	0	-1	0
ЛЭП	32	15	Шмидтовка - СН Давыдовка	17,89	22,75	-142	0	2	1
ЛЭП	15	31	СН Давыдовка-Тавричанка	5,21	6,92	-40	0	-3	-2
ЛЭП	15	31	СН Давыдовка – Тавричанка	2,74	4,44	-30	0	-4	-4
Тр-р	27	30	Уссурийск-2 ВН – нейтраль У-2	0,50	48,60	0	1,00	-100	-25
Тр-р	30	28	Нейтраль У-2 – Уссурийск-2 СН	0,50	0	0	0,53	-100	-14
Тр-р	30	29	Нейтраль У-2 – Уссурийск-2 НН	0,50	82,5	0	0,05	0	0
ЛЭП	8	5	СН АТЭЦ – Западная ВН	6,91	14,66	-94	0	23	13
ЛЭП	8	5	СН АТЭЦ – Западная ВН	6,91	14,66	-94	0	23	13
ЛЭП	36	8	Шахта 7 – СН АТЭЦ	2,85	6,05	-40	0	-26	-15
ЛЭП	36	5	Западная ВН – Шахта 7	1,49	2,56	-20	0	45	22

Отклонение напряжения в узлах должно быть не более 10% согласно нормам качества электрической энергии.

Таблица 13 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220	221,77	0,8
Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	115	4,55
ПС Шахта 7	110	112,75	2,52
ПС Западная 110 кВ	110	112,12	1,95
ПС Западная 35 кВ	35	35,24	0,69
ПС Западная 6 кВ	6	6,22	3,67
ПС Давыдовка 110 кВ	110	110,72	0,6
ПС Давыдовка 35 кВ	35	35,74	2,17
ПС Давыдовка 6 кВ	6	6,32	7,23
ПС Раздольное 1	110	111,35	1,24
ПС Кипарисово	110	111,54	1,43
ПС Пушкинская	110	111,04	0,93
ПС Раздольное 2	110	111,4	1,27
ПС Тереховка	110	112,58	2,38
ПС Уссурийск 1	110	113,81	3,5
ПС УКФ	110	114,28	3,94
ПС Междуречье	110	114,67	4,29
ПС Уссурийск 2 220 кВ	220	223	1,36

1	2	3	4
ПС Уссурийск 2 110 кВ	110	115,7	5,23
ПС Уссурийск 2 10 кВ	10	10,93	9,31
ПС Уссурийск/г	110	113,78	3,48
ПС Надеждинская/г	110	112,34	2,17
ПС Тавричанка	35	34,98	-0,06
ПС Шмидтовка	35	33,47	-3,8
ПС Надеждинская	35	33,51	-3,54

По результатам таблицы 13, отклонение напряжений на шинах ПС не превышают предельно допустимых значений.

Также необходимо проверить загрузку линий электропередач. Для этого, нужно сравнить токи на линии с длительно допустимым током из каталога соответствующего провода.

В таблице 14 приведены значения токовой загрузки ЛЭП.

Таблица 14 – Токовая нагрузка ВЛ

Ннач	Нкон	Название	Инач, А	Икон, А	Идоп, А	Идоп.расч., А	Загрузка, %
1	2	3	4	5	6	7	8
13	8	Давыдовка ВН – Западная ВН	142	141	610	610	23,3
8	18	Отпайка Кипарисово – Западная ВН	50	50	375	375	13,4
20	22	Раздольное 1 – Пушкинская	68	68	422	422	16,1
18	20	Раздольное 1 – Отпайка Кипарисово	37	38	375	375	10
18	19	Отпайка Кипарисово – Кипарисово	14	15	375	375	4,1
22	13	Пушкинская – Давыдовка ВН	67	68	375	375	18,1
21	20	Раздольное 2 – Раздольное 1	80	80	375	375	21,4
23	21	Тереховка – Раздольное 2	100	100	300	300	33,5
24	23	Уссурийск- 1 – Тереховка	107	107	300	300	28,6
5	24	СН АТЭЦ – Уссурийск-1	89	91	442	442	21,5
25	24	УКФ – Уссурийск-1	227	227	600	600	37,9
25	26	Междуречье – УКФ	243	243	600	600	40,5
28	26	Уссурийск-2 СН - Междуречье	294	295	600	600	49,2
28	34	Уссурийск-2 СН – Уссурийск/г	208	208	422	422	21,3
34	35	Уссурийск/г – Надеждинская/г	137	138	330	330	41,7
35	8	Надеждинская/г – Западная ВН	94	93	422	422	22,2
10	33	СН Западная – Надеждинская	298	298	445	445	67
33	32	Надеждинская – Шмидтовка	3	3	265	265	1,3
32	15	Шмидтовка – СН Давыдовка	52	51	375	375	13,9
15	31	СН Давыдовка – Тавричанка	52	53	375	375	14
15	31	СН Давыдовка – Тавричанка	87	87	375	375	23,3
8	5	СН АТЭЦ – Западная ВН	130	127	450	450	28,9

1	2	3	4	5	6	7	8
8	5	СН АТЭЦ – Западная ВН	130	127	450	450	28,9
36	8	Западная ВН – Шахта 7	143	143	375	375	38,2
36	5	Шахта 7 – СН АТЭЦ	250	249	600	600	41,6

Инач – ток в начале ЛЭП

Икон – ток в конце ЛЭП

Идоп и Идоп.расч – фактический и расчетный допустимый ток в ЛЭП

В данном режиме токовые нагрузки ЛЭП не превышают длительно допустимых, напряжения в узлах также не выходят за допустимые пределы. Наиболее загружена ВЛ 35 кВ Западная – Надеждинская, коэффициент загрузки равен 0,67. На рисунке 4 представлена графическая схема максимального режима.

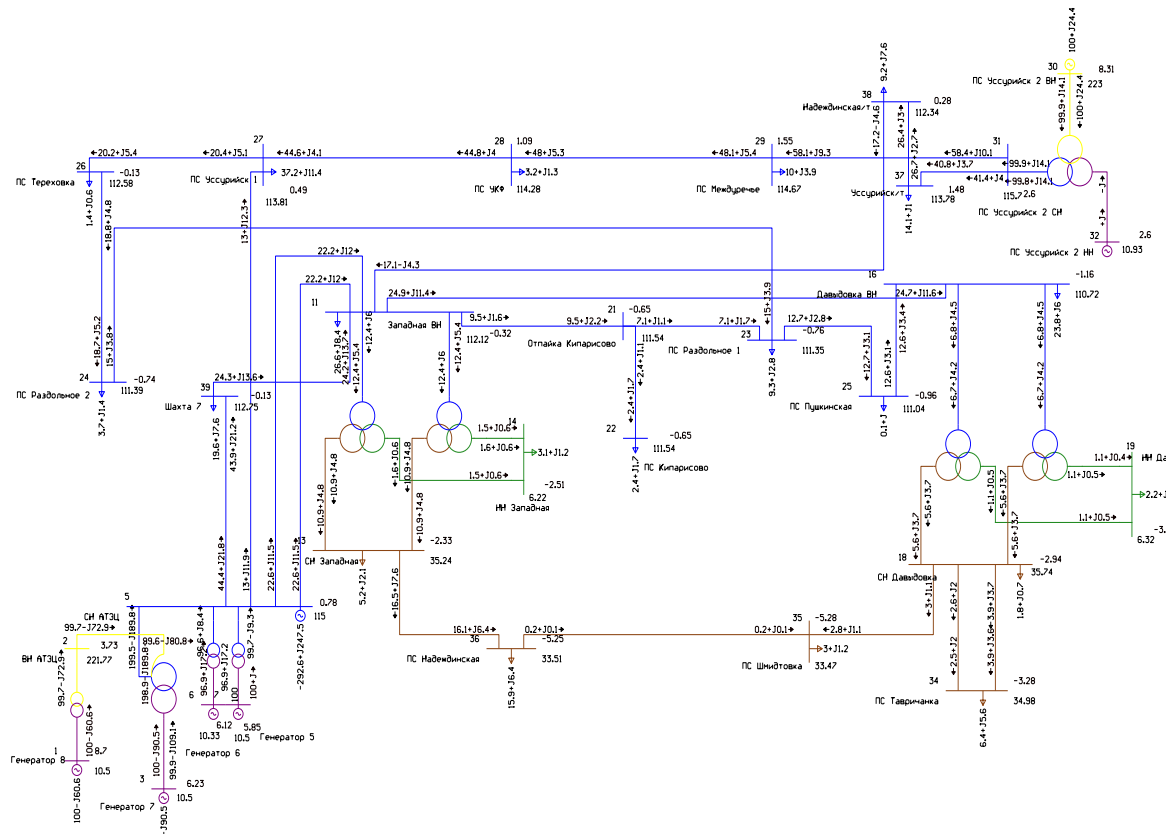


Рисунок 4 – Графическая схема максимального режима

Для того, чтобы убедиться, что в будущем данная система будет работоспособна, мы так же рассчитываем максимальный режим по прогнозам через 5 лет.

Таблица 15 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220	211,77	0,8
Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	115	4,55
ПС Шахта 7	110	112,77	2,31
ПС Западная 110 кВ	110	112,14	1,65
ПС Западная 35 кВ	35	35,29	0,83
ПС Западная 6 кВ	6	6,34	5,67
ПС Давыдовка 110 кВ	110	110,11	0,1
ПС Давыдовка 35 кВ	35	35,73	2,09
ПС Давыдовка 6 кВ	6	6,22	3,67
ПС Раздольное 1	110	110,88	0,8
ПС Кипарисово	110	111,15	1,05
ПС Пушкинская	110	110,5	0,45
ПС Раздольное 2	110	110,92	0,84
ПС Тереховка	110	112,21	2,01
ПС Уссурийск 1	110	113,56	3,24
ПС УКФ	110	114,04	3,67
ПС Междуречье	110	114,42	4,02
ПС Уссурийск 2 220 кВ	220	223	1,36
ПС Уссурийск 2 110 кВ	110	115,48	4,98
ПС Уссурийск 2 10 кВ	10	10,91	9,06
ПС Уссурийск/т	110	113,46	3,15
ПС Надеждинская/т	110	112	1,82
ПС Тавричанка	35	35,15	0,43
ПС Шмидтовка	35	33,31	-4,83
ПС Надеждинская	35	33,38	-4,63

По результатам таблицы 15, отклонение напряжений на шинах ПС не превышают предельно допустимых значений.

В таблице 16 приведены значения токовой загрузки ЛЭП.

Таблица 16 – Токовая загрузка ВЛ

Ннач	Нкон	Название	Инач, А	Икон, А	Идоп, А	Идоп.расч., А	Загрузка, %
1	2	3	4	5	6	7	8
13	8	Давыдовка ВН – Западная ВН	177	176	610	610	29,1
8	18	Отпайка Кипарисово – Западная ВН	62	62	375	375	16,6
20	22	Раздольное 1 – Пушкинская	83	84	422	422	19,9
18	20	Раздольное 1 – Отпайка Кипарисово	49	50	375	375	13,2
18	19	Отпайка Кипарисово – Кипарисово	14	14	375	375	3,7



1	2	3	4	5	6	7	8
22	13	Пушкинская – Давыдовка ВН	83	84	375	375	22,4
21	20	Раздольное 2 – Раздольное 1	89	89	375	375	23,8
23	21	Тереховка – Раздольное 2	111	112	300	300	37,2
24	23	Уссурийск- 1 – Тереховка	119	120	300	300	31,9
5	24	СН АТЭЦ – Уссурийск-1	123	125	442	442	29,6
25	24	УКФ – Уссурийск-1	218	219	600	600	36,4
25	26	Междуречье – УКФ	236	236	600	600	39,4
28	26	Уссурийск-2 СН - Междуречье	294	294	600	600	49,1
28	34	Уссурийск-2 СН – Уссурийск/т	212	212	422	422	50,2
34	35	Уссурийск/т – Надеждинская/т	137	138	330	330	41,7
35	8	Надеждинская/т – Западная ВН	89	89	422	422	21,2
10	33	СН Западная – Надеждинская	329	329	445	445	73,9
33	32	Надеждинская – Шмидтовка	10	10	265	265	3,6
32	15	Шмидтовка – СН Давыдовка	53	52	375	375	14,2
15	31	СН Давыдовка – Тавричанка	47	47	375	375	12,5
15	31	СН Давыдовка – Тавричанка	77	78	375	375	20,7
8	5	СН АТЭЦ – Западная ВН	153	150	450	450	33,9
8	5	СН АТЭЦ – Западная ВН	153	150	450	450	33,9
36	8	Западная ВН – Шахта 7	178	178	375	375	47,6
36	5	Шахта 7 – СН АТЭЦ	289	288	600	600	48,1

Инач – ток в начале ЛЭП

Икон – ток в конце ЛЭП

Идоп и Идоп.расч – фактический и расчетный допустимый ток в ЛЭП

#### 4.2 Расчет минимального режима и его анализ

Результаты расчета минимального установившегося режима сведены в таблицы 17-18

Таблица 17 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220	211,7	-3,77
Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	110	0
ПС Шахта 7	110	109,34	-0,6
ПС Западная 110 кВ	110	110,22	0,2
ПС Западная 35 кВ	35	34,62	-1,09
ПС Западная 6 кВ	6	6,34	3,67
ПС Давыдовка 110 кВ	110	108,75	-1,14
ПС Давыдовка 35 кВ	35	35,29	0,83
ПС Давыдовка 6 кВ	6	6,19	3,17
ПС Кипарисово	110	109,06	-0,85
ПС Раздольное 1	110	109,1	-0,82

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4
ПС Пушкинская	110	108,91	-0,99
ПС Раздольное 2	110	109,09	-0,82
ПС Тереховка	110	109,84	-0,15
ПС Уссурийск 1	110	110,58	0,53
ПС УКФ	110	111,37	1,25
ПС Междуречье	110	111,98	1,8
ПС Уссурийск 2 220 кВ	220	220	0
ПС Уссурийск 2 110 кВ	110	113,36	3,05
ПС Уссурийск 2 10 кВ	10	10,71	7,1
ПС Уссурийск/т	110	111,68	1,53
ПС Надеждинская/т	110	110,1	0,09
ПС Тавричанка	35	34,98	-0,06
ПС Шмидтовка	35	33,81	-3,34
ПС Надеждинская	35	33,71	-3,69

По результатам таблицы 17, отклонение напряжений на шинах ПС не превышают предельно допустимых значений.

В таблице 18 приведены значения токовой загрузки ЛЭП.

Таблица 18 – Токовая загрузка ВЛ

Ннач	Нкон	Название	Инач, А	Икон, А	Идоп, А	Идоп.расч., А	Загрузка, %
1	2	3	4	5	6	7	8
13	8	Давыдовка ВН – Западная ВН	58	56	610	610	9,5
8	18	Отпайка Кипарисово – Западная ВН	15	17	375	375	4,4
20	22	Раздольное 1 – Пушкинская	38	38	422	422	9
18	20	Раздольное 1 – Отпайка Кипарисово	10	13	375	375	2,6
18	19	Отпайка Кипарисово – Кипарисово	9	10	375	375	3,7
22	13	Пушкинская – Давыдовка ВН	38	38	375	375	10,2
21	20	Раздольное 2 – Раздольное 1	59	60	375	375	15,9
23	21	Тереховка – Раздольное 2	66	67	300	300	22,2
24	23	Уссурийск- 1 – Тереховка	70	70	300	300	18,7
5	24	СН АТЭС – Уссурийск-1	102	103	442	442	24,5
25	24	УКФ – Уссурийск-1	284	285	600	600	47,4
25	26	Междуречье – УКФ	308	308	600	600	51,3
28	26	Уссурийск-2 СН - Междуречье	334	334	600	600	55,7
28	34	Уссурийск-2 СН – Уссурийск/т	187	187	422	422	44,3
34	35	Уссурийск/т – Надеждинская/т	150	147	330	330	45,5
35	8	Надеждинская/т – Западная ВН	130	130	422	422	30,8
10	33	СН Западная – Надеждинская	158	158	445	445	35,6
33	32	Надеждинская – Шмидтовка	7	7	265	265	2,7

1	2	3	4	5	6	7	8
32	15	Шмидтовка – СН Давыдовка	35	33	375	375	9,3
15	31	СН Давыдовка – Тавричанка	21	21	375	375	5,7
15	31	СН Давыдовка – Тавричанка	35	35	375	375	9,5
8	5	СН АТЭЦ – Западная ВН	39	34	450	450	8,6
8	5	СН АТЭЦ – Западная ВН	39	34	450	450	8,6
36	8	Западная ВН – Шахта 7	34	35	375	375	9,4
36	5	Шахта 7 – СН АТЭЦ	77	75	600	600	12,8

Инач – ток в начале ЛЭП

Икон – ток в конце ЛЭП

Идоп и Идоп.расч – фактический и расчетный допустимый ток в ЛЭП

В данном режиме токовые нагрузки ЛЭП не превышают длительно допустимых, напряжения в узлах также не выходят за допустимые пределы. Самой загруженной линией в данном режиме является «Уссурийск-2 – Междуречье».

На рисунке 6 представлена графическая схема минимального режима.

Для того, чтобы убедиться, что в будущем данная система будет работоспособна, мы так же рассчитываем минимальный режим по прогнозам через 5 лет. Результаты спрогнозированного расчета минимального установившегося режима сведены в таблицы 19-20.

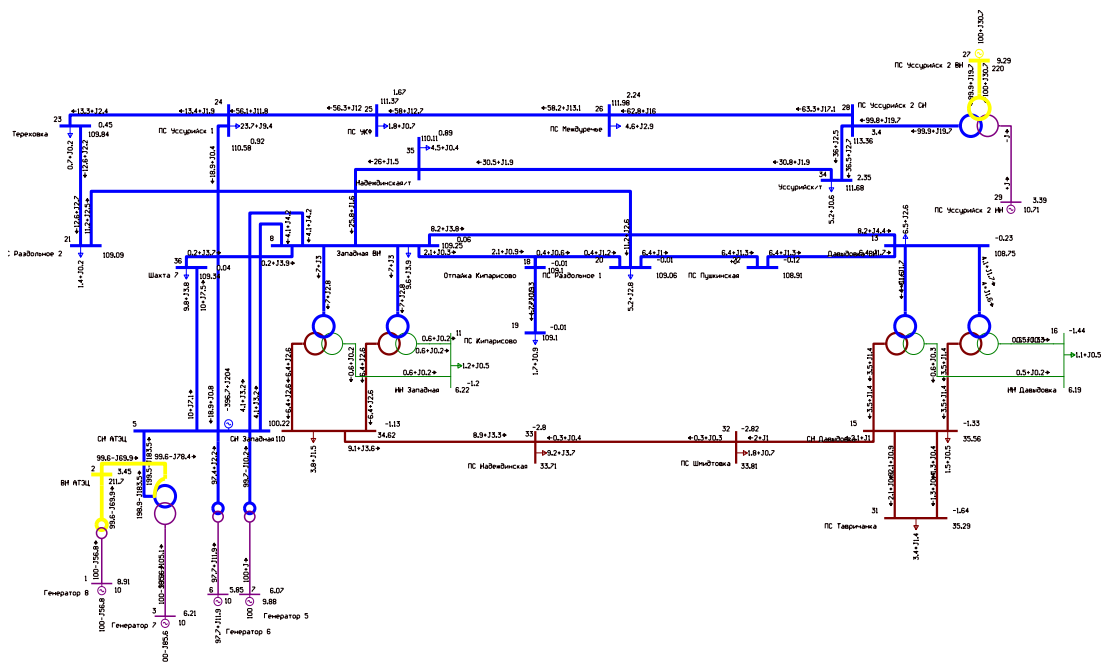


Рисунок 5 – Графическая схема минимального режима

Таблица 19 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220	221,77	0,8
Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	115	4,55
ПС Шахта 7	110	114,04	3,67
ПС Западная 110 кВ	110	113,14	3,47
ПС Западная 35 кВ	35	36,19	3,4
ПС Западная 6 кВ	6	6,5	8,35
ПС Давыдовка 110 кВ	110	113,06	2,78
ПС Давыдовка 35 кВ	35	36,96	5,6
ПС Давыдовка 6 кВ	6	6,43	7,2
ПС Раздольное 1	110	113,69	3,35
ПС Кипарисово	110	113,78	3,44
ПС Пушкинская	110	113,23	2,94
ПС Раздольное 2	110	113,41	3,10
ПС Тереховка	110	114,11	3,74
ПС Уссурийск 1	110	114,99	4,36
ПС УКФ	110	115,31	4,83
ПС Междуречье	110	115,71	5,19
ПС Уссурийск 2 220 кВ	220	223	1,36
ПС Уссурийск 2 110 кВ	110	116,7	6,09
ПС Уссурийск 2 10 кВ	10	11,02	10,21
ПС Уссурийск/т	110	115,33	4,85
ПС Надеждинская/т	110	114,32	3,93
ПС Тавричанка	35	36,67	4,77
ПС Шмидтовка	35	35,27	0,77
ПС Надеждинская	35	35,22	0,63

По результатам таблицы 19, отклонение напряжений на шинах ПС не превышают предельно допустимых значений.

В таблице 20 приведены значения токовой загрузки ЛЭП.

Таблица 20 – Токовая загрузка ВЛ

Ннач	Нкон	Название	Инач, А	Икон, А	Идоп, А	Идоп.расч., А	Загрузка, %
1	2	3	4	5	6	7	8
13	8	Давыдовка ВН – Западная ВН	68	66	610	610	11,1
8	18	Отпайка Кипарисово – Западная ВН	20	22	375	375	5,8
20	22	Раздольное 1 – Пушкинская	40	40	422	422	9,5
18	20	Раздольное 1 – Отпайка Кипарисово	13	16	375	375	4,3
18	19	Отпайка Кипарисово – Кипарисово	10	11	375	375	2,9
22	13	Пушкинская – Давыдовка ВН	40	40	375	375	10,8

1	2	3	4	5	6	7	8
21	20	Раздольное 2 – Раздольное 1	60	61	375	375	16,1
23	21	Тереховка – Раздольное 2	68	69	300	300	22,9
24	23	Уссурийск- 1 – Тереховка	72	73	300	300	19,3
5	24	СН АТЭЦ – Уссурийск-1	87	89	442	442	21,1
25	24	УКФ – Уссурийск-1	280	280	600	600	46,7
25	26	Междуречье – УКФ	290	290	600	600	48,3
28	26	Уссурийск-2 СН - Междуречье	316	316	600	600	52,7
28	34	Уссурийск-2 СН – Уссурийск/т	181	180	422	422	42,8
34	35	Уссурийск/т – Надеждинская/т	150	149	330	330	45,4
35	8	Надеждинская/т – Западная ВН	126	125	422	422	29,8
10	33	СН Западная – Надеждинская	177	177	445	445	39,7
33	32	Надеждинская – Шмидтовка	7	6	265	265	2,7
32	15	Шмидтовка – СН Давыдовка	36	35	375	375	9,7
15	31	СН Давыдовка – Тавричанка	23	24	375	375	6,3
15	31	СН Давыдовка – Тавричанка	39	39	375	375	10,5
8	5	СН АТЭЦ – Западная ВН	47	43	450	450	10,5
8	5	СН АТЭЦ – Западная ВН	47	43	450	450	10,5
36	8	Западная ВН – Шахта 7	43	44	375	375	11,7
36	5	Шахта 7 – СН АТЭЦ	93	92	600	600	15,5

Инач – ток в начале ЛЭП

Икон – ток в конце ЛЭП

Идоп и Идоп.расч – фактический и расчетный допустимый ток в ЛЭП

#### 4.3 Расчет послеаварийного режима и его анализ

В качестве послеаварийного режима были рассмотрены следующие ситуации:

- отключение самого нагруженного участка сети (Западная - Надеждинская)
- отключение трансформатора на ПС «Уссурийск-2»

Предположим, в зимний период времени произошло отключение самого нагруженного участка сети, а именно линии Западная - Надеждинская. Резуль-

таты расчетов режима приведены ниже. Напряжения на источниках питания примем  $1,05U_{ном}$ .

Таблица 21 – Отклонение напряжений в первом послеаварийном режиме отключения ВЛ 110 кВ Западная – Надеждинская.

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220	221,77	1,08
Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	115	5
ПС Шахта 7	110	113,65	3,02
ПС Западная 110 кВ	110	113,41	3,47
ПС Западная 35 кВ	35	36,11	1,83
ПС Западная 6 кВ	6	6,37	4,83
ПС Давыдовка 110 кВ	110	112,14	0,88
ПС Давыдовка 35 кВ	35	36,21	2,37
ПС Давыдовка 6 кВ	6	6,41	2,17
ПС Раздольное 1	110	112,82	1,26
ПС Кипарисово	110	111,76	1,6
ПС Пушкинская	110	112,51	1,08
ПС Раздольное 2	110	112,92	1,27
ПС Тереховка	110	111,94	1,76
ПС Уссурийск 1	110	115,78	2,29
ПС УКФ	110	112,28	2,07
ПС Междуречье	110	115,71	5,19
ПС Уссурийск 2 220 кВ	220	231	5
ПС Уссурийск 2 110 кВ	110	120,31	8,9
ПС Уссурийск 2 10 кВ	10	10,5	5
ПС Уссурийск/г	110	117,5	5,95
ПС Надеждинская/г	110	113,75	3,41
ПС Тавричанка	35	35,46	0,22
ПС Шмидтовка	35	33,83	-3,4
ПС Надеждинская	35	33,84	-3,09

По результатам таблицы 21, отклонение напряжений на шинах ПС не превышают предельно допустимых значений.

В таблице 22 приведены значения токовой загрузки ЛЭП.

Таблица 22 – Токовые загрузки ЛЭП режиме отключения ВЛ 110 кВ Западная– Надеждинская

Ннач	Нкон	Название	Инач, А	Икон, А	Идоп, А	Идоп.расч., А	Загрузка, %
1	2	3	4	5	6	7	8
13	8	Давыдовка ВН – Западная ВН	189	188	610	610	31
8	18	Отпайка Кипарисово – Западная ВН	95	95	375	375	25,5

1	2	3	4	5	6	7	8
20	22	Раздольное 1 – Пушкинская	39	40	422	422	9,4
18	20	Раздольное 1 – Отпайка Кипарисово	83	83	375	375	22,1
18	19	Отпайка Кипарисово – Кипарисово	14	15	375	375	4,1
22	13	Пушкинская – Давыдовка ВН	39	40	375	375	10,7
21	20	Раздольное 2 – Раздольное 1	89	90	375	375	24
23	21	Тереховка –Раздольное 2	111	113	300	300	30,1
24	23	Уссурийск- 1 – Тереховка	37	39	300	300	10,4
5	24	СН АТЭЦ – Уссурийск-1	97	95	442	442	22,9
25	24	УКФ – Уссурийск-1	73	71	600	600	12,1
25	26	Междуречье – УКФ	244	246	600	600	41
28	26	Уссурийск-2 СН - Междуречье	311	312	600	600	52
35	8	Наеждинская/г – Западная ВН	89	91	422	422	21,6
28	34	Уссурийск-2 СН – Уссурийск/г	207	208	422	422	49,2
34	35	Уссурийск/г – Наеждинская/г	147	150	330	330	45,5
10	33	СН Западная – Наеждинская	0	0	445	445	0
33	32	Наеждинская – Шмидтовка	242	242	265	265	91,2
32	15	Шмидтовка – СН Давыдовка	305	304	375	375	81,4
15	31	СН Давыдовка – Тавричанка	52	53	375	375	14
15	31	СН Давыдовка – Тавричанка	87	87	375	375	23,2
8	5	СН АТЭЦ – Западная ВН	119	116	450	450	26,6
8	5	СН АТЭЦ – Западная ВН	119	116	450	450	26,6
36	8	Западная ВН – Шахта 7	126	127	375	375	33,9
36	5	Шахта 7 – СН АТЭЦ	231	230	600	600	38,5

В данном режиме значения напряжений в узлах сети остаются в допустимых пределах, токовые нагрузки линий также не превышают длительно допустимых.

Графическая схема данного режима приведена на рисунке 6.

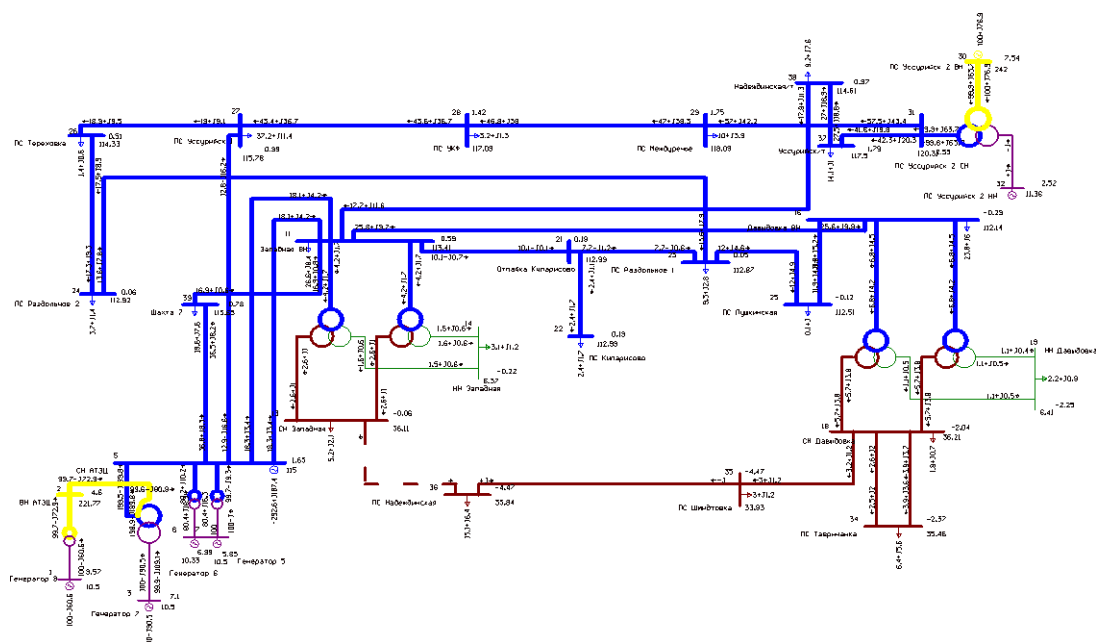


Рисунок 6 – Графическая схема режима отключения  
ВЛ 35 кВ Западная - Надеждинская

Одной из самых тяжелых ситуаций является потеря генератора. Второй послеаварийный режим с отключением двух из генераторов покажет, сможет ли Артемовская ТЭЦ обеспечивать энергией весь заданный район.

При моделировании режима, отключаются автотрансформаторы на ПС «Уссурийск-2» Артемовская ТЭЦ будет единственным источником питания.

Таблица 23 – Отклонение напряжений во втором послеаварийном режиме

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220	222,38	1,08
Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	115,5	5
ПС Шахта 7	110	113,32	3,02
ПС Западная 110 кВ	110	111,67	1,52
ПС Западная 35 кВ	35	35,29	0,83
ПС Западная 6 кВ	6	6,23	3,83
ПС Давыдовка 110 кВ	110	109,96	-0,04
ПС Давыдовка 35 кВ	35	35,48	1,37
ПС Давыдовка 6 кВ	6	6,07	1,17
ПС Раздольное 1	110	110,46	0,42
ПС Кипарисово	110	110,79	0,72
ПС Пушкинская	110	110,22	0,2
ПС Раздольное 2	110	110,48	0,44
ПС Тереховка	110	111,22	1,11
ПС Уссурийск 1	110	112,01	1,83



Продолжение таблицы 23

1	2	3	4
ПС УКФ	110	111,65	1,5
ПС Междуречье	110	115,71	5,19
ПС Уссурийск 2 220 кВ	220	231	5
ПС Уссурийск 2 110 кВ	110	111,26	1,15
ПС Уссурийск 2 10 кВ	10	10,5	5
ПС Уссурийск/г	110	110,8	0,78
ПС Надеждинская/г	110	110,9	0,82
ПС Тавричанка	35	34,72	-0,8
ПС Шмидтовка	35	33,44	-1,6
ПС Надеждинская	35	33,55	-4,14

По результатам таблицы 23, отклонение напряжений на шинах ПС не превышают предельно допустимых значений.

В таблице 24 приведены значения токовой загрузки ЛЭП.

Таблица 24 – Токовая загрузка ВЛ

Ннач	Нкон	Название	Инач, А	Икон, А	Идоп, А	Идоп.расч., А	Загрузка, %
1	2	3	4	5	6	7	8
13	8	Давыдовка ВН – Западная ВН	179	178	610	610	29,4
8	18	Отпайка Кипарисово – Западная ВН	81	82	375	375	21,9
20	22	Раздольное 1 – Пушкинская	52	52	422	422	12,4
18	20	Раздольное 1 – Отпайка Кипарисово	69	69	375	375	18,5
18	19	Отпайка Кипарисово – Кипарисово	14	15	375	375	4,1
22	13	Пушкинская – Давыдовка ВН	52	52	375	375	13,9
21	20	Раздольное 2 – Раздольное 1	34	35	375	375	9,2
23	21	Тереховка – Раздольное 2	54	55	300	300	18,3
24	23	Уссурийск- 1 – Тереховка	60	62	300	300	16,4
5	24	СН АТЭЦ – Уссурийск-1	367	367	442	442	86,9
25	24	УКФ – Уссурийск-1	110	109	600	600	18,3
25	26	Междуречье – УКФ	92	93	600	600	15,4
28	26	Уссурийск-2 СН - Междуречье	38	39	600	600	6,3
28	34	Уссурийск-2 СН – Уссурийск/г	38	37	422	422	9,2
34	35	Уссурийск/г – Надеждинская/г	39	41	330	330	12,4
35	8	Надеждинская/г – Западная ВН	90	89	422	422	21,2
10	33	СН Западная – Надеждинская	305	305	445	445	68
33	32	Надеждинская – Шмидтовка	11	11	265	265	4,3
32	15	Шмидтовка – СН Давыдовка	45	44	375	375	12,1
15	31	СН Давыдовка – Тавричанка	53	53	375	375	14,2
15	31	СН Давыдовка – Тавричанка	88	88	375	375	23,5
8	5	СН АТЭЦ – Западная ВН	193	190	450	450	42,8
8	5	СН АТЭЦ – Западная ВН	193	190	450	450	42,8

1	2	3	4	5	6	7	8
36	8	Западная ВН – Шахта 7	248	248	375	375	66,1
36	5	Шахта 7 – СН АТЭЦ	355	355	600	600	59,2

Отклонения напряжений на всех шинах подстанций не превышают допустимые пределы, токи в ветвях также соответствуют нормам. При отключении автотрансформатора на ПС «Уссурийск-2», мощности Артемовская ТЭЦ хватает для обеспечения электроэнергией всех потребителей.

Анализируя вышеуказанные расчеты режимов можно прийти к выводу, что показатели тока и напряжения находятся в пределах допустимого уровня.

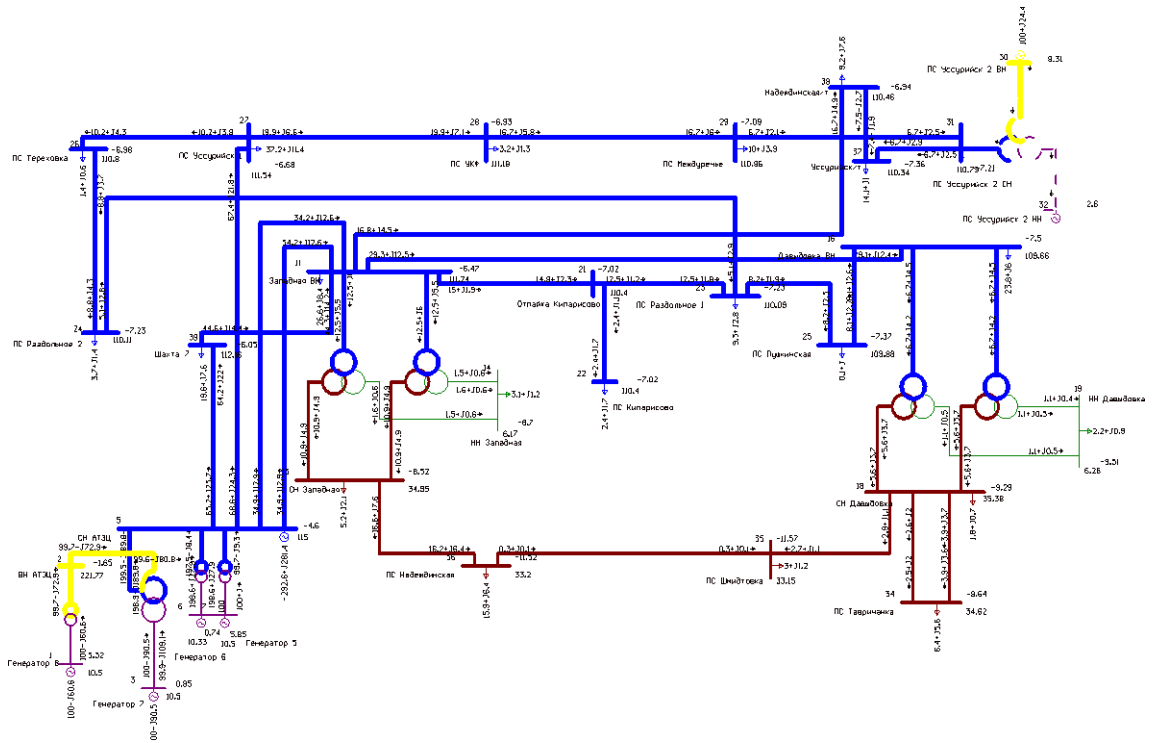


Рисунок 7 – Графическая схема режима отключения трансформатора на ПС Уссурийск 2

## 5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткие замыкания появляются по причине нарушения целостности изоляции электрических цепей. Возникают такие нарушения по различным причинам. Чаще всего короткое замыкание проходит через переходное сопротивление.

В трёхфазных электроустановках более распространены однофазные короткие замыкания (70-95%), однако встречаются также трёх- и двухфазные короткие замыкания. Также не исключено появление двухфазных коротких замыканий на землю. Самый тяжелый для сети является режим трехфазного короткого замыкания. Из-за того, что при возникновении трехфазного короткого замыкания все фазы электрической сети находятся в одинаковых условиях, то такое короткое замыкание является симметричным. Оставшиеся виды коротких замыканий называют несимметричными. При коротких замыканиях происходит увеличение токов в повреждённых фазах до значений, которые в несколько раз больше номинальных.

Токи короткого замыкания, текущие по проводам, увеличивают потери электроэнергии в проводниках и контактах, возникающие вследствие повышенного нагрева проводов. Согласно вышесказанному, режим короткого замыкания является аварийным, и необходимо уметь определять значение тока короткого замыкания в любой точке электроэнергетической системы в любой момент времени.

При возникновении короткого замыкания требуется быстро отключить поврежденный участок с целью предотвращения дальнейшего нарушения работы электрической системы и сохранения целостности оборудования.

В данном разделе выпускной работы будет проводиться расчет токов короткого замыкания на шинах ПС Давыдовка.

Данный расчет необходим для:

- определения требований к оборудованию;
- проверка выбранного оборудования по значениях токов КЗ;

- определение необходимости ограничения токов КЗ.

Для расчета токов короткого замыкания воспользуемся RastrKZ в составе ПВК «RastrWin3». Программный комплекс предназначен для расчета токов коротких замыканий и несимметричных режимов.

### 5.1 Определение параметров элементов схемы замещения для расчета в выбранном ПВК

Расчет токов КЗ следует производить с определения целью теоретически возможного тока короткого замыкания, исходя из этого расчета производится выбор электрического оборудования, а также расчета уставок релейной защиты.

При расчёте токов КЗ в ПВК RastrWin3 необходимо задать сопротивление генераторов прямой и обратной последовательности, а также сопротивлений линий прямой и нулевой последовательности.

На Артемовской ТЭЦ установлены генераторы типа ТВФ-100-2У3. Основные параметры приведены в таблице 24.

Таблица 25 – Параметры генераторов

Параметр	Тип генератора
	ТВФ-100-2У3
Активная мощность, МВт	100
Коэффициент мощности	0,85
Полная мощность, МВА	117,5
Номинальное напряжение, кВ	10,5
Номинальный ток, А	6475
Продольное сверхпереходное сопротивление, о.е.	0,191

Необходимо рассчитать параметры схемы замещения, которые рассчитываются по следующим формулам:

Сопротивление генератора прямой последовательности:

$$X_{г.пр} = X_d'' \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_n} \quad (23)$$

где  $X_d''$  - переходное сопротивление генератора;

$S_n$  - полная мощность генератора.

Сопротивление генератора обратной последовательности:

$$X_{z.ob} = 1,22 \cdot X_{z.np} \quad (24)$$

где  $U_{ном}^2$  - квадрат номинального напряжения;

$S_{кз}$  - мощность КЗ.

Сопротивление трансформатора:

$$X_T = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_{ном}^2}{S_{номТ}} \quad (25)$$

где  $U_{к\%}$  - напряжение короткого замыкания трансформатора;

$S_{номТ}$  - номинальная мощность силового трансформатора.

Сопротивление линии:

$$x_l = x_0 \cdot l, \quad (26)$$

где  $x_0$  – удельное индуктивное сопротивление линии;

$l$  – длина линии.

Среднее значение отношения  $X_0/X_1$  для одноцепных ВЛ со стальными заземленными тросами равно 3, для КЛ – принимаем равным 4. Также для КЛ характерно соотношение  $R_0/R_1$  равное 10.

### 5.2 Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin 3

Для произведения расчетов в ПВК RastrWin3 требуется во вкладке Узлы/Несим/ИД указать все узлы, тип нейтрали для каждого узла, а также номер и номинальное напряжение. Глухозаземленная нейтраль помечается – зак., изолированная нейтраль – у. Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви, их значения сопротивления прямой и нулевой последовательности, коэффициенты

трансформации. Во вкладке Генераторы/Несим задаются все системы с указанием сопротивлений прямой и нулевой последовательности, ЭДС генератора (системы).

Таблица 26 – Узлы/Несим/ИД

Тип	Номер	Название	U_ном
1	2	3	4
у	5	АТЭЦ СН	110
у	2	АТЭЦ ВН	220
зак	4	Ноль (АТ-7 - АТЭЦ)	220
у	7	Г-5 (АТЭЦ)	10
у	6	Г-6 (АТЭЦ)	10
у	3	Г-7 (АТЭЦ)	10
у	1	Г-8 (АТЭЦ)	10
у	8	Западная ВН	110
зак	9	Ноль (Т-1 Западная)	110
у	10	Западная СН	35
у	11	Западная НН	6
зак	12	Ноль (Т-2 Западная)	110
у	13	ПС Давыдовка ВН	110
зак	14	Ноль (Т-1 Давыдовка)	110
у	15	ПС Давыдовка СН	35
у	16	ПС Давыдовка НН	6
зак	17	Ноль (Т-1 Давыдовка)	110
у	19	ПС Кипарисово	110
у	20	ПС Раздольное 1	110
у	21	ПС Раздольное 2	110
у	22	ПС Пушкинская	110
у	23	ПС Тереховка	110
у	24	ПС Уссурийск 1	110
у	25	ПС УКФ	110
у	26	ПС Междуречье	110
у	27	ПС Уссурийск 2 ВН	220
у	28	ПС Уссурийск 2 СН	110
у	29	ПС Уссурийск 2 НН	35
зак	30	Ноль (Т-1 Уссурийск 2)	220
у	31	ПС Тавричанка	35
у	32	ПС Шмидтовка	35
у	33	ПС Надеждинская	35
у	34	ПС Уссурийск/т	110
у	35	ПС Надеждинская/т	110
у	36	ПС Шахта 7	110

Таблица 27 – Ветви/Несим/ИД

Название	x	x0	Кт/г
1	2	3	4
ВН АТЭЦ – Г-8 (АТЭЦ)	39,70	39,70	0,05
ВН АТЭЦ – Ноль (АТ-7 - АТЭЦ)	25,5	25,5	1
Ноль (АТ-7 - АТЭЦ) – Г-7 (АТЭЦ)	45,10	45,10	0,05
Ноль (АТ-7 - АТЭЦ)– СН АТЭЦ	0	0	0,5
СН АТЭЦ – Г-6 (АТЭЦ)	12,30	12,30	0,09
СН АТЭЦ – Г-5 (АТЭЦ)	12,30	12,30	0,09
Западная ВН - Ноль (Т-1 Западная)	35,5	35,5	1
Ноль (Т-1 Западная) – СН Западная	0	0	0,032
Ноль (Т-1 Западная) – НН Западная	22,30	22,30	0,057
Западная ВН – Ноль (Т-2 Западная)	35,50	35,50	1
Ноль (Т-2 Западная) – СН Западная	0	0	0,32
Ноль (Т-2 Западная) – НН Западная	22,30	22,30	0,057
Давыдовка ВН – Западная ВН	8,46	8,46	0
Давыдовка ВН – Ноль (Т-1 Давыдовка)	56,90	56,90	1
Ноль (Т-1 Давыдовка)– СН Давыдовка	0	0	0,33
Ноль (Т-1 Давыдовка)– НН Давыдовка	35,79	35,79	0,057
Давыдовка ВН – Ноль (Т-2 Давыдовка)	56,90	56,90	1
Ноль (Т-2 Давыдовка)– СН Давыдовка	0	0	0,33
Ноль (Т-2 Давыдовка) – НН Давыдовка	35,70	35,70	0,057
Отпайка Кипарисово – Западная ВН	8,58	25,5	
Раздольное 1 -Пушкинская	3,88	11,64	
Раздольное 1 – отпайка Кипарисово	3,89	11,67	
Отпайка Кипарисово - Кипарисово	0,02	0,04	
Пушкинская – Давыдовка ВН	3,88	11,64	
Раздольное 2 – Раздольное 1	0,34	1,02	
Тереховка – Раздольное 2	8,37	25,11	
Уссурийск-1 - Тереховка	8,16	24,48	
СН АТЭЦ – Уссурийск-1	7,89	23,48	
УКФ – Уссурийск - 1	3,09	9,27	
Междуречье - УКФ	2,26	6,78	
Уссурийск-2 СН – Междуречье	4,43	13,29	
Уссурийск-2 СН – Уссурийск/т	6,73	20,1	
Уссурийск/т – Надеждинская/т	10,58	31,74	
Надеждинская/т – Западная ВН	6,89	20,67	
СН Западная – Надеждинская	4,44	13,32	
Надеждинская -Шмидтовка	5,42	16,26	
Шмидтовка- СН Давыдовка	23,75	71,25	
СН Давыдовка – Тавричанка	6,92	20,76	
СН Давыдовка – Тавричанка	4,44	13,32	
Уссурийск-2 ВН – Ноль (Т-1 Уссурийск 2)	48,60	48,6	1
Ноль (Т-1 Уссурийск 2) – Уссурийск-2 СН	0	0	0,53
Ноль (Т-1 Уссурийск 2) – Уссурийск-2 НН	82,5	82,5	0,05

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4
СН АТЭЦ – Западная ВН	14,66	43,98	
СН АТЭЦ – Западная ВН	14,66	43,98	
Западная ВН – Шахта 7	2,56	7,68	
Шахта 7 – СН АТЭЦ	6,05	18,15	

Таблица 28 – Генератор/Несим/ИД

N	Название	N узла	x	x2	E
1	АТЭЦ Г-5	7	0.168	0.206	10.5
2	АТЭЦ Г-6	6	0.168	0.206	10.5
3	АТЭЦ Г-7	3	0.168	0.206	10.5
4	АТЭЦ Г-8	1	0.168	0.206	10.5

При расчете ТКЗ определяются следующие значения:

$I_{по}$  - периодическая составляющая ТКЗ;

$i_{уд}$  - ударный ток КЗ;

$i_a$  - аperiodическая составляющая ТКЗ

Результаты, полученные после расчета в ПВК «RastrWin 3» приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Токи периодической составляющей на шинах ПС Давыдовка

Напряжение	Nточк КЗ	Тип	Iпо
110	К1	3ф	3,83
35	К2	3ф	4,57
6	К3	3ф	18,52

Ударный ток рассчитывается по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{по}^{(3)}, \quad (27)$$

где  $I_{по}^{(3)}$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания;

$K_{уд}$  – ударный коэффициент.



$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{n0}$$

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{0.01}{T_a}} = 1,717, \quad (28)$$

где  $T_a$  – постоянная времени, равная для 110 кВ - 0,03 с, для 35 кВ – 0,02 с, для 6 кВ - 0,01 с.

Таблица 30 – ТКЗ ПС Давыдовка

Точка короткого замыкания	$I_{п0}^{(3)}$ , кА	$T_a$ , с	$i_a$ , кА	$i_{ат}$ , кА	$i_{y\partial}$ , кА
К1	3,83	0,03	5,416	3,881	9,297
К2	4,57	0,02	6,463	3,92	10,383
К3	18,52	0,01	23,19	9,635	35,826

Выбирая электрические аппараты, нужно знать рабочие максимальные токи. В нормальном режиме работы вычисляется по формуле:

$$I_{\max p} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}$$

В аварийном режиме, во время работы одного трансформатора из двух, рабочий ток увеличивается в 2 раза.

Токи в нормальном и аварийном режиме представлены в таблице 13.

Таблица 31– Токи нормального и аварийного режима

Напряжение	$I_{\text{раб}}$ , А	$I_{\text{авар}}$ , А
110	151	302
35	375,7	751,4
6	439,8	879,6

В добавок, для выбора выключателя нужно проверить его по термической устойчивости,  $\text{kA}^2\text{с}$ :

$$B_K = I_{п0}^{(3)2} \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (29)$$

где  $B_K$  - тепловой импульс тока по расчету,  $\text{kA}^2\text{c}$ ;

$t_{откл}$  – время отключения;

$T_a$  – постоянная времени. Время отключения, с:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{откл.выкл} = 2,55$$

где  $t_{рз}$  – время релейной защиты 2,5 с;

$t_{выкл}$  – полное время отключение выключателя 0,055 с

Таблица 32 – Термическая устойчивость

Напряжение	110	35	6
$B_k$	37,919	53,779	879,77

Найденных значений ТКЗ и рабочих токов достаточно, чтобы выбрать электрические аппараты.

## 6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

### 6.1 Конструктивное исполнение ПС

В данной работе рассматривается вариант реконструкции подстанции Давыдовка для повышения надежности электропитания потребителей и ввиду невозможности расширить текущее распределительное устройство для новой линии и/или для будущего присоединения подстанций 110 кВ. Установленная в данный момент распределительное устройство не позволяет провести расширение, по тому было принято решение о замене РУ ВН данной ПС.

Так как распределительное устройство на СН и НН не требуют изменений, то в данном разделе будет рассмотрен выбор РУ ВН. Исходя из выше сказанного, основное требование к выбору схемы распределительного устройства – это возможность расширения. Мой выбор остановился на схеме 110-13Н «Две рабочие и обходная система шин» ввиду его простоты и возможности добавления до 15 линий, что удовлетворяет требованиям реконструкции. Ниже приведена однолинейная схема РУ ВН для ПС Давыдовка.

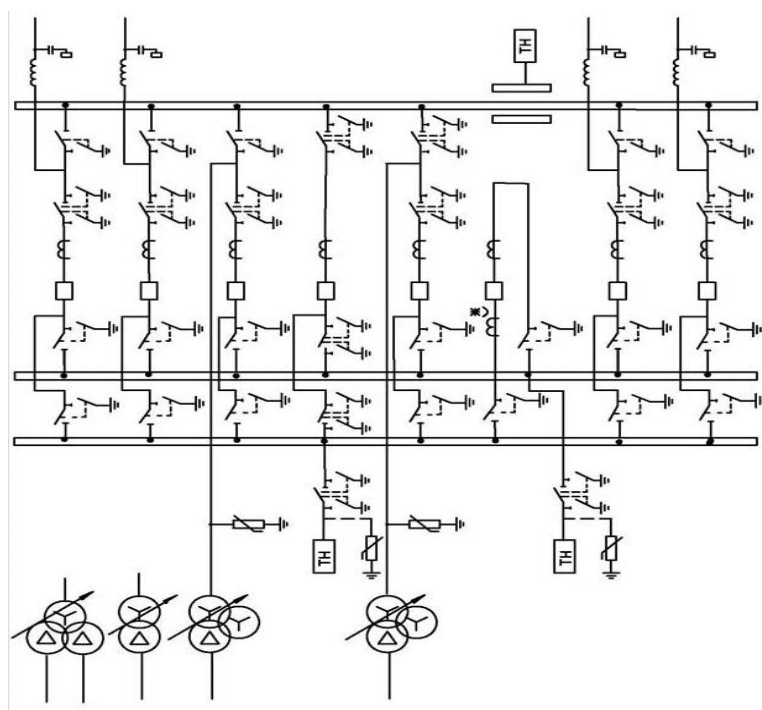


Рисунок 8 – РУ ВН 110-13Н

При выборе конструктивного устройства данного РУ встает выбор между

установкой ОРУ, ЗРУ и КРУ. Основным аргументом для установки ЗРУ и КРУ номиналом 110 кВ является климат и местность. Данная подстанция находится вне городского района и поэтому работать с закрытым типом менее необходимо. Вторым аргументом является климат. Приведенные в первом разделе климатические показатели позволяют выполнить установку открытого устройства, но при условии, что выбранное оборудование должно справляться с низкими температурами. Также в пользу установки ОРУ играет его относительная дешевизна, более легкое обслуживание и расширение, что может стать проблемой для других вариантов.

## 6.2 Выбор и проверка выключателей

Выключатели выбираются по таким параметрам как номинальное напряжение и номинальный ток. Проверка выключателя производится по отключающей способности, а также по динамической и термической устойчивости к токам короткого замыкания.

Условия выбора выключателя следующие:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (33)$$

где  $U_{уст}$  - номинальное напряжение установки;

$U_{ном}$  - номинальное напряжение аппарата.

- по рабочему максимальному току:

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (34)$$

где  $I_{max}$  - максимальный возможный рабочий ток присоединения;

$I_{ном}$  – номинальный ток аппарата.

Проверка выключателей выполняется по следующим условиям:

где  $I_{пт}^{(3)}$  - ток в момент расхождения контактов;

- проверка по включающей способности выполняется по условиям:

$$i_{\text{вкл.ном}} \geq i_{\text{уд}}; \quad (35)$$

$$I_{\text{вкл.ном}} \geq I_{\text{ПО}}^{(3)}, \quad (36)$$

где  $i_{\text{уд}}$  - ударный ток КЗ в цепи выключателя, кА;

$i_{\text{вкл.ном}}$  - наибольший пик тока включения, кА;

$I_{\text{вкл.ном}}$  - номинальный ток включения, кА;

- проверка возможности отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{\text{аном}} \geq i_{\text{ат}}; \quad (37)$$

где  $i_{\text{аном}}$  - номинальное допустимое значение апериодической составляющей отключаемого тока, кА;

$i_{\text{ат}}$  - апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов  $\tau$ , кА.

- проверка на электродинамическую стойкость осуществляется по предельным токам КЗ:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}; \quad (38)$$

где  $i_{\text{дин}}$  - наибольший пик тока электродинамической стойкости, кА;

- проверка на термическую стойкость осуществляется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_K \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{пер}}, \quad (39)$$

где  $B_K$  - тепловой импульс тока по расчету, кА<sup>2</sup>с;

$I_{тер}$  - среднеквадратичное значение тока за время его протекания;

$t_{тер}$  - длительность протекания тока термической стойкости, с.

Для установки в ОРУ 110 кВ выбираем выключатель, соответствующий климатическим показателям, которым является элегазовый ЗАР1 ДТ 126 Кв, способный работать при температуре -50 градусов и оснащен пружинным приводом ПД-14-ХЛ1.

Необходимые расчеты были произведены ранее. В таблицу ниже сведены данные для сравнения.

Таблица 33 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 126 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{max} = 151 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 108 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,297 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_k = 37,919 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$I_{вкл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{П0} = 3,83 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} \geq I_{П0}$
$i_{аном} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{ат} = 5,416 \text{ кА}$	$i_{аном} \geq i_{ат}$

Исходя из приведенных выше условий, данный выключатель соответствует условиям и может быть принят к установке.

### 6.3 Выбор и проверка разъединителей

Алгоритм выбора разъединителей аналогичен алгоритму выбора выключателей, однако проверка на отключающую способность для разъединителей не проводится, так как их не используют для коммутации цепей, находящихся под напряжением. Для возможности управлять ими из диспетчерского пункта установим на них приводы, позволяющие управлять главными и заземляющими ножами. На стороне ВН устанавливаем разъединитель РНДЗ.1-110/1000 ХЛ1 и РНДЗ.2-110/1000 ХЛ1 с одним и двумя заземляющими ножами.

Таблица 34 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{max} = 151 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,297 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
Главные ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 2976 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 37,919 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
Заземляющие ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 992,25 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 37,919 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Данный разъединитель проходит по всем требуемым параметрам.

#### 6.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформатором тока называют такое электрическое устройство, которое предназначено для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для деления цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

ТТ устанавливают во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и он обязателен к установке в цепи генератора даже без генераторного выключателя. От мощности генератора зависит количество комплектов ТТ в генераторной цепи.

ТТ выбирают по первичному и вторичному токам, номинальному напряжению, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Для выбора трансформатора тока определяется нагрузка вторичной обмотки:

$$Z_{2p} < Z_{2ном}$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей мало, поэтому  $Z_2 \approx R_2$

Вторичная нагрузка  $R_2$  состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} \quad (40)$$

Перед выбором ТТ необходимо определить число и тип измерительных приборов во вторичной цепи и иметь данные о длине соединительных проводов. Их минимальное сечение должно быть 2,5 мм<sup>2</sup> по меди и 4 мм<sup>2</sup> по алюминию. Следовательно, максимальное сечение – 6 и 10 мм<sup>2</sup>. Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, считаем, что  $Z_{\text{пров}}=R_{\text{пров}}$ .

Выбор на сторону ВН

Таблица 35 – Тип и мощность прибора

Прибор	Тип	Класс точности	Потребляемая мощность, ВА
Амперметр	ION - 8600	1,5	0,25
Ваттметр		1,5	0,25
Варметр		2,5	0,25
Итого:			0,75

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 ном} \geq \sum (R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}). \quad (41)$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм<sup>2</sup>, тогда сопротивление провода:



$$R_{np} = \frac{\rho \cdot l}{q} \quad (42)$$

где  $l$  – длина кабеля, равная 60 для 110 кВ;

$\rho = 0,028$  – удельное сопротивление алюминия.

$$R_{np} = \frac{0,028 \cdot 60}{4} = 0,42$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным

$$R_K = 0,01 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,15 + 0,42 + 0,01 = 0,58 \text{ Ом}$$

На сторону ВН выбираем трансформатор тока ТГФ-110-1

Ниже приведено сравнение каталожных и расчетных данных.

Таблица 36 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1200 \text{ А}$	$I_p = 151 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{дин} = 150 \text{ кА}$	$I_{уд} = 20,46 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4610 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 37,919 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,58 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

Как видно из результатов, данный трансформатор тока соответствует условиям.

## 6.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения используются для снижения высокого напряжения и для разграничения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке [20].

Ниже приведены условия выбора трансформатора напряжения

Таблица 37 – Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
Напряжение	$U_p \leq U_H$
Класс точности	$\Delta U_{\text{доп}} \leq \Delta U$
Номинальная мощность вторичной цепи, ВА	$S_{2H} \geq S_{2\text{расч}}$

На стороне ВН установим трансформатор напряжения НАМИ – 110 УХЛ1.

Ниже предоставлена вторичная нагрузка трансформатора.

Таблица 38 – Вторичная нагрузка ТН

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Собмотки, ВА
Вольтметр	СВ-3021	1	4
Частотомер	DMK 84 R1	1	3,5
Счетчик АЭ	ABB – А44	2	4
Счетчик РЭ			
Сумма			11,5

Суммарная нагрузка на ТН 11,5 ВА.

Сравним каталожные и расчетные данные для трансформатора напряжения.

Таблица 39 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H \leq U_{HT}$
$S_H = 250 \text{ ВА}$	$S_p = 11,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

Как видно из результатов, выбранный трансформатор напряжения может быть принят к установке.

## 6.6 Выбор ошиновки РУ ВН

В современном мире все большее количество стран переходит к жесткой системе шин. Она занимает меньше места, экономически выгоднее, за счет экономии материалов. Основным материалом для изготовления является алюминий, т.к. медное исполнение приведет к значительному удорожанию.

Выбираем алюминиевые шины из прессованных трубчатых шин алюминиевого сплава 1915Т, обладающего высокой прочностью, коррозионной стойкостью и хорошей свариваемостью.

В соответствии с рассчитанным рабочим и аварийным токами принимаем к установке шины сечением трубы 80x5 мм,  $S=400 \text{ мм}^2$ .

$$I_{\text{доп}} = 1000 \text{ А.}$$

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости,  $\text{мм}^3$ :

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T}, \quad (41)$$

где  $B_K$  - интеграл Джоуля, рассчитанный ранее,  $\text{кА}^2\text{с}$ ;

$C_T$  - функция, значение которой для данного проводника принимается равным  $91 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ .

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{37,919 \cdot 10^3}}{91} = 2,14 \text{ мм}^2.$$

$q_{\min}$  – минимальное сечение провода.

$$q_{\min} < S$$

Определяется пролёт  $l$  при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{2 \cdot q}}, \text{ м} \quad (42)$$

где  $q$  - поперечное сечение шины.

$J$  - момент инерции шины,  $\text{м}^4$ :

$$J = \frac{0,5 \cdot 8^3}{6} = 42,6 \text{ см}^4,$$

$$l = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{42,6}{2 \cdot 2,14}} = 1,32 \text{ см}^2,$$

Следовательно, длина пролета должна быть не менее 1,5 м

Максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = k_{\phi} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{4b}, \quad (43)$$

$$f = 0,4 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{6881}{4 \cdot 0,005} = 137,62 \text{ Н / м}$$

Напряжение, возникающее при действии этой силы (Мпа), должно быть меньше допустимого. Определяется по формуле:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l_{пр}^2}{12 \cdot W_{\phi}}, \quad (44)$$

$$\sigma_{расч} = \frac{137,62 \cdot 1,79^2}{12 \cdot 10,6} = 3,47 \text{ Мпа}$$

где  $W = \frac{0,5 \cdot 8^2}{3} = 10,6$  - момент сопротивления шины относительно оси,

перпендикулярной действию усилия,  $\text{см}^3$ ;

Учитывая, что напряжение не превышает допустимого  $\sigma_{доп} = 48 \text{ Мпа}$ , можно сказать, что шины механически прочны

### 6.7 Выбор и проверка опорных изоляторов

Выбор опорные изоляторы происходит по роду установки, напряжению и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор  $F_{расч}$  определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет, в многопролетной шинной конструкции. Расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки  $F_{разр}$ , указанной в паспортных данных изоляторов. [14]

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (45)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (46)$$

На сторону ВН выбираем опорные изоляторы ОСК-10-110-Г-02-3 УХЛ1 с допустимой силой на изгиб  $F_{доп} = 6000 \text{ Н}$ .

Высота изолятора  $H_{из} = 1120 \text{ мм}$ .

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н) рассчитывается по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \text{ Н}. \quad (47)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{6881^2}{1} \cdot 1,5 \cdot 1,009 \cdot 10^{-7} = 12,41 \text{ Н}$$

Проверка по условию:

$$12,41 < 6000 \text{ Н}.$$

Из выше написанного следует, что выбранный изолятор подходит по ме-

ханической прочности.

### 6.8 Выбор и проверка устройств ВЧ обработки

ВЧ заградители с конденсаторами связи используются в качестве дополнительного резервного канала связи, так как сейчас широко распространяется ВОЛС, встроенный в грозозащитный трос марки ОКГТ - для подвеса на опорах линий электропередач. Кабель, содержащий центральный силовой элемент из алюминиевой или стальной проволоки, вокруг которого скручены стальные, или алюминиевые проволоки, или оптические модули, с уложенными внутри ОВ и заполненными гидрофобным компаундом по всей длине, поверх наложен один или несколько повивов стальных и/или стальных и алюминиевых проволок.

На стороне 110 кВ устанавливаются высокочастотные заградители типа ВЗ-630-0,5 УХЛ1 ( $i_{\text{терм}} = 16 \text{ кА}$ ,  $i_{\text{дин}} = 41 \text{ кА}$ ) с конденсаторами связи СМПВ-110/3 – 6,4, с фильтром присоединения серии ФПМ.

Сопоставление справочных и расчетных данных приведено в таблице 40. Таблица 40 – Сравнение каталожных и расчетных данных при выборе устройств ВЧ обработки линии 110 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 151 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$
$i_{\text{скв}} = 41 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 9,297 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{терм}} = 16 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 3,83 \text{ кА}$	$I_{\text{терм}} \geq I_{\text{по}}$

Устройства ВЧ обработки связи приняты к исполнению.

## 7 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПС ДАВЫДОВКА

### 7.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет

Существует несколько видов заземлений: молниезащита, защитное, рабочее.

Защитное заземление предназначено для защиты персонала от напряжения прикосновения. Заземлению подвергаются все металлические части электроустановки, которые не находятся под напряжением, но могут под ним оказаться при выходе из строя изоляции оборудования. К заземляемым частям относятся: корпус трансформаторов, аппаратов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, приводы электроаппаратов, каркасы щитов, шкафов, пультов, кабельные муфты, провода и металлические конструкции построек.

Рабочее заземление нужно для правильной работы электроустановок. К ним относится заземление нейтралей трансформаторов и катушек дугогашения.

Заземление молниезащиты предназначено для отвода токов молнии в землю.

Обычно, все три типа заземления используют одно заземляющее устройство

Конструктивно заземление выполняется сеткой из горизонтальных заземлителей, со стороны квадратов сетки кратной 6 м. В узлах этой сетки устанавливаются вертикальные заземлители. Закладка заземляющей сетки происходит на глубину 0,5-0,7 м. При прокладке сетки она не должна проходить под фундаментом электроустановок. Вертикальные заземлители – сталь прутковая с диаметром не менее 10 мм.

Расчет заземления ПС представляет собой расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя, расчет геометрических параметров сетки заземления и проверка электродов на термическую и коррозионную стойкость.

Произведём расчет заземления ОРУ 110 кВ ПС Давыдовка.

Контур сетки заземления располагаем на расстоянии не менее 1-1,5 м от оборудования для того, чтобы человек не мог находиться за пределами при прикосновении к аппарату.

Площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (48)$$

где  $A=81$  и  $B=51,5$  – ширина и длина территории, занимаемая заземлителем

$$S = (81 + 2 \cdot 1,5) \cdot (51,5 + 2 \cdot 1,5) = 4578 \text{ м}^2.$$

Диаметр проводников в сетке заземлителя принимается равным  $d = 10$  мм.

Далее требуется проверить сечение проводников по механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2, \quad (49)$$

где  $R$  – радиус используемых проводников, мм.

$$F_{M.П.} = 78,5 \text{ мм}^2.$$

Проверка проводников на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (50)$$

где  $T = 0,1$  с – время срабатывания РЗ;

$\beta$  - коэффициент термической стойкости, для стали равен 21.

$$F_{T.C.} = 35,26 \text{ мм}^2.$$



$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{3,83^2 \cdot 0,1}{400 \cdot 21}} = 13,213 \text{ мм}^2$$

Проверяем сечение на коррозионную стойкость:

$$F_{кор.} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}), \quad (51)$$

где  $T = 240$  мес – время использования заземлителя за период службы, равный 20 годам.

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k = 0,688 \text{ мм},$$

где  $a_k, b_k, c_k, \alpha_k$  - справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта.

$$F_{кор.} = 3,14 \cdot 0,688 \cdot (10 + 0,688) = 22,397 \text{ мм}^2.$$

При выборе проводников должно выполняться условие:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{кор.} + F_{T.C.} \quad (52)$$

$$F_{M.П.} = 78,5 \geq F_{\min} = 35,61.$$

Условие выполняется, следовательно, увеличение диаметра проводника не требуется.

Для третьей климатической зоны толщина сезонных изменений грунта равна 2 м. Принимаем глубину заложения вертикального прутка 0,8 м, диаметром 10 мм и длиной 5 м.

Расстояние между полосами сетки 6 метров, тогда общая длина горизонтальных полос в сетки будет равна:

$$L_r = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{B + 2 \cdot 1,5}{5} + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{A + 2 \cdot 1,5}{5} \quad (53)$$

$$L_r = (81 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{B + 2 \cdot 1,5}{5} + (51,5 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{81 + 2 \cdot 1,5}{5} = 1831,2$$

Далее вычисляется количество вертикальных электродов:

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (54)$$

где  $a$  – расстояние между вертикальными электродами, принимается равным 12 м.

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{4578}}{12} = 22,55.$$

Принимаем:  $n_g = 23$ .

Принимаем количество вертикальных электродов равное 23.

Рассчитаем стационарное сопротивление заземлителя.

$$R_{Ci} = \rho_i \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_r + n_g + l_g} \right), \quad (55)$$

где  $\rho_i$  – удельное сопротивление грунта;

где  $A$  – коэффициент, который зависит от соотношения длины вертикальных электродов и площади ПС,  $A = 0,4$ .

$l_g = 5$  – длина вертикальных электродов

$$R_{Ci} = 20 \cdot \left( \frac{0,4}{\sqrt{4578}} + \frac{1}{1831,2 + 23 \cdot 5} \right) = 0,13 \text{ Ом}$$

Определяем импульсное сопротивление грунта:

$$R_{и} = R \cdot \alpha_{и} \leq 0,5 \quad (56)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{ЭКВ}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (57)$$

где  $I_M$  – ток молнии, кА.

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{4578}}{(20 + 320) \cdot (65 + 45)}} = 1,69$$

$$R_{и} = 0,13 \cdot 1,69 = 0,22 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

В соответствии с требованиями ПУЭ, сопротивление подстанции не должно превышать 0,5 Ом [14]. В данном случае требование выполняется.

## 7.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Высота всех молниеотводов принята равной  $h=40$  м. Самое высокое из защищаемых сооружений – линейный портал, высотой  $h_x=11$  м.

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h, \quad (58)$$

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

$h$  - принятая высота молниеотвода, м.

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (59)$$

где  $r_0$  - половина ширины внутренней зоны на уровне земли, м

Радиус внутренней зоны:

$$r_x = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) \quad (60)$$

Рассмотрим расчет внутренней зоны защиты:

$$h_{cx} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (59)$$

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

где  $r_{cx}$  - половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта, м

Результаты расчета зоны защиты молниеотвода приведены в таблице 41.

Таблица 41 - Результаты расчета защиты молниеотводов

Молниеотводы	L, м	h <sub>эф</sub> , м	r <sub>0</sub> , м	r <sub>x</sub> , м	h <sub>cx</sub> , м	r <sub>c0</sub> , м	r <sub>cx</sub> , м
1	30	34	40,8	27,6	35,82	40,8	28,271
2	30	34	40,8	27,6	35,82	40,8	28,271
3	30	34	40,8	27,6	35,82	40,8	28,271
4	30	34	40,8	27,6	35,82	40,8	28,271
5	30	34	40,8	27,6	35,82	40,8	28,271
6	30	34	40,8	27,6	35,82	40,8	28,271
7	30	34	40,8	27,6	35,82	40,8	28,271
8	30	34	40,8	27,6	35,82	40,8	28,271

### 7.3 Выбор ограничителя перенапряжения

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрического оборудования распределительного устройства применяется ограничитель перенапряжения, которые являются защитой электрооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений.

Основным условием обеспечения безотказной работы ОПН является длительное рабочее напряжение электроустановки. Напряжение на ПС (на отправном конце линии) не должно превышать  $1,2 U_{ном}$  для сетей напряжением до 35 кВ,  $1,15 U_{ном}$  для сетей напряжением 35 – 220 кВ,  $1,1 U_{ном}$  для сетей 330 кВ и  $1,05 U_{ном}$  для сетей 500 кВ и выше.

Проверка ОПН производится по следующим условиям:

1) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в электрической сети:

$$U_{н.р.} = \frac{1,2 \cdot U_{н.р.с}}{\sqrt{3}} \quad (62)$$

$$U_{н.р.} = \frac{1,2 \cdot 121}{\sqrt{3}} = 67,86 \text{ кВ.}$$

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$U \leq \frac{U_{\max.p}}{1,3} \quad (63)$$

$$U \leq \frac{121}{1,3} = 93,08 \leq 123 \text{ кВ.}$$

3) По амплитуде коммутационного тока:

$$\frac{U - U_{OCT}}{Z_B} \leq I_{разр} \quad (64)$$

4) ТКЗ сети должен быть меньше тока взрывобезопасности ОПН.

Для ВН стороны СТ выбираем ОПН – 3EL2 123 kV на класс напряжения 110 кВ. Его характеристики приведены в таблице ниже.

Таблица 42 – Сравнение данных

Данные	Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при ткз 0,2 с, кА
Каталожные	110	123	77	10	40
Расчетные	110	93,08	67,86	0,15	3,83

Для СН стороны СТ выбираем ОПН – 3EL2 36 kV на класс напряжения 35кВ. Его характеристики приведены в таблице ниже.

Таблица 43 - Основные характеристики ОПН

Данные	Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее рабочее напряжение,кВ	Номинальный разрядный ток, А	Взрывобезопасность при ткз 0,2с, кА
Каталожные	35	36	24	10	40
Расчетные	35	28,84	21,03	0,15	4,57

Для НН стороны СТ выбираем ОПН – 3EL1 10 kV на класс напряжения 6 кВ. Его характеристики приведены в таблице ниже.

Таблица 44 - Основные характеристики ОПН

Данные	Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее рабочее напряжение,кВ	Номинальный разрядный ток, А	Взрывобезопасность при ткз 0,2 с, кА
Каталожные	6	10	8	20	150
Расчетные	6	5,54	4,9	0,15	18,52

## 8 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ НОВОЙ ВОДУШНОЙ ЛИНИИ НА УЧАСТКЕ ЗАПАДНАЯ-ДАВЫДОВКА

### 8.1 Конструкция провода

Для подвеса на проектируемую линию выбран провод марки АС-240/32.

Провода данной марки состоят из стального сердечника и алюминиевых проволок, скрученных правильной скруткой с направлением скрутки соседних повивов в противоположные стороны, при этом, наружный повив имеет правое направление скрутки [27].

Основные технические характеристики провода АС-240/32:

- рабочая температура проводов при эксплуатации от  $-60^{\circ}\text{C}$  до  $+90^{\circ}\text{C}$ ;
- временное сопротивление разрыву составляет 160-195 Мпа;
- масса 1 км провода равно 921 кг;
- электрическое сопротивление на 1км провода постоянному току 0,12 Ом;
- сечение провода – 244,28 мм<sup>2</sup>;
- сечение стального сердечника – 31,67 мм<sup>2</sup>;
- диаметр провода – 21,6 мм;
- допустимый ток – 605 А.

### 8.2 Выбор опор

В настоящий момент большое распространение получили стальные многогранные опоры. Многогранные опоры устанавливаются для линий электропередачи напряжением 10-500 кВ. Такие опоры могут эксплуатироваться в I-V гололедно-ветровых районах, а также в районах с низкими температурами до минус  $60^{\circ}\text{C}$ .

Многогранные опоры обладают следующими достоинствами: транспортабельность, малый отвод земли, надежность, вандалоустойчивость, адаптивность, высокая скорость монтажа, в том числе за счет увеличения межопорных расстояний. В отличие от унифицированных опор возможно проектирование опор индивидуально для линии, с учётом рельефа и климата.

При применении многогранных опор трудозатраты ниже по сравнению с другими типами опор как при выполнении земляных работ при установке фундаментов по опоры, так и при сборке и установке самих опор, это позволяет быстрее производить работы. Снижение трудозатрат связано с увеличением пролетных расстояние, простоты установки, малого количества сборочных элементов.

Существуют следующие способы установки опор в грунт:

- сборный железобетонный фундамент;
- монолитный фундамент;
- пробуренный котлован;
- трубы.

Примем к установке многогранные опоры марки: ПМ110-2, УМ110-2, АМ110-2.

На опорах предусмотрена подвеска указанных проводов и грозозащитного троса ТК9,1. Опоры рассчитаны на применение подвесных изоляторов ПФ70В и ПС70Д.

### **8.3 Выбор и проверка изоляции ВЛ**

Для крепления провода к опоре выбираем изолятор ПС70Д.

Основные параметры изолятора:

- длина пути утечки 303 мм;
- механическая разрушающая сила 70 кН
- диаметр тарелки 255;
- строительная высота 127 мм.

Выбор изоляции производится с помощью удельной эффективной пути утечки от степени загрязнения атмосферы.

Длина пути утечки составит:

$$L = 2 \cdot 151 \cdot 1,2 = 290,4 \text{ см.}$$

В качестве подвесных изоляторов будем использовать стеклянные та-



рельчатые изоляторы марки ПС120Б с длиной пути утечки  $320 \pm 14$  мм.

Число изоляторов в гирлянде составит:

$$m = \frac{290,4}{30,3} = 9,58.$$

Округляя до целого значения, получим 10 изоляторов в гирлянде.

Тот же тип изолятора применяется для крепления грозотроса в удвоенном количестве.

Для минимизации последствий жизнедеятельности птиц возможно применение защитных колпаков на поддерживающих гирляндах изоляторов.

#### **8.4 Выбор линейной арматуры**

Для крепления проводов к изоляторам и изоляторов к опоре применяется линейная арматура.

Основные виды линейной арматуры необходимые для проектируемой воздушной линии:

- зажимы, служащие для закрепления проводов и тросов;
- цепная арматура, служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом;
- соединительная арматура, служащая для соединения проводов и тросов в пролете, а также для соединения проводов и шлейфов на опорах анкерного типа;
- гасители вибрации с грузами или демпфирующие петли [7].

Согласно [15] на ВЛ 110 кВ и выше в условиях труднодоступной местности рекомендуется применение двухцепных поддерживающих и натяжных гирлянд изоляторов с раздельным креплением к опоре.

Крепление проводов к подвесным изоляторам и крепление тросов следует производить при помощи поддерживающих или натяжных зажимов. Из

натяжных зажимов предпочтение следует отдавать зажимам, не требующим разрезания провода [15].

Поддерживающие зажимы для подвески проводов могут быть глухими или с заделкой ограниченной прочности. По условию надежности рекомендуется применение глухих зажимов. Подвеску грозозащитных тросов на опорах следует осуществлять только в глухих зажимах [15].

Соединения проводов и тросов следует производить при помощи соединительных зажимов, сварки, а также при помощи зажимов и сварки в совокупности. В одном пролете ВЛ допускается не более одного соединения на каждый провод или трос [15].

Поскольку проектируемая ВЛ неоднократно будет пересекать водные преграды, необходима защита от вибрации. На сталеалюминевых проводах столь большого сечения применяют гасители вибрации обычного типа [15].

Применение распорок и защитной арматуры для линии данного класса напряжения не требуется.

### **8.5 Заземление ВЛ**

Согласно [12] воздушные линии 110-500 кВ с металлическими и железобетонными опорами должны быть защищены от прямых ударов молнии грозотросами по всей длине. В свою очередь воздушные линии, имеющие тросы должны быть заземлены.

На каждом анкерном участке длиной до 10 км грозозащитные тросы должны быть заземлены в одной точке, путем устройства специальных перемычек на анкерной опоре. При большей длине анкерных пролетов количество точек заземления в пролете выбирается так, чтобы при наибольшем значении продольной электродвижущей силы, наводимой в тросе при КЗ на ВЛ, не происходил пробой искровых промежутков на ВЛ [15].

На подходах к ПС на расстоянии 2-3 км тросы необходимо заземлить на каждой опоре.

Защитные аппараты, устанавливаемые на опорах ВЛ для защиты от грозовых перенапряжений, должны быть присоединены к заземлителю отдельным

спуском [15].

На металлических и железобетонных опорах соединение тросов с заземляющими устройствами опор всегда осуществляется с использованием металла опор, включая траверсы или арматуру [15].

Заземлители ВЛ, как правило, должны находиться на глубине не менее 0,5 м, а в пахотной земле - 1 м. В случае установки опор в скальных грунтах допускается прокладка лучевых заземлителей непосредственно под разборным слоем над скальными породами при толщине слоя не менее 0,1 м. При меньшей толщине этого слоя или его отсутствии рекомендуется прокладка заземлителей по поверхности скалы с заливкой их цементным раствором.

Сечение каждого из заземляющих спусков на опоре ВЛ должно быть не менее 35 мм<sup>2</sup>, а для однопроволочных спусков диаметр должен быть не менее 10 мм. Допускается применение стальных оцинкованных однопроволочных спусков диаметром не менее 6 мм. Сопротивление заземляющего устройства воздушной линии должно быть не более 30 Ом.

Соединение заземляющих проводников между собой, присоединение их к верхним заземляющим выпускам стоек железобетонных опор, к крюкам и кронштейнам, а также к заземляемым металлоконструкциям и к заземляемому электрооборудованию, установленному на опорах ВЛ, должны выполняться сваркой или болтовыми соединениями [15].

Присоединение заземляющих проводников (спусков) к заземлителю в земле также должно выполняться сваркой или иметь болтовые соединения [15].

## 9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 9.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики

Релейной защитой называют комплекс автоматических устройств, которые предназначены для мгновенного определения повреждения, места его возникновения и отделения от ЭЭС повреждённых элементов этой электроэнергетической системы в аварийных ситуациях для обеспечения нормальной работы всей системы. Организация процессов средств релейной защиты осуществляется по принципу непрерывного оценивания технического состояния отдельных контролируемых элементов электроэнергетических систем.

Релейная защита (РЗ) создает постоянный контроль состояния всех элементов ЭЭС и реагируют на возникновение повреждений и ненормальных режимов. При возникновениях повреждений устройства релейной защиты выявляют повреждённый участок и отключают его от ЭЭС, воздействуя на определенные силовые выключатели, которые предназначены для размыкания токов короткого замыкания.

Основным видом электрической автоматики является релейная защита, без которой не может быть осуществима нормальная работа энергосистем.

Ссылаясь на [3], на линии 110 кВ обязаны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю.

От замыканий на землю предусматривается ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности. Защита устанавливается только с тех сторон, откуда может быть подано питание [3].

На линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий следует устанавливать токовые ступенчатые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения. В том случае, если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или быстроты отключения повреждения, к примеру на головных участках, и если это целесообразно по условию согласования защит смежных участков с защитой рассматриваемого участка, то обязательно предусматривается ступенчатая дистанционная защита. В данном случае в качестве

дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени [3].

Для линий 110-220 кВ желательно осуществлять основную защиту с использованием высокочастотной блокировки дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит, когда это целесообразно по условиям чувствительности (к примеру, на линиях с ответвлениями) или упрощения защиты [11].

Для организации защиты проектируемой линии необходима установка комплектов релейной защиты и автоматики на всех присоединениях.

## **9.2 Устройства релейной защиты от повреждения трансформаторов на реконструируемой ПС**

ПУЭ и нормативная документация по релейной защите определяют виды и объем защиты в зависимости от типа трансформатора и места его установки.

Дифференциальная защита.

Дифференциальная защита устанавливается на одиночно работающих трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и выше и на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4000 кВ·А и выше, а также на трансформаторах мощностью 1000 кВ·А и выше, если токовая отсечка не обеспечивает достаточной чувствительности ( $k_{\text{ч}} < 2$ ), а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с.

Принцип действия дифференциальной защиты подробно описан в [3] и основывается на сравнении величин и направлении токов до и после защищаемого трансформатора.

Газовая защита.

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах, имеющих масляное охлаждение и имеющих расширители.

Газовая защита имеет очень широкое применение в качестве чувствительной защиты, помогающая при возникновении внутренних повреждений (межвитковых замыканий), сопровождаемых электрической дугой или нагревом деталей, что приводит к ухудшению свойств масла, изоляторов и образованию

летучих газов.

Газовая защита обязательно устанавливается на трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и выше, а также на трансформаторах 1000 – 4000 кВ·А, не имеющих дифференциальной защиты или отсечки. При наличии быстродействующей защиты её применение допускается. На внутрицеховых трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и выше газовая защита является обязательной к применению, независимо от наличия других быстродействующих защит.

Токовая отсечка.

Для защиты трансформаторов мощностью менее 6300 кВ·А, и работающих одиночно, и трансформаторов мощностью менее 4000 кВ·А, работающих параллельно, устанавливается так называемая токовая отсечка, рассмотрение принципа действия приведен в [3].

Установка токовой отсечки происходит со стороны источника и получает питание от тех же трансформаторов тока, что и максимальная токовая защита от внешних КЗ.

Срабатывание уставки тока токовой отсечки можно определить из условия несрабатывания при повреждениях на отходящих линиях, со стороны нагрузки за трансформатором, по указанному выражению:

$$I_{TO} \geq k_{OTC} \cdot I_{K3}^{(3)} \quad (65)$$

где  $k_{OTC}$  - коэффициент отстройки защиты (1,3 – 1,4);

$I_{K3}^{(3)}$  - значение периодической составляющей тока в месте установки защиты при трехфазном КЗ

Чувствительность отсечки проверяется по выражению:

$$k_{\psi} = \frac{I_{K3}^{(2)}}{I_{CP.TO}}, \quad (66)$$

где  $I_{K3}^{(2)}$  - ток двухфазного КЗ со стороны источника питания.

По известному значению тока трехфазного КЗ, ток двухфазного КЗ определяется по следующей формуле:

$$I_{K3}^{(2)} \geq \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)} \quad (67)$$

где  $I_{K3}^{(3)}$  - ток трехфазного короткого замыкания

Согласно ПУЭ чувствительность токовой отсечки ( $k_{ч}$ ) при двухфазном КЗ в точке К1 должен быть не менее 2, если же он меньше 2, то в данном случае токовая отсечка должна использоваться только в качестве резервной защиты.

### 9.3 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита трансформатора выполнена с применением устройства «Сириус-ТЗ». Для выбора его параметров, сначала необходимо выбрать коэффициенты трансформации трансформаторов тока, устанавливаемых на всех сторонах защищаемого трансформатора. Трансформаторы тока на всех сторонах собраны в звезду.

В соответствии с разделом «Общие уставки дифференциальной защиты трансформатора» необходимо выбрать следующие общие уставки устройства:

$I_{номВН}$  - номинальный вторичный ток стороны ВН трансформатора, соответствующий его номинальной мощности;

$I_{номСН}$  - номинальный вторичный ток стороны СН трансформатора, соответствующий его номинальной мощности;

$I_{номНН}$  - номинальный вторичный ток стороны НН трансформатора, соответствующий его номинальной мощности;

группа ТТ ВН – группа сборки цифровых ТТ на стороне ВН;

группа ТТ СН – группа сборки цифровых ТТ на стороне СН;

группа ТТ НН – группа сборки цифровых ТТ на стороне НН;

размах РПН – размах регулирования РПН.

Методика выбора трансформаторов тока и расчет номинальных вторичных токов сторон трансформатора приведена в таблице 45.

Таблица 45 – Выбор трансформаторов тока на сторонах защищаемого трансформатора

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
		110 кВ	35 кВ	6 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}}$	131,22	412,39	2405,63
Коэффициент трансформации трансформатора тока	$K_I$	150/5	500/5	3000/5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{ном.в} = \frac{I_{ном}}{K_I}$	4,37	4,12	4,01
Для ввода в устройство принимаются ближайšie величины токов с дискретностью 0,1, А	$I_{ном.ВН}, I_{ном.СН}, I_{ном.НН}$	4,4	4,1	4
Размах регулирования РПН, %		5		

Определяем ток срабатывания дифференциальной защиты:

$$I_{с.з} = K_{зан} \cdot I_{ном} \quad (68)$$

где  $K_{зан} = 1,5$  - коэффициент запаса

$$I_{с.з.ВН} = 1,5 \cdot 131,22 = 196,83 \text{ А}$$

$$I_{с.з.СН} = 1,5 \cdot 412,39 = 618,59 \text{ А}$$

$$I_{с.з.НН} = 1,5 \cdot 2405,63 = 3608,45 \text{ А}$$

$$I_{с.р} = \frac{K_{сх} \cdot I_{с.з}}{n_{ТА}}; \quad (69)$$



$$I_{c.p.BH} = \frac{5 \cdot 196,83}{150} = 6,6 \text{ A}$$

$$I_{c.p.CH} = \frac{5 \cdot 618,59}{500} = 6,19 \text{ A}$$

$$I_{c.p.HH} = \frac{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 3608,45}{3000} = 10,42 \text{ A}$$

Токи во вторичных цепях трансформаторов тока

$$I_{ном} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{n_{ТА}}; \tag{70}$$

$$I_{B.ном} = \frac{131,22 \cdot 5 \cdot \sqrt{3}}{300} = 3,79 \text{ A}$$

$$I_{C.ном} = \frac{412,39 \cdot 5 \cdot \sqrt{3}}{1000} = 3,57 \text{ A}$$

$$I_{H.ном} = \frac{2405,63 \cdot 5}{6000} = 20,04 \text{ A}$$

Для срабатывания «реле» нужно, чтобы на магнитопроводе появился  $F=110 \text{ A} \cdot \text{витков}$ .

Определяем количество витков, чтобы реле находилось на грани срабатывания для основной стороны:

$$W_{расч} = \frac{F}{I_{c.p}} \tag{71}$$

$$W_{расч} = \frac{100}{3,79} = 26,39$$

Полученное число витков всегда округляем до ближайшего меньшего целого  $W_{уст} = 26,39$

Учитывая выбранное число витков определяем уточненное значение тока срабатывания реле и защиты:

$$I_{с.р} = \frac{F}{W_{уст}} \tag{72}$$

$$I_{с.р} = \frac{100}{26} = 3,8$$

$$I_{с.з} = \frac{I_{с.р} \cdot n_{ТА}}{K_{сх.ВН}} \tag{73}$$

$$I_{с.з} = \frac{3,8 \cdot 100}{5} = 76$$

Предварительная проверка чувствительности:

$$K_{\chi} = \frac{I_{\min} \cdot \sqrt{3}}{I_{с.з} \cdot 2} \tag{74}$$

$$K_{\chi} = \frac{6610 \cdot \sqrt{3}}{76 \cdot 2} = 75,32 \geq 2$$

Таким образом, это реле проходит по чувствительности.

Далее определим число витков для тока, чтобы не сработала защита при внешних КЗ:

$$W_{расч.НН} = \frac{I_{В.ном} \cdot W_{уст}}{I_{Н.ном}} \quad (75)$$

$$W_{расч.НН} = \frac{3,79 \cdot 26}{20,04} = 4,92$$

$$W_{расч.СН} = \frac{3,79 \cdot 26}{3,57} = 27,6$$

$$W_{расч.НН} = 4 \text{ ВИТКОВ}$$

$$W_{расч.СН} = 27 \text{ ВИТКОВ}$$

$$W_{Т.расч.} \geq \frac{K_{зап} \cdot I_{нб\Sigma} \cdot W_{расч}}{I_{КЗ.внеш.мах} \cdot tg\alpha} \quad (76)$$

$$I_{нб\Sigma} = (K_a \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \left( \frac{\Delta U_{рег}}{100} \right) + \left| \frac{W_{расч} - W_{уст}}{W_{расч}} \right|) \cdot I_{КЗ.внеш.мах} \quad (77)$$

$$I_{нб\Sigma.НН} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \left( \frac{1,5}{100} \right) + \left| \frac{4,92 - 4}{4,92} \right|) \cdot 8840 = 2669 \text{ А}$$

$$W_{Т.расч.НН} \geq \frac{1,5 \cdot 2669 \cdot 4,92}{8840 \cdot 0,75} = 2,97$$

На тормозной обмотке ставим 3 витка.

$$I_{нб\Sigma.СН} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \left( \frac{1,5}{100} \right) + \left| \frac{27,6 - 27}{27,6} \right|) \cdot 8840 = 1208,77 \text{ А}$$

$$W_{T.pacч.СН} \geq \frac{1,5 \cdot 1208,77 \cdot 27,6}{8840 \cdot 0,75} = 7,55$$

На тормозной обмотке ставим 8 витков.

#### 9.4 Расчет уставок максимальной токовой защиты

Расчёт уставок токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) защиты трансформатора.

Токовая отсечка контролирует три фазных тока высшей стороны трансформатора  $I_{A\text{ ВН}}$ ,  $I_{B\text{ ВН}}$ ,  $I_{C\text{ ВН}}$  и предназначена для защиты от всех видов коротких замыканий. Она отстраивается от максимального тока внешнего короткого замыкания по формуле (102). Ток внешнего короткого замыкания – это ток КЗ в точке К2 и К3, приведенный к стороне высшего напряжения, в нашем примере он равен:  $I_{K2}^{(3)ВН} = 8840$  А.

Тогда для СН получим:

$$I_{TO} \geq 1,3 \cdot 8840 = 11492 \text{ А.}$$

Токовая отсечка контролирует три фазных тока и включена на трансформаторы тока с соединением в звезду. Ток срабатывания реле токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) равен, А:

$$I_{cp.mo} \geq \frac{I_{TO} \cdot K_{CX}}{K_{TT.ВН}}. \quad (78)$$

$$I_{cp.mo} \geq \frac{11492 \cdot 1}{150 / 5} = 383,1 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-1 ВН может изменяться от 0,40 до 400,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки токовой отсечки принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве защиты «Сириус-Т3». Принимаем  $I_{cp.mo} = 383,1$  А.

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания токовой отсечки по формуле:

$$I_{TO} \geq \frac{I_{cp.mo} \cdot K_{TT.BH}}{K_{CX}} \quad (79)$$

$$I_{TO} \geq \frac{383,1 \cdot 150 / 5}{1} = 11493 \text{ А.}$$

Для проверки чувствительности необходимо знать двухфазный ток короткого замыкания на выводах 110 кВ трансформатора в минимальном режиме работы энергосистемы.

По известному значению тока трехфазного КЗ в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8840 = 7655,7 \text{ А.}$$

$$k_{\chi} \geq \frac{7655,7}{11493} = 0,66 > 0,6$$

Для НН получим:

$$I_{TO} \geq 1,3 \cdot 912 = 1186 \text{ А.}$$

Таким образом, выполняем резервную защиту трансформатора токовой отсечкой (МТЗ-1 ВН) с использованием устройства «Сириус-ТЗ».

Выбираем время срабатывания токовой отсечки.

Так как уставка токовой отсечки выбрана по формуле (102), то токовая отсечка будет действовать только при повреждениях в трансформаторе, и тогда

выдержка времени токовой отсечки принимается  $t_{то} = 0,1$  с.

Резервная максимально токовая защита трансформатора устанавливается со стороны источника питания трансформатора. Для трехобмоточного трансформатора понизительной подстанции без источников питания на стороне НН нет необходимости использования МТЗ НН. Поэтому МТЗ НН выводится из действия, а уставки МТЗ НН задаются величинам максимально возможными в устройстве «Сириус-ТЗ».

Расчёт уставок максимальной токовой защиты стороны ВН трансформатора (МТЗ-2 ВН)

МТЗ ВН используется для защиты от всех видов междуфазных коротких замыканий и для резервирования основных защит трансформатора, устанавливается на стороне высшего напряжения. МТЗ отстраивается от максимального тока нагрузки, в максимальном режиме.

При расчете уставок МТЗ-2 ВН следует принимать следующие параметры: коэффициент возврата реле -  $k_B = 0,92$ ; коэффициент запаса для отстройки от тока нагрузки -  $k_{отс} = 1,2$ ; коэффициент согласования с защитами предыдущих линий -  $k_C = 1,1$ , согласно рекомендациям [25, 26].

Поэтому вычисляем максимальный ток нагрузки трансформатора по формуле:

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{S_{наг.ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}}, \quad (80)$$

где  $S_{наг.ВН}$  - максимальная нагрузка трансформатора, кВ·А;

$U_{ном.ВН}$  - номинальное напряжение стороны ВН трансформатора, кВ.

$$I_{наг.ВН}^{\max} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,22 \text{ А.}$$

Тогда ток срабатывания МТЗ определяется с учетом следующих коэффициентов: коэффициент отстройки  $k_{отс} = 1,2$  согласно [25]; коэффициент самозапуска двигателей  $k_{зап} = 1,5$  согласно [25]; коэффициент возврата МТЗ ВН блока защит устройства «Сириус-ТЗ»  $k_B = 0,92$  согласно [28].

Ток срабатывания МТЗ-2 ВН равен:

$$I_{МТЗ} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,92} \cdot 131,22 = 256,73 \text{ А.}$$

Максимально-токовая защита подключена к тем же трансформаторам тока, что и токовая отсечка со схемой соединения в звезду. Ток срабатывания реле максимально-токовой защита (МТЗ-2 ВН) равен:

$$I_{ср.то} \geq \frac{256,73 \cdot 1}{150 / 5} = 8,55 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-2 ВН может изменяться от 0,40 до 400,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки МТЗ-2 ВН принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве «Сириус-ТЗ». Принимаем  $I_{ср.мтз} = 102,71 \text{ А.}$

Далее необходим расчет действительного тока срабатывания МТЗ-2 ВН по формуле:

$$I_{ТО} \geq \frac{8,55 \cdot 150 / 5}{1} = 256,5 \text{ А.}$$

Необходимо проверить коэффициент чувствительности МТЗ 2 при КЗ на стороне НН (в точке КЗ).

$$k_{\text{HH}} \geq \frac{11730}{256,5} = 45,73 > 1,5.$$

Отсюда следует, что максимально-токовая защита (МТЗ-2 ВН) устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям чувствительности к МТЗ.

Выбираем время срабатывания максимально-токовой защиты (МТЗ-2 ВН) устройства «Сириус-ТЗ» по следующей формуле, с:

$$t_{\text{МТЗ}} = t_{\text{max}} + \Delta t, \quad (81)$$

где  $t_{\text{max}}$  - максимальное время защит линий отходящих от шин НН трансформатора;

$\Delta t$  - степень селективности, для учебных расчетов равна 0,5 с.

Время срабатывания МТЗ-2 ВН равно:

$$t_{\text{МТЗ}} = 2,0 + 0,5 = 2,5 \text{ с.}$$

Используем выдержку времени в МТЗ-2 ВН устройства «Сириус-ТЗ».

Расчёт уставок защиты от перегрузки трансформатора

Защита от перегрузки устанавливается, как правило, на питающей стороне трансформатора и действует на сигнал. Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток. Для удобства пользования в устройстве «Сириус-ТЗ» можно вводить контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН.

Уставки задаются во вторичных значениях токов своей стороны напряжения, то есть приведение тока не используется.

Согласно [27] уставка сигнала перегрузки определяется по формуле:

$$I_{\text{ПЕР}} \geq \frac{k_{\text{ОТС}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{В.ном}}, \quad (82)$$



где  $k_{отс}$  - коэффициент отстройки защиты от перегрузки равен 1,05;  
 $k_B$  - коэффициент возврата токового реле устройства «Сириус-ТЗ» равен 0,92, согласно [28];

$I_{В.ном}$  - номинальный вторичный ток трансформатора на стороне установки защиты от перегрузки, в соответствии с [27] рекомендует определять с учетом возможности увеличения его на 5% при регулировании напряжения.

Для рассматриваемого трансформатора, номинальные вторичные токи на среднем ответвлении на сторонах ВН, СН и НН равны 1,6, 4,7 и 4,1 А из таблицы 55. Расчетные значения уставки защиты от перегрузки равны:

$$I_{ПЕР.ВН} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 4,4 = 5,02 \text{ А.}$$

$$I_{ПЕР.СН} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 4,1 = 4,68 \text{ А.}$$

$$I_{ПЕР.НН} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 4 = 4,56 \text{ А.}$$

Время действия защиты от перегрузок выбирается больше, чем время действия всех защит.

Время срабатывания защиты от перегрузки равно:

$$T_{ПЕРЕГР} = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ с.}$$

Используем выдержку времени « $T_{ПЕРЕГР}$ » в устройстве «Сириус-ТЗ».

## **9.6 Релейная защита воздушной линии напряжением 110 кВ**

Основные требования, предъявляемые к устройствам РЗ в сетях 110-220 кВ

1) Чувствительность. В сетях 110 кВ обеспечение необходимой чувствительности устройств РЗ достигается более сложно, чем в сетях 6-35 кВ, в связи

со следующим:

2) Сети 110 кВ работают с заземленной нейтралью, поэтому должна быть обеспечена чувствительность устройств РЗ не только к междуфазным КЗ (трехфазным и двухфазным), но также и к КЗ на землю: однофазным и двухфазным.

3) Сети 110 кВ имеют сложную многоконтурную конфигурацию со многими источниками питания. В таких сетях чувствительность устройств РЗ обеспечивается с трудом, так как возможны ситуации, когда максимальные токи нагрузки ВЛ превышают минимальные токи КЗ.

Выводы. Все вышеуказанные требования к устройствам РЗ в сетях 110 кВ приводят к усложнению защит. Поэтому в сетях 110 кВ применяются гораздо более сложные защиты, чем в сетях 6-35 кВ.

Дистанционные защиты применяются в сетях сложной конфигурации, где по соображениям быстродействия и чувствительности не могут быть использованы более простые максимальные токовые и направленные токовые защиты.

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

Для обеспечения приведенных выше требований по защите линии принимаем шкафы серии ШМЗЛ. Они предназначены для использования в качестве основной и резервной или только резервной защиты одиночных и параллельных ВЛ 110-220 кВ. Шкафы устанавливаются как на реконструируемых, так и на вновь строящихся подстанциях.

В состав функций защит шкафа входят:

- трехступенчатая дистанционная защита от междуфазных замыканий с блокировкой при качаниях и неисправностях в цепях напряжения;
- четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности для защиты от КЗ с землей;
- токовая отсечка и ненаправленная максимальная токовая защита.

## 10 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ РЕКОСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАДЕЖДИНСКОГО РАЙОНА

Для создания новых, расширения действующих или реконструкции и технического перевооружения предприятий требуются материальные, трудовые и денежные ресурсы. Суммарные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они расходуются на строительные-монтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды.

Простой срок окупаемости представляет собой период, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции. Определение срока окупаемости капитальных вложений производится последовательным суммированием величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений, т.е.

$$\sum_{t=0}^{t_c} K_t = \sum_{t=t_n}^{T_{ок.п}} (O_{pt} - I_t - H_t) = \sum_{t=t_n}^{T_{ок.п}} (П_{чt} - I_{AMt}), \quad (83)$$

где  $t_c$  – срок завершения инвестиций (окончание строительства);

$t_n$  – момент начала производства;

$I_{AMt}$  – амортизационные отчисления.

Существенный недостаток этого метода - то, что он не учитывает деятельности проекта за пределами срока окупаемости и, следовательно, не может применяться при сопоставлении вариантов, различающихся по продолжительности длительного цикла.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей  $\Delta_t$ , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования), прини-

мая во внимание тот факт, что наш проект сооружается на протяжении 3 лет и то, что появление прибыли возможно лишь с 4 года реализации.

$$\text{ЧДД} = \frac{O_p - K_{\Sigma} - I_t - H_t}{(1 + E)^t}, \quad (84)$$

где  $O_p$  – выручка от реализации проекта;

$K_{\Sigma}$  – суммарные капиталовложения в проект;

$I_t$  – полные эксплуатационные расходы;

$H_t$  – отчисления налога на прибыль;

$E$  – ставка рефинансирования,  $E = 0,05$ ,

ЧДД на первом году строительства:

$$\text{ЧДД}_1 = \frac{1,5 \cdot (-1219)}{(1 + 0,05)^1} = -580500 \text{ тыс.руб.}$$

ЧДД на четвертом году:

$$\text{ЧДД}_4 = \frac{364200 - 85520 - 55730}{(1 + 0,05)^4} = 183400 \text{ тыс.руб.}$$

Подробный расчет чистого дисконтированного дохода представлен в приложении Ж.

График строится нарастающим итогом, т.е. к текущему значению ЧДД прибавляется последующее значение. Оценка экономической эффективности (ЧДД) с учетом фактора времени (расчетного периода) объекта приведена на рисунке 10.

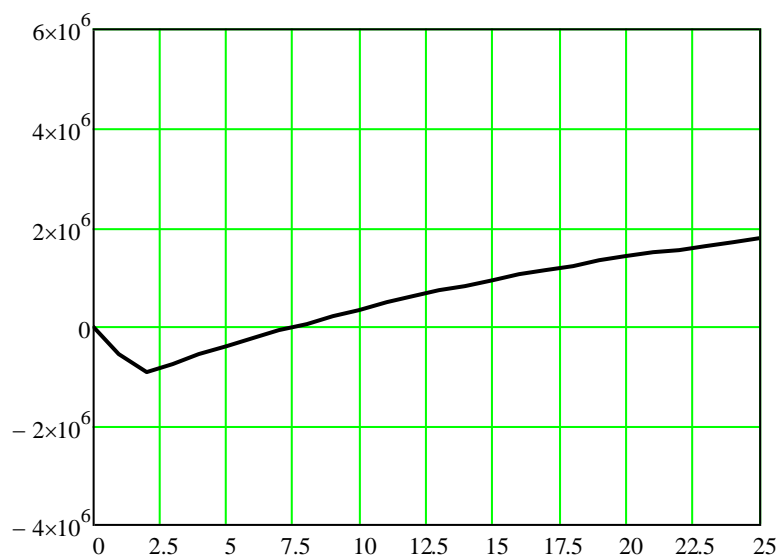


Рисунок 9 – Оценка экономической эффективности с учетом времени

Вывод: так как значение ЧДД положительное, проект реконструкции рекомендуется к реализации. Инвестиции окупятся за 8 лет.

## 11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В этом разделе ВКР рассматривается обеспечение безопасности при эксплуатации ПС 110/35/6 кВ Давыдовка и ВЛ - 110 кВ «ПС Давыдовка – Западная»

К реконструируемому объекту предъявляются требования по безопасности и экологичности. При проектировании и реконструкции ставятся задачи, связанные с расчетом шума, создаваемого трансформаторами, и защитой от загрязнений трансформаторным маслом.

Необходимо учитывать факторы, которые могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций на проектируемом объекте. Во избежание таковых данным разделом рассматриваются следующие вопросы:

- обеспечение пожарной безопасности на ПС Давыдовка;
- пожарная безопасность при эксплуатации реконструируемой ВЛ - 110 кВ.

### 11.1 Безопасность

Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы

Работники, выполняющие работы в электроустановках, обязаны иметь профессиональную подготовку. Существуют следующие требования к персоналу, выполняющему монтажные работы [2]:

- регулярное прохождение медицинского освидетельствования;
- обязательное прохождение инструктажа по общим правилам техники безопасности;
- после инструктажа выполняется запись в «Журнале регистрации инструктажа по технике безопасности на рабочем месте»;
- нахождение посторонних лиц на территории монтажной площадки строго запрещается;
- нахождение сотрудников в нетрезвом состоянии на территории площадки в любое время (рабочее и не рабочее) недопустимо.
- лица, нарушившие требования правил техники безопасности, несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность;

- каждый работник обязан знать и строго выполнять требования безопасности труда, относящиеся к обслуживаемому оборудованию и организации труда на рабочем месте.

Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ-110 кВ «ПС Давыдовка – ПС Западная».

Ремонтные работы на отключенных линиях в отношении безопасности подразделяются на работы, которые выполняются:

- вдали от других действующих линий электропередачи;
- вблизи других действующих линий электропередачи.

Работы на отключенных линиях могут выполняться при осуществлении организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работающих [2].

Организационные мероприятия - допуск к работе, контроль во время работы, оформление окончания работ.

Технические мероприятия - отключение линий, проверка отсутствия напряжения на линии, наложение заземления на месте производства работ, ограждение места производства работ и развешивание разрешающих работу плакатов.

При ремонтных работах на проводах и тросах, отключенная линия должна заземляться на всех питающих ПС и в месте производства работ. При работах, связанных с разрезанием проводов, разъединяемые концы проводов необходимо предварительно соединять металлическим проводником споперечным сечением, площадью - не менее  $16 \text{ мм}^2$  [2].

В случае установки на металлических опорах временных тросовых оттяжек, они обязаны соединяться переносными заземлениями с объектом металлической опоры.

В случае параллельного прохождения ВЛ, электромагнитные поля действующих воздушных линий электропередачи наводят в проводах соседних отключенных линий напряжения и токи, значение которых зависит от рабочего напряжения рабочей линии, параллельного прохождения, силы тока в ней, вза-

имного расположения проводов, состояния отключенной линии, сопротивления заземления и других факторов.

Меры безопасности, указанные выше, необходимо соблюдать при выполнении работ на отключенных воздушных линиях электропередачи, находящихся вблизи других рабочих линий. Специфическая особенность выполнения работ на таких линиях состоит в возможности появления на проводе отключенной линии наведенного электромагнитного потенциала, превышающего допустимое значение, равное 25 В.

Монтажные работы на высоте в открытых местах при силе ветра 6 баллов и более (скорость ветра 9,9 – 12,4 м/с) запрещены.

Во избежание травм в результате падения с высоты разных деталей или инструментов запрещается находиться под опорой, а также запрещается бросать любые предметы с высоты опоры.

Безопасность при эксплуатации ОРУ ПС 110 кВ

Дороги с покрытием предусматриваются к зданию закрытого распределительного устройства (ЗРУ). Ширина проезжей части внутри площадочных дорог 4 метра. В ОРУ 110 кВ предусматривается проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений, а также передвижных установок: габариты проезда 4 м по ширине и высоте.

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния выбираются и устанавливаются следующим образом [2]:

- вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, дуга или другие происходящие при ее работе явления (искры, выброс газов т.д.) не могли привести к выходу из строя оборудования и возникновению короткого замыкания или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживавшему персоналу;

- при нарушении нормальных условий работы электроустановки должна быть обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленные действием короткого замыкания;



- при снятом напряжении с какой-либо цепи, относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции, она могла подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонту, без нарушения нормальной работы соседних цепей;
- была обеспечена возможность удобной перевозки оборудования.

Расстояния от токоведущих частей до различных элементов ОРУ, принятые на ПС:

- от токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций - 900 мм; между проводами фаз - 1000 мм;
- от токоведущих частей и от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до габаритов транспортируемого оборудования - 1650 мм;
- от не огражденных токоведущих частей до земли и до кровли зданий при наибольшем провисании проводов - 3600 мм;
- от контакта и ножа разъединителя в отключенном положении ошиновки, присоединенной ко второму контакту - 1100 мм.

На ОРУ шины располагаются следующим образом:

- сборные и обходные шины, а также все секционные шины имеют со стороны главных трансформаторов на высоком напряжении шину А;
- ответвления от сборных шин выполняются так, чтобы расположение шинприсоединений слева направо было - А-В-С, если смотреть со стороны шин трансформаторов.

Расположение шин ответвлений в ячейках независимо от их размещения по отношению к сборным шинам должно быть одинаковым.

Шины обозначаются при переменном трехфазном токе: шины фазы А - желтым цветом, эта же шина, используемая в качестве нулевой защитной продольными полосами обозначается желтым и зеленым цветом.

Заземляющие ножи окрашиваются в черный цвет. Рукоятки приводов заземляющих ножей окрашиваются в красный цвет, а рукоятки других приводов цвета оборудования.

Вдоль обоих трансформаторов предусматривается проезд шириной 4 метра для обеспечения пожаробезопасности.

## **11.2 Экологичность**

Силовые трансформаторы являются характерным источником шума в населенных местах. В зависимости от класса напряжения и мощности трансформаторов применяются следующие типы систем охлаждения:

- система охлаждения Д - с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла;
- системы охлаждения ДЦ и НДЦ - с принудительной циркуляцией воздуха и масла;
- система охлаждения М - с естественной циркуляцией воздуха и масла;
- системы охлаждения видов Ц, НЦ, МЦ и НМЦ - с принудительной циркуляцией воды и масла.

На ПС «Давыдовка» установлены 2 трансформатора марки ТДТН-25000/110 У1. Такой трансформатор имеет систему охлаждения типа Д (принудительная циркуляция воздуха и естественной масла). Для трансформаторов с таким типом охлаждения характерны электромагнитные и аэродинамические шумы.

Электромагнитный шум возникает по следующим причинам:

- 1) магнитострикционный эффект;
- 2) силы, действующие на витки обмотки трансформатора в магнитном поле;
- 3) силы Максвелла, возникающие в стыках и шиповых соединениях сердечника трансформатора.

Магнитострикционный шум создается сердечником трансформатора. В процессе работы трансформатора как преобразователя напряжения на его сердечник воздействует периодически меняющаяся магнитная индукция. Из-за неизбежного магнитострикционного эффекта периодически изменяется длина сердечника. В результате возникают изгибные колебания ярма и стержней сердечника. У больших трансформаторов звуковая вибрация через масло в баке по

«звуковым мостикам» передается на стенки бака и излучается в окружающее пространство в виде воздушного шума. У небольших трансформаторов сам сердечник является излучателем.

Аэродинамический шум вызван движением потока воздуха, который создается системой механической вентиляции. Спектр аэродинамического шума, вызванный циркуляцией воздуха, непрерывный вследствие случайных распределений многих завихрений, следующих по поверхности вращения. На этот шум с физиологическим эффектом для уха в виде визга наложены высокие тона, частота которых определяется геометрией путей циркуляции охлаждающего воздуха. Аэродинамический шум можно снизить путем подбора малошумных вентиляторов, а также установкой звукопоглотителей.

Суммарный уровень шума трансформаторов определяется, как правило, электромагнитной составляющей, причем в любом случае она существенна в диапазоне частот приблизительно до 800 Гц, т.е. уровни шума в этом диапазоне значительно выше, чем на более высоких частотах. В шуме трансформатора преимущественно ощущаются тональные составляющие, частота которых соответствует удвоенной частоте сети (при частоте сети 50 Гц частота тональной составляющей равна 100 Гц), и их кратные гармоники, что воспринимается на слух как низкое гудение [4].

Для проверки соблюдения норм, необходимо определить минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму. Исходные данные приведены в таблице 46.

Таблица 46 - Исходные данные

Количество трансформаторов, N	Тип системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Система охлаждения типа Д - принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла	25	110	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам

1. Допустимый уровень шума определяется типом территории, прилегающей к ПС. В расчетах принимаются наиболее строгие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов.

Для территорий, прилегающих к жилым домам допустимый уровень шума равен 45 дБА.

2. Для определения шумовых характеристик источника шума воспользуемся ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте указаны скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, вида системы охлаждения и класса напряжения. В качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора приняты скорректированные уровни звуковой мощности [1].

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (системы охлаждения видов Д) уровень звуковой мощности составляет ( $S_{\text{ном}} = 25 \text{ МВА}$ ,  $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ ):

$$L_{PA} = 89 \text{ дБА.}$$

3. Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Если источник шума имеет показатель направленности равный 1, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен  $L_{WA}$ , то в любом положении полусферы радиусом  $R$  уровень шума который исходит из источника будет равным  $L_A$  (см. рисунок 11).

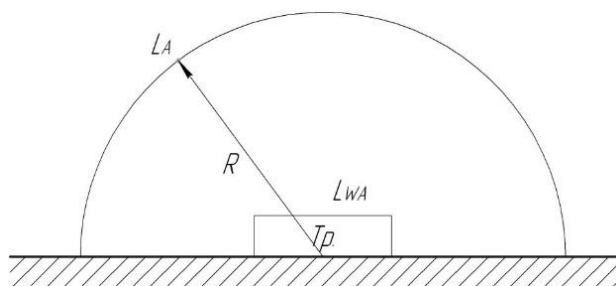


Рисунок 10 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (84)$$

где  $S$  – площадь поверхности полусферы,  $m^2$ ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2.$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии  $R$  от трансформатора ( $R > 30$  м) можно определить по формуле

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (85)$$

где  $S = 2\pi R^2$ .

На ПС расположены два трансформатора и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой приведенной на рисунке 12. Известно расстояние между трансформаторами:  $l = 15$  м. Расстояния  $R_1$  и  $R_2$  от каждого из трансформаторов до ближайших жилых домов неизвестны, но известно расстояние от ПС Давыдовка до ближайших жилых домов  $R = 150$  м.

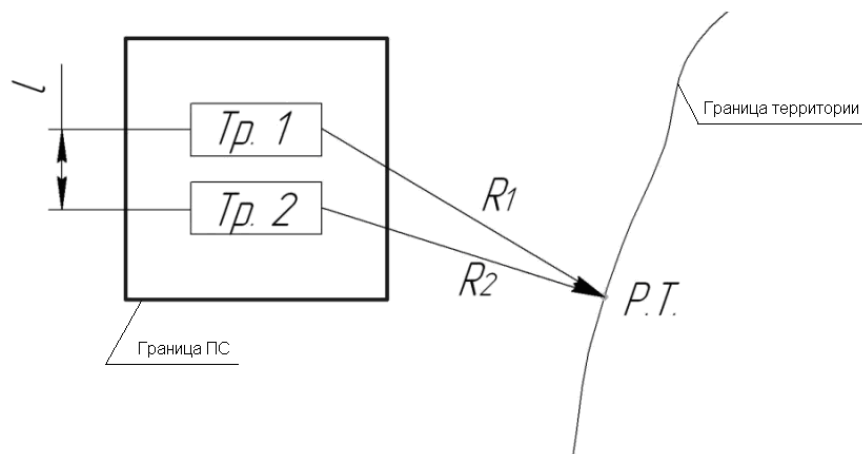


Рисунок 11 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами  $l$  небольшое и  $R_1 \gg l, R_2 \gg l$  то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен

$$L_{W\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 L_{W_{Ai}}} , \quad (86)$$

$$L_{W\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 89} = 92$$

где  $N$  - количество источников шума;

$L_{W_{Ai}}$  - скорректированный уровень звуковой мощности  $i$ -го источника шума, дБА;

2) на границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука  $L_A(R) = DV_{L_A}$ . Тогда  $R = R_{\min}$ .

Исходя из принятых допущений выражение (2) можно переписать в следующем виде:

$$DY_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{min}}{S_0} \quad (87)$$

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

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DY_{L_A})}}{2\pi}}; \quad (88)$$

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(92-45)}}{2\pi}} = 89,44 \text{ м.}$$

Любое  $R \geq R_{min}$  будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а  $R_{min} = L_{C33}$  санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму.

В данном случае минимальное допустимое расстояние от трансформаторов до жилых домов составляет 89,44 м. Ближайший к территории ПС Давыдовка жилой дом расположен на расстоянии 150 м, следовательно, на территории жилых домов уровень шума не превышает допустимого. Отсюда делаем вывод, что дополнительные меры по снижению уровня шума не требуются.

### 11.3 Чрезвычайные ситуации

Обеспечение пожарной безопасности на ПС 110/35/6 кВ «Давыдовка»

Для размещения первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и пожарного инвентаря должны оборудоваться пожарные щиты [3].

Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие отопительных и нагревательных приборов.

Песок используется для тушения небольших очагов воспламенения кабелей, электропроводки и горючих жидкостей: мазута, масла, красок и т.п. На ОРУ ящики с песком ставятся у трансформаторов. Песок должен быть всегда

сухим и рыхлым.

Бочки для хранения воды, устанавливаемые рядом с пожарным щитом, должны иметь объем не менее 0,2 м<sup>3</sup> и комплектоваться ведрами.

Для указания местонахождения первичных средств пожаротушения должны быть установлены знаки по действующему государственному стандарту на видных местах.

Необходимо предусмотреть установку системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре во всех помещениях ПС 110/35/6 кВ «Давыдовка».

Оповещение людей осуществляется подачей звуковых и световых сигналов. Для этого во всех защищаемых помещениях, зданиях и сооружениях устанавливаются звуковые оповещатели, которые запускаются автоматически, но также имеют возможность ручного пуска.

На пути эвакуации устанавливаются оповещатели светового типа, предназначенные для обозначения путей эвакуации, включение которых происходит автоматически. Дополнительно на путях эвакуации должны использоваться фотолюминесцентные табло, показывающие направление движения. Должна быть предусмотрена автоматическая разблокировка дверей, оснащённых электромагнитными замками.

Для тушения пожара на силовом трансформаторе должен быть предусмотрен противопожарный водопровод с питанием от существующей внешней водопроводной сети [3].

Пожарная безопасность при эксплуатации ВЛ-110 кВ «ПС Давыдовка – ПС Западная»

Для обеспечения пожарной безопасности при эксплуатации ВЛ должны быть организованы периодические и внеочередные осмотры. При осмотре ВЛ необходимо проверять противопожарное состояние трассы: в охранной зоне ВЛ не должно быть посторонних предметов, строений, стогов сена, штабелей леса, деревьев, угрожающих падением на линию или опасным приближением к проводам, складирования горючих материалов, костров [3].



Неисправности, обнаруженные при осмотре ВЛ и в процессе профилактических проверок и измерений, должны быть отмечены в эксплуатационной документации и в зависимости от их характера по указанию ответственного за электрохозяйство предприятия устранены или в кратчайший срок, или при проведении технического обслуживания и ремонта.

Трассу ВЛ необходимо периодически расчищать от кустарников и деревьев и содержать в безопасном пожарном отношении состоянии. Следует поддерживать установленную проектом ширину просек и проводить обрезку деревьев. Деревья, создающие угрозу падения на провода и опоры, должны быть вырублены с последующим уведомлением организации, в ведении которой находятся насаждения.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении ВКР на были выполнены основные задачи по реконструкции и проектированию электрической сети с учетом требуемых параметров надежности электроснабжения и качества электрической энергии.

Был выбран наиболее целесообразный как по экономическим показателям и по параметрам режимов вариант – замены провода на ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка с целью повышения пропускной способности данной ЛЭП. Помимо этого, для повышения надежности электропитания потребителей производилась реконструкция РУ ВН на ПС Давыдовка. В ходе реконструкции была выбрана оптимальная схема РУ ВН ПС Давыдовка, обеспечивающая надежный и бесперебойный транзит.

Замена оборудования была произведена в соответствии с климатогеографическими условиями установки, а также с большим запасом прочности к воздействию токов короткого замыкания, и, следовательно, что оборудование способно выполнять свои функции в нормальном и аварийном режимах. Для надежной защиты оборудования был произведен расчет молниезащиты подстанции.

Выбранное конструктивное решение новой воздушной линии соответствует климатическим условиям, а также другим особенностям данного региона. Для надежной защиты новых линий и трансформаторов были выбраны устройства релейной защиты и автоматики, а также рассчитаны соответствующие основные и резервные защиты.

С помощью спрогнозированных нагрузок, были выполнены расчеты максимальных, минимальных и послеаварийных режимов, из которых видно, что выбранное сечение и оборудование способно выдержать послеаварийные режимы.

Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при эксплуатации оборудования, и вопросы охраны окружающей среды и противопожарные меры на подстанции.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов / В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др.; Под ред. В.М. Блок. – М. : Высш. шк., 1990. – 383 с.
- 2 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2014. – 101 с.
- 3 Базуткин, В. В. Техника высоких напряжений: Учебник для вузов / В. В. Базуткин. – М. : Энергоатомиздат, 2001. – 487 с.
- 4 Беркович, М.А. и др. Основы техники релейной защиты / М. А. Беркович, В. В. Малчанов, В. А. Семенов – М. : Энерго-атомиздат, 1984. – 376 с.
- 5 Выбор нелинейных ограничителей напряжения для установки в сетях 110-750 кВ [Электронный ресурс]. URL: <http://www.positron.ru/> (дата обращения 17.06.20).
- 6 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 25.05.2021).
- 7 Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – М. : Кнорус. 2014. – 156 с.
- 8 Гуревич, Ю. Е. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах / Ю. Е. Гуревич, Л. Е. Либова, А. А. Окин. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 192 с.
- 9 География. Климат Надеждинского района [Электронный ресурс], URL: <http://old.pgpb.ru/cd/terra/nadezda/nad03.htm> (дата обращения: 10.03.2021)
- 10 Идельчик, В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов / В. И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2003. – 592 с.
- 11 Инструкция по выбору изоляции электроустановок. РД 34.51.101-90. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.

12 Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей: учеб. / ред. Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро, И.Г. Карапетян. - 4-е издание. - М. : изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 с.

13 Мясоедов Ю. В. Электробезопасность [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 91 с

14 Мясоедов Ю. В. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах [Электронный ресурс] : метод. указания к самостоят. работе / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 87 с.

15 Неклепаев, Б. В. / Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. В. Неклепаев, И. П. Крючков – М. : Энергоатомиздат, 2002. - 608 с.

16 Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов / В. М. Блок [и др.] ; под ред. В. М. Блок. – М. : Высш. шк., 1990. – 383 с.

17 Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд. ; Перераб. и доп.– М. : Энергоатомиздат, 2002. – 648 с.

19 Плащанский Л.А. Основы электроснабжения. Раздел «Релейная защита электроустановок»: Учебное пособие. – М. : Изд-во Московского гос. горного ун-та, 2003. – 141 с.

20 Рекомендации по выбору уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» и «Сириус-ТЗ», ЗАО «Радиус Автоматика». - М. : 2004. – 11 с.

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

- 22 Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов / Л. Д. Рожкова, В.С. Козулин. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1987 – 647 с.
- 23 СО 34.49.101-2003. Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий. – Взамен РД 34.49.101-87; введ. – 01.09.2003. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 40 с.
- 24 СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Типовые решения. – введ. 2007-20-12. – Изд-во ао «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.
- 25 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 5-летний период : отчет о НИР / АО «Науч.-технич. центр ЕЭС (Московское отделение) ; рук. М. С. Волков ; исполн. : С. А. Портянков. – М., 2020. – 244 с.
- 26 Справочник по проектированию электрических сетей под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
- 27 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – Взамен СН 3223-85 ; введ. – 31.10.96. – М. : Госкомсанэпиднадзор России, 1996. – 13 с.
- 28 Собурь, С. В. Пожарная безопасность электроустановок / С. В. Собурь. - М. : ПожарКнига, 2010.
- 29 Тупов, В. Б. Охрана окружающей среды от шума в энергетике / В. Б. Тупов. – М. : Издательство МЭИ, 1999. – 192 с.
- 30 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. : НТФ Энергопрогресс, 2009. – 391 с.
- 31 Фёдоров, А. А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: учебное пособие для Вузов / А. А. Федоров, Л. Е. Старкова - М. : Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.
- 32 Электрокабель [Электронный ресурс]. URL: <http://elektrokable.ru/> (дата обращения: 10.06.2016).

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Технико-экономический расчет в ПВК MathCad 15

$$L_3\_д\_вар := 19.45 \text{ км}$$

$$К_{лиф} := 10.46 \text{ переводной коэффициент}$$

$$К_{зон} := 1.4 \text{ зональный коэффициент}$$

$$C_3 := 7 \text{ руб за 1 м}^2 \text{ цена земли}$$

**Замена трансформаторов не требуется**

Расчет капиталовложений для варианта 1

Капиталовложения на ПС

$$Кот\_э\_пс1 := 15 \cdot C_3 = 105 \text{ тыс руб}$$

$$К_{пост} := 21000 \text{ тыс руб}$$

$$Кору := 14000 \text{ тыс руб}$$

$$К_{пс1} := (Кот\_э\_пс1 + К_{пост} + Кору) \cdot К_{лиф} \cdot К_{зон} = 5.141 \times 10^5 \text{ тыс руб}$$

Капиталовложения на ВЛ

$$К_{лп1} := 1100 \cdot L_3\_д\_вар = 2.139 \times 10^4 \text{ тыс руб}$$

$$Кот\_э\_вл1 := (L_3\_д\_вар \cdot 70 \cdot C_3) \cdot 10^{-3} + 95 \cdot L_3\_д\_вар = 1.857 \times 10^3 \text{ тыс руб}$$

$$К_{вл1} := (Кот\_э\_вл1 + К_{лп1}) \cdot К_{лиф} \cdot К_{зон} = 3.405 \times 10^5 \text{ тыс руб}$$

$$K1 := К_{вл1} + К_{пс1} = 8.546 \times 10^5 \text{ тыс руб}$$

Расчет эксплуатационных издержек

$$I_{AM1} := \frac{K1}{20} = 4.273 \times 10^4 \text{ руб}$$

$$\alpha_{эксвл} := 0.008$$

$$\alpha_{экссп} := 0.059$$

$$I_{ЭКС1} := \alpha_{эксвл} \cdot К_{вл1} + \alpha_{экссп} \cdot К_{пс1} = 3.305 \times 10^4 \text{ руб}$$

$$\Delta W_{л1} := 3 \cdot 284^2 \cdot 2.3 \cdot 5000 = 2.783 \times 10^9 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{тр1} := 2 \cdot 0.031 \cdot 5000 + \left[ \frac{1}{2} \cdot 0.14 \cdot \left[ \frac{(29.2^2 + 9.7^2)}{25^2} \right]^2 \cdot 5000 \right] = 1113.08 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W1 := \Delta W_{л1} + \Delta W_{тр1} = 2.783 \times 10^9 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$c_0 := 2.5 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$$

$$I_{\Delta W1} := c_0 \cdot 3895.7 = 9739.25 \text{ тыс руб}$$

$$I1 := I_{ЭКС1} + I_{AM1} + I_{\Delta W1} = 8.552 \times 10^4 \text{ руб}$$

Расчет среднегодовых расходов:

$$З_1 := 0.1 \cdot K1 + I1 = 1.71 \times 10^5 \text{ руб}$$

Расчет капиталовложений для варианта 2

Капиталовложения на ПС

$$Кот\_э\_пс2 := 15 \cdot C_3 = 105 \text{ тыс руб}$$

$$К_{пост} := 21000 \text{ тыс руб}$$

$$Кору2 := 28000 \text{ тыс руб}$$

$$К_{пс2} := (Кот\_э\_пс2 + К_{пост} + Кору2) \cdot К_{лиф} \cdot К_{зон} = 7.191 \times 10^5 \text{ тыс руб}$$

Капиталовложения на ВЛ

$$К_{лп2} := 1600 \cdot L_3\_д\_вар = 3.112 \times 10^4 \text{ тыс руб}$$

$$Кот\_э\_вл2 := (L_3\_д\_вар \cdot 70 \cdot C_3) \cdot 10^{-3} + 95 \cdot L_3\_д\_вар = 1.857 \times 10^3 \text{ тыс руб}$$

$$К_{вл2} := (Кот\_э\_вл2 + К_{лп2}) \cdot К_{лиф} \cdot К_{зон} = 4.829 \times 10^5 \text{ тыс руб}$$

$$K2 := К_{вл2} + К_{пс2} = 1.202 \times 10^6 \text{ тыс руб}$$

Расчет эксплуатационных издержек

$$I_{AM2} := \frac{K2}{20} = 6.01 \times 10^4 \text{ руб}$$

$$\alpha_{эксвл} := 0.008$$

$$\alpha_{экссп} := 0.059$$

$$I_{ЭКС2} := \alpha_{эксвл} \cdot К_{вл2} + \alpha_{экссп} \cdot К_{пс2} = 4.629 \times 10^4 \text{ руб}$$

$$\Delta W_{л2} := 3 \cdot 142^2 \cdot 1.57 \cdot 5000 = 4.749 \times 10^8 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{тр2} := 2 \cdot 0.031 \cdot 5000 + \left[ \frac{1}{2} \cdot 0.14 \cdot \left[ \frac{(29.2^2 + 9.7^2)}{25^2} \right]^2 \cdot 5000 \right] = 1113.08 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W2 := \Delta W_{л2} + \Delta W_{тр2} = 4.749 \times 10^8 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$I_{\Delta W2} := c_0 \cdot 1587.9 = 3969.75 \text{ тыс руб}$$

$$I2 := I_{ЭКС2} + I_{AM2} + I_{\Delta W2} = 1.104 \times 10^5 \text{ руб}$$

Расчет среднегодовых расходов:

$$З_2 := 0.1 \cdot K2 + I2 = 2.306 \times 10^5 \text{ руб}$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Расчет токов короткого замыкания в ПВК MathCad 15

#### РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Основной расчёт токов КЗ был выполнен в ПВК RastrWin-3, определены периодические составляющие, далее определим аperiodические составляющие и ударные токи (для трёхфазных токов):

##### ПС Давыдовка:

$$I_{по, Давыдовка.110кВ} := 3.83 \quad \text{кА}$$

$$I_{по, Давыдовка.35кВ} := 4.57 \quad \text{кА}$$

$$I_{по, Давыдовка.6кВ} := 18.52 \quad \text{кА}$$

$$i_{ао, Давыдовка.110кВ} := \sqrt{2} \cdot I_{по, Давыдовка.110кВ} = 5.416 \quad \text{кА}$$

$$i_{ао, Давыдовка.35кВ} := \sqrt{2} \cdot I_{по, Давыдовка.35кВ} = 6.463 \quad \text{кА}$$

$$i_{ао, Давыдовка.6кВ} := \sqrt{2} \cdot I_{по, Давыдовка.6кВ} = 26.191 \quad \text{кА}$$

$$T_{а, Давыдовка.110кВ} := 0.03$$

$$T_{а, Давыдовка.35кВ} := 0.02$$

$$T_{а, Давыдовка.6кВ} := 0.01$$

$$k_{у, Давыдовка.110кВ} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{а, Давыдовка.110кВ}}} = 1.717$$

$$k_{у, Давыдовка.35кВ} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{а, Давыдовка.35кВ}}} = 1.607$$

$$k_{у, Давыдовка.6кВ} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{а, Давыдовка.6кВ}}} = 1.368$$

$$i_{ат, Давыдовка.110кВ} := i_{ао, Давыдовка.110кВ} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{а, Давыдовка.110кВ}}} = 3.881 \quad \text{кА}$$

$$i_{ат, Давыдовка.35кВ} := i_{ао, Давыдовка.35кВ} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{а, Давыдовка.35кВ}}} = 3.92 \quad \text{кА}$$

$$i_{ат, Давыдовка.6кВ} := i_{ао, Давыдовка.6кВ} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{а, Давыдовка.6кВ}}} = 9.635 \quad \text{кА}$$

$$i_{уд, Давыдовка.110кВ} := \sqrt{2} \cdot I_{по, Давыдовка.110кВ} \cdot k_{у, Давыдовка.110кВ} = 9.297 \quad \text{кА}$$

$$i_{уд, Давыдовка.35кВ} := \sqrt{2} \cdot I_{по, Давыдовка.35кВ} \cdot k_{у, Давыдовка.35кВ} = 10.383 \quad \text{кА}$$

$$i_{уд, Давыдовка.6кВ} := \sqrt{2} \cdot I_{по, Давыдовка.6кВ} \cdot k_{у, Давыдовка.6кВ} = 35.826 \quad \text{кА}$$

$$U_{ВН} := 110 \quad U_{СН} := 35 \quad U_{НН} := 6$$

$$S_{ВН} := \sqrt{27.8^2 + 7.6^2} = 28.82 \quad S_{СН} := \sqrt{20.7^2 + 9.5^2} = 22.776 \quad S_{НН} := \sqrt{4.5^2 + 0.8^2} = 4.571$$

ВН	СН	НН
$I_{\max ВН} := \frac{S_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = 0.151$	$I_{\max СН} := \frac{S_{СН}}{\sqrt{3} \cdot U_{СН}} = 0.376$	$I_{\max НН} := \frac{S_{НН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = 0.44$

$$T_a = 0.03$$

$$t_{рз} := 2.5 \quad t_{ос} := 0.055$$

$$\beta_{ном} := 40 \quad I_{отк.ном} := 50$$

$$t_{откл} := t_{рз} + t_{ос} = 2.555$$

$$t_{а.ном} := \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном}}{100} \cdot I_{отк.ном} = 28.284$$

$$T_{а.кз} := 0.02 \quad t_{рз.кз} := 2.5 \quad t_{ос} := 0.055$$

$$B_{к1} := I_{по, Давыдовка.110кВ}^2 \cdot (t_{откл} + T_{а, Давыдовка.110кВ}) = 37.919$$

$$B_{к2} := I_{по, Давыдовка.35кВ}^2 \cdot (t_{откл} + T_{а, Давыдовка.35кВ}) = 53.779$$

$$B_{к3} := I_{по, Давыдовка.6кВ}^2 \cdot (t_{откл} + T_{а, Давыдовка.6кВ}) = 879.77$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Оценка экономической целесообразности реконструкции электрической сети в ПВК MathCad 15

#### Стоимостная оценка результатов строительства ПС:

$$\Sigma T_1 := 4.13 \text{ руб./кВт*ч} \quad \text{Для Приморского края} \quad W_{\text{год}} := 27300 \text{ МВт*ч/год}$$

Тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей в Приморском крае на второе полугодие 2021 года

$$O_p := W_{\text{год}} \cdot \Sigma T_1 + 251414 = 3.642 \times 10^5 \text{ тыс.руб.}$$

#### Оценка экономической эффективности

$$P_{6t} := O_p - I_1 = 2.786 \times 10^5 \text{ тыс.руб.}$$

#### Определяем ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t := 0.2 \cdot P_{6t} = 5.573 \times 10^4 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_t := I_{\text{АМЛ}} + I_{\text{ЭКС1}} + I_{\Delta W1} = 8.552 \times 10^4 \text{ тыс.руб.}$$

$$\Xi_t := O_p - I_t - H_t - K1 = -6.317 \times 10^5 \text{ тыс.руб.}$$

#### Прибыль от реализации

$$P_p := P_{6t} - H_t = 2.229 \times 10^5 \text{ тыс.руб.}$$

#### Чистый дисконтированный доход:

$$E := 0.05 \quad \text{ставка рефинансирования}$$

$$K_{\text{ОБ}} := 1219 \cdot 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Пусть наш проект реализуется в течении 3 лет

$$\text{ЧДД}_0 := 0$$

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\frac{1.5}{3} \cdot (-K_{\text{ОБ}})}{(1+E)^1} = -5.805 \times 10^8$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\frac{1}{3} \cdot (-K_{\text{ОБ}})}{(1+E)^2} = -3.686 \times 10^8$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\frac{0.5}{3} \cdot (-K_{\text{ОБ}})}{(1+E)^3} = -1.755 \times 10^8$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1+E)^4} = 1.834 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1+E)^5} = 1.747 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_6 := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1+E)^6} = 1.663 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_7 := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1+E)^7} = 1.584 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_8 := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1+E)^8} = 1.509 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_9 := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1+E)^9} = 1.437 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{10} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1+E)^{10}} = 1.368 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{11} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1+E)^{11}} = 1.303 \times 10^5$$



## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Оценка экономической целесообразности реконструкции электрической сети в ПВК MathCad 15

$$\text{ЧДД}_{12} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^{12}} = 1.241 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{13} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^{13}} = 1.182 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{14} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^{14}} = 1.126 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{15} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^{15}} = 1.072 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{16} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^{16}} = 1.021 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{17} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^{17}} = 9.726 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_{18} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^{18}} = 9.262 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_{19} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^{19}} = 8.821 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_{20} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^{20}} = 8.401 \times 10^4$$

С нарастающим итогом

$$\text{ч}_1 := \text{ЧДД}_0 = 0$$

$$\text{ч}_2 := \text{ЧДД}_0 + \text{ЧДД}_1 = -1.658 \times 10^6$$

$$\text{ч}_3 := \text{ч}_2 + \text{ЧДД}_2 = -2.679 \times 10^6$$

$$\text{ч}_4 := \text{ч}_3 + \text{ЧДД}_3 = -3.151 \times 10^6$$

$$\text{ч}_5 := \text{ч}_4 + \text{ЧДД}_4 = -2.754 \times 10^6$$

$$\text{ч}_6 := \text{ч}_5 + \text{ЧДД}_5 = -2.388 \times 10^6$$

$$\text{ч}_7 := \text{ч}_6 + \text{ЧДД}_6 = -2.049 \times 10^6$$

$$\text{ч}_8 := \text{ч}_7 + \text{ЧДД}_7 = -1.737 \times 10^6$$

$$\text{ч}_9 := \text{ч}_8 + \text{ЧДД}_8 = 5.014 \times 10^4$$

$$\text{ч}_{10} := \text{ч}_9 + \text{ЧДД}_9 = 1.938 \times 10^5$$

$$\text{ч}_{11} := \text{ч}_{10} + \text{ЧДД}_{10} = 3.307 \times 10^5$$

$$\text{ч}_{12} := \text{ч}_{11} + \text{ЧДД}_{11} = 4.61 \times 10^5$$

$$\text{ч}_{13} := \text{ч}_{12} + \text{ЧДД}_{12} = 5.851 \times 10^5$$

$$\text{ч}_{14} := \text{ч}_{13} + \text{ЧДД}_{13} = 7.033 \times 10^5$$

$$\text{ч}_{15} := \text{ч}_{14} + \text{ЧДД}_{14} = 8.159 \times 10^5$$

$$\text{ч}_{16} := \text{ч}_{15} + \text{ЧДД}_{15} = 9.232 \times 10^5$$

$$\text{ч}_{17} := \text{ч}_{16} + \text{ЧДД}_{16} = 1.025 \times 10^6$$

$$\text{ч}_{18} := \text{ч}_{17} + \text{ЧДД}_{17} = 1.123 \times 10^6$$

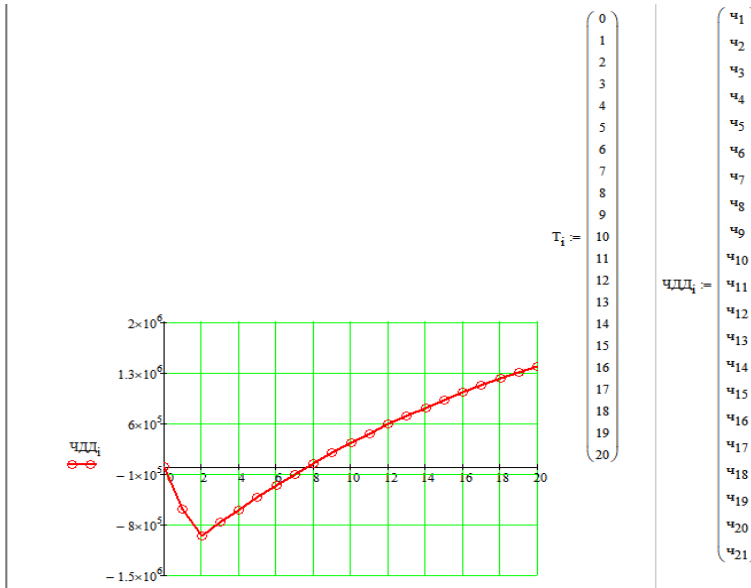
$$\text{ч}_{19} := \text{ч}_{18} + \text{ЧДД}_{18} = 1.215 \times 10^6$$

$$\text{ч}_{20} := \text{ч}_{19} + \text{ЧДД}_{19} = 1.303 \times 10^6$$

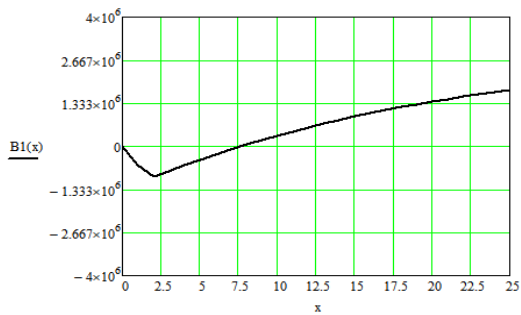
$$\text{ч}_{21} := \text{ч}_{20} + \text{ЧДД}_{20} = 1.387 \times 10^6$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Оценка экономической целесообразности реконструкции электрической сети в ПВК MathCad 15



```
S_s := cspline(T_i, ЧДЦ_i)
x := 0..25
B1(x) := interp(S, T_i, ЧДЦ_i, x)
```



$B1(1) = -5.805 \times 10^5$	$B1(14) = 8.159 \times 10^5$
$B1(2) = -9.491 \times 10^5$	$B1(15) = 9.232 \times 10^5$
$B1(3) = -7.665 \times 10^5$	$B1(16) = 1.025 \times 10^6$
$B1(4) = -5.918 \times 10^5$	$B1(17) = 1.123 \times 10^6$
$B1(5) = -4.255 \times 10^5$	$B1(18) = 1.215 \times 10^6$
$B1(6) = -2.592 \times 10^5$	$B1(19) = 1.303 \times 10^6$
$B1(7) = -1.007 \times 10^5$	$B1(20) = 1.387 \times 10^6$
$B1(8) = 5.014 \times 10^4$	
$B1(9) = 1.938 \times 10^5$	
$B1(10) = 3.307 \times 10^5$	
$B1(11) = 4.61 \times 10^5$	
$B1(12) = 5.851 \times 10^5$	
$B1(13) = 7.033 \times 10^5$	