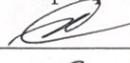


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина  
« 14 » 06 2019 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция воздушной линии напряжением 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта 7 в связи с переводом её в кабельное исполнение и повышением пропускной способности

Исполнитель  
студент группы 542-об2

 03.06.19  
подпись, дата

В.А. Заочный

Руководитель  
профессор, канд.техн.наук

 03.06.19  
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

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

 10.06.2019  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

 14.06.2019  
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2019

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  
« 05 » 09 2019 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Звоцного Вячеслава  
Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Рекомендация возмущающей линии напряжением по в.в. Артемовская ТЭУ-Шахта 7 в связи  
с переводом её в кабельное исполнение и повышением пропускной способности  
(утверждено приказом от 04.04.19 № 759-УЧ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 03.06.2019

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы по  
преддипломной практике, однопольная система Приморского края

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Общая характеристика района проектирования, реконструкция подстанции,  
расчет режимов

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Чертежи

Таблицы программные продукты

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Консультант по безопасности и экологичности

А.Б. Вилгаков

7. Дата выдачи задания 5.04.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Ю.В. профессор  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 10.04.2019 ЗВ  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 125 с., 11 рисунков, 25 таблиц, 117 формул

ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, РЕЖИМ РАБОТЫ, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ

В данной работе выполнена реконструкция подстанции «Шахта 7» и линии 110 кВ «Артемовская ТЭЦ-Шахта 7». Обоснована схема распределительного устройства высокого напряжения подстанции. Произведен расчет рабочих токов и токов КЗ. Произведен выбор основного электрического оборудования. Выбраны уставки релейной защиты линии. Спроектирована молниезащита ПС «Шахта 7». Проведено технико-экономическое обоснование реконструкции ПС и определена экономическая эффективность проекта.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения и сокращения	7
Введение	8
1 Энерго-экономическая характеристика района	11
1.1 Климато-географическая характеристика	11
1.2 Характеристика источников питания района	14
2 Анализ электрических сетей и режимной ситуации	15
2.1 Анализ схем и оборудования ПС	15
2.2 Структурный анализ сетей	15
2.3 Анализ существующих режимов	18
3 Прогнозирование электрических нагрузок	20
3.1 Прогнозирование электрических нагрузок	20
4 Расчет и анализ режимов	24
4.1 Подготовка исходных данных для расчета	25
4.2 Анализ текущего режима	31
4.3 Анализ аварийного режимима	34
5 Выбор кабеля 110 кВ	37
5.1 Выбор сечения токопроводящей жилы кабеля	37
5.2 Выбор сечения медного экрана кабеля	39
6 Выбор числа и мощности трансформаторов	40
7 Расчет токов короткого замыкания	42
8 Выбор оборудования РУ ПС «Шахта 7»	49
8.1 Выбор выключателей	52
8.2 Выбор разъединителей	53
8.3 Выбор трансформаторов тока	57
8.4 Выбор трансформаторов напряжения	59
8.5 Выбор гибкой ошиновки	61
8.6 Выбор жестких шин на напряжении 10 кВ	63

8.7 Выбор КРУН-59	65
9 Релейная защита. Расчет уставок	66
9.1 Расчет дистанционной защиты	67
9.2 Защита нулевой последовательности	69
9.3 Уставки регистратора аномальных режимов	69
9.4 Таймеры	69
9.5 Уставки общего критерия повреждения	71
9.6 Уставки дистанционной защиты	73
9.7 Уставки логики схем связи для дистанционной защиты	74
9.8 Уставки максимальной токовой защиты от замыкания на землю	75
9.9 Направленность	75
9.10 Уставки логики схем связи для токовой защиты	75
9.11 Максимальная токовая отсечка	75
9.12 Максимальная токовая защита	76
9.13 Описание терминала дистанционной защиты линии	78
9.14 Конструкция	78
9.15 Устройство резервирования выключателя	79
10 Молниезащита и заземление подстанции «Шахта 7»	79
10.1 Расчет заземления подстанции «Шахта 7»	84
10.2 Расчет молниезащиты подстанции «Шахта 7»	87
11 Организационно-экономическая часть	87
11.1 Уставливое оборудование	88
11.2 Капитальные вложения	88
11.2.1 Расчет капиталовложений на сооружение КЛ	89
11.2.2 Расчет капиталовложений на строительство ПС	91
11.3 Расчет амортизационных отчислений	91
11.4 Расчет эксплуатационных затрат	95
11.5 Расчет затрат на оплату труда эксплуатационного, ремонт-	95

ного и оперативного персонала	
11.5.1 Расчет численности производственного персонала участка сетевого района	98
11.5.2 Расчет заработной платы	98
11.6 Расчет налога на социальные нужды и медицинское страхование	99
11.7 Расчет прочих затрат	100
11.8 Определение себестоимости(потери, передачи, обслуживание электрической сети)	100
11.9 Расчет экономической эффективности проекта	102
2 Безопасность и экологичность	109
2.1 Безопасность	109
2.1.1 Требования к персоналу выполняющему работы по реконструкции ВЛ 110 и на ПС «Шахта 7»	109
2.1.2 Безопасность при реконструкции кабельной линии электропередач 110 кВ	109
2.1.3 Безопасность при эксплуатации ОРУ 110 кВ ПС «Шахта 7»	111
2.2 Экологичность	112
2.2.1 Защита от загрязнения окружающей среды трансформаторным маслом	114
2.3 Чрезвычайные ситуации	115
Заключение	119
Библиографический список	122

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КЛ – кабельная линия;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

КЗ – короткое замыкание;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗА – релейная защита и автоматика.

## ВВЕДЕНИЕ

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 данной работе рассматривается реконструкция электрической сети напряжением 110 кВ Приморского края, включающей подстанции «Западная», «Шахта 7», «Кролевцы», «Штыково» от которых обеспечивается электроснабжение потребителей. Питающей станцией на участке «Западная», «Шахта 7», «Кролевцы», «Штыково» является Артемовская ТЭЦ.

Исходные данные для проектирования: данные по загрузке трансформаторов подстанций «Западная», «Шахта 7», «Кролевцы», «Штыково» (отчетная и нормированная ПТЭ и ожидаемая на перспективу с учетом выданных техусловий); схема сети Приморской энергосистемы; однолинейная схема подстанций «Западная», «Шахта 7», «Кролевцы», «Штыково»; нагрузки и напряжения по подстанциям в контрольный день замеров на 2018 г.

Данная тема очень актуальна на сегодняшний день, так как современное состояние проектируемой сети 110 кВ «Западная», «Шахта 7», «Кролевцы», «Штыково», «Артемовская ТЭЦ» (после тщательной проработки данных по подстанциям и сети) показывает, что действующая схема сети ограничивает выдачу мощности с «Артемовской ТЭЦ» и не позволяет обеспечить электроснабжение с требуемой степенью надёжности. Произошло масштабное старение электрической сетей 110 кВ, сеть исчерпала свой нормативный срок эксплуатации, имеет неудовлетворительное физическое состояние, требует реконструкцию.

Целью работы является реконструкция электрической сети 110 кВ, которая позволит снять ограничения по выдаче мощности с

Артемовской ТЭЦ и обеспечит электроснабжение с требуемой степенью надежности.

Анализируя выше приведенные данные, следует сказать, что на существующих подстанциях есть свои недостатки, а именно: устаревшее оборудование, неудобства с точки зрения эксплуатации при оперативных переключениях. Вследствие чего, рекомендуется: заменить старое оборудование на более новое, современное, например, элегазовые выключатели, которые обладают высокой надежностью работы, простотой обслуживания и спроектировать сеть.

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

В ходе работы необходимо составить вариант схемы электрической сети, который будет конкурентно способен по техническим и экономическим показателям. Из разработанных вариантов подключения сети выбирается наиболее конкурентно-способный вариант.

В ходе проектирования подстанций «Западная», «Шахта 7», «Кролевцы», «Штыково» необходимо решить следующие задачи:

- разработка вариантов реконструкции сети 110 кВ для снятия ограничений по выдаче мощности Артемовской ТЭЦ;
- расчет и анализ установившихся режимов;
- прогнозирование нагрузки;
- выбор числа и мощности силовых трансформаторов и главных электрических схем подстанций;
- выбор и проверка основного электрооборудования 110 и 6 кВ для подстанции «Шахта 7»;
- проектирование защитных заземлений ОРУ 110 кВ и систем молниезащиты ПС «Шахта 7»;
- определение необходимых объемов релейной защиты и автоматики, расчёт уставок основных защит линии 110 кВ на подстанции «Шахта 7».

В экономической части бакалаврской работы выполнен расчёт экономической эффективности предлагаемого проекта реконструкции рассматриваемо-

го 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 и подстанций 110/6 кВ, пожарной безопасности на них.

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

### **1.1 Энерго-экономическая характеристика района**

#### 1.1 Климато-географическая характеристика

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.

Приморье занимает территорию в 165,9 тыс. кв. км. Столица-город Владивосток. В крае 12 городов краевого подчинения и 25 сельских районов.

Промышленный комплекс является наиболее развитой частью экономики Приморья. Он дает почти треть валового и регионального продукта. Основой экономики края являются богатые природные ресурсы как континентального, так и океанического характера.

Климат Приморья – муссонный. Зима хотя и короче, чем в других частях Дальнего Востока, но холодная и малоснежная. Средняя температура января – 20 , а на морском побережье –12 . Летом на равнинах средняя температура +20 , а на побережье +12–16 .

Для зимней рекреации рекомендуются территории, удаленные от береговой полосы, расположенные на пересеченной местности с ослабленным ветровым режимом и устойчивым залеганием снежного покрова.

В летний период наиболее благоприятные погодные условия характерны для континентальных районов: приханкайских, западных приамурских, нейтральных и южных. Проектируемая нами сеть 110 кВ от ПС «Шахта 7», «Западная», «Кролевцы», «Штыково», «Артем» находится на юге Приморского края.

Климатические характеристики этих районов все же не могут быть признаны оптимальными из-за частой повторяемости душных погод. В околополуденные часы температура воздуха может превышать 30 градусов. Цельсия при практически полном отсутствии ветра.

Для южных районов Приморского края изнуряющая характерна духота, что, естественно, резко увеличивает длительность периода с биологически активной солнечной радиацией, до 250 дней. Максимальное число их приходится на март, сентябрь и октябрь, минимальное на июнь и июль, что отрицательно сказывается на возможности проведения отдыха и лечения у моря.

Характеристика ландшафтов включает оценку их привлекательности, экзотичности, комфортности природных условий и сохранности. В Приморском крае выделяется 4 группы ландшафтов.

Важнейшим ресурсом территории традиционного природопользования (ТПП), несомненно являются леса, выполняющие роль хранителя и создателя практически всех биологических ресурсов региона. Высокая сохранность леса определяет наличие значительных по разнообразию и объему древесных лесных ресурсов.

В горно-лесных районах преобладают бурые лесные и буротаёжные подзолистые и неподзолистые почвы. Для равнин характерны буроподзолистые и лугово-бурые оподзоленные почвы, в долинах рек – аллювиальные почвы. Под сельскохозяйственные культуры используются главным образом плодородные почвы низменностей и речных долин.

В южных районах снежный покров неустойчив. С приближением весны, уже в феврале, солнце и ветер быстро «съедают» снег, разрушают лед.

Каждый район характеризуется своим климатом и исходящими из этого условиями, показателями. Сведены все необходимые характеристики района в таблицу 1. При выполнении данной работы было использовано следующие программное обеспечение: RastrWin 3, Microsoft Word, Microsoft Excel, Microsoft Visio, MathCAD 13.

На рисунке 1, показано географическая карта Приморского края.

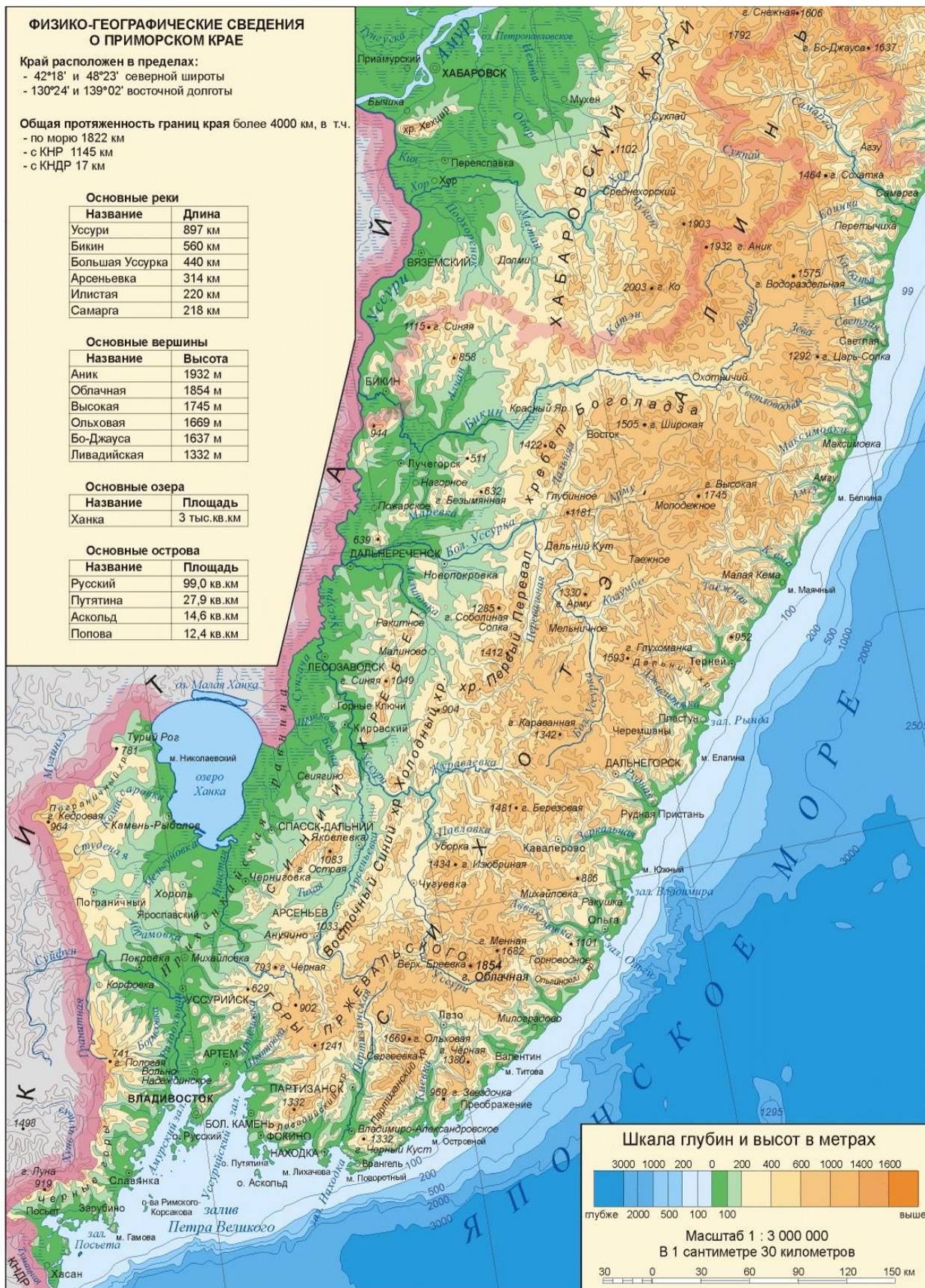


Рисунок 1 – Географическая карта Приморского края

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатические условия	Справочная величина
Район по ветру	IV
Нормативная скорость ветра, м/сек	8
Район по гололеду	IV
Толщина стенки гололеда, мм	18
Низшая температура воздуха, С	-20
Высшая температура воздуха, С°	+21

### 1.2 Характеристика источников питания района

Приморский край имеет собственные источники питания: Артемовская ТЭЦ, Владивостокская ТЭЦ, Приморская ГРЭС, Партизанская ГРЭС. Электроснабжение края осуществляется электростанциями ОАО «Дальневосточная генерирующая компания». Поставка электроэнергии происходит по сети 500 кВ от Амурской энергосистемы. Распределение электроэнергии потребителям области осуществляется по сетям 6-10-35-110 кВ, принадлежащим филиалу ОАО «ДРСК» «Приморские электрические сети».

Для рассматриваемого участка сети 110 кВ источником питания является «Артемовская ТЭЦ».

Характеристики «Артемовской ТЭЦ»:

1. На подстанции установлены: два двухобмоточных трансформатора  $S_{ном1} = 125 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ; 3 трехобмоточных трансформатора  $S_{ном2} = 40 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ; и 1 автотрансформатор  $S_{ном3} = 1 \text{ МВ} \cdot \text{А}$
2. Выработка электроэнергии осуществляется четырьмя генераторами мощностью  $S_{ном} = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  каждый;
3. Распределительные устройства 110 кВ, 35 кВ выполнены открытыми (ОРУ);
4. 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;

## **1.2 Анализ электрических сетей и режимной ситуации.**

Рассматриваемая в данном дипломном проекте электрическая сеть филиала ДРСК включает в себя 23 ПС 110 кВ: с центром питания - «Артемовская ТЭЦ», и 6 ПС 220 кВ: Аэропорт, Волна, Зеленый угол, ВТЭЦ 2, Уссурийск 2.

### **2.1 Анализ схем и оборудования ПС**

Рассматриваемая сеть 110 кВ образует кольцевую схему «АТЭЦ – Шахта 7 – Западная – Штыково – АТЭЦ» с центром питания «Артемовская ТЭЦ».

ОРУ 110 кВ ПС «Шахта 7» выполнено по схеме мостик с выключателями в цепях трансформаторов.

Характеристики подстанции ПС «Шахта 7»:

1. На подстанции установлены: два двухобмоточных трансформатора типа ТДН-10000/110,  $S_{ном} = 10 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;

2. Выдача электроэнергии промышленным и сельскохозяйственным потребителям производится на напряжении 6 кВ;

3. Распределительные устройства выполнены открытыми (ОРУ).

4. ПС «Шахта 7» выполнена по схеме – мостик с выключателями в цепях трансформаторов. Схема данной ПС имеет низкую надежность.

### **2.2 Структурный анализ сетей**

"Приморские электрические сети" - филиал ОАО "Дальневосточная распределительная сетевая компания" - создан на базе распределительных сетей ОАО "Дальэнерго" 1 января 2007 года и осуществляет свою деятельность на территории Приморского края. Передача и распределение электрической энергии, обслуживание и ремонт электрических сетей. Передача и распределение электрической энергии, обслуживание и ремонт электрических сетей. "Приморские электрические сети" имеют в своем составе четыре структурных подразделе-

ления: Северные, Западные, Центральные и Южные электрические сети. В обслуживании предприятия 19432 километра линий электропередачи напряжением 0,4-110 киловольт, 260 подстанций 35-110 киловольт. Головной офис предприятия расположен в городе. Владивосток Приморского края.

Таблица 2 характеристика рассматриваемых ВЛ

Начало	Конец	U	Длина	Марка про- вода
1	2	3	4	5
3	Промышленная	110	6,3	АС-120
Промышленная	Новоникольск	110	1,3	АС-120
Новоникольск	Гранит	110	1,2	АС-120
Промышленная	Полевая	110	0,67	АС-120
Полевая	Уссурийск 2	110	35,9	АС-95
Уссурийск 1	УКФ	110	7,6	АС-240
УКФ	Междуречье	110	5,6	АС-240
Междуречье	Уссурийск 2	110	10,2	АС-240
Западная	Надеждинская	110	16,6	АС-150
Надеждинская	Уссур-тяга	110	46,1	АС-150
Уссур-тяга	Уссурийск 2	110	15	АС-95
Уссурийск 2	Владивосток	220	51,8	АСО-300
Владивосток	Аэропорт	220	19,1	АСО-400
Аэропорт	АТЭЦ	220	18,1	АС-400
Владивосток	Волна	220	53,6	АСО-300
Волна	Зеленый угол	220	11,5	АС-300
Зеленый угол	Владивосток	220	9,97	АС-300
Зеленый угол	ВТЭЦ 2	220	2,11	АС-300
ВТЭЦ 2	АТЭЦ	220	47,4	АС-300
Волна	Чайка	110	22,63	М-70

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
Чайка	Спутник	110	43,97	М-70
Спутник	Промузел	110	14,52	М-70
Промузел	АТЭЦ	110	29,22	М-70
Кролевцы	оп. 15	110	1,63	АС-150
АТЭЦ	Шахта 7	110	14	М-70
Шахта 7	Западная	110	6	М-70
Западная	оп. 17	110	27,4	АС-150
оп. 15	оп. 17	110	7,6	АС-150
оп. 15	Штыково	110	2,6	АС-150
Западная	Кипарисово	110	20,14	АС-120
Кипарисово	Раздольное 1	110	9,1	АС-120
Раздольное 1	Пушкинская	110	9,2	АС-150
Пушкинская	Давыдовка	110	31,6	АС-120
Давыдовка	Западная	110	1,11	АС-120
Раздольное 1	Раздольное 2	110	0,8	АС-120
Раздольное 2	Тереховка	110	18	АС-120
Тереховка	Уссурийск 1	110	22	АС-120
Уссурийск 1	Студгородок	110	2,7	АС-120
Уссурийск 1	АТЭЦ	110	28,6	М-95
Студгородок	3	110	3,6	АС-120

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.

### 2.3 Анализ существующих режимов.

Рассмотрим загрузку текущей схемы сети 110 по состоянию на зиму 2018 года. На основании данных зимнего контрольного замера 2018 года ВЛ 110 рассматриваемого района загружены в соответствии с таблицей 2.

Таблица 3 - Загрузка ВЛ 110 кВ

Наименование	Сечение пров. АС	Граб.	Идл.
1с АТЭЦ 110 - 2с АТЭЦ 110	АС-150	316	450
2с АТЭЦ 110 - оп. 15	М-70	242	337
2с АТЭЦ 110 - Шахта 7	М-70	327	337
Шахта 7 - Западная	АС-150	164	450
Западная - оп. 15	АС-150	129	450
оп. 15-оп.17	АС-150	198	450
оп. 15- Штыково	АС-120	127	390
Западная - Кипарисово	АС-120	18	390
Кипарисово - Раздольное 1	АС-150	13	450
Раздольное 1 - Пушкинская	АС-120	102	390
Пушкинская - Давыдовка	АС-120	101	390
Давыдовка - Западная	АС-120	216	390
Раздольное 1 - Раздольное 2	АС-120	134	390
Раздольное 2 - Тереховка	АС-120	139	390
Тереховка - Уссурийск 1	АС-120	143	390
Уссурийск 1 - Студгородок	М-95	128	54
Уссурийск 1 - 2с АТЭЦ 110	АС-120	35	390
Студгородок - 3	АС-120	147	390
3 - Гранит	АС-150	316	450
Гранит - 1с Уссурийск 2 110	М-70	124	337
3 - Промышленная	М-70	263	337
Промышленная - Новоникольск	АС-150	164	450

Из данной таблицы видно, что рассматриваемые линии 110 кВ по длительно допустимым токам сильно загружены. Срок службы большинства ВЛ более 20 лет. То есть текущая схема при нынешнем уровне нагрузок может функционировать не надёжно. Загрузка трансформаторов рассматриваемого участка 110 на зимний контрольный день 2018 года представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Загрузка ПС 110 кВ

№ п/ п	Наименование ПС	Дисп. номер тр-ра	Установ- ленная мощность, МВА	Номинальное напряже- ние, кВ				Кoeff. загруз- ки за 20ч, %
				U 220	U 110	U 35	U 6/10	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	3	T-2	10			35	6,6	49,94
3	Промузел	T-1	16		115		6,6	79,00
4	Промузел	T-2	16		115		6,6	99,14
5	Спутник	T-1	25		115	38	6,6	29,99
6	Спутник	T-2	25		115	38	6,6	82,26
7	Чайка	T-1	16		115	38,5	6,6	85,35
8	Чайка	T-2	16		115	38,5	6,6	95,89
9	Надеждинская	T-1	16			36,7	6,3	71,43
10	Надеждинская	T-2	16			36,7	6,3	114,03
11	Артемовская	T-1	16			36,7	6,3	47,74
12	Артемовская	T-2	16			36,7	6,3	81,98
13	Де-фриз	T-1	10		115		6,6	0,00
14	Де-фриз	T-2	10		115		6,6	8,00
15	Давыдовка	T-1	25		115	38,5	6,6	73,21
16	Давыдовка	T-2	25		115	38,5	6,6	16,10
17	Западная	T-1	40		115	38,5	6,6	68,87
18	Западная	T-2	40		115	38,5	6,6	15,73
19	Казармы	T-1	10		115		11	8,57
20	Казармы	T-2	10		115		11	5,14
21	Кипарисово	T-1	6,3		115		11	22,66
22	Кролевцы	T-1	25		115	38,5	6,6	75,44
23	Кролевцы	T-2	25		115,	38,5	6,6	43,07
24	Пушкинская	T-1	16		115	38,5	11	0,91
25	Пушкинская	T-2	16		115	38,5	11	0,23
26	Раздольное-1	T-1	16		115	38,5	11	59,34
27	Раздольное-2	T-1	16,0		115	38,5	11	6,79
28	Тереховка	T-1	6,3		115	38,5	11	0,00
29	Тереховка	T-2	6,3		115	38,5	11	13,00
30	Факел	T-1	10		115	38,5	6,6	49,55
31	Факел	T-2	10		115	38,5	6,6	0,52
32	Шахта-7	T-1	10		115		6,6	104,61
33	Шахта-7	T-2	16		115		6,6	98,51
34	Шахтовая	T-1	10			38	6,3	75,26
35	Шахтовая	T-2	10			36	6,3	101,36
36	Штыково	T-1	16		115		6,6	27,86
37	Штыково	T-2	16,0		115		6,6	35,31

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
38	Гранит	T-1	16		115		6,6	74,64
39	Гранит	T-2	16		115		6,6	48,57
40	З	T-1	10		110		6,6	59,43
41	З	T-2	10		110		6,6	0,00
42	Междуречье	T-1	6,3		115		6,6	85,48
43	Междуречье	T-2	10		115		6,6	30,74
44	Полевая	T-1	16		115	38,5	10,5	6,23
45	Полевая	T-2	16		115	38,5	10,5	2,49
46	Полевая	T-3	16		115	38,5	10,5	90,91
47	Промышленная	T-1	16		115		11	12,71
48	Промышленная	T-2	10		115		11	15,24
49	Студгородок	T-2	16		115		6,6	29,86
50	Студгородок	T-1	10			36,7	6,3	0,00
51	УКФ	T-1	25		115		6,3	10,12

Как видно из данной таблицы большинство трансформаторов рассматриваемой сети загружены выше оптимального уровня, равного 70 %. Поэтому необходимо производить реконструкцию подстанций.

### 1.3 Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок

#### 3.1 Прогнозирование электрических нагрузок

Проект реконструкции сети подразумевает использование различных вероятностных характеристик для выбора различного оборудования и оценки уровней потерь мощности.

По формуле сложных процентов определяем среднюю прогнозируемую мощность.

$$P_{cp}^{прог} = P_{cp}^б \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_б}, \quad (1)$$

где  $P_{cp}^б$  - средняя мощность за текущий год (определённая по ведомости КДЗ);

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

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

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

Найдём прогнозируемую установленную мощность всех ПС, используя формулу (1).

Максимальная и эффективная прогнозируемые мощности определяются выражениями:

$$P_{\max}^{\text{прог}} = P_{\text{ср}}^{\text{прог}} \cdot k_m, \quad (2)$$

$$P_{\text{эф}}^{\text{прог}} = P_{\text{ср}}^{\text{прог}} \cdot k_\phi, \quad (3)$$

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

$k_m$  - коэффициент максимума,

$k_\phi$  - коэффициент формы.

Расчёт вероятностных характеристик для активной и реактивной мощности аналогичен.

Расчёт прогнозируемых статистических вероятностных характеристик ведётся по следующему алгоритму:

производится прогнозирование средних нагрузок по формуле (1);

определяются остальные прогнозируемые величины (2), (3).

Расчёт по данному алгоритму производился в программе MS Office Excel 2011.

Рассчитанные вероятностные характеристики активной нагрузки приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Вероятностные характеристики

Наименование подстанции	Активная нагрузка, МВт						
	2019г	2018г	2019г	2020г	2021г	2022г	2023г
1	2	3	4	5	6	7	8
2с АТЭЦ 110	19,1	19,58	20,07	20,57	21,08	21,61	22,15
АТЭЦ	18,7	19,17	19,65	20,14	20,64	21,16	21,69

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
2с АТЭЦ 220	23,6	24,19	24,79	25,41	26,05	26,70	27,37
Шахта 7	19,4	19,89	20,38	20,89	21,41	21,95	22,50
Кролевцы	29,1	29,83	30,57	31,34	32,12	32,92	33,75
Штыково	-27	-27,68	-28,37	-29,08	-29,80	-30,55	-31,31
Западная	37,5	38,44	39,40	40,38	41,39	42,43	43,49
Кипарисово	1,2	1,23	1,26	1,29	1,32	1,36	1,39
Раздольное 1	9	9,23	9,46	9,69	9,93	10,18	10,44
Пушкинская	0,2	0,21	0,21	0,22	0,22	0,23	0,23
Давыдовка	61,9	63,45	65,03	66,66	68,33	70,03	71,79
Раздольное 2	1	1,03	1,05	1,08	1,10	1,13	1,16
Тереховка	0,7	0,72	0,74	0,75	0,77	0,79	0,81
Уссурийск 1	34,3	35,16	36,04	36,94	37,86	38,81	39,78
Студгородок	4	4,10	4,20	4,31	4,42	4,53	4,64
3	5	5,13	5,25	5,38	5,52	5,66	5,80
Гранит	16,5	16,91	17,34	17,77	18,21	18,67	19,13
Промышленная	3,8	3,90	3,99	4,09	4,19	4,30	4,41
Новоникольск	14,6	14,97	15,34	15,72	16,12	16,52	16,93
Полевая	26	26,65	27,32	28,00	28,70	29,42	30,15
1с Уссурийск 2 110	30,5	31,26	32,04	32,85	33,67	34,51	35,37
Спутник	27,8	28,50	29,21	29,94	30,69	31,45	32,24
Промузел	25,2	25,83	26,48	27,14	27,82	28,51	29,22
2с Уссурийск 2 110	24,1	24,70	25,32	25,95	26,60	27,27	27,95
УКФ	1,8	1,85	1,89	1,94	1,99	2,04	2,09
Междуречье	7,1	7,28	7,46	7,65	7,84	8,03	8,23
Надеждинская-тяга	19,7	20,19	20,70	21,21	21,75	22,29	22,85
Уссур-тяга	6,3	6,46	6,62	6,78	6,95	7,13	7,31

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
Владивосток	0,1	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11	0,12
Аэропорт	2	2,05	2,10	2,15	2,21	2,26	2,32
Волна 110	42,3	43,36	44,44	45,55	46,69	47,86	49,06
Зеленый угол 220	17,9	18,35	18,81	19,28	19,76	20,25	20,76
Зеленый угол 110	60,4	61,91	63,46	65,04	66,67	68,34	70,05
ВТЭЦ 2	121	124,03	127,13	130,30	133,56	136,90	140,32
Чайка	36,9	37,82	38,77	39,74	40,73	41,75	42,79
Спутник	27,8	28,50	29,21	29,94	30,69	31,45	32,24
Промузел	25,2	25,83	26,48	27,14	27,82	28,51	29,22

Рассчитанные вероятностные характеристики реактивной нагрузки приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Вероятностные характеристики

Наименование подстанции	Реактивная нагрузка, МВА						
	2019г	2020г	2021г	2022г	2023г	2024г	2025г
1	2	3	4	5	6	7	8
1с АТЭЦ 110	16,6	16,71	17,02	17,13	17,44	17,55	17,88
2с АТЭЦ 110	24	19,58	24,60	20,07	25,22	20,57	25,85
АТЭЦ	36,8	19,17	37,72	19,65	38,66	20,14	39,63
2с АТЭЦ 220	54	24,19	55,35	24,79	56,73	25,41	58,15
Шахта 7	6,5	19,89	6,66	20,38	6,83	20,89	7,00
Кролевцы	9,8	29,83	10,05	30,57	10,30	31,34	10,55
Штыково	32	-27,68	32,80	-28,37	33,62	-29,08	34,46
Западная	22,3	38,44	22,86	39,40	23,43	40,38	24,01
Кипарисово	0,3	1,23	0,31	1,26	0,32	1,29	0,32
Раздольное 1	2,5	9,23	2,56	9,46	2,63	9,69	2,69

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8
Пушкинская	0,1	0,21	0,10	0,21	0,11	0,22	0,11
Давыдовка	14,4	63,45	14,76	65,03	15,13	66,66	15,51
Раздольное 2	0,3	1,03	0,31	1,05	0,32	1,08	0,32
Тереховка	0,2	0,72	0,21	0,74	0,21	0,75	0,22
Уссурийск 1	11,8	35,16	12,10	36,04	12,40	36,94	12,71
Студгородок	0,9	4,10	0,92	4,20	0,95	4,31	0,97
3	1	5,13	1,03	5,25	1,05	5,38	1,08
Гранит	4,2	16,91	4,31	17,34	4,41	17,77	4,52
Промышленная	1,7	3,90	1,74	3,99	1,79	4,09	1,83
Новоникольск	7,6	14,97	7,79	15,34	7,98	15,72	8,18
Полевая	4,6	26,65	4,72	27,32	4,83	28,00	4,95
1с Уссурийск 2	9	31,26	9,23	32,04	9,46	32,85	9,69
2с Уссурийск 2	8	24,70	8,20	25,32	8,41	25,95	8,62
УКФ	1,1	1,85	1,13	1,89	1,16	1,94	1,18
Междуречье	2,2	7,28	2,26	7,46	2,31	7,65	2,37
Надеждинская- тяга	6,8	20,19	6,97	20,70	7,14	21,21	7,32
Уссур-тяга	9,8	6,46	10,05	6,62	10,30	6,78	10,55
Владивосток		0,10	0,00	0,11	0,00	0,11	0,00
Аэропорт	1	2,05	1,03	2,10	1,05	2,15	1,08
Волна 110	37,7	43,36	38,64	44,44	39,61	45,55	40,60
Зеленый угол 220	-70,9	18,35	-72,67	18,81	-74,49	19,28	-76,35

#### 1.4 Расчет и анализ режимов

В данном пункте выполняется расчет и анализ установившихся режимов электрической сети Приморского края.

Первым шагом перед расчётом режимов является подготовка исходной

информации, то есть расчёт электрических нагрузок и параметров схемы замещения сети.

Режим электроэнергетической системы – это состояние системы, определяемое значениями мощностей электростанций, напряжений, токов и других физических переменных величин, характеризующих процесс производства, передачи и распределения электроэнергии, т.е. параметрами режима. Расчет режимов работы является важной частью любого проектирования. Просчитав режим можно максимально приблизиться к условиям реальным электрическим показателям эксплуатации проектируемой сети. По результатам расчета можно получить наиболее точные характеристики сети, такие как, перетоки активной и реактивной мощности, потери в элементах сети, уровни напряжения и т.д.

Проанализировав результаты расчета различных режимов, можно заранее проследить слабые места в сети при различных авариях, средства поддержания характеристик сети в пределах значений ГОСТ 13109-2007 тем самым обеспечить надежное и бесперебойное питание потребителей.

В настоящем дипломном проекте для расчета режимов использована программа RastrWin3.

#### 4.1 Подготовка исходных данных для расчета.

Расчет установившегося режима будет производиться в программе RastrWin3, которая в отличие от SDO6 не имеет встроенных баз с параметрами линий, трансформаторов и т.д. Поэтому перед проведением расчетов в программе нужно подготовить исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам электрической сети в форме, понятной Rastr.

Активное сопротивление линии [4]:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (4)$$

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

$l_{ВЛ}$  – длина линии, км

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (5)$$

где  $x_0$  – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП (зарядная мощность), в ПВК SDO-6 моделируется реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (6)$$

где  $b_0$  – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Трансформаторы вводятся в схему замещения сопротивлением каждой ступени напряжения, активной и реактивной проводимостями. Также, каждая ступень напряжения в трансформаторе на схеме замещения помимо сопротивления изображается идеальным трансформатором, который не имеет сопротивления, но имеет коэффициент трансформации.

Коэффициенты трансформации для трехобмоточного трансформатора рассчитываются по формулам [4]:

$$K_{TH} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \quad (7)$$

$$K_{TC} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}} \quad (8)$$

$$K_{TB} = \frac{U_{BH}}{U_{BH}} = 1 \quad (9)$$

$K_{TH}, K_{TC}, K_{TB}$  - соответственно коэффициенты трансформации для низкой, средней и высокой сторон соответственно;

$U_{HH}, U_{CH}, U_{BH}$  - соответственно напряжения на низкой, средней и высокой сторонах трехобмоточного трансформатора.

Схема замещения двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой для программы Rastr изображена на рисунке 2:

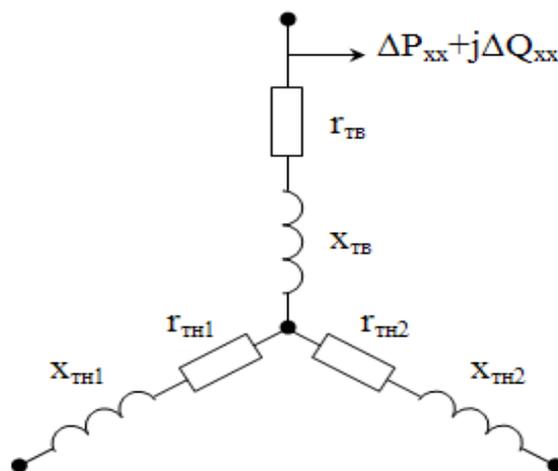


Рисунок 2 – Схема замещения трансформатора 110/6

В таблицах 6, 7 показаны подготовленные исходные данные для расчета режимов. Нагрузки в узлах схемы были взяты из прогнозируемого расчета перспективного режима, рассчитанного в программе Microsoft excel , приведенного выше.

Таблица 6 - Параметры узлов схемы замещения

Тип	Но- мер	Назва- ние	U_но м	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагр	1	АТЭЦ 220	220	78	51	0	0	0	246
Нагр	2	Н	220	0	0	0	0	0	231
Нагр	3	АТЭЦ 110	110	50	15	0	0	0	115
Ген	4	Г.АТ.	10	0	0	25	137	10	10
Ген	5	Г.110.1	10	0	0	25	22	10	10
База	6	Г.110.2	10	0	0	140	18	10	10
Ген	7	Г.220	10	0	0	50	08	10	10
Нагр	8	АТЭЦ 35	35	50	7	0	0	0	34
Нагр	9	Шахта 7	110	0	0	0	0	0	112
Нагр	10	ТР.Ш7.1	6	19	6	0	0	0	6
Нагр	11	Запад- ная	110	0	0	0	0	0	110

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагр	12	ТР.Зап.1	35	32	8	0	0	0	34
Нагр	13	Казармы	110	5	2	0	0	0	110
Нагр	14	Кипари- сово	110	2	1	0	0	0	109
Нагр	15	Оп.105	110	0	0	0	0	0	109
Нагр	16	Экв.ЗП. 1	110	4	7	0	0	0	109
Нагр	17	Экв.ЗП. 2	110	40	0	0	0	0	110
Нагр	18	Оп.128	110	0	0	0	0	0	112
Нагр	19	Оп.129	110	0	0	0	0	0	112
Нагр	20	Кролев- цы	110	0	0	0	0	0	112
Нагр	21	Н.Кр.1	110	0	0	0	0	0	110
Нагр	22	СН.Кр	35	0	0	0	0	0	34
Нагр	23	НН.Кр	6	14	4	0	0	0	6
Нагр	24	Н.Кр.2	110	0	0	0	0	0	110
Нагр	25	Щебен- ка	35	2	0	0	0	0	34
Нагр	26	Сура- жевка	35	2	1	0	0	0	34
Нагр	27	Птице- фабрика	35	4	2	0	0	0	34
Нагр	28	Касатка	35	2	1	0	0	0	34
Нагр	29	Оп.162	110	0	0	0	0	0	114
Нагр	30	Оп.163	110	0	0	0	0	0	114
Нагр	31	ШТЫКИ- НО	110	0	0	0	0	0	112
Нагр	32	Н.Шт	6	8	3	0	0	0	6
Ген	33	ПаГРЭС	110	0	0	80	-61	112	112

Параметры ветвей заданы в таблице 7

Таблица 7 - Параметры ветвей схемы замещения

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	I max
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тр-р	1	2	АТЭЦ 220 - Н	0	26	0	1.000	349
Тр-р	2	3	Н - АТЭЦ 110	0	0	0	0.500	650
Тр-р	2	4	Н - Г.АТ.	0	45	1	0.040	315
Тр-р	3	5	АТЭЦ 110 - Г.110.1	0	11	52	0.090	171
Тр-р	3	6	АТЭЦ 110 - Г.110.2	0	11	52	0.090	722
Тр-р	3	8	АТЭЦ 110 - АТЭЦ 35	0	11	52	0.300	111
Тр-р	3	8	АТЭЦ 110 - АТЭЦ 35	0	11	52	0.300	111
ЛЭП	3	9	АТЭЦ 110 - Шахта 7	6	0	0	0.000	354
Тр-р	9	10	Шахта 7 - ТР.Ш7.1	4	87	8	0.054	53
Тр-р	9	10	Шахта 7 - ТР.Ш7.1	4	87	8	0.054	53
ЛЭП	9	11	Шахта 7 - За- падная	4	0	0	0.000	253
Тр-р	11	12	Западная - ТР.Зап.1	1	22	18	0.310	99
Тр-р	11	12	Западная - ТР.Зап.1	1	22	18	0.310	99
ЛЭП	11	13	Западная - Ка- зармы	16	28	-17	0.000	13
ЛЭП	11	13	Западная - Ка- зармы	16	28	-17	0.000	13
ЛЭП	11	15	Западная - Оп.105	5	9	-53	0.000	50
ЛЭП	15	14	Оп.105 - Ки- парисово	0	0	0	0.000	11
ЛЭП	15	16	Оп.105 - Экв.ЗП.1	0	0	0	0.000	41
ЛЭП	11	17	Западная - Экв.ЗП.2	0	0	0	0.000	297
ЛЭП	11	18	Западная - Оп.128	2	5	-29	0.000	196
ЛЭП	11	19	Западная - Оп.129	2	5	-29	0.000	196

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЛЭП	18	20	Оп.128 - Кролевцы	0	1	-5	0.000	45
ЛЭП	19	20	Оп.129 - Кролевцы	0	1	-5	0.000	45
ЛЭП	18	29	Оп.128 - Оп.162	2	4	-29	0.000	234
ЛЭП	19	30	Оп.129 - Оп.163	2	4	-29	0.000	234
Тр-р	20	21	Кролевцы	2	57	3	1.000	45
Тр-р	21	22	Н.Кр.1 - СН.Кр	2	33	3	0.310	10
Тр-р	21	23	Н.Кр.1 - НН.Кр	2	33	3	0.054	38
Тр-р	20	24	Кролевцы - Н.Кр.2	2	57	3	1.000	45
Тр-р	24	22	Н.Кр.2-СН.Кр	2	33	3	0.310	10
Тр-р	24	23	Н.Кр.2-НН.Кр	2	33	3	0.054	38
ЛЭП	22	25	СН.К- Щебен	0	1	-6	0.000	35
ЛЭП	22	26	СН.Кр- Суражевка	0	1	-6	0.000	19
ЛЭП	26	8	Суражевка-АТЭЦ 35	6	7	-38	0.000	40
ЛЭП	22	27	СН.Кр- Птицефабрика	0	1	-6	0.000	43
ЛЭП	27	8	Птицефабрика - АТЭЦ 35	2	3	-9	0.000	98
ЛЭП	28	22	Касатка - СН.Кр	4	4	-26	0.000	35
ЛЭП	3	29	АТЭЦ 110 - Оп.162	1	3	-15	0.000	367
ЛЭП	3	30	АТЭЦ 110- Оп.163	1	3	-15	0.000	367
ЛЭП	29	31	Оп.162- ШТЫКИНО	5	11	-70	0.000	250
ЛЭП	30	31	Оп.163- ШТЫКИНО	5	11	-70	0.000	250
Тр-р	31	32	ШТЫКИНО-Н.ШТ	0	11	52	0.050	23
Тр-р	31	32	ШТЫКИНО-Н.ШТ	0	11	52	0.050	23

## 4.2 Анализ текущего режима

Расчёт нормального режима производится для оценки возможности качественного электроснабжения потребителей.

Результаты расчета нормального установившегося режима сведены в таблицы 8 - 9 и представлены на листах графической части дипломного проекта. Надежное и качественное электроснабжение потребителей со стороны электросетевых компаний обеспечивает устойчивую работу предприятий. Интенсивное переоснащение предприятий на базе современных технологий направлено на повышение производительности труда, улучшение качества продукции, что делает их конкурентоспособными на мировых рынках.

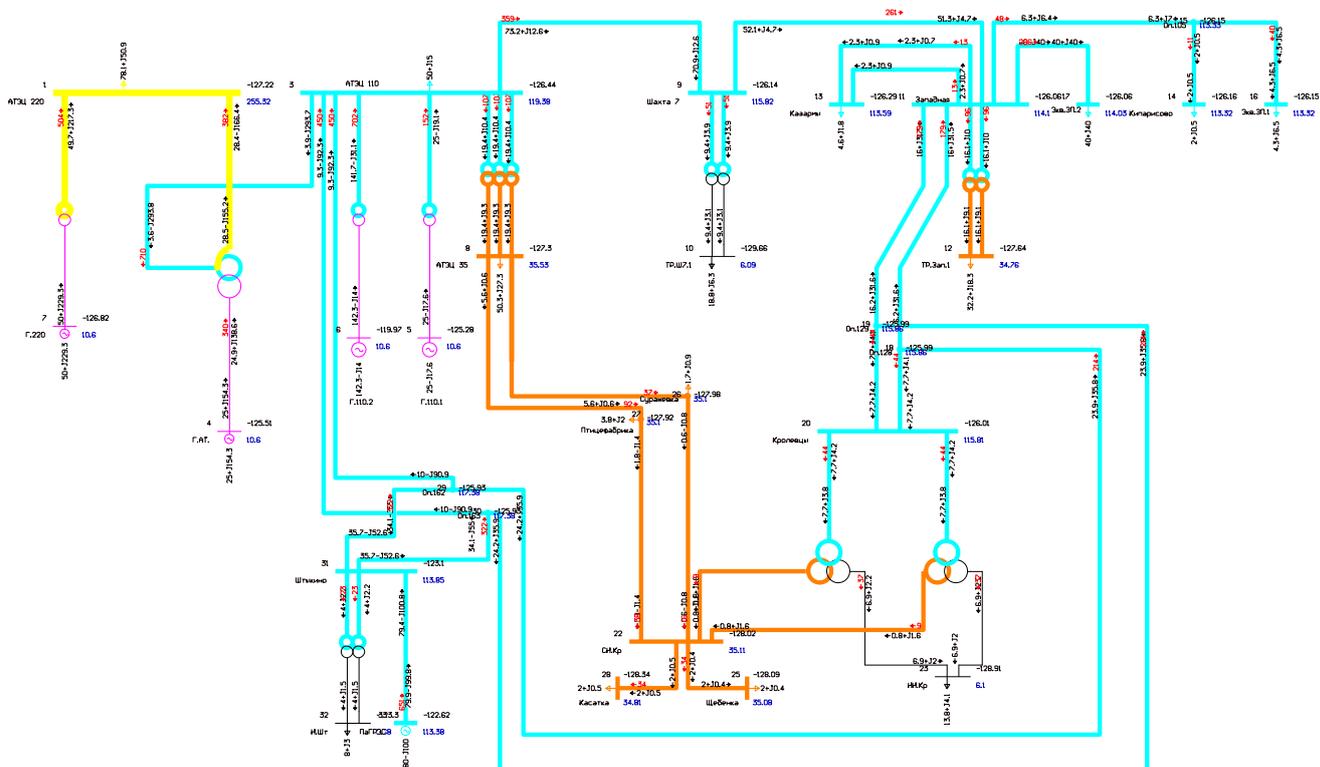


Рисунок 3 – Схема нормального режима RastrWin

Таблица 8 - Расчетные значения токов схемы

Участок	I max	I_нач	I_кон	Марка провода
1	2	3	4	5
АТЭЦ 110 - Шахта 7	359	359	359	М-70
Шахта 7 - Западная	261	261	261	АС-120
Западная - Казармы	13	12	13	АСКП-120
Западная - Казармы	13	12	13	АСКП-120
Западная - Оп.105	48	45	48	АСКП-120
Оп.105 - Кипарисово	11	11	11	АС-120
Оп.105 - Экв.ЗП.1	40	40	40	АС-120
Западная - Экв.ЗП.2	286	286	286	АС-120
Западная - Оп.128	179	179	177	АС-150
Западная - Оп.129	179	179	177	АС-150
Оп.128 - Кролевцы	44	44	44	АС-120
Оп.129 - Кролевцы	44	44	44	АС-120
Оп.128 - Оп.162	214	214	213	АС-150
Оп.129 - Оп.163	214	214	213	АС-150
СН.Кр - Щебенка	34	34	34	АС-70
СН.Кр - Суражевка	16	16	16	АС-70
Суражевка - АТЭЦ 35	37	37	37	АС-70
СН.Кр - Птицефабрика	38	37	38	АС-70
Птицефабрика - АТЭЦ 35	92	92	92	АС-70

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5
Касатка - СН.Кр	34	34	34	АС-50
АТЭЦ 110 - Оп.162	450	449	450	АС-150
АТЭЦ 110 - Оп.163	450	449	450	АС-150
Оп.162 - Штыкино	322	318	322	АС-150
Оп.163 - Штыкино	322	318	322	АС-150
ПаГРЭС - Штыкино	651	651	651	АС-185

Из результатов расчета режима изображенном на рисунке 3 и таблицы 8 можно сделать вывод. Линии сильно загружены, но токи не превышают допустимые пределы.

Таблица 9 - Расчетные значения напряжений узлов

Номер	Название	U <sub>ном</sub>	V
1	2	3	4
1	АТЭЦ 220	220	235
2	Н	220	231
3	АТЭЦ 110	110	119
4	Г.АТ.	10	11
5	Г.110.1	10	11
6	Г.110.2	10	11
7	Г.220	10	11
8	АТЭЦ 35	35	36
9	Шахта 7	110	116
10	ТР.Ш7.1	6	6
11	Западная	110	114
12	ТР.Зап.1	35	35
13	Казармы	110	114
14	Кипарисово	110	113
15	Оп.105	110	113
16	Экв.ЗП.1	110	113
17	Экв.ЗП.2	110	114
18	Оп.128	110	116

1	2	3	4
19	Оп.129	110	116
20	Кролевцы	110	116
21	Н.Кр.1	110	114
22	СН.Кр	35	35
23	НН.Кр	6	6
24	Н.Кр.2	110	114
25	Щебенка	35	35
26	Суражевка	35	35
27	Птицефабрика	35	35
28	Касатка	35	35
29	Оп.162	110	117
30	Оп.163	110	117
31	ШТЫКИНО	110	114
32	Н.Шт	6	6
33	ПаГРЭС	110	

Напряжения находятся в пределах нормы.

#### 4.3 Анализ аварийного режима

Рассмотрим аварийный режим с отключением линий на головном участке

Результаты расчёта ПА режима сведены в таблицы 10-11

-Отключение линии АТЭЦ-Западная

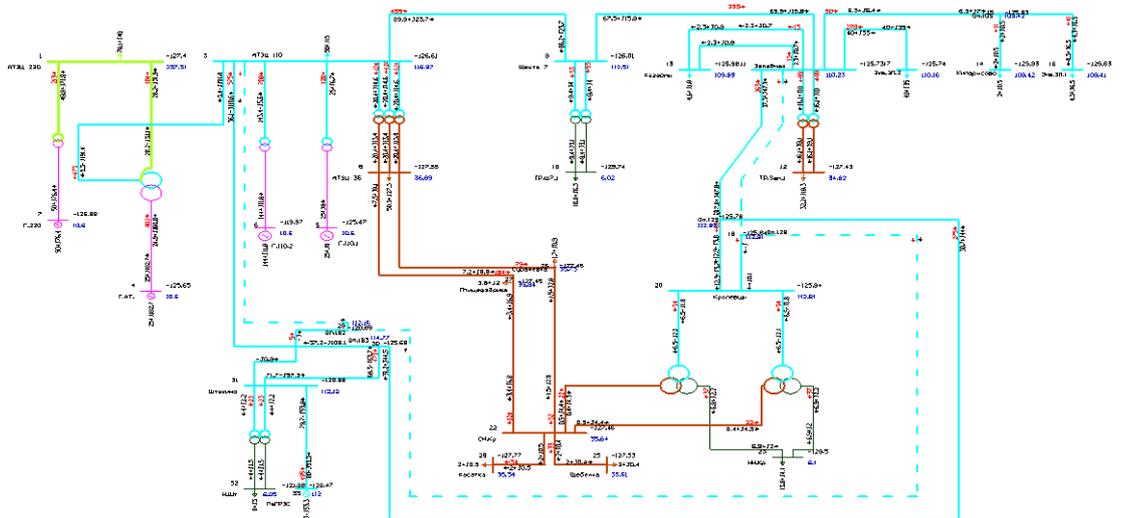


Рисунок 4 – Схема послеаварийного режима RastWin с отключением линии АТЭЦ-Западная.

Таблица 10 – Расчетные значения токов схемы

Название	I <sub>нач</sub>	I <sub>кон</sub>	I <sub>max</sub>	Марка прово- да
1	2	3	4	5
АТЭЦ 110 - Шахта 7	459	459	459	М-70
Шахта 7 - За- падная	355	355	355	АС-120
Западная - Казармы	13	13	13	АСКП-120
Западная - Казармы	13	13	13	АСКП-120
Западная - Оп.105	47	50	50	АСКП-120
Оп.105 - Ки- парисово	11	11	11	АС-120
Оп.105 - Экв.ЗП.1	41	41	41	АС-120
Западная - Экв.ЗП.2	279	279	279	АС-120
Западная - Оп.128	0	0	0	АС-150
Западная - Оп.129	263	261	263	АС-150
Оп.128 - Кро- левцы	0	0	0	АС-120
Оп.129 - Кро- левцы	69	69	69	АС-120
Оп.128 - Оп.162	0	0	0	АС-150
Оп.129 - Оп.163	275	273	275	АС-150
СН.Кр - Ще- бенка	33	33	33	АС-70
СН.Кр - Су- ражевка	52	51	52	АС-70
Суражевка - АТЭЦ 35	79	79	79	АС-70
СН.Кр - Пти- цефабрика	124	124	124	АС-70
Птицефабри- ка - АТЭЦ	184	184	184	АС-70

## Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5
Касатка - СН.Кр	34	34	34	АС-50
АТЭЦ 110 - Оп.162	0	0	0	АС-150
АТЭЦ 110 - Оп.163	574	575	575	АС-150
Оп.162 - ШТЫКИНО	0	5	5	АС-150
Оп.163 - ШТЫКИНО	470	473	473	АС-150
ПаГРЭС - ШТЫКИНО	495	495	495	АС-185

Из результатов расчета послеаварийного режима изображенном на рисунке 4 и таблицы 10 можно сделать вывод.

Таблица 11 - Расчетные значения напряжений узлов

Номер	Название	U ном	V
1	2	3	4
1	АТЭЦ 220	220	237
2	Н	220	234
3	АТЭЦ 110	110	117
4	Г.АТ.	10	11
5	Г.110.1	10	11
6	Г.110.2	10	11
7	Г.220	10	11
8	АТЭЦ 35	35	37
9	Шахта 7	110	113
10	ТР.Ш7.1	6	6
11	Западная	110	110
12	ТР.Зап.1	35	35
13	Казармы	110	110
14	Кипарисово	110	109
15	Оп.105	110	109

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4
16	Экв.ЗП.1	110	109
17	Экв.ЗП.2	110	110
18	Оп.128	110	113
19	Оп.129	110	113
20	Кролевцы	110	113
21	Н.Кр.1	110	114
22	СН.Кр	35	36
23	НН.Кр	6	6
24	Н.Кр.2	110	114
25	Щебенка	35	36
26	Суражевка	35	36
27	Птицефабрика	35	36
28	Касатка	35	35
29	Оп.162	110	112
30	Оп.163	110	115
31	Штыкино	110	112
32	Н.Шт	6	6
33	ПаГРЭС	110	112

Напряжения находятся в пределах нормы

## 1.5 Выбор кабеля 110 кВ

### 5.1 Выбор сечения токопроводящей жилы кабеля

Исходные данные:

Условия прокладки:

- длина трассы – 14 км,
- одноцепная линия,
- номинальное напряжение – 110 кВ,
- Ток трехфазного короткого замыкания  $I^{(III)}_{к.з.} = 12,7$  кА,
- Ток однофазного короткого замыкания  $I^{(I)}_{к.з.} = 10,4$  кА,
- прокладка в земле, в лотках, «треугольником»,
- глубина прокладки – 1,5 м,
- максимальная длина прокладки в трубах (длина подводного перехода через реку методом ГНБ) – 149 м,

- глубина прокладки кабеля в реке не менее 2 м от отметки проектного дна,
- строительная длина ~ 68,5 м.
- материал жилы – медь,
- материал экрана – медь,
- коэффициент загрузки – 100%,
- тепловое сопротивление грунта – 1,2,
- температура грунта +15 °С,
- Расчетный ток одной цепи линии – 459 А.

Длительно допустимый ток для заданных условий прокладки кабеля в траншее рассчитывается при помощи поправочных коэффициентов:

Поправочный коэффициент на глубину прокладки 1,5 м:

$$K_1 = 1,$$

Поправочные коэффициенты на термическое сопротивление грунта 1,2 К•м/Вт:

$$K_2 = 0,93,$$

Поправочные коэффициенты на температуру грунта +15 °С:

$$K_4 = 1,$$

Поправочные коэффициенты при прокладке кабеля в трубах в земле учитывается, при длине трубы более 10 м.

$$K_5 = 0,94.$$

$$I_{дд} = I * K_1 * K_2 * K_4 * K_5 \tag{10}$$

$$I_{дд} = 459 * 1,0 * 0,93 * 1,0 * 0,94 = 401,25 \text{ А}$$

Согласно расчету длительно допустимый ток пропускаемый кабелем в заданных условиях будет меньше расчетного из-за негативного влияния на цепь. Необходимо выбрать номинальное сечение жилы, допустимый ток для которого равен или превышает 459 А.

Для способа прокладки треугольником, при заземлении экранов по системе правильной транспозиции:

В таблице указан подходящий кабель с медной жилой сечением 240 мм<sup>2</sup>, допустимый ток 512 А.

Кабель с сечением жилы 240 мм<sup>2</sup> обеспечивает требуемую токовую нагрузку.

По таблице допустимый ток односекундного короткого замыкания в медной жиле кабеля, сечением 240 мм<sup>2</sup> составляет 42,7 кА, что удовлетворяет условиям стойкости к току КЗ.

По таблице – допустимый ток односекундного короткого замыкания в медном экране кабеля, сечением 240 мм<sup>2</sup> составляет 34,3 кА, что удовлетворяет условиям стойкости к току КЗ.

Для прокладки в земле выбираем кабель с двойной герметизацией марки ПвП2Г сечение жилы 1х240-95/110 кВ.

## 5.2 Выбор сечения медного экрана кабеля

Исходные данные:

Кабель ПвП2Г 1х240–95/110 кВ.

Условия прокладки:

- длина трассы - 14 км,
- одноцепная линия,
- номинальное напряжение – 110 кВ,
- частота 50 Гц,
- ток в нормальном режиме - 476 А,
- ток трехфазного короткого замыкания I(III) к.з. = 10,4 кА,
- ток однофазного короткого замыкания I(I) к.з. = 12,7кА,
- полное время отключения тока КЗ  $t = 0,8$  с,
- прокладка в земле, в лотках, «треугольником»,
- материал жилы – медь,
- материал экрана – медь,
- удельное сопротивление грунта – 100 Ом\*м,

- сечение жилы 240 мм<sup>2</sup>.

Выбираем сечение медного экрана по условию стойкости к токам короткого замыкания. Для продолжительности короткого замыкания, отличающийся от односекундного, значение тока односекундного КЗ, указанное в таблице необходимо умножить на поправочный коэффициент  $K$ , рассчитанный по формуле:

$$K = 1 / \sqrt{t}, \quad (11)$$

где  $t$  - продолжительность короткого замыкания, с.

Из таблицы выбираем медный экран сечением 240 мм<sup>2</sup>, для которого ток короткого замыкания  $I_{кз} = 48,5$  кА.

Для продолжительности короткого замыкания 0,8 секунды ток короткого замыкания по экрану составит:

$$I_{кз} = 48,5 * 1 / 0,8 = 60,625 \text{ кА.}$$

Выбранное сечение экрана удовлетворяет исходным требованиям.

При заземление экрана с двух сторон соотношение потерь в экране и жиле составит  $P_{\text{э}} / P_{\text{ж}} \approx 1,32$ , а коэффициент использования пропускной способности 0,65. Очевидно, что при наличии потерь в экранах пропускная способность кабеля используется всего на 65%, что недопустимо, учитывая высокую стоимость кабеля. Требуется меры по борьбе с потерями в экранах. Для протяженных кабельных линий в качестве мероприятий по борьбе с потерями одностороннее заземление не пройдет по напряжению, т.е. надо применять транспозицию экранов. Для данной длины кабеля используем полный цикл транспозиции

$$U_{\text{э}} = \frac{(0,52 - 10^{-4}) * (48,5 * 10^3) * (10^4)}{3N} = \frac{1,7}{N} \text{ кВ,}$$

$$U_{\text{э}} = \frac{(0,52 - 10^{-4}) * (60,6 * 10^3) * (10^4)}{3N} = \frac{2,6}{N} \text{ кВ}$$

Делаем вывод, Даже при одном полном цикле транспозиции  $N = 1$  напряжение в узле транспозиции будет меньше допустимого значения 5 кВ. Для рассмотренного кабеля достаточно одного полного цикла транспозиции (два цикла не требуется)

### 1.6 Выбор числа и мощности трансформаторов

В данном разделе рассматривается выбор количества и мощности силовых трансформаторов, устанавливаемых на ПС «Шахта 7» в связи с увеличением нагрузок с учетом на перспективу.

Выбор числа и мощности трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности осуществляется в зависимости от категоричности потребителей. Если в составе нагрузки подстанции имеются потребители 1-й категории, то число устанавливаемых трансформаторов на подстанции должно быть не менее двух. Установка на подстанции более двух трансформаторов не рекомендуется и должна быть обоснована специально.

В данном проекте, как говорилось ранее, отсутствуют потребители первой категории, следовательно, достаточно наличие двух взаиморезервирующих источников питания. Исходя из вышесказанного, делаем вывод о том, что на подстанции требуется установка двух трансформаторов.

Расчетная мощность двухобмоточного трансформатора для подстанции определяется по следующей формуле (МВА) [4]:

$$S_p = \frac{\sqrt{(P_{ин} + P_{сн})^2 + (Q_3 + Q_{сн})^2}}{n_T \cdot K_3^{ОПТ}} \quad (12)$$

где  $S_p$  – расчётная мощность трансформатора (МВА);

$P_{ин}, P_{сн}$  – средняя активная мощность в зимний период передаваемая соответственно трансформатором в сеть низкого и среднего напряжения (МВт);

$Q_3, Q_{сн}$  – реактивная мощность в зимний период передаваемая соответственно трансформатором в сеть низкого и среднего напряжения определенная согласно оптимизации режима работы сети (МВАр);

$n_T$  – число трансформаторов;

$K_3^{OPT}$  – оптимальный коэффициент загрузки для двухтрансформаторной подстанции (0,7) .

Проверка выбранного трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{(P_{нн} + P_{сн})^2 + (Q_э + Q_{сн})^2}}{n_T \cdot S_{Тнорм}} \quad (11)$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{(P_{нн} + P_{сн})^2 + (Q_э + Q_{сн})^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тнорм}} \quad (12)$$

К послеаварийному режиму работы относится отключение по защите одного из трансформаторов.

Выбираем марку и мощность трансформаторов устанавливаемых на ПС «Шахта 7» с учетом прогнозирования нагрузки, расчетная мощность трансформатора:

$$S_p = \frac{\sqrt{(35,7)^2 + (6,6)^2}}{2 \cdot 0,7} = 26 \text{ (МВА)}$$

Выбираем двухобмоточный трансформатор типа ТДН 25000/110 с номинальной мощностью 25000 МВА, номинальное напряжение низкой стороны 6 кВ. Охлаждение осуществляется принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой. Определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{(35,7)^2 + (6,6)^2}}{2 \cdot 25} = 0,7$$

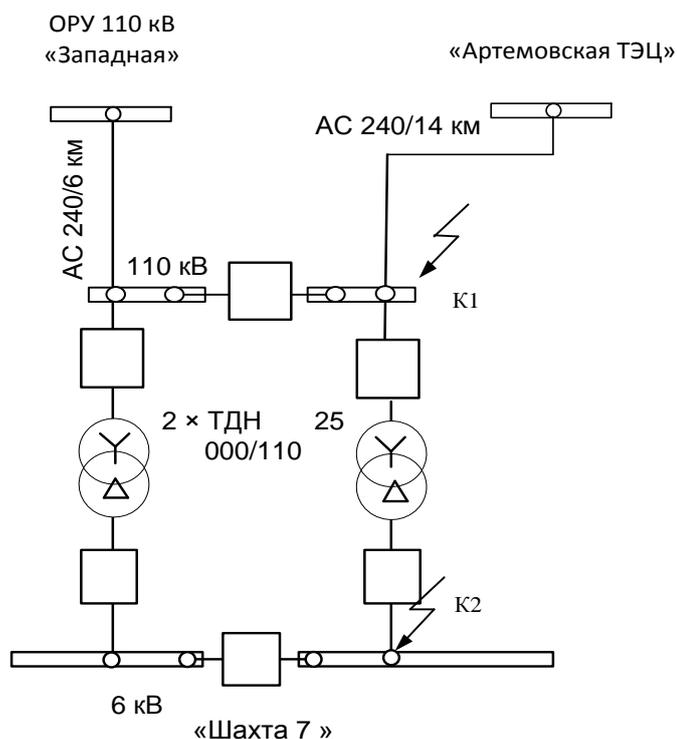
$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{(35,7)^2 + (6,6)^2}}{25} = 1,4$$

Коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы имеют приемлемые значения. Следовательно, данный тип трансформатора оставляем.

### 1.7 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания производится для выбора и проверки электрических аппаратов и проводников на станциях и подстанциях. Значения периодической составляющей тока КЗ  $I_{по}$ , периодической составляющей тока КЗ в момент отключения  $I_{пт}$ , аperiodической составляющей тока КЗ в момент отключения  $i_{ат}$  в заданной точке необходимо для проверки коммутационной способности выключателя, значение ударного тока КЗ  $i_{уд}$  необходимо для проверки электродинамической стойкости коммутационных аппаратов и трансформаторов тока.

Данный расчет проводился для выбора оборудования на всех РУ ПС «Шахта 7». Расчетные точки КЗ показаны на рисунке 9.



## Рисунок 5 – Расчетное место КЗ

Расчет токов КЗ начинается с выбора расчетного места КЗ. Место выбирается таким образом, чтобы выявить наиболее тяжелый случай КЗ.

Подробный расчет токов короткого замыкания проводим для точки К2.

При расчете токов КЗ приняты следующие допущения: при определении сопротивления системы со стороны ПС «Западная» и «АТЭЦ» используется расчетные данные о токах короткого замыкания с учетом перспективы, при этом расчетный ток трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС «Западная» составляет 8,3 кА, а со стороны «АТЭЦ» 26,7 кА. Расчет проводится приближенным методом с использованием относительных единиц. На рисунке 10 представлена схема замещения участка сети для расчета токов КЗ.

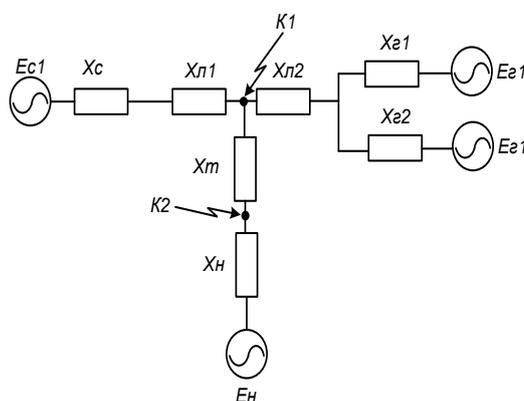


Рисунок 10 – Схема замещения

Принимаем базисные условия: базисная мощность [1]:

- 1)  $S_b = 10$  (МВА),
- 2) базисное напряжение на стороне 110 (кВ)  $U_b 110 = 115$ ,
- 3) базисное напряжение на стороне 6 (кВ)  $U_b 6 = 6,6$
- 4) ЭДС и сопротивление нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток на стороне высокого и низкого напряжения рассчитываем по соответствующей формуле (кА):

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_b} \quad (13)$$

где  $I_{\sigma}$ ,  $U_{\sigma}$  – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{6110} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,05 \text{ (кА)}$$

$$I_{635} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 0,916 \text{ (кА)}$$

Определяем индуктивные сопротивления элементов в относительных единицах приведенные к базисным условиям (о.е.) [8]:

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 110 кВ :

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{S_{c1}} \quad (14)$$

$$X_c = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 8,3} = 0,06 \text{ (о.е.)},$$

где  $S_c$  – мощность короткого замыкания на шинах 110 кВ «Западная», согласно исходным данным:

Сопротивление ВЛ:

$$X_{\text{ВЛ}} = x_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\text{ср}}^2} \quad (15)$$

где  $x_{\text{уд}}$  – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

$l$  – длина ВЛ (км)

$$X_{\text{Л1}} = 0,4 \cdot 14 \cdot \frac{10}{115^2} = 0,004 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{\text{Л2}} = 0,4 \cdot 6 \cdot \frac{10}{115^2} = 0,002 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление трансформатора установленных на подстанции «Шахта 7» (о.е.):

$$X_{TB} = 0,5 \cdot U_k \cdot \frac{S_{\sigma}}{100 \cdot S_{ном}} \quad (16)$$

$$X_{TB} = 0,5 \cdot (10,5) \cdot \frac{10}{25} = 0,053 \text{ (о.е.)}$$

где  $U_{K\%}$ , – напряжение короткого замыкания трансформатора соответствующих обмоток трансформатора (%)

Сопротивление нагрузки (в режиме зимнего максимума) (о.е.):

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_H} \quad (17)$$

где  $S_H$ , – мощность нагрузки (МВА)

$$X_{H1} = 0,35 \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_H} = 0,35 \cdot \frac{10}{\sqrt{35,7^2 + 6,6^2}} = 0,092 \text{ (о.е.)} \quad (18)$$

Последовательное преобразование схемы замещения показано на рисунках 6, 7, 8:

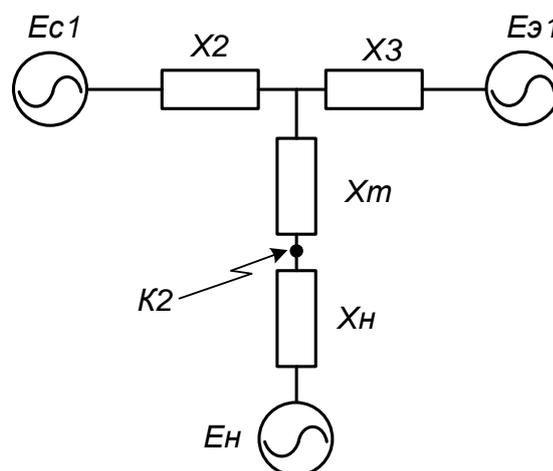


Рисунок 6 – Преобразование схемы замещения

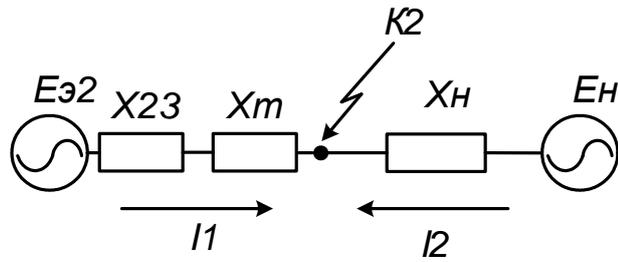


Рисунок 7 – Преобразование схемы замещения

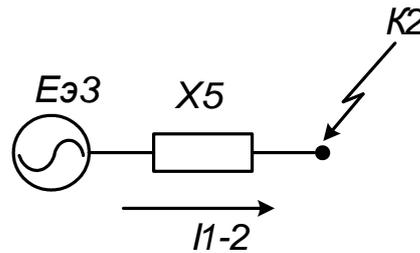


Рисунок 8 – Преобразование схемы замещения

Проводим подробный расчет сопротивлений при преобразовании схемы замещения:

$$X1 = \frac{1}{\frac{1}{X_{г1}} + \frac{1}{X_{г2}}} = 0,0076 \text{ (о.е.)} \quad (19)$$

$$X2 = X_{сис} + X_{л1} = 0,011 \text{ (о.е.)} \quad (20)$$

$$X23 = \frac{X2 \cdot X3}{X2 + X3} = \frac{0,92 \cdot 1,46}{0,92 + 1,46} = 0,005 \text{ (о.е.)} \quad (21)$$

$$E_H = 0,85 \text{ (о.е.)}$$

$$X4 = X23 + X_{TB} = 0,058 \text{ (о.е.)} \quad (22)$$

$$X5 = \frac{X_H \cdot X4}{X_H + X4} = \frac{0,02 \cdot 0,13}{0,02 + 0,13} = 0,049 \text{ (о.е.)} \quad (23)$$

$$E_{э3} = \frac{E_c \cdot X4 + E_H \cdot X_H}{X_H + X4} = \frac{1 \cdot 0,13 + 0,85 \cdot 0,02}{0,13 + 0,02} = 0,88 \text{ (о.е.)} \quad (24)$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке К1:

$$I_{no} = \frac{E_{\Sigma 3}}{X_5} \cdot I_{\text{б110}} = \frac{0,88}{0,049} \cdot 0,05 = 16,301 \text{ (кА)} \quad (25)$$

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-T_{OB}}{T_a}} \quad (26)$$

где  $I_{at}$  – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания (кА)

$I_{no}$  – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

$T_{OB}$  – время отключения выключателя с учетом работы защиты (сек), в данном случае принимается 0,6 сек.

$T_a$  – постоянная времени.

Определяем значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-T_{OB}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 16,301 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,05}} = 18,9 \text{ (кА)} \quad (27)$$

Постоянная времени определяется по следующей формуле :

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (28)$$

где  $X_p$  – результирующее индуктивное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.)

$R_p$  – результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.)

$\omega$  – угловая частота (314 рад/сек.)

Определяем постоянную времени для первой точки:

$$Ta = \frac{0,01}{314 \cdot 0,002} = 0,016$$

Результатирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания определяется аналогично индуктивному сопротивлению.

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{Ta}} \right) \quad (29)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 16,301 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,016}} \right) = 38,04 \text{ (кА)}$$

Аналогично проводится расчет токов короткого замыкания для точки 2 и 3 результаты расчета сводятся в таблицу 9:

Таблица 9 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{no}$ , (кА)	$I_{at}$ , (кА)	$I_{y\partial}$ , (кА)
К1	10,4	12,07	24,3
К2	16,3	18,8	38,03

### 1.8 Выбор оборудования РУ ПС «Шахта-7»

Выбор оборудования РУ ведется на основе данных расчета токов КЗ, выбранной схемы РУ, характера потребителей электроэнергии и климатических условий района размещения подстанции. Также для выбора оборудования РУ необходимы данные о максимальных рабочих токах, которые определяются из расчета режимов. Значения максимальных рабочих токов указаны в таблице 23. В данном разделе проводится выбор и проверка следующего подстанционного оборудования: выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, гибкая ошиновка, нелинейные ограничители перенапряжений.

Таблица 10 – Максимальные рабочие токи в РУ ПС «Шахта-7»

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (А)
110	200,5
6	2450

### 8.1 Выбор выключателей

Выбор выключателей на стороне 110 кВ.

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току [8]:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети} \quad (30)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб} \quad (31)$$

Напряжение сети 110 кВ.

Первоначально принимаем для установки на ПС «Шахта-7» элегазовый выключатель марки ВГУ-110 П-20/2500У1. Привод выключателя – пневматический.

Дугогасительное устройство работает на принципе пневматического дутья. Выключатель снабжен фильтром для поглощения влаги и продуктов разложения элегаза.

В процессе отключения после открытия дутьевого клапана и последующего размыкания контактов дуга потоком воздуха и электродинамическими усилиями, возникающими в токоведущем контуре, перебрасывается в область дутьевого сопла, где происходит ее гашение.

При отключении больших токов сопло 3 дополнительного дутья в течение большей части полупериода тока закупорено дугой. Непосредственно в конце полупериода вступает в действие система дополнительного дутья, что вызывает более интенсивный распад остаточного ствола у оконечности контакта 3 и создает более благоприятные условия для гашения дуги. Воздушные выключатели с системой несимметричного дутья лучше справляются с отключе-

нием тока в наиболее тяжелых условиях восстановления напряжения — при не удаленном КЗ, чем воздушные выключатели с односторонним дутьем.

Шкаф управления оснащен пневматическим приводом, который производит отключение выключателя при подаче воздуха в над поршневое пространство привода. В отключенном положении контакты удерживаются с помощью механической защелки.

Включение осуществляется при помощи пружин при выбивании защелки привода. Связь между приводом и гасительным устройством осуществляется посредством изоляционной тяги, размещенной в опорной колонке.

Данного типа выключатели обладают следующими преимуществами:

- взрыво- и пожаробезопасность;
- высокая стойкость при коммутации номинальных токов и номинальных токов отключения. Для элегазовых выключателей – до 5000 отключений номинальных токов и 20-50 отключений номинальных токов отключения:

- отсутствие в процессе работы внешних эффектов и загрязнений окружающей среды;

- отсутствие дополнительных динамических нагрузок на фундамент при коммутации токов КЗ.

Выбранный выключатель проверяется на коммутационную способность, электродинамическую стойкость, термическую стойкость.

Термическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \quad (32)$$

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

$t_{тер}$  - время термической стойкости,

$B_k$  - интеграл Джоуля.

Электродинамическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{пр.скв} = I_{дин} \geq I_{уд} \quad (33)$$

где  $I_{пр.скв}$  - предельный сквозной ток выключателя;

$I_{дин}$  - ток электродинамической стойкости аппарата.

Значение  $B_k$  можно определить по формуле:

$$B_k = I_{но}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (34)$$

где  $I_{но}$  - периодическая составляющая тока КЗ (кА);

$t_{отк}$  - время отключения выключателя (сек);

$T_a$  - постоянная времени.

Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 11:

Таблица 11 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	2500	200.5	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	20	10.4	$I_{вкл} \geq I_{но}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$ , $I_{уд}$ (кА)	102	24.3	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	20	10.4	$I_{откл} \geq I_{но}$
Номинальное значение апериодической составляющей, $I_a$ (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 20 =$ 12,456	12	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	102	24.3	$I_{прскв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $20^2 \cdot 3 =$ 1200	54.96	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатель проходит по всем параметрам.

Выбор выключателей на стороне 6 кВ.

Так как распределительное устройство низкой стороны 6 кВ выполнено в виде КРУН, следовательно выключатель на низкое напряжении укомплектован в ячейки. Выполним выбор комплектного распределительного устройства наружной установки в пункте 1.8.8.

Выключатели проходят по всем параметрам.

## 8.2 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей 110 кВ. Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но отсутствует проверка на коммутационную способность, т.к. разъединители не предназначены для размыкания цепей под нагрузкой

По напряжению и максимальному рабочему току выберем разъединители марки РНДЗ-110/1000 ХЛ1 (разъединитель для наружной установки двухколлектовый с заземляющими ножами), номинальный рабочий ток 1000 А.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1000	200.5	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	80	10.4	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ ( $кА^2с$ )	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2790,75$	54,96	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Число заземляющих ножей и соответственно тип разъединителя определяется местом установки.

### 8.3 Выбор трансформаторов тока

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

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (35)$$

Сопротивление контактов принимается равным  $r_k = 0,1$  Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (36)$$

где  $\rho = 0,0283$  (Ом·мм<sup>2</sup>)/м – удельное сопротивление алюминия;

$l$  - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ подстанции принимается 100 м, для РУ 6 кВ - 60 м ;

$F$  - сечение соединительного провода,  $F = 4$  мм<sup>2</sup>.

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (для 110 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление соединительных проводов (для 6 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} \quad (37)$$

где  $S_{\text{пр}}$  - мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  - вторичный номинальный ток трансформатора тока,  $I_2 = 1$  А.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс Меркурий 233. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 13, 14, 15.

Таблица 13 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 233	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 6 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 233	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110  $S_{np}=1,62$  ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{1,62}{1} = 1,62 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 6 кВ  $S_{np} = 0,62$  ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 110 кВ):

$$Z_{2.110} = r_{пров} + r_{приб} + r_{к} = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 6 кВ):

$$Z_{2.10} = r_{пров} + r_{приб} + r_{к} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока на стороне 110 кВ ТОЛ-110 Ш, с номинальным током первичной обмотки 630 А. Трансформаторы ТОЛ-110 Ш предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам, устройствам защиты, сигнализации и управления, для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в электрических установках переменного тока частоты 50 или 60 Гц на класс напряжения 110 кВ. Трансформаторы изготавливаются с литой изоляцией.

Таблица 15 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	630	200.4	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	126	24.3	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 68^2 \cdot 3 = 13872$	54,96	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_2_{ном}$ (Ом)	20	2,43	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 6 кВ ТОЛ-10-І-1 с номинальным током первичной обмотки 630 А. Сравнение параметров приведено в таблице 16. Трансформаторы предназначены для установки в комплектные распределительные устройства (КРУ) и служат для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и (или) устройствам защиты и управления, для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в электрических установках переменного тока на класс напряжения до 10 кВ частоты 50 или 60 Гц.

Трансформаторы для дифференциальной защиты поставляются по специальному заказу.

Трансформаторы изготавливаются в климатическом исполнении "Т" и "УХЛ" категории размещения 2.1 по ГОСТ 15150 и предназначены для эксплуатации в закрытых помещениях

Таблица 16 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	6	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	2000	1754	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	52	14,9	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 35^2 \cdot 3 = 3675$	309,06	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2ном}$ (Ом)	1,2	1,15	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

#### 8.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке

$$S_{2ном} \geq S_2 \quad (38)$$

где  $S_{2ном}$  - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_2$  - нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 110 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	1	10
Частотомер	Н-397	1	7
Варметр	Д-335	5	1,5
Ваттметр	Д-335	5	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 233	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			39

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-110

Таблица 18 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	39 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем

Выбираем трансформаторы напряжения на стороне 6 кВ.

Сравнение параметров ТТ приведено таблице 19.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 6 кВ) подстанции

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Счетчик АЭ	Меркурий 233	3	1
Счетчик РЭ			
Сумма			5

Принимаем на стороне 10 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 6 УЗ.

Таблица 20 – Проверка выбранного ТН 6 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные дан- ные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 (10 кВ)	75 ВА	5 ВА	$S_{2н.м} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

### 8.5 Выбор гибкой ошиновки

Выбор гибкой ошиновки проводится на подстанции при напряжении 110 кВ т.к. распределительные устройства данного напряжения расположены на открытом воздухе [6].

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 200.4 А, следовательно принимаем сечение провода для данного напряжения с учетом сечения отходящей ВЛ АС 240/32 с максимально допустимым током 619 А расположение фаз горизонтальное, междуфазное расстояние 300 см.

Проверка сечения на термическую стойкость к токам КЗ не требуется т.к. шины выполнены голыми проводами расположенными на открытом воздухе.

При токе трехфазного короткого замыкания менее 20 кА (как в данном случае) проверка шин на схлестывание не требуется.

Проверка по условиям короны проводится для гибких проводников 35 кВ и выше.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля (кВ/см).

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (39)$$

где  $m$  - коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода;

$r_0$  - радиус провода 1,18 (см)

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,18}} \right) = 31,69 \text{ (кВ/см)}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода определяется по выражению (кВ/см):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (40)$$

где  $U$  – линейное напряжение на проводе (принимается 115 кВ);

$D_{cp}$  - среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, при горизонтальном расположении фаз и расстоянии между фазами оно равно 378 см

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,18 \cdot \lg \frac{378}{1,18}} = 13,8 \text{ (кВ/см)}$$

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе на 7% больше рассчитанной величины.

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше  $0,9E_0$ . Таким образом, условие образования короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$14,7 \leq 28,52$$

Неравенство выполняется, следовательно, выбранное сечение удовлетворяет условию выбора.

## 8.6 Выбор жестких шин на напряжении 6 кВ

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двух полосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Проверка по допустимому току. Выбранные шины должны удовлетворять условиям нагрева при максимальных ремонтного или после аварийного режима:  $I_{\text{раб.мак}} = 1054 \text{ А}$ .

Выбираем шину АД 60\*8 шириной –  $B = 60 \text{ мм}$  и высотой –  $H = 8 \text{ мм}$ .

$I_{\text{допном}}$  – допустимый номинальный ток, для шин выбранного сечения,

$$I_{\text{допном}} = 1680 \text{ А}.$$

Получим:  $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.мак}}$ .

Условие соблюдается.

Проверка на термическую стойкость при КЗ производится по условию:  $q_{\text{min}} = 230 \text{ мм}^2$ , что меньше  $480 \text{ мм}^2$ .

Таким образом, выбранная шина термически устойчива.

Проверка шин на электродинамическую стойкость. Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жесткости конструкций. Электродинамические силы, возникающие при КЗ, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины – изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут [34]. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникнет. В большинстве практически применяемых конструкций шин эти условия соблюдаются, поэтому ПУЭ не требует проверки на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний.

Механический расчет полосных шин.

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ определяется по формуле:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot k_{\phi} \cdot \frac{(i_{уд3})^2}{a}, \quad (41)$$

где  $k_{\phi}$  – коэффициент формы  $k_{\phi} = 0,5$ ,

$a$  – расстояние между фазами,  $a = 0,8$ .

Получим:

$$f = 176,9 \text{ Н.}$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента, определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f \cdot l^2}{10W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{(i_{уд})^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (42)$$

где  $W$  – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, определяется для однополосных шин по формуле:

$$W = \frac{B^2 \cdot H}{6}, \quad (43)$$

$$W = 0,64 \text{ см}^3.$$

Получим значение для напряжения:

$$\sigma_{\text{расч}} = 11,45 \text{ МПа.}$$

Допустимое механическое напряжение в материале шин, определяется по таблице.

$$\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$$

Условие проверки:

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}; \quad 11,45 \leq 75.$$

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах.

Выбираем опорный изолятор марки ОФ–10–2000 УХЛЗ,  $F_{разр} = 20000 \text{ Н}$ ,  
 $H_{из} = 134 \text{ мм}$ .

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} = 1,62 \cdot \frac{51260^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 1064 \text{ Н}$$

где принято расстояние между фазами  $a = 0,8$ .

Поправка на высоту шин:

$$k_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + C + h/2}{H_{из}} = \frac{134 + 6,5 + 125/2}{134} = 1,5 ;$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр} = 0,6 \cdot 20000 = 12000 \text{ Н} ;$$

$$F_{расч} = k_h \cdot F_{из} = 1,5 \cdot 1064 = 1596 \text{ Н} ;$$

$$F_{дон} \geq F_{расч} .$$

Таким образом, опорный изолятор марки ОФ–10–2000 УХЛЗ проходит по механической прочности.

### 8.7 Выбор КРУН-59

Комплектные распределительные устройства 6-10 кВ имеют два конструктивных исполнения в зависимости от установки аппаратов ВН: в выкатном исполнении (КРУ, в которых аппарат ВН расположен на выкатной тележке) и в дистанционном исполнении (КСО и КРУН) /18/. Достоинствами КРУН являются: возможность быстрой замены аппарата резервным, установленным на тележке, вдвигаемой в ячейку вместо аппарата, подлежащего осмотру или ремонту; компактность устройств, чему в большей степени способствует применение специальных скользящих втычных контактов вместо громоздких разъединителей; надежная защита токоведущих частей от прикосновения и уплотнения для предотвращения запыления, удобство /24/.

В данном дипломном проекте выбираем комплектное распределительное устройство серии К-59. КРУН серии К-59 имеет различные климатические ис-

полнения как наружной, так и внутренней установки в зависимости от предполагаемых условий эксплуатации. В нашем случае – К-59У1, вариант исполнения для умеренного климата /24/.

Конструкция КРУН серии К-59 имеет:

- росоустойчивую фарфоровую изоляцию;
- все виды высоковольтных коммутационных аппаратов, расположенных на выкатных частях;
- высокочувствительную дуговую защиту с использованием фототиристор;
- автоматическое регулирование температуры и влажности;
- работоспособность при землетрясении силой 9 баллов;
- высокую степень заводской готовности;
- малые сроки монтажа.

Высокая безопасность в работе К-59 обеспечивается:

- надежной блокировкой от неправильных действий обслуживающего персонала;
- автоматически работающими шторками, защищающими обслуживающий персонал от случайного прикосновения;
- возможностью наблюдать за оборудованием под напряжением через смотровые окна;
- возможностью заземления любого участка главных цепей с помощью стационарно установленных заземляющих разъединителей.

Закрытый коридор обслуживания в КРУН серии К-59 образуется передней стенкой коридора со стороны фасада, крышей и торцевыми стенками с дверями, открывающимися напругу. Все эти части поставляются отдельными элементами и собираются на месте. Тележка с выключателем выкатывается в коридор. Сборные шины расположены в нижней части шкафа. Разгрузочный клапан и заземляющий разъединитель обеспечивают более надежную работу автоматики ограничения времени горения открытой дуги КЗ. Шкаф К-59 металли-

ческими перегородками разделен на отсеки: тележки, сборных шин, ввода, шкафа релейного.

Таблица 21 – Выбор КРУН

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
	К-59У1	
$U_{уст}=6 \text{ кВ}$	$U_{ном}=6 \text{ кВ}$	$U_{ном. \text{ эл.об.}} \geq U_{ном. \text{ эл.уст.}}$
$I_p=492,67 \text{ А}$	$I_{номшин}=1000 \text{ А}$	$I_p \leq I_{номшин}$
$I_p=492,67 \text{ А}$	$I_{номшкафов}=630 \text{ А}$	$I_p \leq I_{номшкафов}$
$I_{кз}=19,45 \text{ кА}$	$I_{отк}=20 \text{ кА}$	$I_{откл. ном.} \geq I_{кз}$
$i_{уд}=51,26 \text{ кА}$	$I_{скв}=52 \text{ кА}$	$i_{скв.} \geq i_{у.кз}$
$B_k=756,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{т. ном.}^2 \cdot t_{т. ном.} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{т. ном.}^2 \cdot t_{т. ном.} \geq B_k$

В результате проверки выбираем КРУН-59 вакуумный выключатель ВВ/TEL-6-12,5/1000 У2.

### 1.9 Релейная защита. Расчёт уставок защиты REL – 511 кабельной линии 110 кВ «АТЭЦ – Шахта 7»

Для защиты линии «АТЭЦ – Шахта 7» применяем шкаф REL-511. В терминал входят такие защиты, как дистанционная, токовая защита нулевой последовательности, максимальная токовая защита, токовая отсечка. Терминал защиты линий REL-511 является, основным элементом защиты линий распределения и передачи электроэнергии и входит как составная часть в систему PYRAMID. В состав системы PYRAMID входит полный набор терминалов сложных объектов, функционального контроля станций и систем управления станций. Блоки системы PYRAMID могут использоваться в качестве автономных устройств защиты или в качестве составных частей полной системы контроля, системы управления или системы релейной защиты.

Исходные данные:

- 1) Длина линии «АТЭЦ – Шахта 7» – 14 км.
- 2) Коэффициенты трансформации:

3) КТТ -1000/1;

4) КТН -  $(35000\sqrt{3})/(100\sqrt{3})/100$ .

### 9.1 Расчет дистанционной защиты

Расчет ДЗ в общем случае сводится к определению:

а) Сопротивления срабатывания, выдержки времени и чувствительности отдельных ступеней защиты;

б) Параметров срабатывания, чувствительности и типа пусковых органов.

Первая ступень:

$$z^I = 0.85 * z_n \quad (44)$$

$$z_n = 0,44 \cdot 14 = 6,16 \text{ Ом},$$

$$z^I = 0.85 * 6.16 = 5.236$$

$$t_{с.з.}^I = 0''$$

Вторая ступень:

отстройка от к.з. за трансформатором:

$$z^{II} \leq 0,85(z_{л1} + 0,85z_T), \quad (45)$$

$$z^{II} \leq 0,85(6,16 + 0,85 \cdot 11,14) = 13,3 \text{ О}$$

Предварительно принимаем  $z^{II} = 13 \text{ Ом}$

Коэффициент чувствительности в конце защищаемого участка:

$$k_{ч} = \frac{z^{II}}{z_{л1}} = \frac{13}{6,16} = 2,1 > 1,25 \quad (46)$$

$$t_1^{II} = t_3^I + \Delta t = 1 \quad (47)$$

Третья ступень:

отстройка от нагрузки:

$$z^{III} \leq \frac{1,5 \cdot U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot k_{в} \cdot I_{НОМ}}, \quad (48)$$

где  $k_{в} = 1,05$  – коэффициент возврата реле.

Отстройка от нагрузки:

$$I_{ном} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 133 \text{ А},$$

$$z^{\text{III}} = \frac{1,5 \cdot 110}{\sqrt{3} \cdot 1,05 \cdot 133} = 0,695 \text{ Ом.}$$

Принимаем  $z^{\text{III}} = 14 \text{ Ом.}$

Коэффициент чувствительности в конце защищаемой зоны:

$$k_{\text{ч}} = \frac{z^{\text{III}}}{z_{л1}} = \frac{14}{6,16} = 2,27 > 1,5$$

$$t_1^{\text{III}} = t_1^{\text{II}} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1$$

## 9.2 Защита нулевой последовательности

Выполняем защиту двухступенчатой. Вторая ступень ТЗНП выполняет функции III – ей ступени.

Расчет первой ступени ТЗНП:

$$I^I = k_{\text{н}} \cdot I_{0 \text{ max}}, \quad (49)$$

где  $I_{0 \text{ max}}$  - утроенный ток нулевой последовательности;  
 $k_{\text{н}} = 1,3$ .

$$I_{0 \text{ max}} = 3 \cdot \frac{1}{3} \cdot I_{\text{max вл}}^1, \quad (50)$$

где  $I_{\text{max вл}}^1$  - ток несимметричного КЗ за линией (точка К1).

$$I_{0 \text{ max}} = 3 \cdot \frac{1}{3} \cdot 10,4 = 10,4$$

$$I^I = 1,3 \cdot 10,4 = 13,52 \text{ кА},$$

$$t^I = 0''.$$

Ток срабатывания ТЗНП второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых (вторых) ступеней защит смежных линий, так как в нашем случае смежных линий нет, то расчет второй ступени нет необходимости производить.

Расчет третьей ступени ТЗНП:

$$I^{III} = \kappa_n \cdot I_{нб}, \quad (51)$$

где  $I_{нб} = \kappa_{ан} \cdot \kappa_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{к\max}^{(3)}$  - ток небаланса;

$$\kappa_n = 1,3.$$

$$I^{III} = 1,3 \cdot 0,5 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 4,2 = 0,273 \text{ кА}.$$

Коэффициент чувствительности:

$$\kappa_q = \frac{3 \cdot I_{0\min}}{I^{III}} \geq 1,2 \quad (52)$$

$$\kappa_q = \frac{3 \cdot 2,88}{0,273} = 31,64 \geq 1,2$$

$$t^{III} = \Delta t = 1,0''.$$

Дистанционная защита:

$$IЗ - 5,236 \text{ Ом} \quad 0 \text{ сек.}$$

$$ПЗ - 13,3 \text{ Ом} \quad 4,5 \text{ сек.}$$

$$ШЗ - 0,695 \text{ Ом} \quad 1,0 \text{ сек.}$$

Направленная защита нулевой последовательности:

$$Iст - 13,5 \text{ кА} \quad 0 \text{ сек.}$$

$$Шст - 0,273 \text{ кА} \quad 1,0 \text{ сек.}$$

Максимальная токовая отсечка: 600 А - 0 сек. - постоянно выведена, вводится в режиме опробования шин.

Описание расчёта ведётся согласно выданной карте уставок на микро-процессорный терминал REL-511.

### 9.3 Уставки регистратора аномальных режимов (DRP)

Аналоговые сигналы заведены в терминале, а их пуски задаются либо по повышению, либо по снижению параметров. (Для данной ВЛ фазные напряжения регистрируются по снижению, а  $3U_0$ ,  $3I_0$  и фазные токи - по повышению параметров). Данные задаются в процентах, рассчитываются с учётом значений коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения.

Параметры регистратора также заданы в терминале, а их уставки задаются. Например,  $t_{Post}$  - 0,5 сек. (послеаварийное время записи);  $t_{Lim}$  - 6 сск.(общее время записи);  $t_{Pre}$  - 0,14 сек. (предаварийное время записи процесса).

### 9.4 Таймеры (TS, TM)

В этом блоке параметры задаются персоналом.

Например,  $TS01$  (автоматическое ускорение IV ступени ДЗ) - соответствует автоматическому ускорению II зоны ДЗ - 0,3 сек. (в панели ЭПЗ-1636);  $TS03$  (автоматическое ускорение МТЗ) - МТЗ в REL-511 выполняет функцию НЗНГТ (контроль 310), поэтому время соответствует автоматическому ускорению III ступени НЗНП - 0,3 сек.;  $TM01$  (время блокировки PSD от измерительного органа III ступени ДЗ) - происходит вывод блокировки защиты (на 2,0 сек.) для её работы при возникновении короткого замыкания (используется для III зоны ДЗ);  $TM$  (время ввода автоматического ускорения) - 2,0 сек.

#### 1.9.5 Уставки общего критерия повреждения (GFC)

Функция общего критерия повреждения ОКП (GFC) - это независимая измерительная функция. Она включает оба критерия измерения - полного сопротивления и тока. Они могут использоваться как по отдельности, так и одновременно. Основное назначение функции - выполнение функции органа обнаружения общего повреждения и выбора фазы во всех типах сетей.

Форма характеристики срабатывания может задаваться с учётом отстройки срабатывания измерительных органов сопротивления в условиях нагрузочного режима. В то же время, она позволяет работать измерительным органам

сопротивления при больших значениях сопротивления в месте повреждения в случае удалённых замыканий.

Operation (активизация функции) — ВКЛ.

Operation Z <(активизация функции в режиме понижения сопротивления) - ВКЛ.

Operation I> (активизация функции в режиме повышения тока) — ВЫКЛ.

ARGLD (угол отстройки от режима нагрузки, градус) - в расчётах принято 30 градусов.

RLD (активное сопротивление для отстройки от режима нагрузки, Ом).

1P> (ток срабатывания при междуфазных замыканиях, %) - положение ВЫКЛ.

Timer tPP (активизация таймера срабатывания ОКП при междуфазных замыканиях) - положение ВЫКЛ.

tPP (время срабатывания ОКП при междуфазных замыканиях, сек) - 5 сек. (по умолчанию).

XIRvPE (реактивное сопротивление прямой последовательности обратной направленности при замыканиях на землю, Ом).

XIFwPE (реактивное сопротивление прямой последовательности прямой направленности при замыканиях на землю, Ом).

Примечание принимаем значения, как и при междуфазных замыканиях.

XOFwPE (реактивное сопротивление нулевой последовательности прямой направленности при замыканиях на землю, Ом).

IN> (ток срабатывания при замыканиях на землю) — положение ВЫКЛ.

Timer tPE (активизация таймера срабатывания ОКП при замыканиях на землю) - положение ВЫКЛ.

tPE (время срабатывания ОКП при замыканиях на землю, сек.) - принимаем 5 сек. (по умолчанию).

INReleasePE (предел тока 3I0 для разрешения работы измерительного органа петли фаза-земля, %) - 20 %.

InBlockPP (предел тока ЗИО для блокирования измерительного органа тети фаза-фаза, %) - 40%.

Эти данные принимаем по рекомендациям РДУ.

#### 1.9.6 Уставки дистанционной защиты (ZM)

В REL-511 применяется 5 (пять) зон дистанционной защиты. Для измерения дистанционных органов значения уставок задаются не как полные значения  $Z$ , а как их составляющие  $X_I$  и  $R_I$ .

Примечание методика расчета уставок для I зоны несколько отличается от расчета уставок II и III зон (Значения для IV и V зон принимаются равными значениям уставок II зоны)

I зона ДЗ

Operation (режим работы и направленность функции ZM1) - ПРЯМ.

Operation PP (режим работы функции ZM1 при междуфазных замыканиях) - ВКЛ.

X1PP (реактивная зона охвата прямой последовательности зоны дистанционной защиты ZM1 для междуфазных замыканий, Ом).

$$Z^I \cdot \sin \varphi_{MЧ} \tag{53}$$

где  $\varphi_{MЧ} = 80$  - угол максимальной чувствительности.

$$X1PP = Z \cdot \sin 80^\circ = 0,743 \text{ Ом};$$

$$\text{втор.} - 0,743/1,1 = 0,67 \text{ Ом},$$

где  $Z^I = 0,748 \text{ Ом}$  - уставка срабатывания I зоны ДЗ.

$$Z^I = 0,85 \cdot Z_{л} = 0,85 \cdot 0,88 = 0,748 \text{ Ом};$$

$Z_{л}$  - полное сопротивление КЛ.

R1PP (активное сопротивление линии прямой последовательности, включенное в зону дистанционной защиты ZM1 для междуфазных замыканий, Ом).

$$R1PP = Z^I \cdot \cos 80^\circ = 0,083 \text{ Ом}; \text{ втор.} - 0,083/1,1 = 0,075 \text{ Ом.}$$

RFPP (активное сопротивление в месте повреждения при междуфазных замыканиях, Ом).

Определим зону расширения для I ступени. Для неё существуют ограничения:

$$RFPP < 1,5 \cdot X1PP - R1PP = 1,5 \cdot 0,743 - 0,083 = 1,032 \text{ Ом};$$

$$1,032/1,1 = 0,94 \text{ Ом.}$$

Timer t1PP (режим работы отключения с выдержкой времени для зоны ZM1 дистанционной защиты для междуфазных замыканий) - положение ВКЛ.

T1PP (срабатывание на отключение с выдержкой времени зоны ZM1 дистанционной защиты для междуфазных замыканий) - принимается равным 0 сек.

Operation PE (режим работы функции ZM1 при замыканиях фазы на землю) — положение ВКЛ.

X1PE (реактивная зона охвата прямой последовательности зоны ZM1 дистанционной защиты для замыканий фазы на землю, Ом) - принимаем значение этого параметра такое же, как и для междуфазных замыканий, т.е. X1PE = 0,743 Ом.

R1PE (активное сопротивление линии прямой последовательности, включенное в зону ZM1 дистанционной защиты для замыканий фазы на землю, Ом) - аналогично, R1PP = 0,083 Ом.

II зона ДЗ

$$X1PP = Z^{II} \cdot \sin 80^\circ \tag{54}$$

$$X1PP = 8,9 \cdot \sin 80^\circ = 8,76 \text{ Ом.}$$

RFPP (активное сопротивление в месте повреждения при междуфазных замыканиях, Ом) – уставка срабатывания II зоны ДЗ Таймер  $t_{2PP}$  - ВКЛ.  $T_{2PP}=4,5$ сек.

III зона ДЗ

$$X_{1PP} = \frac{Z^{\text{III}} \cdot \sin 80}{}, \quad (55)$$

$$X_{1PP} = 0,175 \cdot \sin 80^\circ = 0,172 \text{ Ом},$$

$$R_{1PP} = Z^{\text{III}} \cdot \cos 80 \quad (56)$$

$$R_{1PP} = 2,8 \cdot \cos 80^\circ = 0,03 \text{ Ом}.$$

RFPP (активное сопротивление в месте повреждения при междуфазных замыканиях, Ом) – уставка срабатывания III зоны ДЗ. Таймер  $t_{3PP}$  -ВКЛ.  $T_{3PP} = 1,0$  сек.

IV зона ДЗ

Принимаются параметры, аналогичные параметрам II зоны ДЗ, а значение  $t_{4PP} = 0,3$  сек. (время оперативного ускорения).

V зона ДЗ

Аналогично II зоне ДЗ; значение  $t_{5PP} = 0$  сек.

В отличие от зон I-IV, пятая зона ДЗ - обратнонаправленная - это также указывается в параметрах REL-511.

1.9.7 Уставки логики схем связи для дистанционной защиты (ZCOM)

Operation (активизация логики) - положение On;

Scheme Type (тип схемы связи) - диапазон значений - Permissive OR;

tCoord (время согласования схемы связи, сек.) - принимаем 0 сек.

Примечание: время координации с посылкой блокирующих сигналов - используется в схемах. В данном случае наличие IV ступени и телеускорения противоположного конца - достаточное основание для отключения и задержка уже не нужна, т.е.  $t_{\text{Coord}} = 0$  сек

tSendMin (минимальная длительность сигнала несущей частоты, сек.) - принимаем 0,02 сек.

Примечание значение данного параметра принимаем 20 мсек. - в 2 раза больше, чем нужно для ETL - для передачи команды (условие отстройки от дребезга контактов).

Unblock (тип деблокировки) — положение Off.

Примечание данный параметр в терминале не используется, оставляем его значение по умолчанию.

tSecurity (время деблокировки) - принимаем значение 0,035 сек.

Примечание этот параметр также устанавливается по умолчанию.

9.8 Уставки 2-х ступенчатой направленной максимальной токовой защиты от замыканий на землю

Режимы срабатывания:

I - III ступени – прямонаправленные.

Токи срабатывания I-III ступеней защит выставляются в процентах и рассчитываются в зависимости от коэффициента трансформации трансформаторов тока.

I ступень

$IN1 >$  (ток срабатывания I ступени, %),

$IN1 = IC3 / KTT = 3870 / 1000 = 3,87 \text{ A} (3,87 \cdot 100 = 387 \text{ \%})$ ,

T1 (время срабатывания I ступени, сек.),

Принимаем T1 = 0 сек.

II ступень как было сказано раньше не выставляем.

III ступень

$IN3 >$  (ток срабатывания II ступени, %),

$IN3 = 273 / 1000 = 0,273 \text{ A} (0,273 \cdot 100 = 27,3 \text{ \%})$ ,

T3 (время срабатывания III ступени, сек.).

Принимаем T3 = 5 сек.

## 9.9 Направленность

IN>Dir (ток срабатывания органа направленности, %) IN - 5 %.

2ndHarmStab (уровень торможения 2 гармоники, %) 2ndHarmStab = 20%.

BlkParTransf (блокирование функции при наличии параллельного трансформатора) - Off.

Данные параметры защиты приняты по рекомендациям РДУ.

## 9.10 Уставки логики схем связи для токовой защиты нулевой последовательности (EFC)

Operation (активизация логики) - значение On.

SchemeType (тип схемы связи) - принимаем значение Permissive.

tCoord (время согласования схемы связи, сек.) - значение 0 сек.

## 9.11 Максимальная токовая отсечка

Для быстрой ликвидации повреждений, сопровождающихся большими токами к.з., в терминал включена токовая защита без выдержки времени с тремя фазными токовыми органами.

Ток срабатывания токовой отсечки должен быть отстроен от максимального тока через защиту:

при трёхфазном к.з. в конце защищаемой линии;

при трёхфазном к.з. "за спиной".

Operation (активизация функции) - устанавливаем ВКЛ. IP» (ток срабатывания при междуфазных замыканиях, %) уставка 600 А - вводится в режиме опробования КЛ, так как она является неселективной к I зонам ДЗ смежных линий.

## 9.12 Максимальная токовая защита (ТОС)

Максимальная токовая защита (МТЗ), входящая как основная функция в состав терминала REL-511, дополняет функцию дифференциальной защиты линии.

МТЗ имеет одну ступень с выдержкой времени. Максимальная токовая защита от замыканий на землю выполняет следующие функции:

отключение замыканий на землю на защищаемом участке в дополнение к дистанционной защите от к.з. на землю, особенно в случаях возникновения к.з. на землю через большое активное сопротивление в месте повреждения, к которому дистанционные органы могут быть нечувствительны;

обеспечение дальнего резервирования, т.е. отключение к.з. на землю на смежных участках.

$I_{N>}$  (ток срабатывания при замыканиях на землю). Принимаем значение уставки II ступени НЗНП, т.е.  $I_{N>} = 28 \%$ . Выдержку времени принимаем равной 0,5 сек. (оперативное ускорение).

### 9.13 Описание терминала дистанционной защиты линии «АТЭЦ – Шахта 7»

Основной функцией REL-511 является дистанционная защита с отдельными измерительными элементами для различных видов замыканий, относящихся к различным зонам полного сопротивления. В основном терминал обеспечивает пять зон измерения полного сопротивления с программируемой направленностью.

Независимые измерительные элементы реализуют общий критерий наличия повреждений. Для этого используются другие сочетания измеряемых величин по сравнению с используемыми для измерения зон. Таким образом, REL-511 использует два различных критерия измерений для выявления повреждений.

Рабочие характеристики измерительных элементов являются усовершенствованными. Уставки по реактивной, а также по активной осям в прямом и обратном направлении являются независимыми друг от друга. Параметры отстройки от области полного сопротивления нагрузки также могут устанавливаться в широком диапазоне.

Четырехугольные характеристики каждой зоны с отдельным и независимым измерением каждой области действия в реактивном и активном направлениях, а также коэффициентах компенсации нулевой последовательности, обеспечивает оптимальное применение для линий любой длины, как одиночных,

так и входящих в сети сложной конфигурации. Четырехугольная характеристика обеспечивает охват активной оси при всех замыканиях с максимальным ограничением влияния нагрузки. Реактивная характеристика зоны один с компенсацией нагрузки дала возможность использовать REL-511 для защиты сильно нагруженных протяженных линий.

Максимальная токовая защита с выдержкой времени от замыкания между фазами и на землю используется в качестве резервной для дистанционной защиты. Она может использоваться постоянно или только в случаях перегорания предохранителей в цепях измерительных трансформаторов напряжения. Для этой функции используется не тот процессор обработки сигналов, который используется для дистанционной защиты, что обеспечивает местное резервирование в случаях неисправностей элементов связанных с функцией дистанционной защиты.

Основной вариант REL-511 обеспечивает трехфазное отключение. В качестве дополнительного варианта при наличии заказа может быть осуществлено пофазное отключение в случае замыкания одной фазы на землю.

Имеющаяся функция ускорения защиты при включении линии на короткое замыкание обеспечивает мгновенное трехфазное ее отключение при коротком замыкании в любой точке. Ускорение осуществляется или с помощью традиционного внешнего канала от ключа управления выключателем или с помощью внутренней дополнительной логики.

В REL-511 могут фиксироваться и в дальнейшем использоваться четыре независимых уставки параметров. Пользователь может заменить действующие уставки на фиксированные, и также изменять различные уставки в любой из групп с помощью местного интерфейса или с помощью персонального компьютера. Можно также изменить действующие уставки с помощью внешних сигналов, действующих на два входа.

ИЧМ используется в качестве информационного устройства, отображение его в логической последовательности сигнала запуска и отключения, появившихся при каждом из трех последних зафиксированных повреждений.

Более того, каждое из местных устройств, осуществляющих связь человек-машина, может выполнять функции таких измерительных приборов, как амперметры, вольтметры, варметры, ваттметры и частотомеры. Может быть выведена на дисплей фактическое состояние всех входных двоичных сигналов, а также внутренних логических сигналов. Могут быть свободно запрограммированы любые логические функции. Это также относится ко всем выходным реле. с помощью REL-511 и интерфейса человек-машина легко выполняется проверка направленности при вводе в эксплуатацию.

#### 9.14 Конструкция

Терминал защиты линий REL-511 поставляется в закрытом корпусе, имеющем обычный для АВВ внешний вид с шириной 9,5'' и высотой 6U (10''). Материнская плата смонтирована на передней панели терминала. Все остальные блоки имеют разъемную конструкцию и могут легко выниматься. Винтовые разъемы, установленные на задней панели терминала, служат для электрического подключения внешних цепей. На задней панели также может располагаться дополнительный оптический разъем, который используется для дистанционной связи.

#### Базовая конфигурация REL-511:

блок трансформатора, с четырьмя входными трансформаторами напряжений и пятью токами;

блок АЦП для девяти аналоговых сигналов;

мультипроцессорный центральный блок, который выполняет все функции измерения;

блок питания;

на передней панели блок интерфейса.

#### 9.15 Устройство резервирования отказа выключателя

Время срабатывания устройство резервирования отключения выключателя рассчитывается:

$t_{уров} = t_{откл.выкл.} + t_{возв.РЗ} + t_{ошиб.} + t_{зап.}$

где  $t_{\text{откл.выкл.}}$  – собственное время отключения выключателя ( 0,08 сек.);

$t_{\text{возв.РЗ}} = 0,06$  сек. – время возврата релейной защиты, пускающей УРОВ;

$t_{\text{ошиб}} = 0,08$  сек. – ошибки реле времени УРОВ в сторону ускорения действия;

$t_{\text{зап.}} = 0,1$  сек. – запас по времени.

$t_{\text{уров}} = t_{\text{откл.выкл.}} + t_{\text{возв.РЗ}} + t_{\text{ошиб.}} + t_{\text{зап.}} = 0,08 + 0,06 + 0,08 + 0,1 = 0,32$  сек.

## **1.10 Молниезащита и заземление подстанции «Шахта 7»**

### **10.1 Расчет заземления подстанции «Шахта 7»**

В соответствии с ПУЭ все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей.

Для выполнения заземления используют заземлители. Количество заземлителей определяется расчетом. Размещение заземлителей производится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой оборудованием. Для этой цели на территории ОРУ прокладывают заземляющие полосы вдоль рядов оборудования и в поперечном направлении, т. е. образуется заземляющая сетка, к которой присоединяется заземляемое оборудование. Заземляющее устройство должно отвечать условию  $R_3 < 0,5$  Ом или допустимому напряжению прикосновения.

Размер площади ПС «Шахта 7», используемой под заземлитель, с учетом того, что контур сетки заземлителя расположен с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя):

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) = 57 \cdot 112 = 6372 \text{ м}^2. \quad (57)$$

где  $A$  – ширина территории, занимаемой заземлителем, равная 56 м;

$B$  – длина территории, занимаемой заземлителем, равная 105 м.

Расчет заземления подстанции «Шахта 7» подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя. Горизонтальные заземлители закладываем на глубину  $h_3=0,7$  м. Вертикальные заземлители выполним из оцинкованного стального прутка диаметром  $d=12$  мм и длиной  $l_B=5$  м.

Проверим выбранные сечения горизонтальных заземляющих проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{cp} \cdot d + S_{cp} , \quad (58)$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,67 \cdot 16 + 0,67 = 33,25 \text{ мм}^2.$$

$$\text{где } S_{cp} = a_3 \cdot \ln^3 T + a_2 \cdot \ln^2 T + a_1 \cdot \ln T + a_0 . \quad (59)$$

$T$  – время использования заземлителя (20 лет), равный 240 мес.;  
 $a_3, a_2, a_1, a_0$  – коэффициенты, зависящие от свойств грунта (справочная величина).

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + (-0,00104) \cdot \ln 240 + 0,224 = 0,29 \text{ мм}^2.$$

Проверим выбранные сечения горизонтальных заземляющих проводников по условиям термической стойкости:

$$F_{Т.с.} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot t_{рз}}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{3400^2 \cdot 0,5}{400 \cdot 21}} = 95,4 \text{ мм}^2, \quad (60)$$

где  $I_{кз}$  – ток короткого замыкания, А;

$t_{рз}$  – время срабатывания релейной защиты, 0,5с;

$\beta$  – коэффициент термической стойкости (для стали  $\beta=21$ ).

Сечения материалов, выбранных для выполнения горизонтальных зазем-

лителей, превышают  $F_{Т.с.мин}$ .

Проверка сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности:

$$F_{М.п.} = \pi \cdot R^2 = 113 \text{ мм}^2, \quad (61)$$

где  $R$ - радиус провода.

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$F_{М.п.} \geq F_{кор} + F_{Т.с.} \quad (62)$$

$$113 > (F_{кор} + F_{Т.с.}) = (33,25 + 62,152) = 95,4 \text{ мм}^2.$$

Эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{эkv} = \frac{h_{1э}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}}, \quad (63)$$

где  $h_{1э} = l_B + h_3 = 5 + 0,7 = 5,7$ , м – глубина заложения заземлителя;

$\rho_1 = 50$  Ом·м,  $h_1 = 7$ , м – соответственно удельное сопротивление и толщина верхнего слоя грунта;

$\rho_2 = 23,8$  Ом·м,  $h_2 = 8$ , м – соответственно удельное сопротивление и толщина нижнего слоя грунта.

$$\rho_{эkv} = \frac{5,7}{\frac{8}{23,8} + \frac{7}{50}} = 15,263 \text{ Ом} \cdot \text{м}. \quad (64)$$

Определение общей длины полос сетки горизонтального заземлителя:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{a_{\Gamma}} = \frac{2 \cdot 6384}{6} = 2124 \text{ м}, \quad (65)$$

где  $a_{\Gamma}$  – расстояние между полосами сетки равное 6 м.

Число ячеек по стороне А:  $m_A = \frac{108}{6} = 18$ , принимаем  $m_A = 18$  ячеек.

Число ячеек по стороне Б:  $m_B = \frac{59}{6} = 9,8$ , принимаем  $m_B = 10$  ячеек.

Уточнение длины горизонтальных полос квадратичной модели со стороны  $\sqrt{S} = 79,9$  м. Тогда получим, что число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{2124}{2 \cdot 79,9} - 1 = 44. \quad (66)$$

Принимаем  $m = 44$ .

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L_{\Gamma, \text{расч}} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot 79,9 \cdot (44 + 1) = 2237 \text{ м}. \quad (67)$$

Определение количества вертикальных электродов:

$$n_{\text{в.}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{\frac{a_{\text{в.}}}{l_{\text{в.}}} \cdot l_{\text{в.}}}, \quad (68)$$

где  $a_{\text{в.}}$  – расстояние между вертикальными электродами, равная 6 м,

$l_{\text{в.}}$  – длина вертикальных электродов, равная 5 м.

$$n_{\text{в.}} = \frac{4 \cdot 79,9}{\frac{6}{5} \cdot 5} = 26,6.$$

Принимаем на ПС «Шахта 7»  $n_{\text{в.}} = 27$  электрода.

Стационарное сопротивление заземлителя, выполненного в виде сетки с вертикальными электродами:

$$R_{\text{ст.}} = \rho_{\text{экв}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_r + n_{\text{в.}} \cdot l_{\text{в}}} \right) \quad (69)$$

где  $A$  – параметр зависящий от соотношения  $l_{\text{в}}/\sqrt{S_1}$  [3]:

$$l_{\text{в}}/\sqrt{S} = \frac{5}{79,9} = 0,062 \text{ следовательно } A = 0,4.$$

$$R_{\text{ст.}} = 52,615 \cdot \left( \frac{0,4}{79,9} + \frac{1}{2237 + 53 \cdot 5} \right) = 0,07 \text{ Ом.}$$

Определение импульсного сопротивления заземлителя. Для этого рассчитаем импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_{\text{м}} + 45)}}, \quad (70)$$

где  $I_{\text{м}}$  – ток молнии, кА.

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 79,9}{(52,615 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 0,189$$

Импульсное сопротивление найдем по формуле:

$$R_{\text{и}} = R_{\text{ст}} \cdot \alpha_{\text{и}}, \quad (71)$$

$$R_{\text{и.1}} = 0,169 \cdot 0,83 = 0,13 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя ОРУ-110 кВ не более 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ. Контур заземления подстанции «Шахта 7» приведен на листе 8 графической части дипломного проекта.

### 10.3 Расчет молниезащиты подстанции «Шахта 7».

Методика выбора системы молниеотводов основана на понятии зоны защиты, под которой подразумевается некоторое пространство в окрестности молниеотводов, внутри которого любое сооружение защищено от прорывов молнии с надежностью, не ниже заданной. Наименьшую надежность защиты объект будет иметь, если его внешняя поверхность повторяет поверхность границы зоны защиты. При размещении объекта в глубине зоны надежность его защиты повышается. Нормируется два типа зон: зона защиты типа А обладает надежностью не ниже 0,995 для рабочего напряжения 0,4 – 500 кВ, зона защиты типа Б с надежностью не ниже 0,95 для рабочего напряжения 750 – 1150 кВ. Для защиты от прямых ударов молнии применяются тросовые и стержневые молниеотводы.

Территория проектируемых подстанций должна быть защищена от прямых ударов молнии. Расчет молниезащиты зданий и сооружений заключается в определении границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии.

Защита подстанции «Шахта 7» от прямого удара молнии осуществляется шестью молниеотводами (система многократных молниеотводов), установленными на отдельно стоящих конструкциях.

Высоту молниеотводов принимаем одинаковой высоты  $h = 21$  м.

Эффективная высота молниеотводов определяется по формуле:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (72)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 21 = 17,85 \text{ м},$$

где  $h$  – высота молниеотводов, м.

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h. \quad (73)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 21) \cdot 21 = 22,2 \text{ м.}$$

Радиус внешней зоны при условии  $h < L < 2 \cdot h$ ,  $r_0 = r_{c0} = 22,2$  м.

Наименьшая высота внутренней зоны защиты в середине между молниеотводами:

$$h_{CF} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h). \quad (74)$$

Расстояние между молниеотводами 1 и 2, 2 и 3, 4 и 5, 5 и 6, равны  $L_{12} = 32$  м.

$$h_{CF12} = 18,7 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 21) \cdot (32 - 21) = 15,9 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте равной высоте защищаемого объекта  $h_x$  (защищаемый объект линейный портал  $h_x = 11$  м):

$$r_{CX} = r_{c0} \cdot \left( \frac{h_{CF} - h_x}{h_{CF}} \right). \quad (75)$$

$$r_{CX12} = 22,2 \cdot \left( \frac{15,9 - 11}{15,9} \right) = 6,857 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте равной высоте защищаемого объекта возле молниеотвода:

$$r_x = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right). \quad (76)$$

$$r_{x12} = 22,2 \cdot \left(1 - \frac{11}{17,85}\right) = 8,526 \text{ м.}$$

Расстояние между молниеотводами 3 и 4, 1 и 6 равны  $L_{34} = 28 \text{ м.}$

$$h_{CF34} = 23 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 27) \cdot (42 - 27) = 16,6 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте равной высоте защищаемого объекта  $h_x$  (защищаемый объект линейный портал  $h_x = 11 \text{ м}$ ):

$$r_{CX34} = 28,2 \cdot \left(\frac{20,2 - 9,5}{20,2}\right) = 7,509 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте равной высоте защищаемого объекта возле молниеотвода:

$$r_{X34} = 28,2 \cdot \left(1 - \frac{9,5}{23}\right) = 8,526 \text{ м.}$$

Как видно по плану система молниеотводов образована многократными стержневыми молниеотводами одинаковой высоты  $h = 21$ . На уровне земли территория подстанции «Шахта 7» полностью защищена от прямых ударов молнии, на высоте 11 метров все элементы на подстанции находятся внутри соответствующих зон защиты.

## 2 ОРГАНИЗАЦИОННО – ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Целью данного дипломного проекта является расчет эффективности инвестиций в реконструируемую подстанцию «Шахта 7», включающую в себя реконструкцию ВЛ «АТЭЦ – Шахта 7».

Для расчёта экономической эффективности инвестиций в дипломном проекте необходимо рассчитать себестоимость передачи электроэнергии по проектируемой сети, рассчитать полезный отпуск электроэнергии, выполнить анализ методов определения экономической эффективности инвестиций, рассчитать срок окупаемости, выполнить бизнес планирование проекта.

Для этого мы рассчитываем затраты на реализацию проекта, определяем источники инвестиций и жизненный цикл объекта. В результате производим расчёт экономической эффективности инвестиций, с помощью которого делаем выводы об экономической целесообразности инвестиционного проекта.

### 2.1 Устанавливаемое оборудование

При проектировании ПС «Шахта 7» предполагается установка оборудования, перечень и цены которого приведены в таблице .

Таблица 21 – Перечень и цены оборудования, устанавливаемого на ОРУ «Шахта 7»

Оборудование	Марка	Количество, шт.	Цена 1 шт., тыс. руб. (цены на 2000 г.)
1	2	3	4
Трансформатор	ТДН 25000/110	2	7100 (комплект 3 фазы)
Выключатель	ВГТ-110-40/3150У1	3	7300

Проектирование воздушной линии 110 кВ «АТЭЦ – Шахта 7» [8].

Таблица 22 – Параметры КЛ 110 кВ

КЛ	Марка кабеля	Длина линии, км	Цена на 1 км. ли- нии, тыс.руб. (цены на 2018 г.), для 1 цепи
1	2	3	5
АТЭЦ – Шахта 7	ПвП2Г 1х240– 95/110	14	1170

## 2.2 Капитальные вложения

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они используются на строительные-монтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т.д.)

Для электрических сетей:

$$K = K_{КЛΣ} + K_{ПСΣ} , \quad (77)$$

где  $K_{КЛΣ}$  - капиталовложение на сооружение кабельных линий, *тыс.руб*;

$K_{ПС}$  - капиталовложение на строительство подстанций, *тыс.руб*.

### 2.1 Расчет капиталовложений на сооружение КЛЭП

В капитальные вложения на сооружение линий входят: затраты на изыскательные работы, подготовку трассы (определение собственника, отвод земли и т. д.), затраты на приобретение кабеля, транспортировку, монтаж.

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

Стоимость строительства 1 км КЛ зависит от вида грунта, от сечения кабеля, от числа цепей в линии и от вида прокладки (в коллекторе, в земле).

Капиталовложение на сооружение кабельных линий определяются:

$$K_{КЛ} = \left[ \left( L_{АТЭЦ - Шахта} \cdot k_{УД110} \right) \cdot K_p \cdot K_{инф} \right] \cdot K_{КОР}, \quad (78)$$

где  $K_{инф} = 3,94$  – коэффициент инфляции по Приморскому краю;

$k_{УД}$  – удельная стоимость 1 км кабельной линии, в зависимости от сечения;

$K_p = 1,5$  – районный коэффициент

В зависимости от напряжения разобьем формулу на две составляющие:

$$K_{КЛ} = (14 \cdot 1170) \cdot 3,94 \cdot 1,5 = 96805,8 \text{ тыс. руб.}$$

## 2.1 Расчет капиталовложений на строительство ПС

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

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

Капиталовложения на строительство подстанций определяются:

$$K_{ПС} = (K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{ПС.ПОСТ}) K_p \cdot K_{инф}, \quad (79)$$

где  $S_{ПС}$  – площадь подстанции;

$K_p = 1,5$  – районный коэффициент [8];

Капитальные затраты на ОРУ.

Стоимость ОРУ зависит от его типа и уровня напряжения.

Капитальные затраты на ОРУ (количество элегазовых выключателей зависит от принятой схемы распределительного устройства на ПС) будут определяться по формуле:

$$K_{ОРУ} = \sum C_{ВЫК.i} \cdot n_{ВЫК}, \quad (80)$$

где  $n_{ВЫК}$  - суммарное количество выключателей в схеме;

$C_{ВЫК.i}$  - цена одного выключателя.

$$K_{ОРУ} = 7300 \cdot 3 = 21900 \text{ тыс.руб.}$$

Капитальные затраты на силовые трансформаторы.

Стоимость силового трансформатора зависит от его типа и мощности, а также уровня номинального напряжения. Капитальные затраты на силовые трансформаторы будут определяться по формуле:

$$K_{ТР} = \sum C_{ТРi} \cdot n_{ТР}, \quad (81)$$

где  $C_{ТРi}$  - цена одного трансформатора;

$n_{ТР}$  – количество силовых трансформаторов;

$$K_{ТР} = 5500 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения на строительство подстанции «Шахта 7 110 кВ» определяются, тыс. руб.:

$$K_{ПС} = \left[ \left[ (21900 + 5500 + 9500) \right] \cdot 1,5 \cdot 3,94 \right] = 182100.$$

Суммарные капиталовложения, тыс.руб.:

$$K_{\Sigma} = K_{ПС} + K_{КЛ} = 182100 + 96810 = 279200$$

### 2.3 Расчет амортизационных отчислений

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукты или работу (услуги). Цель амортизации – накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции; для *i*-го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле:

$$И_{ам} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{ам,i}, \quad (82)$$

где  $\alpha_{ам,i}$  - ежегодные нормы отчислений на амортизацию для *i*-го года основных средств.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{ам,i} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (83)$$

где  $T_{сл}$  - срок службы соответствующего оборудования, или амортизационный период;  $T_{сл} = 20$  лет, для элегазового  $T_{сл} = 30$ .

Определяем ежегодные издержки на амортизацию:

$$И_A = \frac{K_{ПС}}{T_{сл}} + \frac{K_{ВЛ}}{T_{сл}} = \frac{1,934 \cdot 10^5}{30} + \frac{8,2929 \cdot 10^5}{20} = 10909,9 \text{ тыс.руб.}$$

### 2.4 Расчет эксплуатационных затрат

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и

передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания, а также unplanned (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования.

Эксплуатационные издержки вычисляются по формуле:

$$I = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W}, \quad (84)$$

где  $I_{P.O.}$  – издержки на ремонт и эксплуатацию электрооборудования;

$I_A$  – ежегодные издержки на амортизацию;

$I_{\Delta W}$  – стоимость потерь электроэнергии в сети.

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формулам:

$$I_{P.O.} = I_{P.O.VL} + I_{P.O.PC} = \alpha_{P.O.VL} \cdot K_{VL} + \alpha_{P.O.PC} \cdot K_{PC}, \quad (85)$$

где  $\alpha_{P.O.KL} = 0,65 \%$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт КЛ [8];

$\alpha_{P.O.PC}$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций ( $\alpha_{P.O.PC} = 3,7\%$ ).

Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (86)$$

где  $\Delta W$  – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W} = 0,0021$  руб/(МВт·ч) – удельная стоимость потерь электроэнергии.

Потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{КЛ}} + \Delta W_{\text{ПС}} + \Delta W_{\text{КУ}}, \quad (87)$$

где  $\Delta W_{\text{КЛ}}$  – потери мощности в КЛ (нагрузочные и условно-постоянные);

$\Delta W_{\text{ПС}}$  – потери мощности в трансформаторах (нагрузочные и условно-постоянные);

$\Delta W_{\text{КУ}}$  – потери в КУ.

Нагрузочные потери электроэнергии в КЛ вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{\text{КЛ}} = \frac{P_{\text{ЭФ.з}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.з}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{КЛ}} \cdot T_{\text{з}} + \frac{P_{\text{ЭФ.л}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.л}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{КЛ}} \cdot T_{\text{л}} \quad (88)$$

Потери электроэнергии в трансформаторах (нагрузочные и условно-постоянные – потери ХХ) вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{TP} = \frac{P_{\text{ЭФ.З}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.З}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{TP} \cdot T_3 + \frac{P_{\text{ЭФ.Л}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.Л}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{TP} \cdot T_L + \Delta P_{XX} \cdot T_G \quad (89)$$

где  $P_{\text{ЭФ.З}}$ ,  $P_{\text{ЭФ.Л}}$ ,  $Q_{\text{неск.ЭФ.З}}$ ,  $Q_{\text{неск.ЭФ.Л}}$  – значения эффективной активной и некомпенсированной реактивной нагрузки подстанции зимой и летом;

$R_{TP}$  – активное сопротивление трансформатора;

$\Delta P_{XX}$  – потери мощности холостого хода трансформатора.

Потери в КУ вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{KY} = \sqrt{3} \cdot \Delta W_{KY} \cdot Q_{KY}, \quad (90)$$

где  $\Delta W_{KY}$  – удельные потери в батареях конденсаторов;

$$\Delta W_{KY} = 0,005 \text{ МВт/МВар};$$

$$I_{P.O.} = \alpha_{P.O.KL} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{P.O.ПС} \cdot K_{ПС} = 0,037 \cdot 8,2929 \cdot 10^5 + 0,065 \cdot 1,934 \cdot 10^5 = 7494.$$

Находим потери электроэнергии в трансформаторах проектируемой подстанции «Шахта 7 110 кВ» (расчет представлен в приложении А) МВт·ч по формуле:

$$\Delta W_{TP} = \frac{P_{\text{ЭФ.З}}^2 + Q_{\text{неск.З}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{R_{TP}}{2} \cdot T_3 + \frac{P_{\text{ЭФ.Л}}^2 + Q_{\text{неск.Л}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{R_{TP}}{2} \cdot T_L + 2 \cdot \Delta P_{XX} \cdot T_G; \quad (91)$$

$$\Delta W_{TP} = 26378,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Находим суммарные потери электроэнергии в схеме, МВт·ч по формуле:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{ЛЭП\Sigma} + \Delta W_{ТП\Sigma} + \Delta W_{KV}; \quad (92)$$

$$\Delta W_{\Sigma} = 29130,4 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети следующим образом:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W} \quad (93)$$

$$I_{\Delta W} = 29,23 \cdot 0,0021 = 61410 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W} \quad (94)$$

$$I = 7,83 \cdot 10^3 + 2,792 \cdot 10^4 + 61,61 = 79817,341 \text{ тыс. руб.}$$

## **2.5 Расчет затрат на оплату труда эксплуатационного, ремонтного и оперативного персонала**

### **5.1 Расчет численности производственного персонала участка сетевого района**

Расчет численности персонала производим согласно Руководящим документам; в данной работе использовались «Нормативы численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей».

К числу рабочих относят персонал, занятый непосредственно ремонтом, эксплуатацией и обслуживанием электроустановок и электрического оборудования.

Инженерно-технические работники – это работники, занимающиеся организацией проведения ремонтно-эксплуатационных работ, а также информационно-техническим обслуживанием предприятия.

К функциям административно-управленческого персонала можно отнести, непосредственное управление организацией (заключение договоров, составление приказов по предприятию и т.д.), подбор персонала, и т.д. К числу рабочих относят персонал, занятый непосредственно ремонтом, в данной работе использовались «Нормативы численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей». в данной работе использовались «Нормативы численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей». эксплуатацией и обслуживанием электроустановок и электрического оборудования.

Таблица 23 – Определение численности рабочих

Показатель	Ед. измерения	Кол-во ед.	Нормативная численность	Всего
1	2	3	4	5
ПС 110 кВ	ед.	1	2,6	2,6
Силовой трансформатор 110 кВ	ед.	2	2,6	0,052
110 кВ: Присоединения с элегазовыми выключателями	ед.	3	15	0,45
10 кВ: Присоединения	ед.	3	5,5	0,165
Рабочие по исп. изоляции	–	–	4	0,0436
Рабочие по ремонту и тех. обслуживанию СДТУ	–	–	1	0,0109

1	2	3	4	5
Рабочие по эксплуатации АСУ	–	–	1	0,01
Рабочие по уборке помещений	–	–	3	0,3
Число работников по эксплуатации РЗ и А	–	–	6	0,0654
Итого	7 человек			

Таблица 24 – Определение численности инженерно-технических работников

Подразделение (отдел)	Должность	Численность, чел
1	2	3
Оперативное, ТО и ремонт подстанций	инженер	1
Ремонт и ТО п/ст	мастер (старший мастер)	1
ТО и ремонт КЛ	мастер (старший мастер)	1
Испытание изоляции и защита от перенапряжений	инженер	0,3
ТО и ремонт ДУ и ТУ	инженер	0,2
Внедрение и эксплуатация средств АСУ	инженер	0,2
Ремонт строительной части подстанций и производственных	мастер (старший мастер)	0,1

Таблица 25 – Определение численности административно-управленческого персонала (АУП)

Функция управления	Численность, чел
Общее руководство	0,5
Производственно техническая деятельность	0,2
Обеспечение надежности ТБ и охраны труда	0,5
Общее делопроизводство	0,5
Внедрение и эксплуатация средств АСУ	0,2
Итого	2 человека

## 5.2. Расчет заработной платы

Оплата труда на энергетических предприятиях, как и на промышленных, основывается на следующих основных системах: для рабочих-ремонтников сдельная и аккордная (единовременная за выполненную работу); для рабочих эксплуатационников – повременная (преимущественно повременно-премиальная); для служащих, ИТР и административно-управленческого аппарата - повременная, повременно-премиальная или аккордная.

Поскольку реальные данные о заработной плате по предприятию отсутствуют, то необходимо воспользоваться статистической отчетностью федеральных организаций статистики.

Затраты на оплату труда определяется как произведение средней заработной платы на предприятии региона расположения электрической сети на нормативную численность персонала. Учитывая, что средняя заработная плата зависит от многих факторов и постоянно меняется, то целесообразно затраты на оплату труда увязывать с месячной тарифной ставкой работников, занятых на эксплуатации, ремонте и строительстве объектов электроэнергетической промышленности. Она принимается по отраслевому тарифному соглашению, действующему на момент расчета.

Исходя из выше сказанного, фонд оплаты труда в год определяется следующим образом:

$$\Phi ЗП_{год} = 12 \cdot N \cdot ЗП_{см} \quad (95)$$

где  $N$  – численность персонала предприятия;

$ЗП_{см}$  – средняя месячная зарплата на май 2013 года – 29,440 тыс.руб [3].

Рассчитаем фонд заработной платы:

$$\Phi ЗП_{год \Sigma} = 12 \cdot 12 \cdot 29,44 = 4239,4 \text{ тыс.руб.}$$

## **2.6 Расчет налога на социальные нужды и медицинское страхование**

Налог на социальные нужды и медицинское страхование — налог, зачисляемый в Федеральный бюджет и государственные внебюджетные фонды — Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования РФ.

Для исчисления налога на социальные нужды, медицинское страхование и взноса на обязательное пенсионное страхование объектом налогообложения для работодателей являются:

- выплаты по трудовым договорам;
- вознаграждения в пользу физических лиц по гражданско-правовым договорам, предметом которых является выполнение работ, оказание услуг, а также по авторским договорам;

Согласно Ст. 12 «Тарифы страховых взносов» величина страховых взносов в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования составляет 30 %, из них:

- 1) пенсионный фонд Российской Федерации – 22 процента;
- 2) фонд социального страхования Российской Федерации – 2,9 процента;

3) федеральный фонд обязательного медицинского страхования - с 1 января 2012 года – 5,1 процента [2].

$$CBЗ = \PhiЗП_{год} \cdot \alpha_{НСМС}; \quad (96)$$

$$CBЗ = 4239,4 \cdot 0,3 = 1271,84 \text{ тыс.руб.}$$

## 2.7 Расчет прочих затрат

Прочие расходы в общем случае принято принимать равными 30% от суммы общих издержек, фонда заработной платы и налога на социальные и медицинские нужды. Согласно этому формула для прочих затрат имеет вид.

$$I_{проч} = 0,3 \cdot \left( I + \PhiЗП_{год} \Sigma \right); \quad (96)$$

$$I_{проч} = 0,3 \cdot (4239,4 + 83261,9) = 25220,39 \text{ тыс.руб.}$$

## 3.8 Определение себестоимости (потери, передачи, обслуживание электрической сети)

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (97)$$

где  $W$  – суммарное электропотребление за год с учетом потерь;

$I$  – издержки;

$C$  – себестоимость.

Определяем суммарную электроэнергию, переданную потребителю:

$$W = P_{ср.лет.} \cdot T_{лет} + P_{ср.зим.} \cdot T_{зим}, \quad (98)$$

где – средняя нагрузка потребляемая в летний период, МВт;

$P_{ср.зим.}$  – средняя нагрузка потребляемая в зимнее период, МВт;

$T_{лет}$  – число часов летного периода, час;

$T_{зим}$  – число часов зимнего периода, час;

Средние нагрузки летнего и зимнего периода года берем из основной части дипломного проекта:

$$P_{ср.лет.} = 28,4 \text{ МВт};$$

$$P_{ср.зим.} = 30,1 \text{ МВт}.$$

Принимаем, что зимний период насчитывает 4800 часов, а летний в свою очередь 3960 часов.

В результате подстановки всех известных значений в формулу 22 имеем:

$$W = (37,6 \cdot 3960 + 44 \cdot 4800) \cdot 10^3 = 2.549 \cdot 10^8 \text{ Вт} \cdot \text{ч}.$$

Общее значение годовых затрат определяется по формуле:

$$I_{\Sigma} = I_{ам} + I_{ЭР} + I_{\Delta W} + \Phi ЗП_{год\Sigma} + СВз + I_{проч}; \quad (99)$$

$$I_{\Sigma} = 13818,6 + 7832 + 61,61 + 4239,8 + 1271,84 + 26250,39 = 110500 \text{ тыс.руб./год}.$$

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии согласно формуле будет равна:

$$C = \frac{110500}{2.549 \cdot 10^8} = 0,434 \text{ тыс.руб} / (\text{кВт} \cdot \text{ч})$$

Себестоимость 1 кВт·ч. электроэнергии, относимая на содержание электрической сети организации определяется по формуле:

$$C_{пер} = \frac{(I_{год} - I_{\Delta W})}{W}; \quad (100)$$

$$C_{nep} = \frac{(1105000 - 61410)}{2.549 \cdot 10^8} = 0,193 \text{ тыс.руб} / (\text{кВт} \cdot \text{ч})$$

## 2.9 Расчет экономической эффективности проекта

Основным показателем экономической эффективности проекта является простой срок окупаемости. Простой срок окупаемости представляет собой период, в течении 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.

$$\sum_{t=0}^{t=t_c} K_t = \sum_{t=T_n}^{T_p} [O_{pt} - (I_t + H_t)] = \sum_{t=T_n}^{T_{ок.н}} (\Pi_{чt} + I_{амt}), \quad (101)$$

где  $t_c$  – срок завершения инвестиций;

$T_n$  – момент начала производства;

$I_{ам}$  – амортизационные отчисления;

$H$  – ежегодные отчисления налога на прибыль;

$I_t$  – суммарные эксплуатационные издержки, без учёта амортизационных отчислений;

$\Pi_{ч}$  – чистая прибыль от реализации;

$O_{pt}$  – объем продаж;

$T_p$  – расчетный период;

$T_{окП}$  – простой срок окупаемости.

Ниже по формуле находим величину  $T_{окП}$ , обеспечивающую равенство левой и правой частей формулы. При равномерном поступлении чистого дохода срок окупаемости можно определить по формуле.

$$T_{окП} = \frac{K}{\Pi_{ч} + I_{ам}} ; \quad (102)$$

$$T_{окП} = \frac{1359000}{438035,2 + 13818,6} = 2,3 \text{ года} . \quad (103)$$

Существенный недостаток этого метода заключается в том, 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 относится к интегральным (динамическим) критериям оценки экономической эффективности инвестиций и оперирует с показателями работы проектируемых объектов по годам расчетного периода с учетом фактора времени. В этом методе расходы и доходы, разнесенные во времени, приводятся к одному (базовому) моменту времени, за который обычно применяют дату начала реализации проекта, дату начала реализации проекта, дату начала производственной деятельности или условную дату, близкую ко времени проведения расчетов эффективности проекта. Процедура проведения разновременных платежей к базовой дате называется дисконтированием, а получаемая величина - дисконтированной стоимостью.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированным чистого потока платежей  $\mathcal{E}_t$ , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования).

При вычислениях учитывались следующие моменты:

– Капиталовложения в проект производятся в пять этапов, динамика которых отображается соотношением 10%,20%,40%,20%,10%.

– Поэтапный выход объекта на номинальную мощность

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t = \Pi_{ct} + I_{amt} - K_t; \quad (104)$$

$$\mathcal{E}_{t_0} = 0 + 0 - 27920 = -27920 \text{ тыс.руб};$$

$$\mathcal{E}_{t_1} = -58594,97 + 10909,6 - 55840 = -103524,40 \text{ тыс.руб};$$

$$\mathcal{E}_{t_2} = -24886,32 + 10909,6 - 111680 = -125656,01 \text{ тыс.руб};$$

$$\mathcal{E}_{t_3} = 8821,6 + 10909,6 - 55840 = -36108,5 \text{ тыс.руб},$$

$$\mathcal{E}_{t_4} = 109945,83 + 10909,6 - 27920 = 92935,5 \text{ тыс.руб},$$

где  $K_t$  – величина инвестиций в год  $t$ ;

В формулы (25), (26), (27) входит такое слагаемое, как чистая прибыль  $\Pi_{ч}$ , которая определяется по формуле

$$\Pi_{ct} = \Pi_{ст} - H_t; \quad (105)$$

$$\Pi_{ct_0} = 0 - 0 = 0 \text{ тыс.руб};$$

$$\Pi_{ct_1} = -77097,8 + 18503,99 = -58594,3 \text{ тыс.руб};$$

$$\Pi_{ct_2} = -32745,93 + 7858,84 = -24886,38 \text{ тыс.руб};$$

$$\Pi_{ct_3} = 11607,82 - 2785,07 = 8821,64 \text{ тыс.руб};$$

$$\Pi_{ct_4} = 144665,51 - 34719,68 = 109945,83 \text{ тыс.руб},$$

где  $\Pi_{ст}$  – прибыль от реализации.

Размер налога на прибыль равна 24% от суммы, полученной в результате реализации электроэнергии :

$$H_t = 0,24 \cdot \Pi_{ct}; \quad (106)$$

$$H_{t0} = 0,24 \cdot 0 = 0 \text{ тыс.руб};$$

$$H_{t1} = 0,24 \cdot (-77097,96) = -18503,99 \text{ тыс.руб};$$

$$H_{t2} = 0,24 \cdot -32745,93 = -7858,54 \text{ тыс.руб};$$

$$H_{t3} = 0,24 \cdot 100262,82 = 2775,7 \text{ тыс.руб};$$

$$H_{t4} = 0,24 \cdot 287819,51 = 34719,6 \text{ тыс.руб}.$$

Прибыль от реализации в свою очередь определяется как:

$$\Pi_{ct} = O_{pt} - I_t - I_{amt}; \quad (107)$$

$$\Pi_{ct0} = 0 - 0 - 0 = 0 \text{ тыс.руб};$$

$$\Pi_{ct1} = 62518,896 - 59367,26 - 27926,6 = -77097,96 \text{ тыс.руб};$$

$$\Pi_{ct2} = 125073,792 - 59367,26 - 27926,6 = -32745,93 \text{ тыс.руб};$$

$$\Pi_{ct3} = 187556,688 - 59367,26 - 27926,6 = 11607,82 \text{ тыс.руб}.$$

Выручка от реализации рассчитывается по формуле

$$O_{pt} = W_t \cdot C_{map}; \quad (108)$$

$$O_{pt0} = 0 \cdot 0,00174 = 0 \text{ тыс.руб};$$

$$O_{pt1} = 35930400 \cdot 0,00174 = 44352,896 \text{ тыс.руб};$$

$$O_{pt2} = 71860800 \cdot 0,00174 = 88705,792 \text{ тыс.руб};$$

$$O_{пр3} = 107791200 \cdot 0,00174 = 133057,9 \text{ тыс.руб.}$$

Аналогичным образом рассчитываем все выше приведённые параметры на каждый год реализации проекта. Данный расчёт произведён в программе Microsoft Excel.

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД), или чистая текущая стоимость, определяемая следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=T_n}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot (1+D)^{-t}, \quad (109)$$

$$\text{где } D = 1 + d^i = \frac{1 + E / 100}{1 + i / 100};$$

$E = 31\%$  – норматив дисконтирования;

$i = 5\%$  – темп инфляции.

$$\text{ЧДД}_1 = -216902,37 \cdot (1 + 0,31)^{-1} = -27920,3 \text{ тыс.руб.};$$

$$\text{ЧДД}_2 = -395388,012 \cdot (1 + 0,31)^{-2} = -79026,818 \text{ тыс.руб.};$$

$$\text{ЧДД}_3 = -121873,65 \cdot (1 + 0,31)^{-3} = -73222,55 \text{ тыс.руб.};$$

$$\text{ЧДД}_4 = 133699 \cdot (1 + 0,13)^{-4} = -31557,96 \text{ тыс.руб.}$$

Критерием финансовой эффективности инвестиций в ИП является условие:  $\text{ЧДД} > 0$ ; тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования (или средней стоимости капитала).

Доходность (рентабельность, прибыльность) инвестиций – отношение чистого дисконтированного дохода (ЧДД) к дисконтированной величине инвестиций ( $K_d$ ):

$$R_{ен} = \frac{ЧДД}{K_{\delta}} ; \quad (110)$$

$$K_{\delta} = \sum_{t=T_n}^{T_p} K_t \cdot (1+E)^{-t} . \quad (111)$$

Согласно значений представленных в приложении Б имеем

$$R_{ент} = \frac{1051307,947}{2125178,6} = 0,377$$

Для большей наглядности представим график отражающий динамику изменения ЧДД по годам реализации проекта. На рисунке представлен этот график.

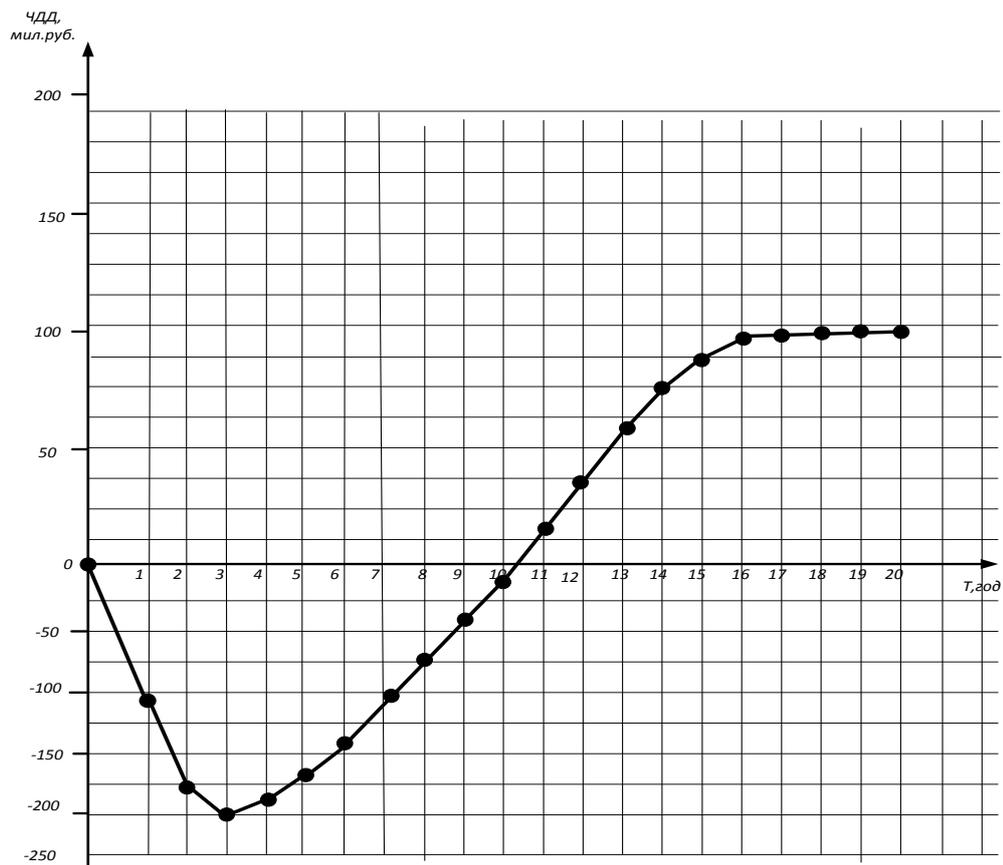


Рисунок 9 – Динамика изменения ЧДД

В данной части дипломного проекта была проведена оценка экономической эффективности проекта, в связи с реконструкцией линии 110 кВ «Артёмовская ТЭЦ – Шахта 7» и проектированием подстанции «Шахта 7» напряжением 110/6 кВ.

В ходе оценки экономической эффективности проекта были определены суммарные капиталовложения на реконструкцию ВЛ 110 кВ «Артёмовская ТЭЦ – Шахта 7» проектирование КЛ 110 кВ «Артёмовская ТЭЦ – Шахта 7» и установку оборудования на ПС «Шахта 7», были рассчитаны амортизационные отчисления, эксплуатационные затраты, размер страховых взносов, фонд заработной платы. Рассчитали себестоимость передачи электроэнергии, себестоимость на содержание электрических сетей и продажи электроэнергии потребителю. Определили экономическую эффективность проекта и его финансовую состоятельность.

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии составила 0.434 руб./кВт·ч.

Капитальные вложения составили 279200 тыс. руб.

### 3 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данном дипломном проекте рассматривается реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ с источником питания Артемовская ТЭЦ в Приморском крае.

Для проектируемых объектов ВЛ 110 кВ ПС «Шахта 7» - «АТЭЦ» и ПС «Шахта 7» необходимо рассмотреть вопросы безопасности и экологичности. В данном разделе рассмотрим следующие вопросы:

- вопрос обеспечение безопасности при реконструкции воздушной линии ВЛ 110 кВ ПС «Шахта 7» - «АТЭЦ», а также при реконструкции открытого распределительного устройства 110 кВ ПС «Шахта 7»;

- вопрос экологичности, связанный с влиянием проектируемых объектов на окружающую среду, людей и животных, находящихся в непосредственной близости от них;

- возникновения и развития чрезвычайных ситуаций, которые могут появиться при реконструкции оборудования и воздействиях внешних сил;

- вопросы защиты людей и окружающей среды, подверженных влиянию от проектируемых объектов электросетевого хозяйства

#### **3.1 Безопасность**

3.1 Требования к персоналу, выполняющему работы по реконструкции ВЛ 110 кВ и на ПС «Шахта 7»

Работникам, выполняющим работы на ВЛ 110 кВ и на ПС «Шахта 7» предъявляются следующие требования: [11]

- работники электромонтажных организаций периодически должны проходить медицинское освидетельствование;

- перед началом электромонтажных работ на территории ВЛ или подстанции с рабочими необходимо провести инструктаж по общим правилам ТБ и особым условиям работы. По окончании инструктажа лицо, проводившее его,

делает запись в “Журнале регистрации инструктажа по технике безопасности на рабочем месте”.

- административно-технический персонал, бригадиры и члены бригады должны обеспечивать высокую трудовую дисциплину в бригаде (звене), соблюдать требования правил внутреннего трудового распорядка, правил техники безопасности и выполнять указания, полученные при инструктажах;

- лица, нарушившие требования правил техники безопасности несут персональную ответственность в дисциплинарном, административном или уголовном порядке;

- нахождение посторонних лиц, а также работников в нетрезвом состоянии на территории монтажной площадки запрещается;

- электромонтажные работы на территории ПС разрешается производить лицам не моложе восемнадцати лет, которые прошли:

  - вводный инструктаж;

  - первичный инструктаж;

  - бучение безопасным методам труда

  - проверку знаний с получением соответствующей группы по электробезопасности;

Согласно типовых отраслевых норм, персонал выполняющие электро-монтажные работы, обеспечивается спецодеждой и обувью, индивидуальными средствами защиты соответствующих характеру и условию работы.

Лица, находящиеся на объектах строительно-монтажных работ, используют средства индивидуальной защиты (каска, страховочные пояса и т.п.). Работник не выполняющий эти инструкции отстраняется от работы.

Запрещается пользоваться средствами защиты, имеющими явные признаки снижения их работоспособности.

Все работы со стальными тросами должны выполняться в рукавицах.

На каждом объекте монтажа КЛ 110 кВ должны быть аптечка с медикаментами и другие средства для оказания доврачебной помощи пострадавшим от поражения электрическим током и при других несчастных случаях.

Все работающие на монтажной площадке должны быть обеспечены питьевой водой в соответствии с санитарными требованиями.

## 1.2 Безопасность при реконструкции кабельной линии электропередачи 110 кВ

Безопасность при реконструкции кабельной линии электропередачи 110 кВ рассматривается согласно правил.

На участке, где выполняются работы по монтажу кабельной линии электропередачи 110 кВ, опасные для окружающих, следует вывешивать предупредительные плакаты, устанавливать ограждения, назначать дежурных. Все рабочие места на строительной площадке должны быть в темное время достаточно освещены.

Все монтажные работы вблизи токоведущих частей (действующие ВЛ, проходящие вблизи строящейся линии) должны производиться при снятом напряжении.

Работы по монтажу кабельной линии электропередачи связаны с подъемом людей и материалов на значительную высоту, с применением грузоподъемных машин и механизмов, а также приспособлений, облегчающих труд рабочих-монтажников, также должны обеспечивать безопасные условия работы. Отсюда возникает опасность травмирования в случаях падения с конструкций опор, ушибов и ранений, а также не исключено поражение током молнии при работе во время грозы или наведенным напряжением от соседних ВЛ.

Как правило, подъем и опускание одностоечных опор ВЛ производится с помощью стреловых грузоподъемных кранов.

Электромонтажники обучены сигналам, согласно которым регулируется подъем грузов на высоту или его опускание. При подъеме на стальные опоры при отсутствии вышки или подъемника допускается применение лестниц, которые должны быть надежными и устойчивыми.

Во избежание ушибов и ранений в результате падения с высоты каких-либо деталей или инструментов запрещается находиться под опорой, люлькой подъемника или корзиной вышки во время производства работы, а также не

разрешается сбрасывать какие-либо предметы с высоты опоры. При подъеме на опору тяжелых деталей оборудования необходимо пользоваться специальной веревкой, перекинутой через блок, при этом подъем груза производит рабочий, стоящий внизу и находящийся несколько в стороне от поднимаемого предмета.

При раскатке голого провода с барабана во избежание ранения рук необходимо надевать брезентовые рукавицы.

На время работ по монтажу КЛ отдельные смонтированные участки длиной 3 км и более необходимо замыкать накоротко, и заземлять на случай появления на данном участке линии наведенного напряжения от соседних, находящихся в работе, или от грозового облака (иногда находящегося даже вне поля зрения электромонтажников).

Так как КЛ 110 кВ будет пересекать автомобильные дороги, не допускается проход людей и проезд транспортных средств во время подъема проводов на опоры КЛ; в этом случае в надлежащих местах устанавливаются предупредительные плакаты и сторожевые посты.

### 1.3 Безопасность при реконструкции ОРУ 110 кВ ПС «Шахта 7»

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния ПС «Шахта 7» выбраны и установлены таким образом, чтобы [4]:

1) вызываемые нормальными условиями работы подстанции усилия, нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживающему персоналу;

2) при нарушении нормальных условий работы подстанции была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

3) при снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному осмотру, замене без нарушения нормальной работы соседних цепей;

4) была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

На ПС «Шахта 7» устанавливаются открытые ножевые разъединители марки РНД (З) 110/1250Т1 [9]. При их использовании для отключения и включения тока ненагруженных трансформаторов, зарядного или уравнивающего тока линий электропередачи, тока замыкания на землю расстояния между токоведущими частями и от токоведущих частей до земли соответствуют требованиям настоящей главы и специальных директивных документов.

Строительные конструкции, находящиеся вблизи токоведущих частей и доступные для прикосновения персонала, не должны нагреваться от воздействия электрического тока до температуры 50°С и выше; недоступные для прикосновения — до 70°С и выше.

Конструкции могут не проверяться на нагрев, если по находящимся вблизи них токоведущим частям проходит переменный ток 1000 А и менее.

Во всех цепях РУ предусмотрена установка разъединяющих устройств с видимым разрывом, обеспечивающих возможность отсоединения всех аппаратов (выключателей, отделителей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. п.) каждой цепи от сборных шин, а также от других источников напряжения.

В ОРУ 110 кВ ПС «Шахта 7» предусмотрен проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений; габарит проезда составляет 4 м по ширине и высоте, для того чтобы при проезде ремонтных механизмов не задеть высоковольтные провода, составляющую большую опасность для ремонтного персонала производящего ремонт оборудования.

Персонал, обслуживающий распределительное устройство, располагает схемами и указаниями по допустимым режимам работы электрооборудования в нормальных и аварийных условиях.

РУ высокого напряжения этой подстанции оборудованы блокировкой, предотвращающей возможность ошибочных действий персонала, блокировочные устройства опломбированы.

### **3.2 Экологичность**

#### **2.1 Защита от загрязнений окружающей среды трансформаторным маслом**

Любое энергетическое предприятие изменяет естественный природный ландшафт и наносит определённое негативное воздействие на окружающую среду. Для обслуживания маслonaполненного оборудования подстанции на предприятиях сетевых районов энергосистемы должны быть предусмотрены централизованные масляные хозяйства, оборудованные резервуарами для хранения и переработки масла, насосами, установками для очистки и регенерации масла, передвижными маслоочистительными и дегазационными установками, емкостями для транспортировки масла. Местоположение и объём централизованных масляных хозяйств определяются проектом организации эксплуатации энергосистемы. Маслоприёмные устройства под трансформаторами и реакторами, маслоотводы (или специальные дренажи) должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения.

В пределах бортовых ограждений маслоприёмника гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии и не реже одного раза в год промываться.

Для предотвращения растекания масла и последующего загрязнения почв, на подстанциях, имеющих трансформаторы с объёмом масла более 1 тонны, согласно правил устройства электроустановок, должно быть предусмотрено строительство маслоприёмников, маслосборников и маслоотводов. Так как на реконструируемой подстанции «Шахта 7» устанавливается два двух обмоточных трансформатора типа ТДН 16000/110/6,6 заполняемых 13,45 тоннами масла каждый, то произведём расчёт маслоприёмника без отвода масла.

Согласно рекомендациям маслоприёмник должен рассчитываться из условия одновременного приёма 100% содержащегося в трансформаторе масла, при этом его габариты не должны выступать за габариты трансформатора на величину более 1,5 метров. В целях повышения пожарной безопасности возможна установка металлической решётки, на поверхность которой насыпается слой гравия толщиной 25 см.

При эксплуатации маслоприёмников необходимо производить его осмотр не реже 2 раз в год, а также после обильных дождей, таяния снега или пожаротушения. Также необходимо следить за состоянием гравийной отсыпки. При необходимости (загрязнение нефтепродуктами) допускается её промывка, или замена.

Все операции по сливу масла должны выполняться с применением защитных средств и с использованием инструментов не склонному к искрообразованию. Так же должна быть приняты меры на предотвращения разлива и изоляции источников пожаров.

Под трансформатором предусмотрено сооружение закрытого маслоприемника, рассчитанного на приём полного объёма масла и 80% воды используемой при тушении пожара в течении получаса. На маслоприемник устанавливаются средства сигнализации о количестве воды в нём

Исходными данными для расчёта маслоприемника трансформатора является его параметры:

длина 6 м;

ширина – 4,23 м;

высота – 5,5 м;

1. Определяем размеры маслоприемника (рис. 10). Так как объём трансформаторного масла менее 20 тонн, то согласно рекомендациям, будем рассчитывать маслоприёмник без отвода масла.

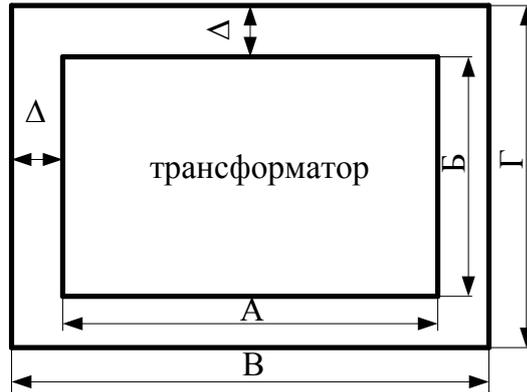


Рисунок 10 – Габариты маслоприемника

$$B = A + 2 \cdot \Delta \quad (112)$$

где  $B$  – длина маслоприемника;

$A$  – длина трансформатора;

$\Delta$  – выступ за габариты трансформатора,  $\Delta = 1,5$  м (т.к. масса масла от 10 до 50 т.).

$$B = 6 + 2 \cdot 1,5 = 9 \text{ м.}$$

$$\Gamma = B + 2 \cdot \Delta \quad (113)$$

где  $\Gamma$  – ширина маслоприёмника;

$B$  – ширина трансформатора.

$$\Gamma = 4,23 + 2 \cdot 1,5 = 7,23 \text{ м}$$

(114)

$$S_{\text{МП}} = B \cdot \Gamma$$

где  $S_{\text{МП}}$  – площадь маслоприемника.

$$S_{\text{МП}} = 9 \cdot 7,23 = 65,07 \text{ м}^2$$

2. Рассчитаем объем маслоприемника для приёма 100% объема масла, залитого в трансформатор.

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{M_{\text{ТМ}}}{\rho_{\text{ТМ}}} \quad (115)$$

где  $V_{\text{ТМ}}$  – объем трансформаторного масла;

$M_{\text{ТМ}}$  – масса трансформаторного масла;

$\rho_{\text{ТМ}}$  – плотность трансформаторного масла.

$$\rho_{\text{ТМ}} = 880 \text{ кг/м}^3$$

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{13450}{880} = 15,28 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{МП(ТМ)}} = V_{\text{ТМ}} = 15,28 \text{ м}^3$$

3. Рассчитаем объем маслоприемника

Так как маслоприемник должен вмещать полный объем масла трансформатора, а также 80% воды от средств пожаротушения, то рассчитаем сначала объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = t \cdot I \cdot (S_{\text{МП}} + S_{\text{БПТ}}) \quad (115)$$

Где  $t$  – нормативное время пожаротушения тушения,  $t = 1800 \text{ с}$ ;

$I$  – интенсивность пожаротушения,  $I = 0,2 \text{ л/(с} \cdot \text{м}^2)$ ;

$S_{\text{БПТ}}$  - площадь боковых поверхностей трансформатора, определяется по формуле:

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot (A + B) \cdot H \quad (116)$$

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot (6 + 4,23) \cdot 5,5 = 112,53 \text{ м}^2$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 1800 \cdot 0,2 \cdot (65,07 + 112,53) = 63936 \text{ л} = 63,936 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{МП(ТМ+H}_2\text{O)}} = 15,28 + 0,8 \cdot 63,936 = 66,43 \text{ м}^3$$

4. Определяем глубину маслоприемника.

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике.

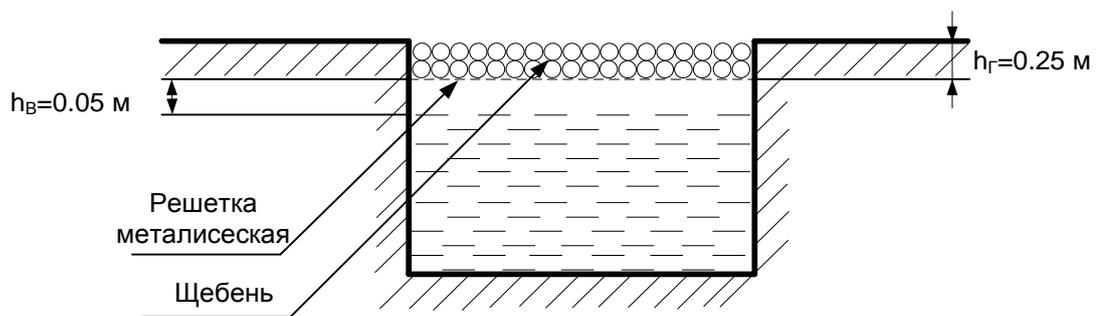


Рисунок 11 – Конструкция маслоприемника без отвода масла

$$h_{\text{МП}} = h_{\text{ТМ}} + h_{\text{H}_2\text{O}} + h_{\text{Г}} + h_{\text{В}} = \frac{V_{\text{ТМ}}}{S_{\text{МП}}} + \frac{0,8 \cdot V_{\text{H}_2\text{O}}}{S_{\text{МП}}} + h_{\text{ТМ}} + h_{\text{Г}} \quad (117)$$

где  $h_{\text{ТМ}}$  – высота слоя трансформаторного масла и воды;

$h_{\text{Г}}$  – толщина щебня;

$h_{\text{В}}$  – воздушный зазор.

$$h_{\text{МП}} = \frac{15,28}{65,07} + \frac{0,8 \cdot 63,936}{65,07} + 0,25 + 0,05 = 1,32 \text{ м}$$

В результате проведённого расчёта получены следующие параметры маслоприёмника: длина 9 м; ширина 7,23 м, площадь 65,07 м<sup>2</sup>; объём масла 15,28 м<sup>3</sup>; глубина 0,53 м; объём маслосборника 66,43 м<sup>3</sup>.

### **3.3 Чрезвычайные ситуации.**

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия.

Рассмотрим вопрос обеспечения пожарной безопасности для подстанции 110/6,6кВ «Шахта 7» используя рекомендации данные в [2].

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причины пожара на ПС:

- Нарушения, связанные с технологическим режимом;
- Неисправленное электрооборудование;
- Неправильное устройство электрооборудования;
- Конструктивные недостатки;
- Несоблюдение графиков плановых и предупредительных работ.

Кроме этого, как уже было сказано, с целью ограничения пожара в случае загорания масла под трансформатором оборудуется специальная маслоприемная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. При пожаре трансформатора масло из бака через нижний спускной кран сливают через гравий в яму.

Успех быстрой локализации и ликвидации пожара в его начальной стадии зависит от наличия первичных средств тушения пожара и умения пользоваться ими. Основными огнегасительными средствами и веществами, применяемыми на реконструируемой подстанции являются вода, пена, песок, инертные газы, сухие (твёрдые) огнегасительные вещества, войлочные и асбестовые полотна.

Песок используем для тушения небольших очагов воспламенения кабелей, электропроводки и горючих жидкостей: мазута, масла, красок и т.п. Хранят его в ящиках вместе с лопатой. На ОРУ «Шахта 7» ящики с песком ставим у трансформаторов. Ящики вместимостью 0,5 м<sup>3</sup>. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым.

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

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

Использование инвентаря для целей, не связанных с пожаротушением, запрещено.

Для указания местонахождения первичных средств тушения пожара устанавливаем знаки по действующему государственному стандарту на видных местах.

Порядок обслуживания и применения огнетушителей должен соответствовать техническим условиям предприятий-изготовителей, а также требованиям “Типовой инструкции по содержанию и применению первичных средств пожаротушения на объектах энергетической отрасли”.

Применять средства тушения пожара для каких-либо других целей запрещается.

Оповещение людей и управление эвакуацией должна осуществляться следующим образом:

Оповещение людей осуществляется подачей звуковых и световых сигналов. Для этого во всех защищаемых помещениях, зданий и сооружений 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 к световым, на путях эвакуации используются фотолюминесцентные табло, показывающие направление движения;

Предусматривается автоматическая разблокировка дверей, оснащённых электромагнитными замками.

Для тушения пожара предусматриваем противопожарный водопровод с питанием от существующей внешней сети.

Для открыто устанавливаемых трансформаторов, предусматриваем сооружение разделительной перегородки с пределом огнестойкости не менее полутора часа, которая устанавливается за пределами маслоприёмника. Её ширина согласно рекомендациям больше ширины маслоприёмника, а высота больше высоты вводов высокого напряжения. Минимальное допустимое расстояние в свету от трансформатора до разделительной стенки равно 1,5 метра.

ПС «Шахта 7» относится объекту класса 1 по защищённости зданий и сооружений. К данному классу относятся объекты, на которых ущерб в результате реализации террористических угроз приобретет федеральный или межрегиональный масштаб.

Основные объекта подстанции подлежат технической укреплённости, т.е. совокупности мероприятий, направленных на усиление конструктивных элементов зданий, помещений и охраняемых территорий, обеспечивающих необходимое противодействие несанкционированному проникновению в охраняемую зону, взлому и другим преступным посягательствам. Для повышения надёжности охраны подстанции техническая укреплённость, является основой построения системы технической безопасности, должна применяться в сочетании с техническими средствами периметральной охранной сигнализации и системы видеонаблюдения.

Для обеспечения технической укреплённости предусматриваем:

Наружное ограждение из бетонных плит высотой 2,4 м с закреплением в верхней их части спирального барьера безопасности типа «Ягода» и дополнительным ограждением в виде сварной решётки, заглублённой в грунт на 0,5 м;

Установка входных дверей зданий и сооружений, повышенной прочности с установленными замками высокой секретности;

Установка на окна металлических решёток.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы на тему «Реконструкция воздушной линии напряжением 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта 7 в связи с переводом её в кабельное исполнение и повышением пропускной способности», был заменен токоограничивающий элемент - провод М-70 ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ — Шахта-7 на кабель ПвП2г с сечением жилы 1x240-95/110 кВ. Был произведен выбор основного электрического оборудования, рассчитаны параметры режима электроснабжения подстанций. Всё принятое к установке оборудование соответствует климато-географическим условиям установки, а также обладает большим запасом прочности к воздействию токов короткого замыкания. Для защиты оборудования был произведен расчет молниезащиты подстанции.

Выбраны устройства релейной защиты и автоматики для защиты линии.

В экономической части определена экономическая эффективность инвестиций в реконструкцию сети.

В части безопасности и экологичности проведен анализ основных опасных факторов в чести защиты окружающей среды.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2010. – 430 с.
2. Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,2011. – 383 с.
3. Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2015. – 880 с.
4. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2011. – 592 с.
5. Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2015. – 248 с.
6. Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2018. – 608 с.
7. Официальный сайт Центробанка России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.cbr.ru/print.asp?file=/statistics/credit\\_statistics/refinancing\\_rates.htm](http://www.cbr.ru/print.asp?file=/statistics/credit_statistics/refinancing_rates.htm)
8. Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и доп.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2009.-308с.: ил.
9. Файбисович Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 – 1150 кВ //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Энергопрогресс, Энергетик, 2016. – 31 с.
10. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2007.

11. Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2016.
12. Правила устройства электроустановок. – 6-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2014.
13. Крюков К. П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. – 2-е изд. – Л.: Энергия, 2015.
14. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2017.
15. Чернобровов Н.В. Релейная защита. – М.: Энергия, 2011.
16. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2006
17. Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.
18. Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2011. №10.
19. Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2012.
20. Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.
21. Экономика промышленности: Учебное пособие для вузов. – В 3-х томах. – М.: Издательство МЭИ, 2009.

22. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2008), 2008.