

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет Энергетический

Кафедра Энергетики

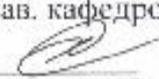
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы

«Электроэнергетика»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

«25» 06 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция системы электроснабжения села Маяк Хабаровского  
края в связи с ростом электрических нагрузок

Исполнитель

студент группы 642-об3

 22.06.2020г.  
(подпись, дата)

Е.А. Иншина

Руководитель

доцент

 22.06.2020г.  
(подпись, дата)

П.П. Проценко

Консультант:

безопасность и  
экологичность

канд. техн. наук, доцент

 22.06.2020г.  
(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

 22.06.2020г.  
(подпись, дата)

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2020

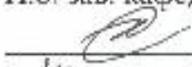
Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО "АмГУ")**

Факультет Энергетический  
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

«24» 03 2020г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Ивашной Елизаветы Алексеевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения села Маяк Хабаровского края в связи с ростом электрических нагрузок

(утверждена приказом от 23.03.2020г. № 657-сн)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 22.06.2020г.

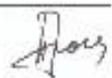
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Генеральный план района, одноконтурная схема питающей подстанции, мощности трансформаторов

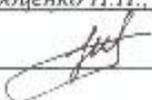
4. Содержание выпускной квалификационной работе (перечень подлежащих разработке вопросов): Определение расчетных нагрузок района, выбор схемы и параметров распределительной сети 0,4 и 10 кВ, выбор числа и мощности трансформаторных подстанций, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка электрических аппаратов, расчет заземления для комплектной трансформаторной подстанции, расчет уставок релейной защиты, анализ безопасности и экологичности проекта

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Одноконтурная схема ПС. 2. Одноконтурная схема электроснабжения. 3. Заземление ПС. 4. Молниезащита ПС. 5. Релейная защита и автоматика. 6. Генеральный план поселка.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе: Безопасность и экологичность А.Б. Булгаков, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 24.03.2020г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Проценко П.П., доцент. 

Задание принял к исполнению (дата): 24.03.2020г. 

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 107 страниц, 10 рисунков, 28 таблиц, 30 источников.

ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ; НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ; РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА; ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ; БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

Данная выпускная квалификационная работа представляет собой реконструкцию системы электроснабжения села Маяк. Выполнены подсчёты нагрузки потребителей, режимов и выбран выгодный вариант электроснабжения района реконструкции. Выбраны сечения и марка кабельных линий.

Предложена реконструкция распределительного устройства 10 кВ подстанции «Маяк» с заменой оборудования и спроектирована распределительная подстанция 10 кВ. произведен анализ потерь электроэнергии. Рассмотрены затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание электрических сетей, рассчитан срок окупаемости инвестиций и рентабельность проекта.

Проработаны вопросы охраны труда при прокладке кабельных линий, проведен расчет маслоприемника для силовых трансформаторов подстанции «Маяк», рассчитано заземление и молниезащита распределительной подстанции.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика объекта	9
1.1 Характеристика проектируемого объекта	9
1.2 Характеристика реконструируемой сети	11
2 Расчет электрических нагрузок 0,4 и 10 кВ	14
2.1 Расчёт электрических нагрузок жилых зданий и коммунальных потребителей	14
3 Выбор конкурентоспособных вариантов	23
4 Выбор числа и мощности трансформаторов ТП	28
5 Выбор схемы и сечений распределительных сетей 0,4 кВ	31
5.1 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ	31
6 Выбор схемы и параметров распределительной сети 10 кВ	34
6.1 Выбор сечения питающей линии 10 кВ	34
6.2 Выбор условий прокладки кабельных линий	37
7 Определение потерь мощности и энергии в трансформаторах ТП и линиях	39
7.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	42
7.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ	44
8 Проверка выбранных сечений на воздействие токов короткого замыкания	48
8.1 Проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения	49
9 Выбор и проверка электрических аппаратов	50
9.1 Выбор и проверка выключателей	50
9.2 Выбор и проверка трансформатора тока	52
9.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	56

9.4	Выбор и проверка предохранителей	57
9.5	Выбор и проверка автоматических выключателей	59
10	Релейная защита и автоматика	61
10.1	Дифференциальная токовая защита трансформатора	62
10.2	Максимальная токовая защита трансформатора	66
10.3	Газовая защита трансформатора	69
10.4	Расчет защит отходящих линий	70
11	Заземление и молниезащита	72
11.1	Расчет заземления подстанции «Маяк»	72
11.2	Расчет молниезащитных устройств	79
12	Расчет экономической эффективности реконструкции электроснабжения района Села Маяк	83
12.1	Определение капиталовложений в реконструкцию системы электроснабжения	83
12.2	Расчет затрат на эксплуатацию электрической сети	86
12.3	Стоимостная оценка результатов инвестиционного проекта	88
12.4	Оценка экономической эффективности проекта	89
12.5	Простой срок окупаемости	89
13	Безопасность и экологичность	91
13.1	Безопасность	91
13.2	Экологичность	96
13.3	Чрезвычайные ситуации	100
	Заключение	103
	Библиографический список	104

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

МТЗ – максимальная токовая защита;

НН – низкое напряжение;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

СЭС – система электроснабжения;

ТП – трансформаторная подстанция.

## ВВЕДЕНИЕ

Система электроснабжения - это совокупность взаимосвязанных электроустановок, используемых для производства, передачи и распределения электроэнергии.

Система ограничивается с одной стороны источниками питания, с другой стороны вводами к потребителям. В качестве источников питания используются подстанции или местные электростанции, питание которых осуществляется от сетей энергосистемы.

Основные показатели энергосистемы: размер населенного пункта, наличие источников питания и т.д.

Основные задачи, которые возникают при выборе рациональной реализации системы электроснабжения, включают в себя: выбор значения напряжения электрических сетей, идеальных параметров его основных элементов и наиболее выгодной схемы построения.

Чтобы принять конкретную схему построения электрической сети, необходимо учитывать мощность и количество потребителей, их относительное положение, расстояние от центра питания, требования к уровню и надежности электроснабжения. Кроме того, схема сети должна обеспечить наиболее экономичное решение для капиталовложений и эксплуатационных расходов.

Существует необходимость в снабжении электроэнергией огромного количества объектов с относительно низкой мощностью. Распределенных по всей стране. Правильный источник питания предназначен для снижения затрат на электроэнергию. Это должно быть достигнуто в соответствии со всеми требованиями, правилами. Формами и, прежде всего, с качеством электроэнергии, то есть со стабильностью частоты и напряжения, а так же с надежностью его передачи.

Важным фактором экономичности работы электрической сети являются потери электроэнергии. Они показывают состояние системы учета электрической энергии и эффективность работы энергоснабжающих организаций. Потери

электрической энергии говорят о накапливающихся проблемах, которые необходимо незамедлительно решить.

Актуальность этой темы продиктована решающим фактором – электрооборудование подстанции 35/10 «Маяк» и распределительных сетей устарело и морально и физически, это приводит к частому количеству отключений, недоотпуску электроэнергии, снижению надежности электроснабжения и ухудшению качества передаваемой электроэнергии.

В сочетании с вышеперечисленными факторами, влияющими на снабжение населения высококачественной электроэнергией, и частыми отключениями, которые приводят к большой нехватке электроэнергии, целью дипломного проекта является разработка системы электроснабжения для села Маяк, которая будет обеспечивать качественное и надежное электроснабжение.

Для выполнения поставленных задач в проекте решаются следующие задачи: выбран выигрышный вариант системы электроснабжения села Маяк, реконструировано РУ 10 кВ ПС Маяк, рассчитаны потери электроэнергии в предлагаемой схеме электроснабжения.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА

## 1.1 Характеристика района реконструкции

Нанайский муниципальный район. В состав Нанайского района входят 14 муниципальных образований, объединяющих 20 населенных пунктов. Административный центр – село Троицкое. Площадь района составляет 27,6 тыс. км<sup>2</sup> (3,5 % от территории края).

Нанайский район расположен в центральной части Хабаровского края, вдоль реки Амур. Район располагается на Средне-амурской низменности (болотами покрыто 20% территории района), ограниченной Сихотэ-Алинем и хребтами левобережья реки Амур. Речная сеть образована бассейном реки Амур и его правых притоков. Наиболее крупные озера – Синдинское, Гасси, Болонь.

Маяк — село в Нанайском районе Хабаровского края. Административный центр и единственный населённый пункт сельского поселения «Село Маяк», село находится на 120 километре трассы Хабаровск - Комсомольск. Расположилось оно на берегу Синдинского озера, куда впадают горные реки, а из озера вытекает протока, которая несёт свои воды в Амур. За селом расстилается тайга. Население в 2009 году — 1831 житель.

Природные ресурсы. Природно-ресурсный потенциал района представлены древесиной (лесами покрыто 62 % площади района), пищевыми лесными ресурсами и полезными ископаемыми. Среди последних на территории района имеются кирпичные и тугоплавкие глины, бурый уголь, туф, торф, а также проявления золота, серебра, меди, марганца, свинца, цинка, висмута, сурьмы, олова, вольфрама, бериллия, фосфоритов. Разведаны источники минеральных вод. Рыбные ресурсы района составляют осетровые и лососевые породы, промысловое значение имеют около 40 видов рыб.

Экономика. Ведущими отраслями экономики района являются лесозаготовительная и деревообрабатывающая, добыча и переработка рыбы, розничная торговля и общественное питание.

К числу перспективных отраслей можно отнести заготовку и переработку не древесных ресурсов леса, сельское хозяйство, производство строительных материалов, развитие народных промыслов и туризма.

Нанайский район богат природными ресурсами. Среди полезных ископаемых имеются золото, пластичные глины, туф, торф, бурый уголь, олово.

Месторождение Малмыж в Нанайском районе - одно из крупнейших и наиболее значимых меднопорфировых месторождений в России и первое месторождение такого типа на территории края.

Климат. Климат характерен для центральных районов Хабаровского края, со средней температурой января – минус 24 °С, июля – 21,7 °С, повышенной влажностью воздуха и частыми ветрами. Продолжительность периода с температурой выше 10°С составляет 135-160 дней, безморозного периода – 136 дней в году. Среднегодовая сумма осадков – 630 мм. Преобладает ветреная погода, повышенная влажность воздуха.

Таблица 1- Климатические условия

Климатические условия	Расчетная величина
Район по гололеду	2
Нормативная стенка гололеда , мм	5
Район по ветру	3
Низшая температура воздуха	- 30
Среднегодовая температура воздуха	- 1,1
Высшая температура воздуха	+ 30
Число грозных часов в год	45
Высота снежного покрова , макс/средн.,см	45/15
Степень загрязнения атмосферы	2
Температура при гололеде	- 10
Глубина промерзания грунтов , м	3
Сейсмичность района , баллы	6
Количество зимних дней	200
Количество летних дней:	165

## 1.2 Характеристика реконструируемой сети

В настоящее время в селе используется устаревшая система электро-снабжения, рассчитанная в период экономического подъёма и частично демонтированная в девяностых годах прошлого столетия. Основными постройками являются частные дома. Преобладающим потребителем является коммунально-бытовой сектор, с незначительными нагрузками рыбо-перерабатывающей промышленности. Школы, дневной и вечерней, сельско-го дома культуры и клуба, больницы и амбулатории, а также двух дет-ских садов и банно-прачечного комбината

Подстанция 35/10 кВ «Маяк» является транзитной, питается от ПС 220/35/10 кВ «Елабуга».

Соотношение жилого сектора, муниципальных учреждений, промыш-ленных предприятий, магазинов, которые участвуют в общем, влиянии на экономический баланс энергетической организации, заинтересованной в сбыте электроэнергии.

Подстанция 35/10 кВ «Маяк» построена в 1979 году, в 1985 голу была выполнена реконструкция, подключена на питание по ВЛ-35 кВ от подстанции «Елабуга». На ней установлены два силовых трансформатора марки ТМН-4000/35.

РУ 35 кВ подстанции состоит из двух секций шин, установленное обору-дование показано в таблице 2.

Таблица 2 – Оборудование, установленное на подстанции «Маяк»

Наименование оборудования	Тип	Мощность, МВА	Год установ-ки
1	2	3	4
Трансформатор	ТМ 4000/35	4	1979
Трансформатор	ТМ 4000/35	4	1979
Трансформатор	ТМ 25/10	0,025	1979
Трансформатор	НТМИ-10-66/У-3		1979

1	2	3	4
Трансформатор	НОМ-35		1982
Выключатели	ВМ-35		1984
Выключатели привод	ВМП 10-630		1984
	ШПЭ 11		
Трансформатор тока	ТВ-35		1979
Трансформатор тока	ТПЛ-10		1979
Разъединитель	РНДЗ-1-35		1979
Разъединитель	РВЗ -10		1979
Разъединитель	РВ-10		1979
Разрядник	РВС-35		1979
Разрядник	РВ-10		1979
Разрядник	РВЗ-10		1979
ВЧ заградитель	ВЧЗС-100 СМР-66 $\sqrt{3}$		1979
Предохранитель	ПКТ-35		
Предохранитель	ПК-10		

При выборе схемы следует принимать во внимание, что система предназначена для питания большого количества потребителей, расположенных на территории села самым произвольным образом. При этом каждый из потребителей имеют в своем составе приемники разных категорий, к надежности, электроснабжения которых предъявляются различные требования [19].

Основные требования, которым должна удовлетворять рационально построенная система электроснабжения [1]:

1) система должна быть выполнена так, чтобы суммарные расчетные затраты, которые связаны с её сооружением и эксплуатацией, были минимальными;

2) надежность электроснабжения, которая создаётся системой, должна

находиться в пределах, регламентируемых ПУЭ;

3) когда выбираются схемы электроснабжения, учитывается гибкость системы, т.е. ее способность подстраиваться к различным режимам распределения мощности, возникающим в процессе продолжительной работы;

4) главными требованиями являются необходимость поддерживать мощность короткого замыкания во всех местах энергоснабжения в рамках, допускаемые в использовании оборудования, за всё время эксплуатации системы;

5) выбирая отдельные элементы системы электроснабжения, необходимо стремиться к осуществлению совместного снабжения различных групп потребителей.

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК 0,4 И 10 КВ

На проектируемом объекте основными потребителями электрической энергии являются жилые дома и объекты социально-культурного назначения. Жилой сектор состоит преимущественно трех-, четырех-, пятиэтажные дома. По категории надёжности электроснабжения преобладают потребители II и III категории.

Бытовые потребители и коммунально-бытовая нагрузка составляют основу нагрузок выбранного района. Расчёт электрических нагрузок является первым этапом проектирования систем электроснабжения. Величина расчетной мощности потребителей и приемников электрической энергии требуется для того, чтобы произвести выбор электрооборудования, расчет и выбор проводникового материала, питающего электроприемники.

Также по значению расчетной мощности происходит выбор мощности силовых трансформаторов как на потребительских, так и на питающей трансформаторной подстанции. Сложность в определении этой величины состоит в том, что, как правило, не известны номинальные мощности и другие характеристики и параметры большинства электроприемников городской инфраструктуры и электроприемников, находящихся в личном пользовании населения. Нормативами регламентируются удельные электрические нагрузки, по которым и осуществляется определение расчетной мощности.

При расчёте электро- нагрузок первоначальными данными является генеральный план села Маяк, на котором указаны все потребители электрической энергии, нагрузка потребителей, количество этажей зданий, категория топлива, количество: квартир, посадочных мест, потребителей электрической энергии по фидерам за последнюю тройку лет.

### **2.1 Определение электрических нагрузок потребителей района проектирования**

Для характеристики работы электрической сети были приняты во внимание ее рабочие режимы. Под рабочим режимом сети подразумевается ее услов-

ное установившееся электрическое состояние, которое определяется его параметрами – параметрами режима.

Величина электрических нагрузок жилых зданий зависит от того, какие кухонные плиты используются преимущественно в данном населенном пункте, также учитывается мощность других силовых электрических приемников. Затем находятся нагрузки зданий социально-культурного назначения и различного рода и величины промышленных предприятий.

Далее производится определение нагрузок распределительных линий напряжением до 1000 В и трансформаторных подстанций, а также сетей напряжением 10 кВ.

Нагрузка жилых квартир состоит преимущественно из потребителей активной мощности, которую в результате расчета приводят к вводу, линии или к шинам напряжением 0,38 кВ трансформаторной подстанции. Величину расчетной нагрузки квартир следует определять по формуле:

$$P_{кв} = P_{кв.уд} \cdot n, \quad (1)$$

где  $P_{кв.уд}$  - удельная расчетная нагрузка электроприемников квартир (домов), зависящая от типа применяемых кухонных плит и числа квартир (домов), присоединенных к вводу жилого дома, линии, трансформаторной подстанции, кВт/квартиру;

$n$  - число квартир, присоединенных к элементу сети.

Удельные расчетные нагрузки определяются для квартир общей площадью 55 м<sup>2</sup> с посемейным заселением. Приведенные значения  $P_{кв.уд}$  учитывают нагрузку освещения общедомовых помещений, но не учитывают общедомовую силовую нагрузку, а также силовую нагрузку встроенных помещений общественного назначения.

На основании приведенных теоретических сведений был произведён расчёт активной нагрузки квартир для различных типов жилых зданий. Показан

расчет электрических нагрузок для потребителей, получающих питание от одной из установленных на объекте потребительских подстанций напряжением 10/0,4 кВ.

Расчетные электрические нагрузки определяются для трансформаторной подстанции ТП №1. От нее в соответствии с генеральным планом получают электрическую энергию как объекты жилищного назначения (частные постройки, дома в количестве 16 единиц), так и общественные здания – два магазина.

По приведенной методике производится определение расчетной мощности потребителей и других ТП 10/0,4 кВ.

Для тридцатишестиквартирных жилых домов расчётная нагрузка питающих линий и вводов на шинах РУ- 0,4 кВ ТП от электроприёмников квартир, определяется в соответствии с формулой (1); при этом принимается

$$P_{KB.УД36} = 2,7 \text{ кВт/кв}, n = 36 \text{ кв}, \text{ а } P_{KB.УД16} = 3,85 \text{ кВт/кв}, n = 16 \text{ кв}.$$

$$P_{KB36} = 3 \cdot P_{KB.УД36} \cdot n = \\ = 3 \cdot 2,7 \cdot 36 = 291,6 \text{ кВт};$$

$$P_{KB16} = P_{KB.УД16} \cdot n = \\ = 3,85 \cdot 16 = 61,6$$

В итоге, нагрузка всего жилого дома, определяется по формуле:

$$P_{P.ЖД} = P_{KB} + 0,09 \cdot P_C \tag{2}$$

где  $P_{KB}$  - расчётная нагрузка электроприёмников квартир, кВт;

$P_C$  - расчётная нагрузка силовых электроприёмников, кВт.

Под расчётной нагрузкой силовых приемников электроэнергии понимают нагрузку лифтовых установок, а также нагрузку электродвигателей санитарно – технических устройств [14].

В селе Маяк домов с такими устройствами нет, поэтому следует принять:

$$P_{P.ЖД} = P_{КВ} \quad (3)$$

Определяется расчетная мощность магазина площадью  $n = 25 \text{ м}^2$ ,  
 $P_{КВ.УД.МАГ.} = 0,25 \text{ кВт/м}^2$ .

$$P_{Д} = 2 \cdot P_{КВ.УД} \cdot n \quad (4)$$

$$P_{Д} = 2 \cdot 0,23 \cdot 25 = 11,5 \text{ кВт.}$$

Все городские общественно-коммунальные потребители с точки зрения определения расчетных нагрузок можно разделить на две группы [12]:

- 1-я группа - учреждения культурно бытового назначения (больницы, поликлиники, аптеки, медицинские центры, продуктовые и промышленные магазины, столовые, рестораны, кафе и т.д., предприятия связи и телефонии),

- 2-я группа - коммунально-хозяйственные предприятия (котельные, водопровод, канализация). Ко второй группе также можно отнести внутригородской электрифицированный транспорт.

На территории объекта находится школа, рассчитанная на 350 ученических мест. Для этого объекта расчетная нагрузка определяется по формуле:

$$P_{ШК} = P_{УД} \cdot n_{ШК}, \quad (5)$$

$P_{УД}$  - удельная нагрузка на одно место, кВт/место; в соответствии с нормативными данными эта величина составляет 0,25 кВт/место [9].

$n_{ШК}$  - количество мест, на которое рассчитана школа №1.

Тогда расчетная нагрузка школы №1 составит

$$P_{ШК} = 0,25 \cdot 350 = 87,5 \text{ кВт.}$$

Для остальных потребителей расчеты производятся аналогично, а результаты представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Расчет электрических нагрузок

-№ ТП	Объект	Кол-во зд.	Кол-во кв.	Кол-во мест (посещ.)	S, м <sup>2</sup>	Уд. нагр.	cosφ	K <sub>нmax</sub>	tgφ	P <sub>p</sub>	Q <sub>p</sub>	P <sub>Σ</sub>	Q <sub>Σ</sub>	S <sub>p</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	Дом 4 эт.Эл плит	3	36			2,7	0,96	0,9	0,29	185,1	53,698	538	159,3	561,088
	Частный сектор	16	16			1,8	0,96	0,9	0,29	28,92	8,38			
	Магазин	2				25	0,14	0,8	0,8	0,75	3,5			
	Коттеджи 2 кв.	6	12			4,7	0,96	0,9	0,29	338,4	98,136			
2	Дом 3 эт. Эл плит	5	27			3	0,96	0,9	0,29	415	117,45	467,224	132,59	485,65
	Дом 2 эт. Эл плит	2	16			1,7	0,96	0,9	0,29	54,4	15,776			
3	Дом 4 эт.Эл плит	3	36			2,7	0,96	0,9	0,29	185,1	53,698	550,716	164,77	574,836
	Частный сектор	4	4			4	0,96	0,9	0,29	16	4,64			
	СШ №1	1		350		0,25	0,95	0,7	0,38	97,5	33,25			
	Дет.сад Алenuшка	1		100		0,46	0,97	0,7	0,25	59	14,5			
	Детская консультация	1		70		0,15	0,92	0,7	0,42	10,5	4,41			
	Магазин "Гермес"	1			15	0,23	0,82	0,8	0,7	3,45	2,415			
4	Дом 4 эт.Эл плит	2	36			2,7	0,96	0,9	0,29	194,4	56,376	546,46	164,99	570,8
	Котельная №6	1	124			0,7	0,96	0,9	0,29	86,8	25,172			
	Детсад №4	1		150		0,46	0,97	0,7	0,25	69	17,25			
	Автомаргазин	1			15	0,16	0,82	0,8	0,7	2,4	1,68			
	Госпиталь	1		50		0,15	0,92	0,7	0,42	7,5	3,15			
	Гараж	1			70	0,043	0,9		0,48	3,01	1,4448			
Прокуратура	1		25		0,054	0,87		0,57	1,35	0,7695				

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	Общежитие	1	24			1,4	0,96	0,9	0,29	33,6	9,744			
	Магазин "Кулинария"	1			45	0,25	0,8	0,8	0,75	11,25	8,4375			
	Ларек "Хлебушко-1"	1			24	0,23	0,82	0,8	0,7	15,52	3,864			
	Ветлаборатория	1		30		0,15	0,92	0,8	0,42	,5	1,89			
	Магазин "Ткани"	1			25	0,14	0,82	0,8	0,7	3,5	2,45			
	Магазин "Школьник"	1			25	0,16	0,9	0,8	0,48	7	3,92			
	Налоговая инспекция	1			90	0,054	0,87	0,8	0,57	4,86	2,7702			
4	Рыбный цех	1			50	0,9	0,98	0,8	0,2	45	9			
	Дом 3 эт. Эл плит	3	24			1,4	0,96	0,9	0,29	100,8	29,232			
	Дом 27 кв. Эл плит	2	27			3	0,96	0,9	0,29	162	46,98			
	Гараж	1			30	0,043	0,9		0,48	1,29	0,6192			
	Управление	1			50	0,054	0,87		0,57	2,7	1,539			
5	Котельная №3	1	124			0,7	0,96	0,9	0,29	86,8	25,172	591,35	169,5	615,16
	Детсад №1	1		150		0,46	0,97	0,7	0,25	69	17,25			
	Магазин "Экспромт"	1			12	0,25	0,8	0,8	0,75	3	2,25			
	Кафе "Бистро"	1		30		1,04	0,98	0,8	0,2	31,2	6,24			
	АЗС	1		200		0,078	0,92	0,8	0,35	25,6	10,46			
	Центр занятости	1			35	0,054	0,87	0,8	0,57	6,89	1,0773			
	Дом 4 эт. Эл плит	10	24			1,4	0,96	0,9	0,29	336	97,44			
	Коттеджи	3				14,5	0,96	0,9	0,29	43,5	12,615			

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
6	Частный сектор	4	4			4	0,96	0,9	0,29	16	4,64	541,29	154,96	562,76
	Дом 4 эт. Эл плит	3	36			2,7	0,96	0,9	0,29	185,1	53,698			
	Дом 2 эт. Эл плит	2	8			2,4	0,96	0,9	0,29	38,4	11,136			
	Частный сектор	4	4			4	0,96	0,9	0,29	16	4,64			
	Гаражи	1			60	0,043	0,9	0,85	0,48	12,58	4,2384			
	Кондитерская	1		40		1,04	0,98	0,8	0,2	51,6	8,32			
	Дом 2 кв. Эл плит	7	14			2	0,96	0,9	0,29	196	56,84			
	Гаражи	1			60	0,043	0,9	0,85	0,48	12,58	4,2384			
	Сбербанк №4135	1			60	0,054	0,87	0,8	0,57	3,24	1,8468			
	Аптечный киоск	1			20	0,16	0,9	0,8	0,48	6,2	1,536			
	Магазин "Ольга"	1			15	0,23	0,82	0,8	0,7	5,4	3,7			
Гаражи	1			60	0,043	0,9	0,85	0,48	12,58	4,2384				
7	Дом 3 эт. Эл плит	3	24			1,4	0,96	0,9	0,29	100,8	29,232	411,32	193	454
	Больница	1		700		0,36		0,8	0,43	252	137,42			
	Магазин "Наш"	1			72	0,23	0,82	0,8	0,7	16,56	11,592			
	Молочная кухня	1			18	0,25	0,82	0,8	0,7	14,5	3,15			
	Управление	1			50	0,054	0,87		0,57	2,7	1,539			
	Административное здание	1			65	0,054	0,87		0,57	9,51	4,0007			
	Киоск №1	1			20	0,23	0,82	0,8	0,7	4,6	3,22			

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	Гараж	1			30	0,043	0,9		0,48	1,29	0,6192			
	Частный сектор	4	4			4	0,96	0,9	0,29	16	4,64			
8	Дом 3 эт. Эл плит	3	24			1,4	0,96	0,9	0,29	100,8	29,232	542,86	252,48	598,7
	Частный сектор	16	16			1,8	0,96	0,9	0,29	28,92	8,38			
	База	1			120	0,043	0,9	0,8	0,48	5,16	2,4768			
	Заготовительная контора	1			450	0,034	0,9	0,8	0,48	19,3	9,344			
	Котельная хлебозавода	1	250			0,7	0,96	0,9	0,29	175	50,75			
	Музыкальная школа	1	100			0,17	0,92	0,7	0,43	17	7,31			
	Военкомат	1			80	0,054	0,87	0,8	0,57	4,32	2,4624			
	Рыбный цех	1			50	0,9	0,98	0,8	0,2	45	9			
	База	1			2500	0,08	0,8	0,8	0,75	200,0	150,0			
	Центр занятости	1			35	0,054	0,87	0,8	0,57	6,89	1,0773			
	Офис	1			20	0,054	0,87	0,8	0,57	5,08	0,6156			
	Налоговая инспекция	1			90	0,054	0,87	0,8	0,57	4,86	2,7702			
	Магазин	1			25	0,25	0,8	0,8	0,75	16,25	4,6875			
9	Дом 2 эт. Эл плит	3	16			1,7	0,96	0,9	0,29	81,6	23,664	603,4	204,55	637
	Дом 3 эт. Эл плит	2	27			1,3	0,96	0,9	0,29	70,2	20,358			
	Гараж	1			30	0,043	0,9		0,48	1,29	0,6192			
	Гараж	1			70	0,043	0,9		0,48	3,01	1,4448			
	Магазин "Луч"	1			16	0,14	0,82	0,8	0,7	2,24	1,568			

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	Зубопротезный кабинет	1		20		0,15	0,92	0,7	0,42	3	1,26			
	Магазин "Вега"	1			70	0,16	0,9	0,8	0,48	11,2	5,376			
	Новый гараж	1			85	0,043	0,9	0,85	0,48	6,655	2,7544			
	Двухэтажный дом с электрической плитой	3	16			1,7	0,96	0,9	0,29	81,6	23,6			
	Пекарня	1			190	0,25	0,8	0,8	0,75	47,5	35,6			
	Кинотеатр "Маяк"	1		80		0,14	0,95	0,8	0,33	11,2	3,7			
	Кафе «Маяк»	1		70		1,04	0,98	0,8	0,2	72,8	14,5			
	Магазин "Лакомка"	1			15	0,23	0,82	0,8	0,7	3,45	2,4			
	Дом 27 кв. Эл плит	2	27			3	0,96	0,9	0,29	162	47,0			
	Магазин "Шериф"	1			15	0,25	0,82	0,8	0,7	3,75	2,6			
	Административное здание	1			110	0,043	0,9	0,8	0,48	4,73	2,27			
	Офис	1			20	0,054	0,87	0,8	0,57	5,08	0,615			
	Частный сектор	16	16			1,8	0,96	0,9	0,29	28,92	8,4			
	Гаражи	1			60	0,043	0,9	0,85	0,48	12,58	4,24			
Метеостанция	1			150	0,08	0,8	0,8	0,75	12,0	9,0				

### 3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ КОНФИГУРАЦИИ СЕТИ

При реконструкции системы электроснабжения объекта стоит задача обеспечить максимальную техническую эффективность и минимальные материальные вложения при как можно меньшем сроке окупаемости проекта [3]. Это достигается разработкой и дальнейшим сравнением нескольких возможных вариантов конфигурации сети электроснабжения.

Основное требование к каждому из предлагаемых к рассмотрению вариантов – его техническая осуществимость. Оценка вариантов и выбор наиболее приемлемого производится по экономическим показателям, к которым относятся среднегодовые затраты на строительство и сооружение сети, а также оцениваются годовые эксплуатационные затраты в случае реализации варианта.

Технико-экономическое сравнение вариантов конфигурации сети предполагает учет затрат на возмещение потерь энергии в трансформаторах, шунтирующих реакторах и конденсаторных батареях ввиду их малости по сравнению с такими затратами для участков ВЛ.

Из совокупности предлагаемых для сравнения технических вариантов наиболее выгодным будет признан тот, при реализации которого экономические затраты будут как минимум на 5 % меньше, чем затраты при реализации любого из других вариантов.

Если же разница в затратах менее 5 %, то все варианты признаются экономически равнозначными. И в этом случае оценка вариантов происходит по другим критериям: техническим, экологическим, по срокам реализации, гибкости и эластичности; по степени обеспечения надежности и безопасности электроснабжения.

Требуется произвести упрощенный расчет потокораспределения для разрабатываемых вариантов электроснабжения. Рассчитываются потоки мощности по линиям используемого варианта электрической сети и напряжения на шинах подстанций на максимальном установившемся режиме работы с учетом потерь мощности и напряжения в элементах сети.

Предлагаются следующие варианты конфигурации электрической сети (рисунки 1, 2, 3).

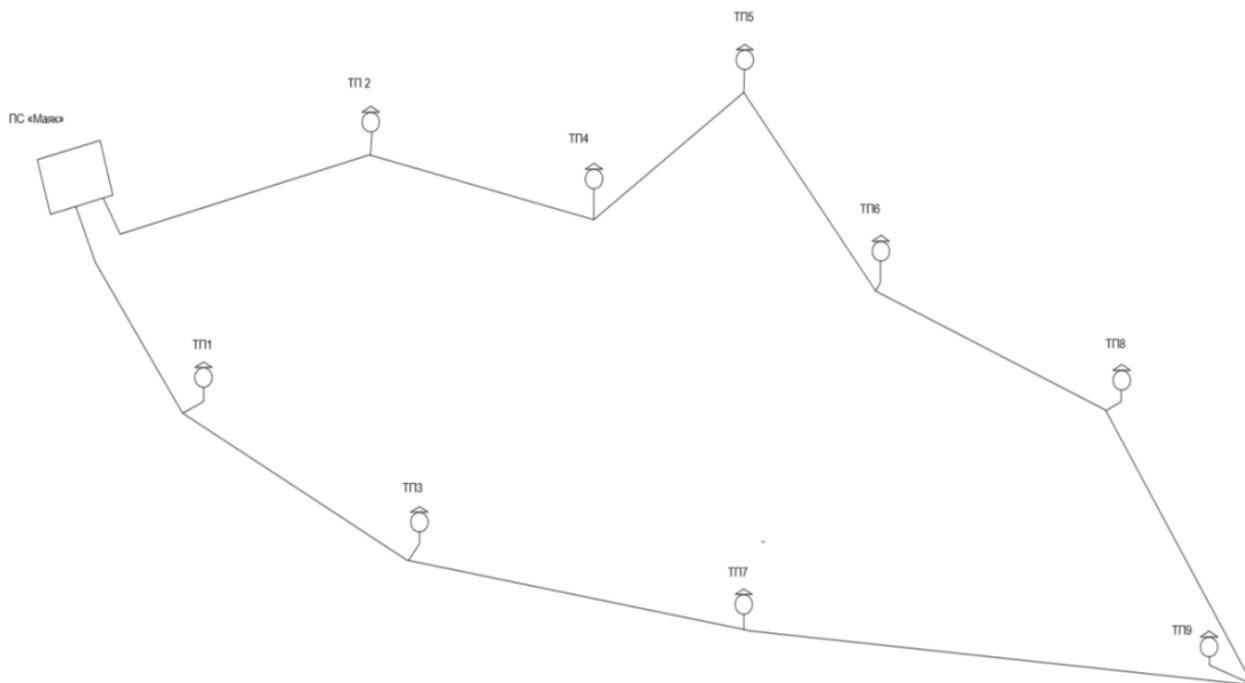


Рисунок 1 – Схема электроснабжения с. Маяк, вариант 1

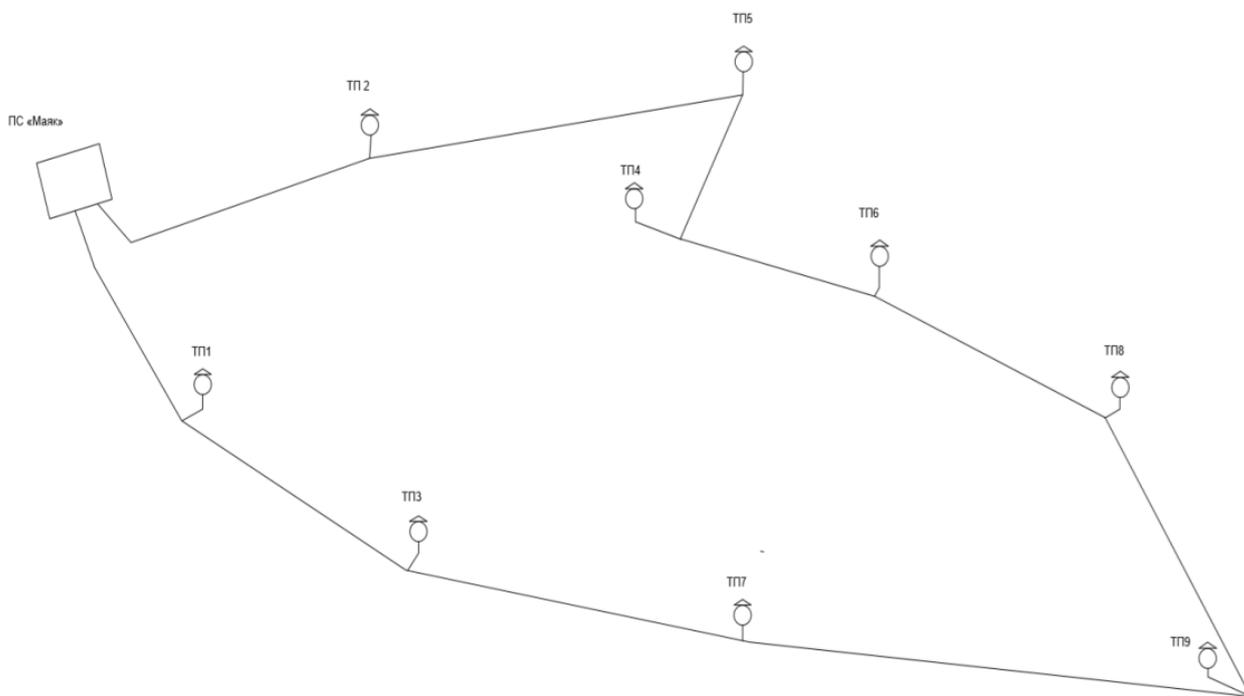


Рисунок 2 – Схема электроснабжения с. Маяк, вариант 2

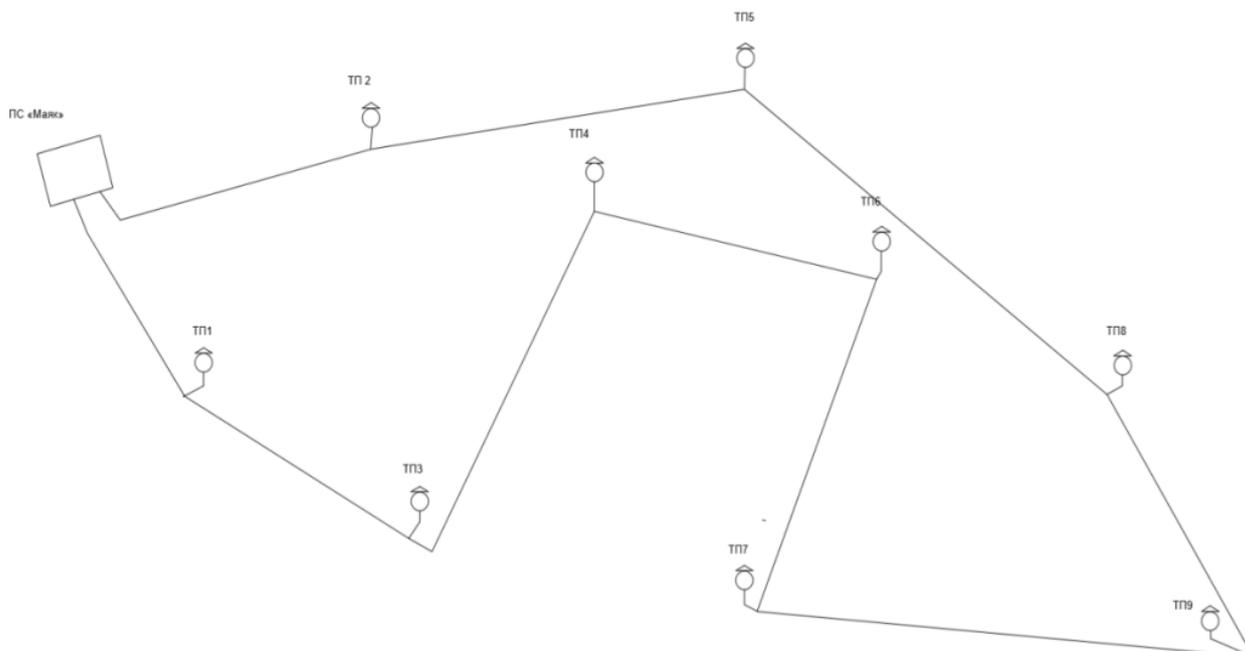


Рисунок 3 – Схема электроснабжения с. Маяк вариант 3

Таблица 4 – Сопоставление вариантов реконструируемой сети

Номер варианта	Количество ТП	Суммарная длина линий, км
1	9	28,85
2	9	29,934
3	9	30,535

Указанные в таблице варианты конфигурации сети 1, 2, 3 предполагают создание петлевых схем электроснабжения, точка размыкания петли находится по результатам расчета режимов. Количество потребительских трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ в каждом варианте не меняется. Меняются конфигурация сети и протяженность линии электропередачи, поэтому сравнение вариантов производится по затратам проводникового материала для возведения линии электропередач.

Следовательно, основным показателем эффективности варианта будет являться протяженность линии. В рассматриваемом случае минимальными длинами линий характеризуются варианты 1 и 2, то есть эти варианты являются конкурентоспособными.

Если подойти к оценке вариантов с точки зрения обеспечения надежности электроснабжения, то эти варианты одинаковы. Это освобождает от необходимости проводить оценку от ущерба от перерывов в электроснабжении, то есть достаточно оценить разницу в протяженности линий электропередач.

Чтобы определить потоки мощности в ветвях, токи и выбор сечений питающих кабельных линий выполняется упрощенный расчет режимов.

Первоначальными данными для выполнения расчетов используются рабочие напряжения на шинах источника питания, узловые мощности нагрузок, параметры схем замещения элементов электрической сети. Прежде, чем выполнять расчет режима работы сети для каждой подстанции следует определить ее приведенную мощность, которая включает кроме нагрузки потребителей потери мощности в трансформаторах. Рассчитаем на примере КЛ 1 ПС 35/10 «Маяк» по алгоритмам магистрали с двухсторонним питанием.

Составляем схему замещения фидеров 10 кВ ПС 35/10 «Маяк».

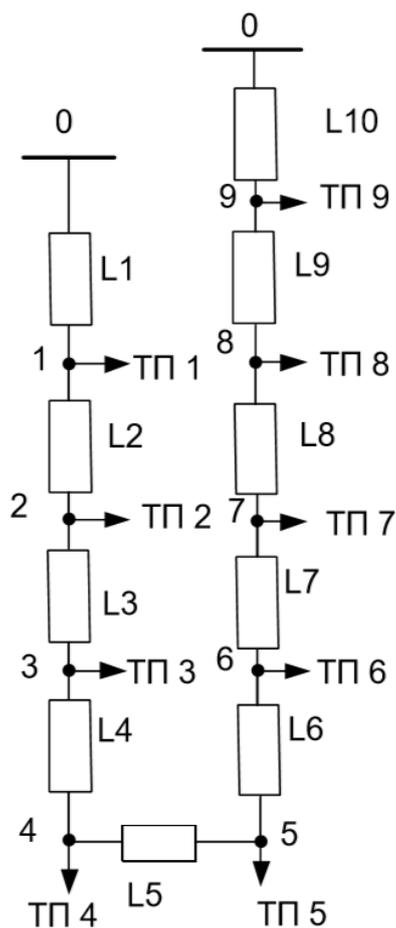


Рисунок 4 - Схема замещения КЛ 1 ПС 35/10 Маяк

Таблица 5 - Нагрузки в узлах

№ ТП	Нагрузка в узле	
	P, кВт	Q, квар
1	538	159,3
3	550,716	164,77
7	411,32	193
9	603,4	204,55
8	542,86	252,48
6	541,29	154,96
5	591,35	169,5
4	546,46	164,99
2	603,4	204,55

#### 4 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

Определяется мощность трансформаторов для ТП 1.

Исходными данными для выбора мощности ТП является активная и реактивная мощность на шинах 0,4 кВ.

$$S_{P.Тр} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{K_3 \cdot N_T}, \quad (6)$$

где  $K_3 = 0,75$  – коэффициент загрузки [8].

$P_{P.ТП}$  – активная мощность на шинах 0,4 кВ ТП;

$Q_{P.ТП}$  – реактивная мощность на шинах 0,4 кВ ТП;

$N_T$  – количество трансформаторов на ТП;

$$S_{P.Тр} = \frac{\sqrt{(538)^2 + (159,3)^2}}{0,75 \cdot 2} = 374,058 \text{ кВА.}$$

Принимается трансформатор ТМГ 400 кВА.

Паспортные данные:

$$\Delta P_{XX} = 1300 \text{ Вт} \quad \Delta P_{K3} = 5200 \text{ Вт} \quad I_{XX} = 1,8 \text{ А} \quad U_{BH} = 10000 \text{ В} \quad U_k = 4,5\%$$

$$Q_{XX} = I_{XX} \frac{S_{TH}}{100} \quad (7)$$

$$Q_{XX} = 1,8 \frac{400000}{100} = 7200 \text{ вар}$$

Активное и индуктивное сопротивление трансформатора:

$$R_T = \Delta P_k \frac{U_{BH}^2}{S_{TH}^2}, \quad (8)$$

$$R_T = 3800 \frac{10000^2}{400000^2} = 2,375 \text{ Ом};$$

$$X_T = U_k \frac{U_{BH}^2}{S_{TH} \cdot 100}, \quad (9)$$

$$X_T = 4.5 \frac{10000^2}{400000 \cdot 100} = 11,25 \text{ Ом}.$$

Определяются потери в трансформаторе

$$\Delta S_{TP} = \frac{|S_1|^2 \cdot (R_T + j \cdot X_T) \cdot 10^{-3}}{U^2}, \quad (10)$$

$$\Delta S_{TP} = \frac{374.058^2 \cdot (6.08 + j \cdot 22) \cdot 10^{-3}}{10^2} = 3.472 + j \cdot 9.947 \text{ кВА}.$$

Определяются расчетные мощности в узлах:

$$S_P = S_1^2 + \Delta S_{TP} + (\Delta Q_{XX} + \Delta P_{XX}), \quad (11)$$

$$S_P = 538 + j159.3 + 3.472 + j9.847 + (3800 + 100) \cdot 10^{-3} = 548,672 + j169,277 \text{ кВА}.$$

Определяется коэффициент загрузки трансформаторов:

$$S_T = \frac{\sqrt{P_1^2 + Q_1^2}}{0.8}, \quad (12)$$

$$S_T = \frac{\sqrt{538^2 + 159.3^2}}{0.75 \cdot 2} = 374.059 \text{ кВА};$$

$$K_3 = \frac{\sqrt{P_1^2 + Q_1^2}}{S_{TH}}, \quad (13)$$

$$K_3 = \frac{\sqrt{538^2 + 159,3^2}}{400 \cdot 2} = 0,7$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Расчет нагрузок в узлах

Марка и кол-во тр-ров	$\frac{\Delta P_{xx}}{Bm}$	$\frac{\Delta P_{K3}}{Bm}$	Нагрузка в узле, кВт	$K_3$	$K_3^{ПА}$
2хТСЗ-400/10	1300	5200	$S_{nr1} = 548,672 + j169,277$	0,7	1,4
2хТСЗ-400/10	1300	5200	$S_{nr2} = 553,61 + j165,8$	0,72	1,43
ТСЗ-630/10	2000	7300	$S_{nr3} = 415,2 + j194,6$	0,36	-
2хТСЗ-400/10	1300	5200	$S_{nr4} = 608,45 + j210,6$	0,79	1,5
2хТСЗ-400/10	1300	5200	$S_{nr5} = 545,35 + j256,48$	0,74	1,4
2хТСЗ-400/10	1300	5200	$S_{nr6} = 551,3 + j164,75$	0,7	1,4
2хТСЗ-630/10	2000	7300	$S_{nr7} = 596 + j173,5$	0,4	0,97
2хТСЗ-400/10	1300	5200	$S_{nr8} = 556,46 + j168,89$	0,71	1,43
2хТСЗ-400/10	1300	5200	$S_{nr9} = 476,25 + j143,3$	0,6	1,2

Выбор номинального напряжения.

Технико-экономическим сравнением вариантов определяется выбор напряжений участков электрической сети объекта. При выборе номинального напряжения внешнего участка сети учитываются существующие напряжения источников питания и дальность передачи электрической энергии [11].

Система электроснабжения села Маяк в существующей системе электроснабжения осуществляется от подстанции 35/10 «Маяк» с установленным трансформатором ТРДНС-4000/35/10 на напряжении 10 кВ. Перевод электроснабжения на уровень напряжения 35 кВ не является целесообразным, поскольку КЛЭП 35 кВ подходит для случаев, когда дальность передачи электроэнергии свыше 30 км, а в нашей ситуации расстояние от источника питания составляет около 10 км. Поэтому, электроснабжение будет осуществляться на напряжение 10 кВ.

## 5 ВЫБОР СХЕМЫ И СЕЧЕНИЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 0,4 кВ

Городская распределительная сеть электроснабжения напряжением 0,4 кВ, как правило, выполняется петлевой, радиальной или лучевой.

Для особо важных потребителей предусмотрено резервирование.

### 5.1 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ

1. Определение максимального тока, протекающего в линии

$$I_{P.L.норм} = \frac{\sqrt{\frac{P_{P.L.}^2}{2} + \frac{Q_{P.L.}^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (14)$$

2. Определение расчетного тока:

$$I_{расч} = \alpha_i \alpha_T I_{P.L.норм}, \quad (15)$$

где  $\alpha_T$  - коэффициент, означающий число часов использования максимальной нагрузки и коэффициент попадания максимума нагрузки линии в максимум нагрузки энергосистемы;

$\alpha_i$  - коэффициент, изменения нагрузки по годам эксплуатации, принимаемый = 1,05.

3. Выбираем сечение проводника по полученному значению расчетного тока.

4. Проверка выбранных в результате расчета сечений. Проверка осуществляется на основе моделирования наиболее тяжелых послеаварийных режимов. При сравнении оценка производится по наибольшему значению тока, по которому сеть проверяется по условиям нагрева в длительном режиме работы [14]. По этому току осуществляется проверка по условиям нагрева в длительном режиме:

$$I_{n/ав} \leq K \cdot I_{дл.доп.}, \quad (16)$$

где  $K$  – поправочный коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды.

$I_{дл.доп.}$  - длительно допустимый ток, А.

Поправочный коэффициент равен 1,29, так как фактическая температура среды ниже минус 5 °С, нормированная температура среды равна плюс 25 °С.

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{P_{P.Л.}^2 + Q_{P.Л.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (17)$$

Определим сечение кабеля для линии ТП1-(1-16)-(17-19)

$$I_{P.Л.норм} = \frac{\sqrt{\frac{214,02^2}{2} + \frac{62,078^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 239,454 \text{ А};$$

$$I_{расч} = \alpha_i \alpha_T I_{P.Л.норм.} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 239,454 = 276,569 \text{ А.}$$

По результатам расчета в качестве проводникового материала выбирается кабель с алюминиевой жилой площадью поперечного сечения 300 мм<sup>2</sup> марки АВВГ.

Для проверки сечения в послеаварийном режиме определяется величина токовой нагрузки:

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{214,02^2 + 62,078^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 338,57 \text{ А.}$$

Тогда ток в длительно допустимом режиме составляет:

$$338,57 \leq 1,29 \cdot 591 = 762,39 \text{ А.}$$

Условие устойчивости проводника к тепловому воздействию выполняется. Сечение проводника выбрано верно.

По приведенной выше методике выбираются сечения остальных кабелей. Результаты выбора представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Марки и сечения кабелей

Участок сети	$I_{расч.}, А$	$I_{н/ав}, А$	$I_{дл.дон.}, А$	Сечение F, мм <sup>2</sup>	Марка	$\Delta U$ %
1	2	3	4	5	6	7
ТП1-(1-16)-(17-19)	276,569	338,57	762,3	300	АВВГ	0,23
ТП1-20-21-(22-27)	439,33	537,93	762,3	300	АВВГ	0,6
ТП2-(28-34)	426,13	537,57	762,39	300	АВВГ	1,13
ТП3-(35-37)-(38-41)-42	335,54	474,53	762,3	300	АВВГ	0,46
ТП3-43-44-45-46-47	345,47	423	762,3	300	АВВГ	0,37
ТП4-43-44-45-46-47-48-49-50-51	299,36	366,54	762,3	300	АВВГ	0,28
ТП4-52-53-54-55-56-57-58-59-60-61-62-63	429,8	526,26	762,3	300	АВВГ	0,57
ТП5-64-65-66-67-68-69	286,74	351,1	762,3	300	АВВГ	0,25
ТП5-(70-80)-(81-83)	490,3	600,34	762,3	300	АВВГ	0,75
ТП6-(84-87)-(88-90)-91-92-93-94-(95-98)	410,9	503,2	762,3	300	АВВГ	0,52
ТП6-(99-105)-106-107-108-109-110	306,3	375,045	762,3	300	АВВГ	0,29
ТП7-111	356,168	436,1	762,3	300	АВВГ	0,39
ТП7-(112-114)-(115-118)-119-120-121-122-123-124	218,13	267,09	762,3	300	АВВГ	0,14
ТП8-(125-127)-(128-143)-144-145-146-147	449,79	550,48	762,3	300	АВВГ	0,63
ТП8-148-149-150-151-152-153-154	409,01	501,14	762,3	300	АВВГ	0,52
ТП9-(155-157)-(158-160)-161-162-163-164-165-166-167-168	338,7	414,76	762,3	300	АВВГ	0,35
ТП9-169-170-171-172-173-174-175-176-177-178-179-(180-195)	477,9	584,3	762,3	300	АВВГ	0,71

## 6 ВЫБОР СХЕМЫ И ПАРАМЕТРОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 10 кВ

### 6.1 Выбор сечения питающей линии 10 кВ

В селе Маяк система электроснабжения предлагается использовать передачу электроэнергии кабельными линиями, проложенными в земле на глубине 0,7 метра. Сечение кабельных линий по правилам механической прочности должно использоваться не менее  $35 \text{ мм}^2$  [4].

Выбор сечения кабельных линий производится по нагреву длительно допустимым током в режиме ремонта и проверяется по допустимой потере напряжения в нормальном и послеаварийном режиме.

Выбор сечений КЛ определяется расчетным током и по справочным данным выбирается стандартное сечение, которое равно большему току.

Рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{РАБ} = \frac{S_{р.л}}{U_H \cdot \sqrt{3}}, \quad (18)$$

где  $S_{р.л}$  – расчетная нагрузка линии, кВА;

$U_H$  – номинальное напряжение линии, В.

Стандартное сечение выбирается по длительно допустимому току. Для кабелей, проложенных в земле, учитывается следующее:

$K_n$  – коэффициент, учитывающий число работающих кабелей проложенных в земле;

$K_Q$  – коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды и допустимую температуру кабеля.

Определяется длительно допустимый ток для КЛ по выражению:

$$I_{доп} = I_{доп.сп} \cdot K_n \cdot K_Q \quad (19)$$

Определение максимального тока, протекающего в линии:

$$I_{P..Л.норм} = \frac{\sqrt{P_{P..Л.}^2 + Q_{P..Л.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot N_{Ц}}, \quad (20)$$

где  $N_{Ц}$  – количество цепей в линии.

По полученным расчетам выбираем сечение проводника.

Выбирается кабель трехжильный с жилами из алюминия с сечением  $35 \text{ мм}^2$  с длительно допустимым током 110 А.

Данный кабель удовлетворяет допустимые условия нагрева в после аварийном режиме, из этого следует, что он удовлетворяет условиям выбора в нормальном режиме [12].

Для проверки сечений рассчитываются более тяжелые послеаварийные режимы. Из них выбирается больший ток. И по этому току осуществляется проверка по условиям нагрева в длительном режиме:

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{P_{P..Л.}^2 + Q_{P..Л.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (21)$$

$$I_{n/ав} \leq K \cdot I_{дл.доп.}, \quad (22)$$

где  $K$  – поправочный коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды,  $K=1,29$ .

$I_{дл.доп.}$  - длительно допустимый ток (определяется по [11]).

Выбирается кабель марки ААБЛГ – с алюминиевыми жилами, в алюминиевой оболочке, изоляцией жил из пропитанной бумаги, бронированной стальными лентами, с подушкой из битума.

Таблица 8 – Расчет сечений кабеля 10 кВ

Участок сети	L, м	P <sub>ij</sub> кВт	Q <sub>ij</sub> квар	I <sub>расч</sub> А	I <sub>пав</sub> А	I <sub>дл.доп</sub> А	F, мм <sup>2</sup>	Марка
ПС-ТП1	420	538	159,3	18,69	32,39	110	35	ААБЛГ
ТП1-ТП3	380	550,72	164,77	19,16	33,18	110	35	ААБЛГ
ТП3-ТП7	500	411,32	193	15,13	26,2	110	35	ААБЛГ
ТП7-ТП9	460	603,4	204,55	21,24	36,78	110	35	ААБЛГ
ТП9-ТП8	600	542,86	252,48	19,96	34,56	110	35	ААБЛГ
ТП8-ТП6	420	541,29	154,96	18,76	32,49	110	35	ААБЛГ
ТП6-ТП5	480	591,35	169,5	20,51	35,52	110	35	ААБЛГ
ТП5-ТП4	700	546,46	164,99	19,03	32,96	110	35	ААБЛГ
ТП4-ТП2	600	467,224	132,59	16,19	28,04	110	35	ААБЛГ
ТП2-ПС	550	467,224	132,59	16,19	28,04	110	35	ААБЛГ

Таблица 9 – Расчет сечений кабеля 10 кВ

Участок сети	L, м	P <sub>ij</sub> кВт	Q <sub>ij</sub> квар	I <sub>расч</sub> А	I <sub>пав</sub> А	I <sub>дл.доп</sub> А	F, мм <sup>2</sup>	Марка
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП1-(1-16)-(17-19)	420	214,0	62,078	7,42	12,86	110	35	ААБЛГ
ТП1-20-21-(22-27)	380	339,1	101,63	11,8	20,43	110	35	ААБЛГ
ТП2-(28-34)	500	467,2	132,59	20,6	28,03	110	35	ААБЛГ
ТП3-(35-37)-(38-41)-42	460	298,6	91,58	10,41	18,03	110	35	ААБЛГ
ТП3-43-44-45-46-47	600	267,3	77,7	9,28	16,07	110	35	ААБЛГ
ТП4-43-44-45-46-47-48-49-50-51	420	230,4	71,45	8,04	13,9	110	35	ААБЛГ
ТП4-52-53-54-55-56-57-58-59-60-61-62-63	480	332,1	98,24	11,54	19,9	110	35	ААБЛГ
ТП5-64-65-66-67-68-69	700	222,4	62,442	6,67	13,34	110	35	ААБЛГ
ТП5-(70-80)-(81-83)	600	379,5	110,05	13,17	22,8	110	35	ААБЛГ
ТП6-(84-87)-(88-90)-91-92-93-94-(95-98)	550	319,6	86,664	11,04	19,12	110	35	ААБЛГ
ТП6-(99-105)-106-107-108-109-110		236	72,37	8,2	14,25	110	35	ААБЛГ
ТП7-111		252	137,42	9,57	16,57	110	35	ААБЛГ

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП7-(112-114)-(115-118)-119-120-121-122-123-124		165,9	57,97	5,86	10,15	110	35	ААБЛГ
ТП8-(125-127)-(128-143)-144-145-146-147		346,1	107,48	12,08	20,92	110	35	ААБЛГ
ТП8-148-149-150-151-152-153-154		282,4	170,43	10,99	19,05	110	35	ААБЛГ
ТП9-(155-157)-(158-160)-161-162-163-164-165-166-167-168		260,7	80,68	9,07	15,71	110	35	ААБЛГ
ТП9-169-170-171-172-173-174-175-176-177-178-(179-195)		362,4	130,39	12,84	22,24	110	35	ААБЛГ

## 6.2 Выбор условий прокладки кабельных линий

При выборе способов прокладки силовых кабельных линий до 35 кВ необходимо руководствоваться следующим.

При прокладке кабелей в земле рекомендуется в одной траншее прокладывать не более шести силовых кабелей. При большом количестве кабелей рекомендуется прокладывать их в отдельных траншеях с расстоянием между группами кабелей не менее 0,5 м. или в каналах, тоннелях, по эстакадам и в галереях [23].

С учётом существующих сооружений выбирается трасса. При пересечении с дорогами, железнодорожными путями, кабели прокладываются под прямым углом, для уменьшения длины.

Кабели укладывают на дно траншеи, которая очищена от камней и неровностей, куда насыпают заранее слой земли или песка толщиной 100 мм. Кабели укладывают “змейкой” с запасом длины 1-3 % чтобы исключить опасные напряжения при деформации почвы. Данные кабели засыпают слоем мягкой земли или песком, далее траншею засыпают грунтом. Помимо этого, требуется укладывать сигнальную ленту для предотвращения повреждения техническими средствами. При вводе в здание сделаны запасы кабеля, длиной 1-1,5 м, кото-

рые используют на случай ремонта кольцевых муфт и их монтажа. Ввод в здание выполняют через отрезок асбестоцементной трубы. Это делается для того, чтобы облегчить замену кабеля. Эта труба заделана цементно-битумной смесью с обеих сторон, чтобы предотвратить проникновения воды.

## 7 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ ТП И ЛИНИЯХ

Потери в линии мощности определяются по следующим формулам:

$$\Delta P = \frac{(P_{\Sigma}^2 r + Q_{\Sigma}^2 r)}{U^2} \quad (23)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{\Sigma}^2 x + Q_{\Sigma}^2 x)}{U^2}, \quad (24)$$

где  $P_{\Sigma}, Q_{\Sigma}$  - реактивная и активная мощность, протекающая по линии, кВт, квар [18].

$x, r$  - удельные реактивное и активное сопротивления, Ом/км;

$U$  - номинальное напряжение, кВ.

Энергия, теряемая на участке линии, определяется по следующей формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (25)$$

где  $\tau$  - время потерь, ч.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_i}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (26)$$

где  $T_i$  - число часов использования максимума нагрузки, ч.

Произведем расчет для линии ТП1-(1-16)-(17-19) по формулам:

$$\Delta P = \frac{214,02^2 \cdot 0,125 + 62,078^2 \cdot 0,125}{0,4^2} = 38,795 \text{ кВт};$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{2300}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1098 \text{ ч};$$

$$\Delta W = 38,795 \cdot 1098 = 42,596 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Результаты определения потерь электроэнергии и мощности сведем в таблицу 10.

Таблица 10 – Определение потерь мощности и энергии в линии 0,4 кВ

Участок сети	P, кВт	Q, квар	F, мм <sup>2</sup>	x	r	ΔP, кВт	ΔQ, квар	ΔW, МВт*ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП1-(1-16)-(17-19)	214,02	62,078	300	0,125	0,077	38,495	0,23	42,596
ТП1-20-21-(22-27)	339,15	101,636	300	0,125	0,077	29,35	0,6	34,44
ТП2-(28-34)	467,22	132,59	300	0,125	0,077	33,613	1,13	39,397
ТП3-(35-37)-(38-41)-42	298,6	91,58	300	0,125	0,077	38,112	0,46	41,236
ТП3-43-44-45-46-47	267,35	77,7	300	0,125	0,077	37,132	0,37	42,31
ТП4-43-44-45-46-47-48-49-50-51	230,43	71,45	300	0,125	0,077	28,48	0,28	35,65
ТП4-52-53-54-55-56-57-58-59-60-61-62-63	332,15	98,24	300	0,125	0,077	29,09	0,57	37,52
ТП5-64-65-66-67-68-69	222,49	62,442	300	0,125	0,077	29,22	0,25	38,68
ТП5-(70-80)-(81-83)	379,5	110,055	300	0,125	0,077	37,96	0,75	41,056
ТП6-(84-87)-(88-90)-91-92-93-94-(95-98)	319,68	86,664	300	0,125	0,077	31,86	0,52	36,64
ТП6-(99-105)-106-107-108-109-110	236	72,37	300	0,125	0,077	26,373	0,29	32,36
ТП7-111	252	137,42	300	0,125	0,077		0,39	
ТП7-(112-114)-(115-118)-119-120-121-122-123-124	165,96	57,97	300	0,125	0,077	24,9	0,14	37,69

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП8-(125-127)- (128-143)-144-145- 146-147	346,18	107,487	300	0,125	0,077	34,26	0,63	37,48
ТП8-148-149-150- 151-152-153-154	282,4	170,43	300	0,125	0,077	28,033	0,52	37,224
ТП9-(155-157)- (158-160)-161-162- 163-164-165-166- 167-168	260,79	80,68	300	0,125	0,077	26,35	0,35	38,86
ТП9-169-170-171- 172-173-174-175- 176-177-178-179- (180-195)	362,48	130,39	300	0,125	0,077	36,84	0,71	43,92

В трансформаторах потеря мощности определяется по следующим формулам:

$$\Delta P = \frac{(P_{P.Л.}^2 R + Q_{P.Л.}^2 R)}{U^2} \quad (27)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{P.Л.}^2 X + Q_{P.Л.}^2 X)}{U^2} \quad (28)$$

где  $P_{P.Л.}, Q_{P.Л.}$  - реактивная и активная мощность, на стороне НН 0,4 кВ трансформатора ТП, кВт, квар;

$x, r$  - удельные реактивное и активное сопротивления трансформаторов, Ом/км;

$U$  - номинальное напряжение, кВ.

Таблица 11 – Потери мощности в трансформаторах ТП

Номер ТП	$P_{P.ТП}, \text{кВт}$	$Q_{P.ТП}, \text{квар}$	$S_T, \text{кВА}$	$\Delta P, \text{кВт}$	$\Delta Q, \text{квар}$
ТП1	538	159,3	400	4,3	3,3
ТП2	467,224	132,59	400	4,5	3,6
ТП3	550,72	164,77	400	3,9	3,3
ТП4	546,46	164,99	400	6,6	4,6
ТП5	591,35	169,5	630	5,1	4,01
ТП6	541,29	154,96	400	2,9	1,8
ТП7	411,32	193	630	2,7	2,1
ТП8	542,86	252,48	400	3,1	2,9
ТП9	603,4	204,55	400	6,01	5,8

### 7.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

В высоковольтной сети токи КЗ определяются в следующих точках: на шинах распределительных подстанций, на шинах высокого напряжения наиболее удаленной ТП и на шинах высокого напряжения расчетной ТП [26]. За основное напряжение возьмем  $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$ .

Формула трехфазного тока короткого замыкания:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (29)$$

где  $Z$  - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Формула полного сопротивления до точки КЗ:

$$Z = \sqrt{(\sum x_l + x_{сис})^2 + (\sum r_l)^2}. \quad (30)$$

Формула двухфазного тока короткого замыкания:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)}. \quad (31)$$

Формула ударного тока:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)}. \quad (32)$$

Формула ударного коэффициента:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}. \quad (33)$$

Формула постоянной времени затухания:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r}. \quad (34)$$

Произведем расчет токов КЗ:

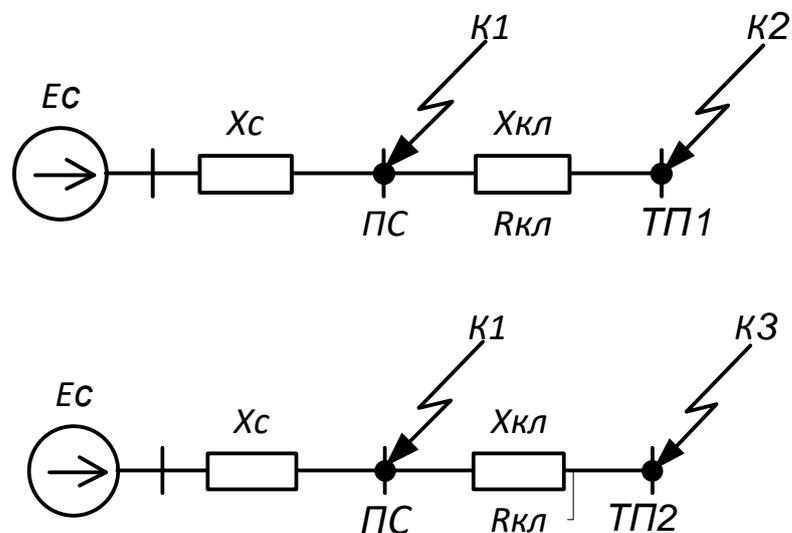


Рисунок 5 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

Для примера проведём расчеты токов КЗ в т. К1, на шинах ПС:

$$X_C = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot I_c} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 8,71} = 0,696 \text{ Ом};$$

$$Z = \sqrt{(x_{кл} + x_{сус})^2 + r_{кл}^2} = \sqrt{(0,160 + 0,696)^2 + 0,443^2} = 0,964 \text{ Ом};$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,964} = 6,289 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,289 = 5,446 \text{ кА};$$

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} = \frac{0,856}{314 \cdot 0,443} = 0,006$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,006}} = 1,189;$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,189 \cdot 6,289 = 10,575 \text{ кА}.$$

Результаты остальных расчетов сведу в таблицу 12.

Таблица 12– Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

т. КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$ , кА	$I_{\kappa}^{(2)}$ , кА	$T_a$	$k_{уд}$	$i_{уд}$ , кА
К1	6,289	5,446	0,006	1,189	10,575
К2	12,572	10,88	0,00126	1	17,779
К3	12,682	10,983	0,00123	1	17,935

## 7.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, и в конце каждой отходящей линии [26]. За основное напряжение принимается напряжение равное  $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$ .

При этих условиях начальное значение периодической составляющей следует определять по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (35)$$

$Z$  - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Формула полного сопротивления до точки КЗ:

$$x_T = \sqrt{z_T^2 + r_T^2} \quad (36)$$

Формула полного сопротивления до точки КЗ:

$$x_T = \sqrt{z_T^2 + r_T^2} \quad (37)$$

Ток однофазного короткого замыкания будем определять методом симметричных составляющих:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}{z_0}, \quad (38)$$

где  $z_0$  - сопротивление однофазному короткому замыканию, Ом.

Полное сопротивление однофазного КЗ определяется как:

$$z_0 = \sqrt{(r_{III} + r_{OI} + r_{HI})^2 + (x_{III} + x_{OI} + x_{HI})^2}, \quad (39)$$

где  $r_{III}$ ,  $x_{III}$  - активное и реактивное сопротивление прямой последовательности, Ом;

$r_{OI}$ ,  $x_{OI}$  - активное и реактивное сопротивление обратной последовательности, (для линий и трансформаторов принимается равное прямой) Ом;

$r_{нп}$ ,  $x_{нп}$  - активное и реактивное сопротивление нулевой последовательности, Ом.

Для примера произведем расчет для ТП2, питающейся от ПС.

Расчетная схема показана на рисунке 6.

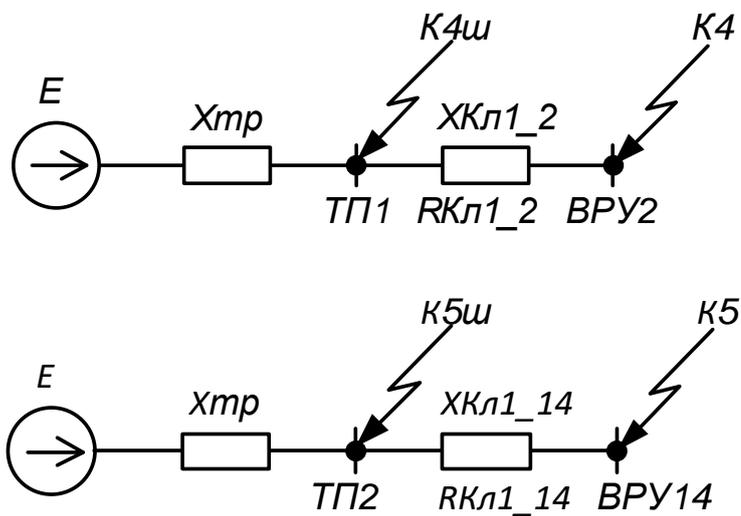


Рисунок 6 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ для т. К4:

$$r_T = \frac{P_k \cdot U_{осн}^2}{S_{T.ном}^2}, \quad (40)$$

$$r_T = 3,789 \text{ мОм.}$$

$$x_T = \sqrt{(z_T)^2 - (r_T)^2}, \quad (41)$$

$$x_T = 3,788 \text{ Ом;}$$

$$z_4 = \sqrt{\left( (x_C + x_{KL_{C-nc}} + x_{KL_{nc-III}} + x_{TP1}) \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} \right)^2 + \left( (r_{KL_{C-nc}} + r_{KL_{nc-III}} + r_{TP1}) \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} \right)^2}, \quad (42)$$

$$z_4 = z_5 = \sqrt{\left( (0,696 + 0,443 + 0,160 + 0,0174) \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} + x_{III-1} \right)^2 + \left( (0,443 + 0,0054 + 0,003) \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} \right)^2} = 0,0278$$

МОМ

$$I_4^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,0278} = 8,307 \text{ кА};$$

$$z_5 = \sqrt{\left( (x_C + x_{KL_{C-nc}} + x_{KL_{nc-III}} + x_{TP1}) \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} + x_{III-1} \right)^2 + \left( (r_{KL_{C-nc}} + r_{KL_{nc-III}} + r_{TP1}) \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} + r_{III-1} \right)^2};$$

$$z_5 = \sqrt{\left( (0,696 + 0,443 + 0,160 + 0,0174) \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} + x_{III-1} \right)^2 + \left( (0,443 + 0,0054) \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} + 0,003 \right)^2} = 0,023$$

МОМ;

$$I_5^{(3)} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 0,023} = 10.497 \text{ кА};$$

$$I_{кш4}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_\phi}{z_{40}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{3,165} = 21,89 \text{ кА};$$

$$I_{к5}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_\phi}{z_{40}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{5,388} = 12,858.$$

Результаты расчетов приведём в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Точка КЗ	$I_K^{(3)}$ , кА	$I_K^{(1)}$ , кА
К4ш	8,307	21,89
К4	10,497	12,858
К5ш	11,605	7,226
К5	15,294	4,263

## 8 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для проверки кабелей на устойчивость к термическим обработкам, нам необходимо рассчитать минимальное сечение кабеля по термической стойкости, оно должно быть не больше сечения данного нами кабеля [26].

Постоянная времени вычисляется по величине сопротивлений до места КЗ:

$$T_a = \frac{\sum X}{\omega \cdot \sum R}. \quad (43)$$

Формула теплового импульса:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot \left[ t_{откл} + T_a \cdot \left( 1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,01}{T_a}} \right) \right]. \quad (44)$$

Формула минимального сечения кабеля по условиям термической стойкости:

$$S_{тер} = \sqrt{\frac{B_k}{C_m}}, \quad (45)$$

где  $C_m$  - коэффициент, взятый для кабелей,  $94 \frac{A^2 \cdot c}{мм^2}$ .

Для примера расчет мы проведем для кабеля ТП1-3.

$$B_k = 6,289^2 \cdot \left[ 0,1 + 0,006 \cdot \left( 1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,01}{0,006}} \right) \right] = 4,0428 кА^2 \cdot c, \text{ мм}^2;$$

$$S_{мер} = \sqrt{\frac{4,0428 \cdot 10^3}{94}} = 6,558 \text{ кВА.}$$

Данный кабель для которого была сделана проверка имеет сечение  $300 \text{ мм}^2 > 6,558 \text{ мм}^2$ , из этого следует, что проверка выполняется, выбранный кабель проходит по термической стойкости. Остальные кабели в сети должны быть сечением не меньше  $6,558 \text{ мм}^2$ .

### 8.1 Проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения

Выбранные сечения кабелей в сети 10 кВ, которые питают трансформаторные подстанции от РП, проверяются по допустимой потере напряжения, как и кабели в сети 0,4 кВ. Отхождения в напряжении должно быть в пределах  $\pm 5 \%$  в нормальном режиме, и в пределах  $\pm 10 \%$  в аварийном режиме [18].

Результаты определения потерь в сети 10 кВ отображены в таблице 14.

Таблица 14 – Проверка допустимых потерь напряжения в сети 10 кВ

Кабель	$I_{ПА}$ , А	$R_0$ , Ом/км	$X_0$ , Ом/км	L, м	$\Delta P$ , кВт	$\Delta U$ , %
ПС-ТП1	32,39	0,443	0,160	420	0,717	0,258
ТП1-ТП3	33,18	0,443	0,160	380	0,979	0,353
ТП3-ТП7	26,2	0,443	0,160	500	1,469	0,531
ТП7-ТП9	36,78	0,443	0,160	460	1,676	0,605
ТП9-ТП8	34,56	0,443	0,160	600	0,748	0,27
ТП8-ТП6	32,49	0,443	0,160	420	0,678	0,245
ТП6-ТП5	35,52	0,443	0,160	480	0,938	0,339
ТП5-ТП4	32,96	0,443	0,160	700	0,811	0,293
ТП4-ТП2	28,04	0,443	0,160	600	0,99	0,36
ТП2-ПС	28,04	0,443	0,160	550	0,698	0,252

Потери напряжения в сети 10 кВ находятся в пределах допустимых значений.

## 9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Основными критериями выбора электрических аппаратов являются:

- номинальное напряжение;
- номинальный ток;
- род установки.

После выбора электрических аппаратов необходимо произвести проверку на динамическую и термическую стойкость, что определяется воздействием токов короткого замыкания.

### 9.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, который используется для включения и отключения тока.

На рисунке 7 показано взаимное расположение выключателей в системе.

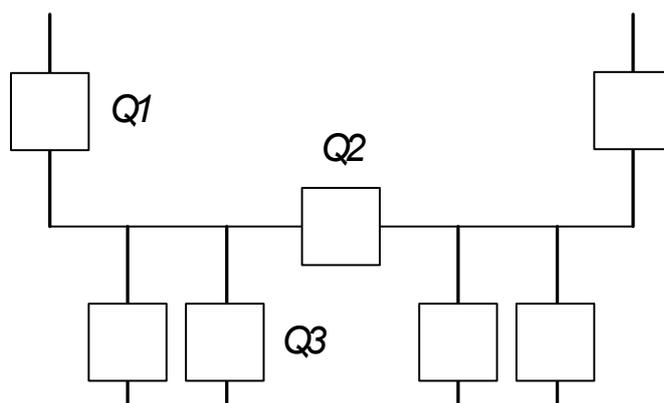


Рисунок 7 – Расположение выключателей

Определим номинальные значения токов, проходящих через выключатель Q3:

$$I_{ном3} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{4789^2 + 1593^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 145,69 \text{ А.}$$

К установке принимаются вакуумные выключатели.

Параметры, по которым осуществляется выбор выключателей:

- 1) Напряжение установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (46)$$

2) Длительный ток:

$$I_{р.мах} \leq I_{ном} \quad (47)$$

3) Отключающая способность:

$$I_{н.0} \leq I_{откл.ном} \quad (48)$$

Выбираем вакуумный выключатель типа ВРС-10-20/2500 У2.

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{ноК1}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (49)$$

где  $t_{откл}$  - время отключения КЗ, принимаем  $t_{откл} = 0,015$  с.

$$B_K = 6.289^2 \cdot (0.015 + 0.006 + 0.5) = 32,471 \text{ кА}^2\text{с}.$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{К.в} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с} \quad (50)$$

$$B_K \leq B_{К.в}$$

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе определим по следующей формуле:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном\ откл} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА}, \quad (51)$$

где  $\beta_H$  – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя  $\beta_H = 40\%$ ;

$I_{ном\ откл}$  – номинальный ток отключения.

Расчетное значение апериодической составляющей в отключенном токе для времени  $\tau$  составляет:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 6,289 = 8,894 \text{ кА}.$$

Сопоставление приведено в таблице 15.

Таблица 15 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВРС-10-20/2500 У2	
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 567,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{y\delta} = 15,33 \text{ кА}$	$i_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{y\delta}$
$B_{к.} = 118,56 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{но} = 9,85 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$I_{нт} = 9,85 \text{ кА}$	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
$i_{ат} = 8,894 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 22,6 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{ат}$

Данные выключатели удовлетворяют нашим условиям проверки.

## 9.2 Выбор и проверка трансформатора тока

При выборе трансформатора тока, необходимо следующее:

Трансформаторы тока должен быть с двумя вторичными обмотками, одна необходима для включения электроизмерительных приборов, вторая – для защитных приборов.

Выбирается трансформатор тока по номинальному напряжению (в соот-

ветствии с классом изоляции), току первичной цепи, току вторичных обмоток при выбранном классе точности, а проверяется по электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях.

Их класс должен быть 0,5, так как к токовым трансформаторам подключаются цепи электрических счетчиков.

Трансформаторы тока выбираем с вторичным током равным 5 А, а также двумя сердечниками.

Трансформаторы тока выбираются по току и напряжению [24] .

Из-за того, что недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей, номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки,:

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости [10] .

$$i_{уд} = k_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном}, \quad (52)$$

где  $K_{эд}$  – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;

$I_{ном}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока.

- по термической стойкости:

$$Вк \leq (K_m \cdot I_{ном})^2 \cdot t_m, \quad (53)$$

$K_m$  – кратность термической стойкости, справочные;

$t_m$  – время термической стойкости, величина справочная.

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (54)$$

$Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока,

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей небольшое, поэтому  $Z_2 \approx r_2$ . Вторичная нагрузка  $r_2$  сформирована из сопротивления приборов  $r_{приб}$ , соединительных проводов  $r_{пр}$  и переходного сопротивления контактов  $r_K$ :

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_K \quad (55)$$

Выбираем ТТ ТОЛ-10, он предназначен для установки в КРУ, с первичным током 200 А.

Берём все электроизмерительные приборы с цифровым интерфейсом и телеметрическими параметрами серии 3021, они помогут обеспечить снижение погрешностей снятых с приборов.

Электроизмерительные приборы этой серии питаются от трансформатора тока или трансформатора напряжения, они устанавливаются по интерфейсу RS485 и передают значения измеряемых сигналов с учетом установленных коэффициентов трансформации. Кроме функции измерения приборы серии 3021 дают функцию контроля минимальных и максимальных допустимых значений измеряемых параметров.

Список вторичной нагрузки трансформатора тока указан в таблице 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В.А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5		
Ваттметр	СР-3021	0,5	-	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	0,1	-	0,1
Счетчик РЭ				
Итого		1,6		0,35

Формула номинальной нагрузки ТТ:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2}, \quad (56)$$

$S_{2H}$  – номинальная нагрузка вторичной цепи, справочная величина, В·А,

$I_{2H}$  – номинальный ток вторичной цепи, А.

Мощность вторичной обмотки  $S_{2H} = 15$  ВА.

Сопротивление номинальное вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{15}{25} = 0,6 \text{ Ом};$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,1/3}{25} = 0,001 \text{ Ом};$$

Минимальное сечение проводов:

$$S_{\text{min}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{0,25} = 1,2 \text{ мм}^2, \quad (57)$$

где  $l_{\text{расч}}$  – расчетная длина соединительных проводов, зависящая от класса напряжения и от схемы соединения, для 10 кВ принимается равным 10 м.

Выбираем провод сечение  $q = 4 \text{ мм}^2$  с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением  $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{м}$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом}.$$

Сопротивление контактов:  $r_{\text{конт}} = 0,01 \text{ Ом}$ .

Вторичная нагрузка  $z_2$ :

$$z_2 = 0,001 + 0,07 + 0,01 = 0,081 \text{ Ом}.$$

Проводим проверку на термическую стойкость к токам КЗ по формуле:

$$B_k \leq (5 \cdot 16)^2 \cdot 0,03 = 192 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор трансформаторов тока ТЛМ-10УЗ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{p\max} = 114,05 \text{ А}$	$I_H = 300 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p\max}$
$Z_{Hp} = 0,081 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hp}$
$B_{Kp} = 192 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} = 1016 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{Kp}$
$I_{уд} = 17,306 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

### 9.3 Проверка и выбор трансформаторов напряжения

Установка трансформаторов напряжения (ТН) в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов контроля и учета, аппаратов для релейной защиты и автоматики подстанций. Для питания счетчиков класс точности равен 0,5.

Чтобы измерять напряжение и контролировать изоляцию фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6 и 10 кВ) устанавливаем трехобмоточные трансформаторы напряжения типа НАМИ с заземлением нулевой точки.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (58)$$

где  $S_{ном}$  – номинальная мощность, ВА;

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка измерительных приборов и реле, ВА.

Ниже приведена таблица 18 нагрузок и определена вторичная нагрузка.

По формуле вторичная нагрузка трансформатора равна:

$$S_{2\Sigma} = 57,63 \text{ ВА}.$$

Таблица 18 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая мощность
					S, ВА
Вольтметр	СВ-3021	3	1	1	3
Ваттметр	СР-3021	4	2	2	16
Варметр	СТ-3021	4	2	2	16
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	3,6	2	2	14,4
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	7	47,4

Исходя из расчетов, выбираются трансформаторы напряжения НАМИ–10-95 УЗ. В таблице 19 приведено сравнение каталожных и расчетных данных

Таблица 19 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для проверки выбора трансформаторов напряжения

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_P = 47,4 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H = 100 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H \geq S_P$

#### 9.4 Проверка и выбор предохранителей

На каждой подстанции выбираются предохранители по расчетному току, чтобы защитить распределительные линии 0,4 кВ, при условии:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР} , \quad (59)$$

где  $I_B$  – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$  – номинальный ток предохранителя.

Определяем расчетный ток:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (60)$$

где  $S_{\Sigma}$  – максимальная мощность, протекаемая через оборудование, кВА.

Плавкую вставку предохранителя выбираем на номинальный ток 400 А.

Выбираем предохранитель марки ПН2-400.

Проверка осуществляется:

- по сечению проводника;
- по разрушающему действию трехфазных токов КЗ;
- по чувствительности к токам КЗ.

Проверка предохранителей по согласованию с сечением проводника:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{\text{дл.дон}} . \quad (61)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(3)} \leq I_{\text{отк}} . \quad (62)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B . \quad (63)$$

Приведем пример выбора предохранителя для линии ТП1-(1-16)-(17-19).

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

$$338,57 \text{ A} \leq 3 \cdot 180 = 540 \text{ A} - \text{условие выполняется.}$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$8,307 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА} - \text{условие выполняется.}$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$9,65 \text{ кА} \geq 3 \cdot 0,18 \text{ кА} = 0,54 \text{ кА} - \text{условие выполняется.}$$

Все три необходимых условия выполнены, предохранитель может быть применен к эксплуатации. Результаты расчета сведем в таблицу 20.

Таблица 20 – Выбор предохранителей

Участок сети	Ирасч, А	Иплвс	Марка
ТП1-(1-16)-(17-19)	276,569	600	ПН2-600
ТП1-20-21-(22-27)	439,33	600	ПН2-600
ТП2-(28-34)	426,13	600	ПН2-600
ТП3-(35-37)-(38-41)-42	335,54	600	ПН2-600
ТП3-43-44-45-46-47	345,47	600	ПН2-600
ТП4-43-44-45-46-47-48-49-50-51	299,36	600	ПН2-600
ТП4-52-53-54-55-56-57-58-59-60-61-62-63	429,8	600	ПН2-600
ТП5-64-65-66-67-68-69	286,74	600	ПН2-600
ТП5-(70-80)-(81-83)	490,3	600	ПН2-600
ТП6-(84-87)-(88-90)-91-92-93-94-(95-98)	410,9	600	ПН2-600
ТП6-(99-105)-106-107-108-109-110	306,3	600	ПН2-600
ТП7-111	356,168	600	ПН2-600
ТП7-(112-114)-(115-118)-119-120-121-122-123-124	218,13	250	ПН2-250
ТП8-(125-127)-(128-143)-144-145-146-147	449,79	600	ПН2-600
ТП8-148-149-150-151-152-153-154	409,01	600	ПН2-600
ТП9-(155-157)-(158-160)-161-162-163-164-165-166-167-168	338,7	600	ПН2-600
ТП9-169-170-171-172-173-174-175-176-177-178-179-(180-195)	477,9	600	ПН- 600

### 9.5 Проверка и выбор автоматических выключателей

Выбираем автоматические выключатели по расчетному току:

$$I_{\text{ном. расч}} \geq I_p, \quad (64)$$

где  $I_p$  – максимальный рабочий ток.

Автоматические выключатели проверяются как предохранители, но добавляется условие проверки по динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{дин}$$

(65)

Приведем пример выбора автоматического выключателя для линии ТП1:

По расчетному току:

1000 А  $\geq$  1771 А, условие соблюдается.

По динамической стойкости:

31 кА  $\geq$  14,908 кА, условие выполняется.

Результаты расчета сведем в таблицу 21.

Таблица 21 – Выбор автоматических выключателей

№ ТП	$S_{ТП}$ , кВА	$I_p$ , А	$I_{ном. расц}$ , А	Марка выключателя
ТП1	400	583	1000	ВА53-43
ТП2	400	499	1000	ВА53-43
ТП3	400	714	1000	ВА53-43
ТП4	400	463	1000	ВА53-43
ТП5	630	510	1000	ВА53-43
ТП6	400	485	1000	ВА53-43
ТП7	630	571	1000	ВА53-43
ТП8	400	492	1000	ВА53-43
ТП9	400	453	1000	ВА53-43

## 10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Для трансформаторов, которые устанавливаются в сетях напряжением 6 кВ и выше, должны выбираться аппараты релейной защиты от коротких замыканий в обмотках и на выводах; витковых замыканий в обмотках [21].

Автоматический ввод резерва (АВР) - это устройство автоматического ввода резерва, которое повышает надежность сети, его устанавливают на ТП (0,4 кВ).

Назначение устройства АВР:

- быстрое автоматическое переключение на резервное питание потребителей, которые в результате повреждения или отключения рабочего источника электроснабжения были обесточены.

Схемы АВР должны:

- обеспечивать выявление сбоя источника питания;
- работать автоматически совместно с иными устройствами (АПВ, АЧР) ради полного сохранения технологического процесса;
- предотвращать включения резервного источника на КЗ;
- убирать недопустимые несинхронные включения потерявших питание синхронных электродвигателей на сеть резервного источника;
- не подключать потребителей к резервному источнику, на котором понижено напряжение.

Выключатели, которые включаются устройствами АВР, должны быть с контролем исправности цепи включения.

Если эти шины не являются элементом КРУ, то устройство автоматического повторного включения устанавливаются на выключателях воздушных и кабельно-воздушных линий электропередачи, сборных шинах подстанций, понижающих трансформаторов.

Требования к устройству АПВ:

- автоматическое повторное отключение выключателя должно проходить после неоперативного отключения выключателя, кроме случая включения от

релейной защиты присоединения, у которого установлено устройство АПВ;

- сразу после включения выключателя оперативным персоналом или средствами управления;

- после действия защит от повреждений внутри трансформаторов или устройств противоаварийной системы автоматики.

Время действия  $t$  АПВ должно быть не меньше необходимого для полной деионизации среды в месте КЗ, и чтобы подготовить привод выключателя к повторному включению, должно быть согласовано с временем работы других устройств автоматики (например, АВР), защиты, а так же учитывать возможности источников оперативного тока по питанию электромагнитов включения выключателей, включаемых от АПВ одновременно.

### **10.1 Дифференциальная токовая защита трансформатора**

Продольная дифференциальная токовая защита, выполняется на трансформаторах мощностью 6,3 МВ·А и более действующая без выдержки времени на отключение повреждённого трансформатора от части электрической системы которая не повреждена [30].

Установка трансформаторов тока для продольной дифференциальной токовой защиты производится с обеих сторон защищаемого трансформатора.

Вторичная обмотка трансформаторов тока на стороне высшего напряжения соединяются в треугольник, на низком напряжении в неполную звезду, а так же в дифференциальной цепи устанавливаются два реле.

Продольная дифференциальная токовая защита выполняется с применением цифровых реле Сириус-Т, обладающих улучшенной отстройкой от бросков намагничивающего тока.

Проверка чувствительности дифференциальной защиты при КЗ проводится на выводах с учётом влияния на ток, который протекает в реле регулировки напряжения (РПН) при работе устройства автоматического регулирования коэффициента трансформации [30].

Защита действует на отключение повреждённого трансформатора. Расчет выполняется в порядке показанном ниже.

Номинальный ток на рассматриваемой стороне трансформатора

$$I_{T.HOM} = \frac{S_{T.HOM}}{\sqrt{3} \cdot U_{HOM}}, \quad (66)$$

где  $S_{T.HOM}$  - номинальная мощность трансформатора, МВА;

$U_{HOM}$  - номинальное напряжение соответствующей обмотки, кВ.

$$I_{T.HOM.BH} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 131,2 \text{ А};$$

$$I_{T.HOM.HH} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1443,4 \text{ А}.$$

Вторичные токи текущие в плечах дифференциальной защиты

$$I_{ВТОР.i} = \frac{k_{CX} \cdot I_{T.HOM}}{n_{Ti}}, \quad (67)$$

где  $k_{CX}$  - коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ (присоединении обмоток в звезду  $k_{CX} = 1$ ; при соединении обмоток в треугольник

$$k_{CX} = \sqrt{3};$$

$n_{Ti}$  - коэффициент трансформации ТТ (300/5 = 60 – ВН, 3000/5 = 600 – НН).

$$I_{ВТОР.BH} = \frac{\sqrt{3} \cdot 131,2}{60} = 3,79 \text{ А};$$

$$I_{ВТОР.HH} = \frac{1 \cdot 1443,4}{600} = 4,17 \text{ А}.$$

Ток срабатывания защиты выбирается исходя условий:

Отстройка от броска апериодического тока намагничивания

$$I_{C.3.} = k_H \cdot I_{T.HOM}, \quad (68)$$

где  $I_{T.НОМ}$  - номинальный ток силового трансформатора со стороны питания;

$k_H$  - коэффициент надежности;  $k_H = 1,1 \dots 1,5$ .

$$I_{С.З.} = 1,5 \cdot 131,2 = 196,80 \text{ А.}$$

Отстройка от максимального тока небаланса

$$I_{С.З.} = k_H \cdot I_{НБ.МАКС}, \quad (69)$$

где  $k_H$  - коэффициент надежности;  $k_H = 1,3$ ;

$I_{НБ.МАКС}$  - максимальный ток небаланса, А.

$$I_{НБ.МАКС} = I_{НБ}^I + I_{НБ}^{II} + I_{НБ}^{III} + I_{НБ}^{IV}, \quad (70)$$

где  $I_{НБ}^I$  - первая составляющая тока небаланса, обусловленная неидентичностью характеристик намагничивания трансформаторов тока, А;

$I_{НБ}^{II}$  - вторая составляющая тока небаланса, связанная с наличием у силовых трансформаторов устройств РПН, А;

$I_{НБ}^{III}$  - третья составляющая тока небаланса, появляющаяся при неравенстве вторичных токов в плечах защиты, А;

$I_{НБ}^{IV}$  - первая составляющая тока небаланса, обусловленная несоответствием расчетных чисел витков обмоток быстронасыщающегося трансформатора установленным, А.

Первая составляющая тока небаланса

$$I_{НБ}^I = k_a \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{РАСЧ}^{(3)}, \quad (71)$$

где  $k_a$  - коэффициент, учитывающий наличие в токе КЗ апериодической

составляющей;

$k_{одн}$  - коэффициент, учитывающий неоднотипность трансформаторов тока в схеме защиты;

$\varepsilon$  - погрешность трансформаторов тока; принимается равной 0,1;

$I_{РАСЧ}^{(3)}$  - периодическая слагающая тока внешнего металлического трехфазного КЗ на стороне, противоположной источнику питания, А.

$$I_{НБ}^I = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 10390 = 1039,0 \text{ А.}$$

Вторая составляющая тока небаланса

$$I_{НБ}^{II} = \left( \frac{\Delta N_{\alpha} \%}{100} * k_{ток.\alpha} \right) * I_{РАСЧ}^{(3)}, \quad (72)$$

где  $\Delta N_{\alpha} \%$  - пределы регулирования напряжения трансформатора;

$k_{ток.\alpha}$  - коэффициент токораспределения.

$$I_{НБ}^{II} = \left( \frac{16,02}{100} \cdot 1 \right) \cdot 10390 = 1664,5 \text{ А.}$$

Третья составляющая при использовании дифференциальной защиты с применением токовых реле не учитывается. Четвертую составляющую в первом цикле расчетов не учитывают.

$$I_{С.З.} = 1,3 \cdot (1039,0 + 1664,5) = 3514,6 \text{ А.}$$

Ток срабатывания  $I_{СЗ}$  отстраивается от броска тока намагничивания

$$I_{СЗ} = 1,3 \cdot I_{НОМ}; \quad (73)$$

$$I_{СЗ} = 1,3 \cdot 131,2 = 170,6 \text{ А.}$$

Берется большее из двух значений тока срабатывания защиты, т.е.

$$I_{С.З.} = 3514,6 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле

$$I_{C.P.} = \frac{k_{CX} \cdot I_{C.З.}}{n_T} = \frac{1 \cdot 3514,5}{600} = 5,86 \text{ А.}$$

Ток в катушке реле в предположении, что он проходит по трансформаторам тока только на одной из сторон

$$I_{P.ПОЛН} = \frac{I_{КЗ.НН}^{(2)}}{n_{T.НН}}, \quad (74)$$

где  $I_{КЗ.ВН}$  - ток протекающий при указанном повреждении по стороне высшего напряжения трансформатора и приведенный к соответствующей ступени напряжения, А;

$n_{T.ВН}$  - коэффициент трансформации трансформатора тока, установленного на высшем напряжении.

$$I_{P.ПОЛН} = \frac{3350}{60} = 55,8 \text{ А.}$$

Предварительная проверка на чувствительность

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{P.ПОЛН}}{I_{C.P.}}, \quad (75)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{55,8}{5,86} = 9,5 \geq 2.$$

## 10.2 Максимальная токовая защита трансформатора

Селективность действия максимальных токовых защит получается при помощи выдержки времени.

Ток срабатывания МТЗ следует выбирать, так чтобы он надежно работал если на защищаемом участке есть повреждение, и в это же время действовал при максимально рабочем токе и кратковременных перегрузках, которые могут

быть вызваны пуском и автозапуском электродвигателей и нарушением нормального режима электрической сети [30].

На понижающих двухобмоточных трансформаторах максимальная токовая защита устанавливается со стороны питания.

Ток срабатывания защиты определяется по формуле

$$I_{C.3.} = \frac{K_H \cdot K_{CAM}}{K_B} \cdot I_{T.HOM.}, \quad (76)$$

где  $K_H$  - коэффициент надежности;  $K_H = 1,3$ ;

$K_{CAM}$  - коэффициент самозапуска;  $K_{CAM} = 1,5 \div 2$ ;

$K_B$  - коэффициент возврата;  $K_B = 0,95$ .

Время МТЗ:

$$t_{3AЩ} = t_{Л} + \Delta t, \quad (77)$$

$t_{Л}$  - максимальная выдержка времени защиты присоединения;

$\Delta t$  - степень селективности для микропроцессорных защит, с;

$\Delta t = 0,25-0,3$  с.

Для оценки чувствительности защиты определяется коэффициент чувствительности

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K3.MIN}}{I_{C.3.}}, \quad (78)$$

где  $I_{K3.MIN}$  - ток двухфазного короткого замыкания за трансформатором в минимальном режиме работы сети, А.

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5 при коротком замыкании в основной зоне и не менее 1,2 – при коротком замыкании в зоне ре-

зервирования. Максимальная токовая защита на стороне 35 кВ

$$I_{C.з.} = \frac{1,3 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 131,2 = 269,31 \text{ A};$$

$$I_{C.P.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 269,31}{60} = 7,77 \text{ A};$$

$$K_q = \frac{3350}{269,31} = 12,4 \geq 1,5.$$

Время срабатывания защиты  $t_{C.з.} = 1,25 + 0,25 = 1,5 \text{ с.}$

Максимальная токовая защита на стороне 10 кВ

$$I_{C.з.} = \frac{1,3 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 1443,4 = 2962,77 \text{ A};$$

$$I_{C.P.} = \frac{1 \cdot 2962,7}{600} = 4,94 \text{ A};$$

$$K_q = \frac{8560}{2962,77} = 2,9 \geq 1,5;$$

$t_{C.з.} = 1 + 0,25 = 1,25 \text{ с.}$

В представленном выше расчете видно, что максимальная токовая защита удовлетворяет условиям чувствительности.

На стороне 35 кВ и на стороне 10 кВ выбирается защита на базе блока микропроцессоров компании Сириус-Т.

Защита трансформатора от перегрузок.

Защита от перегрузки на трансформаторах, находящихся под наблюдением оперативного персонала, защита от перегрузки выполняется с помощью одного токового реле. Во избежание лишних сигналов при коротких замыканиях и перегрузках, в схеме релейной защиты учитываются реле времени, обмотка которого должна быть рассчитана на длительное прохождение тока.

Защита от перегрузок устанавливается со стороны питания с одним токовым реле, которая включена на ток любой фазы.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{C.3.} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{T.НОМ}, \quad (79)$$

где  $K_H = 1,05$ , коэффициент надежности; .

Вторичный ток срабатывания защиты

$$I_{C.P.} = k_{CX} \cdot \frac{I_{C.3.}}{n_T}, \quad (80)$$

Защита от перегрузок.

$$I_{C.3.} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 131,2 = 145,01 \text{ А};$$

$$I_{C.P.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 145,01}{60} = 4,19 \text{ А}.$$

По рассчитанному току выбираем уставку срабатывания 4,19 А. Время срабатывания защиты принимаем равным  $t_{C.3.} = 9$  с.

### 10.3 Газовая защита трансформатора

Газовое реле KSG представляется главным элементом газовой защиты, которое устанавливается в маслопроводе между баком и расширителем. На трансформатор ставим реле РГЧЗ-66 с чашкообразными элементами [29].

«Плюсы» газовой защиты:

- имеет высокую чувствительность и реагирует практически на все повреждения внутри бака;

- короткое время срабатывания;

- простота выполнения;

Минусы газовой защиты :

- нереагирование на повреждения, находящиеся вне бака, а между трансформатором и выключателями;

- ложные срабатывания защиты на трансформаторах, которые установлены в районах, подверженных землетрясениями.

Поэтому газовую защиту нельзя использовать как единственную защиту трансформатора от внутренних повреждений.

#### 10.4 Расчет защиты отходящих линий

Для линий 10 кВ с изолированной нейтралью должны быть сооружены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю [29] .

Расчет защит отходящих линий 10 кВ питающей подстанции «Маяк».

Ток срабатывания отсечки выбирается больше максимального значения тока при КЗ в конце защищаемого участка:

$$I_{c.o.} = K_n \cdot I_{к.мах}^{(3)} \quad (81)$$

$$I_{c.o.} = 1,2 \cdot 8,64 = 10,36,$$

где  $I_{к.мах}^{(3)}$  - ток, определяемый при максимальном режиме, кА;

$K_n = 1.2$ . коэффициент надежности.

Коэффициент токовой отсечки определяется следующим выражением:

$$K_{ч} = \frac{0.87 \cdot I_{к.мин}^{(3)} \cdot K_{сх}}{I_{c.o.}} > 1.2 \quad (82)$$

$$K_{ч} = \frac{0.87 \cdot 8,64 \cdot \sqrt{3}}{10,368} = 1,25 > 1.2$$

Данная защита обладает достаточной чувствительностью и может быть использована для защиты отходящих линий на подстанции «Маяк».

Защита отходящих линий распределительной подстанции ток срабатыва-

ния отсечки подбирается наиболее максимального значения тока при КЗ в конце защищаемого участка:

$$I_{c.o.} = K_n \cdot I_{к.маx}^{(3)} \quad (83)$$

$$I_{c.o.} = 1,2 \cdot 6,91 = 8,29,$$

где  $I_{к.маx}^{(3)}$  - ток, определяемый при максимальном режиме;

$K_n = 1.2$  - коэффициент надежности

Коэффициент чувствительности токовой отсечки:

$$K_{\chi} = \frac{0,87 \cdot 6,91 \cdot \sqrt{3}}{8,292} = 1,25 > 1,2$$

Защита имеет хорошую чувствительность и может использоваться для защиты отходящих линий распределительной подстанции. Коэффициент чувствительности соответствует требованию ПУЭ.

## 11 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

### 11.1 Расчет заземления подстанции «Маяк»

Заземление электроустановок реализовывается специальным электрическим соединением с заземляющим устройством, которое является совокупностью заземлителя и заземляющих проводников.

Заземлитель это проводник или группа соединенных между собой проводников из металла, которые соприкасаются с землей.

Заземляющий проводник соединяет заземляемые части заземлителя.

Искусственные заземлители часто производятся из стальных вертикальных конструкций (труб, уголков, стержней) с верхним концом у поверхности земли или ниже уровня земли на 0,5 – 0,7 м. При этом сопротивление заземления относительно стабильно из-за небольшого изменения влажности и температуры грунта [13].

Прочность к коррозии электрода в земле определяют его толщиной и площадью поверхности на единицу его длины. Для осуществления условий наиболее оптимальными являются круглые стержни, которые имеют при равных сечениях наибольшую толщину и наименьшую поверхность. Сопротивление растеканию электрода определяется в основном его длиной. предлагается принимать длину вертикальных стержневых электродов от 2 до 5 м., а электродов из стального уголка от 2,5 до 3 м.

Произведем расчет заземления подстанции «Маяк».

Определяем площадь используемую под заземлитель ( $m^2$ ). Для этого исключим возможность прикосновения человека, который находится за пределами подстанции к силовому оборудованию, а так же дополнительно вынесем сетку заземлителя на 1,5 метра.

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (84)$$

где  $A$  - ширина территории подстанции, м;  $A = 36$  м;

$B$  - длина территории подстанции, м;  $B = 45$  м.

$$S = (36 + 2 \cdot 1,5) \cdot (45 + 2 \cdot 1,5) = 1870 \text{ м}^2.$$

Проверяем сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности

$$F_{M.II} = \pi \cdot R^2, \quad (85)$$

где  $R$  - радиус провода, мм;  $R = 6$  мм.

$$F_{M.II} = 3,14 \cdot 6^2 = 113 \text{ мм}^2.$$

Проверяются сечения проводников по условиям термической стойкости:

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{(I_K^{(1)})^2 \cdot t_{P.З}}{400 \cdot \beta}}, \quad (86)$$

где  $I_K^{(1)}$  - ток короткого однофазного замыкания, А;

$t_{P.З}$  - время протекания тока КЗ, которое равно суммарному времени срабатывания релейной защиты, полного времени отключения выключателя, с;

$\beta$  - коэффициент термической стойкости; для стали  $\beta = 21$ .

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{720,5^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 3,52 \text{ мм}^2.$$

Выбранное сечение проходит проверку по условию коррозионной стойкости

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d_{IP} + S_{CP}), \quad (87)$$

где  $S_{CP}$  - средняя глубина коррозии, мм.

Средняя глубина коррозии определяется по формуле

$$S_{CP} = a_K \cdot \ln^3 T + b_K \cdot \ln^2 T + c_K \cdot \ln T + d_K, \quad (88)$$

где  $T$  - расчетный срок службы заземлителя, мес.;  $T = 240$  мес.;

$a_K, b_K, c_K, d_K$  - коэффициенты, зависящие от грунта.

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 7,11 \cdot (12 + 7,11) = 427 \text{ мм}^2.$$

Определим фактическое сечение прутка

$$F_{\phi} = F_{КОР} + F_{Т.С}. \quad (89)$$

$$F_{\phi} = 427 + 3,52 = 430,5 \text{ мм}^2.$$

Исходя из расчетов, можно посмотреть, что фактическое сечение больше сечения определенного по механической прочности. Это значит, что необходимо уточнить радиус прутка

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{F_{\phi}}{\pi}}, \quad (90)$$

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{430,5}{3,14}} = 11,7 \text{ мм.}$$

Радиус принимаем равным 12 мм.

Общая длина полос заземлителя

$$L_{Г} = \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{П-П}} \cdot (B + 2 \cdot 1,5) + \frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{l_{П-П}} \cdot (A + 2 \cdot 1,5), \quad (91)$$

$l_{П-П} = 6$  м. расстояние между полосами, м.

$$L_{Г} = \frac{(36 + 2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (45 + 2 \cdot 1,5) + \frac{(45 + 2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (36 + 2 \cdot 1,5) = 624 \text{ м.}$$

Число горизонтальных полос на стороне  $A$

$$\frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{П-П}} = \frac{(36 + 2 \cdot 1,5)}{6} = 7.$$

Число горизонтальных полос на стороне  $B$

$$\frac{(B+2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} = \frac{(45+2 \cdot 1,5)}{6} = 8.$$

Находим длину горизонтальных полос (м), при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной  $\sqrt{S}$ .

Количество ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (92)$$

$$m = \frac{624}{2 \cdot \sqrt{1870}} - 1 = 6 \text{ м.}$$

Длина стороны ячейки

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{S}}{m}; \quad (93)$$

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{1870}}{6} = 6,97 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в модели

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1); \quad (94)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{1870} \cdot (6+1) = 624 \text{ м.}$$

Количество вертикальных электродов

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (95)$$

где  $a$  - расстояние между вертикальными электродами, м.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{1870}}{12} = 28,83.$$

Берем количество вертикальных электродов равным 29.

Посчитаем импульсное сопротивление заземлителя подстанции с учетом двухслойной модели грунта.

Так как место, где расположена подстанция, пойма озера Синдинское, грунты: песчано-глинистые и щербисто-древесные.

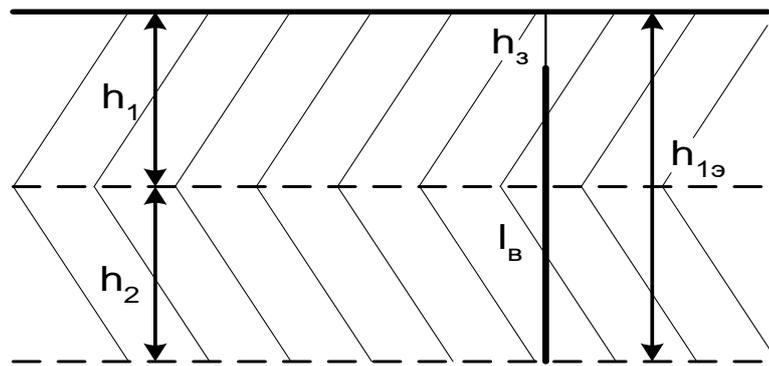


Рисунок 8 – Двухслойная модель грунта

Эквивалентное сопротивление первого слоя

$$\rho_{1Э} = \frac{h_{1Э}}{\sum_1^h \frac{h_i}{\rho_i}}, \quad (96)$$

где  $h_{1Э} = l_B + h_3$  - граница разделения слоев двухслойной модели, м;

$h_3 = 0,5 \dots 0,7$  м.- глубина заложения электрода, м;

$$\rho_{1Э} = \frac{5+0,7}{\frac{1,3}{80} + \frac{2,7}{270}} = 214,12 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

Толщина второго слоя эквивалентной двухслойной модели (м) определяется с помощью расчетной глубины

$$H_{РАСЧ} = (1,3 \div 1,4) \cdot l_B, \quad (97)$$

$$H_{РАСЧ} = 1,4 \cdot 5 = 7 \text{ м.}$$

Эквивалентное сопротивление второго слоя

$$\rho_{2\varepsilon} = \frac{H_{PACU} - h_{1\varepsilon}}{\sum_1^h \frac{h_i}{\rho_i}}. \quad (98)$$

Эту формулу используют при увеличении удельного сопротивления по глубине

$$\rho_{2\varepsilon} = \frac{7 - 5,7}{\frac{1,3}{80} + \frac{2,7}{270}} = 48,8 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Чтобы определить эквивалентное удельное сопротивление двухслойного грунта нужно рассчитать

$$\frac{h_{1\varepsilon} - h_3}{l_B} = \frac{5,7 - 0,7}{5} = 1;$$

$$\frac{\rho_{1\varepsilon}}{\rho_{2\varepsilon}} = \frac{214,12}{48,8} = 4,38.$$

По расчетам данных отношений определяем  $\frac{\rho_{ЭКВ}}{\rho_{2\varepsilon}} = 3$ , откуда

$$\rho_{ЭКВ} = 146,4 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Стационарное сопротивление одного вертикального электрода

$$R_{ЭВ} = \frac{\rho_{ЭКВ}}{2 \cdot \pi \cdot l_B} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)}\right); \quad (99)$$

$$R_{ЭВ} = \frac{146,4}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot 5 \cdot (2 \cdot 0,7 + 5)}{0,024 \cdot (4 \cdot 0,7 + 5)}\right) = 35,2 \text{ Ом}.$$

Подобная величина для горизонтального электрода

$$R_{ЭГ} = \frac{\rho_{ЭКВ}}{2 \cdot l_\Gamma} \cdot \ln\left(\frac{1,5 \cdot l_\Gamma}{\sqrt{b \cdot h_3}}\right), \quad (100)$$

где  $b = 2 \cdot d$  ширина полосы полосового заземлителя, м.

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{146,4}{2 \cdot 43,5} \cdot \ln\left(\frac{1,5 \cdot 43,5}{\sqrt{2 \cdot 0,024 \cdot 0,7}}\right) = 9,8 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление заземлителя стационарное

$$R_{\text{СТ}} = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{\eta \cdot (n_{\text{В}} \cdot R_{\text{ЭГ}} + n_{\text{Г}} \cdot R_{\text{ЭВ}})}, \quad (101)$$

где  $\eta$  - коэффициент использования сложного заземлителя учитывающий ухудшение растекание тока молнии из-за взаимного экранирования;  $\eta = 0,75$ .

$$R_{\text{СТ}} = \frac{35,2 \cdot 9,8}{0,75 \cdot (29 \cdot 9,8 + 15 \cdot 35,2)} = 0,566 \text{ Ом.}$$

Импульсное сопротивление вертикальных электродов определяется

$$R_{\text{ИВ}} = \alpha_{\text{И}} \cdot R_{\text{ЭВ}}, \quad (102)$$

где  $\alpha_{\text{И}}$  - импульсный коэффициент (для одного вертикального электрода  
1).

Сложный заземлитель, состоящий из  $n$  подобных друг другу элементов

$$R_{\text{И}} = \frac{R_0}{n \cdot \eta}, \quad (103)$$

где  $R_0$  - сопротивление единичного заземлителя (вертикального или горизонтального), Ом.

$$R_{\text{ИВ}} = \frac{35,2 \cdot 1}{29 \cdot 0,75} = 1,618 \text{ Ом.}$$

Для горизонтального электрода импульсный коэффициент

$$\alpha_{\text{И}} = 1 + \frac{L_0 \cdot l_{\text{Г}}}{3 \cdot \tau_{\phi} \cdot R_{\text{ЭГ}}}, \quad (104)$$

где  $\tau_\phi$  - длительность фронта тока молнии, мкс; ( $I_M = 60$  кА  $\tau_\phi = 2$  мкс);

$L_0$  - индуктивность заземлителя на единицу длины, мкГн/м.

$$L_0 = 0,2 \cdot \left( \ln \frac{l_\Gamma}{r} - 0,31 \right); \quad (105)$$

$$L_0 = 0,2 \cdot \left( \ln \frac{43,5}{0,01} - 0,31 \right) = 1,61 \text{ мкГн/м}$$

$$\alpha_{II} = 1 + \frac{1,61 \cdot 43,5}{3 \cdot 2 \cdot 9,8} = 2,19;$$

$$R_{II\Gamma} = \frac{9,8 \cdot 2,19}{15 \cdot 0,75} = 1,908 \text{ Ом.}$$

Суммарное импульсное сопротивление заземлителя

$$R_{II} = \frac{R_{II\Gamma} \cdot R_{IIВ}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{II\Gamma} + n_\Gamma \cdot R_{IIВ})}, \quad (106)$$

$$R_{II} = \frac{1,908 \cdot 1,618}{0,75 \cdot (29 \cdot 1,908 + 15 \cdot 1,618)} = 0,0517 \text{ Ом.}$$

Полученное значение  $R_{II}$  сравнивается с предельно допустимым сопротивлением 0,5 Ом, после чего делаем вывод о приемлемости данного вида заземления.

## 11.2 Расчет молнезащитных устройств

Здания и сооружения или их части смотря от назначения, защищаются в согласии с категориями устройств молнезащиты и типов зон защиты. Защита от прямых ударов молнии выполняется с помощью молниеотводов категории:

- стержневых;
- тросовых;
- сетчатых комбинированных (например, тросово-стержневых).

Чаще всего используют стержневые молниеотводы, тросовые используют в основном для защиты длинных и узких сооружений.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии, которая поражает более высокие и хорошо заземленные сооружения из металла. Именно поэтому защищаемое здание, более низкое если сравнить с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода.

У поверхности зоны защиты наименьшая степень надежности; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5 % и выше, а типа Б – 95 % и выше.

Здания и сооружения, которые относят к I категории, подлежат обязательной молниезащите. Зона защиты должна иметь степень надежности 99,5 % и выше (зона А).

Чтобы защитить подстанцию «Маяк» от прямых ударов молнии на территории устанавливаем 4 отдельно стоящих молниеотвода высотой 15 м.

Рассчитаем эффективную высоту и радиус основания конической зоны защиты молниеотвода (м)

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h, \quad (107)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (108)$$

где  $h$  - высота молниеотвода, м.

$$h_{\text{эф1}} = h_{\text{эф2}} = h_{\text{эф3}} = h_{\text{эф4}} = 0,85 \cdot 15 = 12,75 \text{ м};$$

$$r_{01} = r_{02} = r_{03} = r_{04} = (1,1 - 0,002 \cdot 15) \cdot 15 = 16,05 \text{ м}.$$

Горизонтальные координаты точек боковой поверхности конуса на высоте защищаемого объекта

$$r_i = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_i}{h_{\text{эф}}} \right), \quad (109)$$

где  $h_i$  - высота защищаемого объекта, м; (шинный портал 7 м).

$$r_{i1} = r_{i2} = r_{i3} = r_{i4} = 16,05 \cdot \left(1 - \frac{7}{12,75}\right) = 7,2 \text{ м.}$$

Расчет для молниеотводов одинаковой высоты.

Границы внутренней области защиты (м) определяется по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{CF} - h_i}{h_i}\right), \quad (110)$$

где  $h_{CF}, r_{c0}$  - высота и половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты.

$$h_{CF} = h_{ЭФ} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{M-M} - h). \quad (111)$$

Для расстояния  $2h < L_{M-M} \leq 4h$ , между молниеотводами, лежащем в этих пределах половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли между совместно действующими молниеотводами:

$$r_{c0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L_{M-M} - 2 \cdot h)}{h}\right). \quad (112)$$

Рассчитывается участок между молниеотводами 1 и 2, а также 3 и 4, расстояние между которыми одинаково и равно 36 м.

$$h_{CF} = 12,75 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 15) \cdot (36 - 15) = 9,08 \text{ м};$$

$$r_{c0} = 16,05 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (36 - 2 \cdot 15)}{15}\right) = 14,7 \text{ м};$$

$$r_{ci} = 14,7 \cdot \left(\frac{9,08 - 7}{9,08}\right) = 3,37 \text{ м.}$$

Рассчитывается участок между молниеотводами 1 и 3, а также между 2 и

4, расстояние между которыми одинаково равно 45 м.

$$h_{cr} = 12,75 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 15) \cdot (45 - 15) = 7,5 \text{ м};$$

$$r_{c0} = 16,05 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (45 - 2 \cdot 15)}{15}\right) = 12,8 \text{ м};$$

$$r_{ci} = 12,8 \cdot \left(\frac{7,5 - 7}{7,5}\right) = 0,8 \text{ м}.$$

В зоне действия молниеотводов находится все электрооборудование подстанции.

Построение зоны действия молниеотводов приведено в графической части работы.

## 12 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ РАЙОНА СЕЛА МАЯК

Для выполнения дипломного проекта, т.е. реконструкции системы электроснабжения села Маяк Нанайского района, в связи с заменой масляных выключателей и заменой провода, вызовут изменение затрат известны следующие исходные данные:

- суммарная расчетная нагрузка потребителей;
- мощность трансформаторов ТП;
- протяженность воздушных линий напряжением 0,4 и 10 кВ;
- сечения и марки выбранных проводов.

### 12.1 Определение капиталовложений в реконструкцию системы электроснабжения

Капиталовложения на замену системы электроснабжения определяются по формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{ВЛИ} + K_{ПС}, \quad (113)$$

где  $K_{ВЛИ}$  – капиталовложения на сооружение ВЛИ, тыс. руб. [17];

$K_{ПС}$  – капиталовложения на сооружение подстанций, тыс. руб.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий 10 кВ находятся по формуле:

$$K_{ВЛИ10} = K_0 \cdot L \cdot K_{район}, \text{ тыс. руб.}, \quad (114)$$

где  $K_0$  – удельная стоимость сооружения ВЛИ, тыс. руб./км [5];

$L$  – длина трассы, км;

$K_{район}$  – коэффициент района, для Нанайского района принимается рав-

ным 2, [24].

Рассчитаем капиталовложения на сооружение линии 10 кВ:

$$K_{ВЛИ10} = 35,9 \cdot 2 \cdot 170,592 = 12248,5 \text{ тыс.руб.}$$

Стоимость ВЛ приведена в ценах 2013 года и соответствует стоимости приведенной в каталоге фирмы «Кабель и арматура». Питание ТП осуществляется по одной линии 10 кВ, результаты расчета которой сведем в таблицу 23.

Таблица 23 - Капитальные вложения в электрическую сеть напряжением 10 кВ

Линия	L, км	Марка кабеля	Стоимость км кабеля, тыс.руб.	$K_{район}$	Суммарная стоимость, тыс.руб.
10 кВ	28,85	ААБЛГ	170,59	2	9843

Капиталовложения в КТП рассчитываются по выражению:

$$K_{КТП} = K_{КТП} \cdot K_{район} + S \cdot k_{осв} \cdot 10^{-3}, \text{ тыс. руб.}, \quad (115)$$

где  $K_{КТП}$  – стоимость КТП учитывая строительно-монтажные работы в ценах 2019 года, тыс. руб.;

$K_{район}$  = 2- коэффициент данного района

$S$  – площадь отводимая под КТП, м<sup>2</sup>;

$k_{осв}$  – стоимость земли ( $k_{осв} = 103,12 \text{ руб./м}^2$ ).

Рассчитаем капиталовложения в КТП 1:

$$K_{КТП1} = 495,35 \cdot 2 + 200 \cdot 103,12 \cdot 10^{-3} = 1011,32 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчета остальных ТП сводим в таблицу 24.

Капиталовложения в ВЛИ 0,4 кВ определяются по следующему выражению:

$$K_{ВЛИ0,4} = K_{ВЛИ0,4} \cdot L \cdot K_{район}, \text{ тыс.руб.}, \quad (116)$$

где  $K_{ВЛИ0,4}$  – стоимость одного км линии в ценах 2013 г., тыс. руб./км,

[5];

$L$  – длина кабеля, км.

Таблица 24 - Капитальные вложения в трансформаторные подстанции

№ ТП	$S_{КТП}$ , кВ·А	$N_{тр}$ , шт.	$S$ , м <sup>2</sup>	$K_{КТП}$ , тыс.руб.	Капитало- вложения, тыс. руб.
1	2	3	4	5	6
ТП 1	400	2	200	495,35	1011,32
ТП 2	400	2	200	495,35	1011,32
ТП 3	400	2	200	495,35	1011,32
ТП 4	400	2	200	495,35	1011,32
ТП 5	630	2	200	595,31	1211,24
ТП 6	400	2	200	495,35	1011,32
ТП 7	630	1	100	595,31	1200,93
ТП 8	400	2	200	495,35	1011,32
ТП 9	400	2	200	495,35	1011,32
Сумма:					9490,48

Покажем в качестве примера расчет для первой линии, отходящей от ТП 2:

$$K_{ВЛИ\_ТП2} = 1,17 \cdot 2 \cdot 265,85 = 622,08 \text{ тыс.руб.}$$

Остальные расчеты сводятся в таблицу 25, и определяется суммарная величина капиталовложений в ВЛИ 0,4 кВ.

Таблица 25 - Капитальные вложения в ВЛИ 0,4 кВ

Сечение	$L$ , км	Марка кабеля	Стоимость км ка- беля, тыс.руб.	$K_{район}$	Суммарная стоимость, тыс.руб.
1	2	3	4	5	6
ТП 1					
4x300	0,29	АВВГ	172,91	2	100,29
4x300	2,5	АВВГ	265,85	2	1329,25

ТП 2					
4x300	1.17	АВВГ	265,85	2	622,08
ТП 3					
4x300	1.96	АВВГ	265,85	2	1042,13
4x300	0.08	АВВГ	34,939	2	5,59
ТП 4					
4x300	0,1	АВВГ	265,85	2	53,17
4x300		АВВГ			
ТП 5					
4x300	0.55	АВВГ	265,85	2	292,44
4x300	0.43	АВВГ	265,85	2	228,63
ТП 6					
4x300	0.57	АВВГ	265,85	2	303,07
4x300	0.57	АВВГ	265,85	2	303,07
ТП 7					
4x300	0.7	АВВГ	265,85	2	372,19
4x300	0.91	АВВГ	265,85	2	483,85
ТП 8					
4x300	0.7	АВВГ	265,85	2	372,19
4x300	0.91	АВВГ	265,85	2	483,85
ТП 9					
4x300	0.7	АВВГ	265,85	2	372,19
4x300	0.91	АВВГ	265,85	2	483,85
Сумма:					6847,84

Определяются суммарные капиталовложения на сооружение СЭС по формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{ВЛИ0,4} + K_{ВЛИ10} + K_{кмпн \Sigma}, \quad (117)$$

$$K_{\Sigma} = 9843 + 9490,48 + 6847,84 = 26181,32 \text{ тыс. руб.}$$

## 12.2 Расчет затрат на эксплуатацию электрической сети

Амортизационные отчисления (издержки на амортизацию) предполагают из себя денежное проявление стоимости основных фондов в себестоимости продукции и определяются по выражению:

$$I_{ам} = K_{об} \cdot \alpha_{ам}, \quad (118)$$

где  $K_{об}$  - капитальные вложения, тыс.руб.;

$\alpha_{ам}$  - нормы отчислений на амортизацию в год, о.е.

В свою очередь, нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (119)$$

где  $T_{сл}$  - срок службы оборудования.

Ежегодные затраты на текущий и капитальный ремонт, к тому же техническое обслуживание энергетического оборудования определяются:

$$I_{экс} = K_{об} \cdot \alpha_{экс}, \quad (120)$$

где  $\alpha_{экс}$  - нормы отчислений на обслуживание элементов электрических сетей и ремонты в год, о.е.

Выполним расчет амортизационных отчислений для КТП:

$$\alpha_{ам}^{кмп} = \frac{1}{25} = 0,04, \quad \alpha_{экс}^{кмп} = 0,037.$$

Капиталовложения в КТП:

$$K_{КТП\Sigma} = 9490,48 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки на амортизацию:

$$I_{ам}^{кмп} = 9490,48 \cdot 0,04 = 379,62 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{экс}^{кмп} = 379,62 \cdot 0,037 = 14,046 \text{ тыс. руб.}$$

Для воздушных линий:

$$\alpha_{ам}^{вл} = \frac{1}{25} = 0,04, \quad \alpha_{экс}^{вл} = 0,004.$$

Определяются общие капиталовложения в линии:

$$K_{\text{общ.ВЛ}} = 9843 + 6847,84 = 16690,84 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на амортизацию:

$$I_{\text{амВЛ}} = 16690,84 \cdot 0,04 = 667,63 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{эксВЛ}} = 16690,84 \cdot 0,004 = 66,763 \text{ тыс.руб.}$$

Определяются суммарные амортизационные отчисления и эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{ам}} = I_{\text{амВЛ}} + I_{\text{ам}}^{\text{кмп}} = 667,63 + 379,62 = 1047,25 \text{ тыс. руб.},$$

$$I_{\text{ам}} = I_{\text{эксВЛ}} + I_{\text{экс}}^{\text{кмп}} = 66,76 + 14,046 = 80,806 \text{ тыс. руб.}$$

### 12.3 Стоимостная оценка результатов инвестиционного проекта

Основной задачей стоимостной оценки результатов строительства является оценка выручки от реализации проекта и определение полезно отпускаемой электроэнергии в год.

$$O_{Pt} = W_t \cdot \sum_{i=1}^N T_i \cdot D_i, \quad (121)$$

где  $W_t$  – полезно отпущенная потребителю электроэнергия, МВт·ч;

$T_i$  – одноставочный тариф, руб./МВт·ч. [7]

$D_i$  – доля  $i$ -го ЭП в годовом потреблении, о.е.

$$O_{Pt} = 9031,2 \cdot 3700 \cdot 0,5 = 16707,720 \text{ тыс.руб.}$$

При этом срок окупаемости инвестиций в полное электроснабжение данного промышленного предприятия составит:

$$T_{ок} = \frac{K}{O_{ИП}} = \frac{27951,79 \cdot 10^3}{16707,72 \cdot 10^3} = 1,67 \text{ лет} \quad (122)$$

## 12.4 Оценка экономической эффективности реконструкции

Данный проект по виду эффективности инвестиций будет относиться к полному.

Есть два вида оценки эффективности:

- игнорируя фактора времени;
- учитывая фактора времени.

Эти методы оценки экономической эффективности делятся на две группы:

- простые (статические)
- методы дисконтирования (интегральные).

Оценка экономической эффективности проекта будет оценена с применением обоих методов.

## 12.5 Простой срок окупаемости

Простой срок окупаемости представляет собой период, в котором сумма чистых доходов покрывает инвестиции. Определение срока окупаемости капитальных вложений осуществляется с помощью последовательного суммирования величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до момента, когда полученная сумма не будет равна величине суммарных капитальных вложений, т.е.

$$\sum_{t=0}^{t_c} K_t = \sum_{t=t_n}^{T_{OK\_П}} (O_{pt} - I_t - H_t) = \sum_{t=t_n}^{T_{OK\_П}} (П_{чt} - I_{AMt}), \quad (123)$$

где  $t_c$  – срок завершения инвестиций;

$t_n$  – момент начала производства;

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

Ниже по формуле находим величину  $T_{OK\_П}$ , которая обеспечивает равенство левой и правой частей формулы. При постоянном поступлении чистого дохода срок окупаемости можно определить по формуле:

$$T_{OK\_П} = \frac{K}{P_{чт} + I_{AM\_t}} = \frac{27951,79 \cdot 10^3}{(7813,4 + 6846,26) \cdot 10^3} = 1,9 \text{ лет}; \quad (124)$$

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

## 13 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 13.1 Безопасность

Анализ условий труда на работах по обслуживанию проектируемых объектов электроснабжения

В процессе передачи и распределения электрической энергии участвуют такое электрооборудование, как: силовые трансформаторы, выключатели, измерительные трансформаторы тока и напряжения, устройства релейной защиты и автоматики. Множество электроприемников потребляют трехфазный переменный ток, частота которого 50 Гц, различных классов напряжения. Питание электрооборудования села Маяк производится от РУ 10 кВ ПС 35/10 «Маяк».

Таблица 26 - Оценка условий труда по тяжести трудового процесса

Профессии и должности работников	Показатели тяжести труда		Класс тяжести труда
	Наименование	Допустимые значения	
1. Энергетик	1. Рабочая поза, %/см: - стоя - фиксированная 2. Перемещение в пространстве: - по горизонтали - по вертикали	до 60 до 25 до 8 до 4	2
2. Электро-монтер	1. Рабочая поза, %/см: - стоя - фиксированная 2. Перемещение в пространстве, км: - по горизонтали - по вертикали 3. Физическая нагрузка с перемещением груза на расстояние более 5 м, кг.м: 4. Вес поднимаемого груза (до 2 раз в час), кг:	до 60 до 25 до 8 до 4 до 46000 до 30	3.1

Характеристика опасных и вредных производственных факторов.

Оперативный пульт управления подстанцией (ОПУ) по условиям климата можно оценить как помещения с влажной и пыльной средой. Из условий элек-

трической опасности ОПУ будет относиться к помещениям с особой опасностью (при наличии двух условий повышенной опасности: возможность одновременного касания персоналом корпусов оборудования и заземлённых конструкций из металла, а так же наличие электропроводящих полов) [20] .

Из-за наличия опасных и вредных факторов необходимо медицинское обслуживание рабочих, в которое входит:

- проверка состояния здоровья работников;
- обучение персонала приемам освобождения пострадавших от действия электрического тока;
- оказания первой помощи при несчастных случаях;
- обеспечение объектов работ аптечками.

Сведения о вредных факторах и периодичности медосмотров работников приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Характеристика опасных и вредных производственных факторов и периодичность медицинских осмотров

Вредные и опасные производственные факторы. Характер проводимых работ.	Периодичность осмотра	
	В лечебно-профилактическом учреждении	В центре профпатологии
1	2	3
<b>А. ВРЕДНЫЕ И ОПАСНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ФАКТОРЫ</b>		
Пониженная температура воздуха Общее охлаждение на открытой территории при средней температуре в зимнее время от -10 до -20 <sup>0</sup> С	1 раз в 2 года	1 раз в 5 лет
Производственный шум при превышении ПДУ 80 дБА: - от 81 до 99 дБА - от 100 дБА и выше	1 раз в 2 года 1 раз в год	1 раз в 5 лет 1 раз в 3 года

1	2	3
<b>Б. РАБОТЫ ПОВЫШЕННОЙ ОПАСНОСТИ</b>		
Электротехнический персонал, который выполняет работы по оперативному обслуживанию и ремонту в действующих электроустановках напряжением 42 В и выше переменного тока и 110 В и выше постоянного тока, а также, выполняющий монтажные и наладочные работы, испытания и измерения в этих электроустановках	1 раз в 2 года	1 раз в 5 лет
Работы, которые связаны с применением взрывчатых материалов, работы во взрыво- и пожароопасных производствах	1 раз в 1 год	1 раз в 3 года

Мероприятия по обеспечению безопасных и здоровых условий труда.

Вида мер по обеспечению электробезопасности в электроустановках:

1. меры организации – прохождение инструктажа, изучение правил безопасности ведения работ, правильная организация рабочего места и режима труда, применение защитных средств, предупредительных плакатов и сигнализации, подбор кадров с учётом профессиональных особенностей и т.п.;

2. меры профилактики – изоляция и ограждение токоведущих частей электрических установок, подбор более безопасного режима работы электроустановки, изготовление корпусов и органов управления электроустановок из материалов не проводящих ток и т.п.;

3. меры защиты– технические системы, которые обеспечивают предотвращение условий поражения человека током [22].

Требования к персоналу строительно-монтажных организаций.

Строительно-монтажные, ремонтные работы на территории организации - владельца электроустановок происходят в соответствии с договором или иным письменным соглашением со строительно-монтажной (ремонтной, наладочной) организацией (СМО), в этом договоре должны быть указаны сведения о содер-

жании, объеме и сроках выполнения работ.

СМО должна представить список работников перед началом выполнения работ, которые имеют право выдачи нарядов, и могут быть руководителями работ, с указанием фамилии и инициалов, должности, группы по электробезопасности.

Работники электромонтажных организаций при выходе на работу должны проходить медицинское освидетельствование, так же и периодически [7].

Перед началом электромонтажных работ на территории действующего предприятия заказчик должен провести с персоналом строительного-монтажной организации инструктаж по общим правилам ТБ для данного предприятия и особым условиям работы.

По окончании инструктажа лицо, проводившее инструктаж, делает запись в “Журнале регистрации инструктажа по технике безопасности на рабочем месте”.

Строительно-монтажные, ремонтные и наладочные работы на территории организации проводятся только по наряду-допуску, которое выдается ответственными работниками СМО.

Подготовка рабочего места для выполнения строительного-монтажных работ выполняется по заявке СМО работниками организации - владельца электроустановок.

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, которые нарушают требования правил техники безопасности, несут личную ответственность в дисциплинарном, административном или уголовном порядке.

Нахождение посторонних лиц, а также работников в нетрезвом состоянии на территории монтажной площадки запрещается [16].

Электромонтажные работы в электроустановках разрешается произво-

дять лицам не моложе восемнадцати лет, которые прошли:

- соответствующее медицинское освидетельствование;
- вводный инструктаж;
- обучение безопасным методам труда;
- проверку знаний с получением соответствующей группы по электро-безопасности;
- первичный инструктаж;
- стажировку в течение первых трёх-десяти смен под наблюдением опытного специалиста. Эти лица могут получить допуск к самостоятельной работе.

Все лица, которые выполняют работы по электромонтажу, должны быть обеспечены спецодеждой, спец. обувью, а так же индивидуальной защиты в соответствии с характером и условиями работы на основании типовых отраслевых норм [23].

Все лица, которые присутствуют на строительном-монтажной площадке, обязаны носить защитные каски и к выполнению работ не допускаются без них.

Средства защиты с просроченным сроком годности использовать запрещается.

На любом объекте монтажа должны присутствовать аптечка с медикаментами и другие средства для оказания первой помощи пострадавшим от поражения электрическим током и при других несчастных случаях.

На монтажной площадке должны быть обеспечены питьевой водой все работающие в соответствии с санитарными требованиями.

В соответствии с санитарными нормами на строительном-монтажной площадке должны быть оборудованы туалеты.

Безопасность при монтаже и ремонте воздушной линии.

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

Работы по монтажу и ремонту воздушных линий электропередачи связаны с подъемом людей и материалов на значительную высоту, с применением грузоподъемных машин и механизмов, а так же приспособлений, облегчающих

труд рабочих-монтажников и обеспечивающих безопасные условия работы.

ВЛ которые сооружались по данному проекту проходят в населенной сельской местности, следовательно, руководитель работ должен обеспечить охрану строительно-монтажной площадки так, чтобы на участке производства работ не находился никто из посторонних.

### 13.2 Экологичность

На подстанции 35/10 «Маяк» установлены силовые трансформаторы типа ТДТН 4000/35/10. Расчет шума, создаваемого ТМ может возникнуть в двух случаях:

- 1) при проектировании новой подстанции (ПС);
- 2) при реконструкции действующей ПС.

При проектировании новой подстанции необходимо определить ее расположение относительно прилегающей к ПС территории.

Таблица 28 - Данные к расчету шума, создаваемого трансформаторами на ТП №7

Количество трансформаторов	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ·А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов ДЦ, НДЦ)	4	35	Территории жилой застройки, непосредственно прилегающие к жилым домам, площадки отдыха микрорайонов и жилых кварталов

При реконструкции действующей ПС, когда увеличивается мощность силовых ТМ, необходимо определить уровень звука в ближайшей точке на границе территории прилегающей к ПС, создаваемый источниками шума (ТМ) и сделать вывод о его соответствии санитарно-гигиеническим требованиям. Если

есть превышение, то необходимо разработать мероприятия по уменьшению шума.

Рассмотрим случай, когда ТМ установлены на открытой территории ПС. Данная задача часто встречается при размещении ПС в сельской местности, когда ее необходимо разместить рядом с сельским населенным пунктом.

*Порядок расчета шума на примере проектировании новой подстанции*

1. По таблице 3 колонка № 13 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам, зданиям поликлиник, зданиям амбулаторий, диспансеров, домов отдыха, пансионатов, домов интернатов для престарелых и инвалидов, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек» определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом можно не принимать во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к жилым домам, составляет:  $ДУ_{L_A} = 45$  дБА.

2. Определяем шумовые характеристики источника шума (модель ТМ известна из расчетной части проекта), согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и масла уровень звуковой мощности составляет ( $S_{ном} = 4$  МВА,  $U_{ном} = 35$  кВ), согласно:

$$L_{WA} = 105 \text{ дБА.}$$

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

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТМ, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен  $L_{WA}$ , то в любой точке полусферы радиусом  $R$  уровень шума,

создаваемый данным источником, будет равным  $L_A$ .

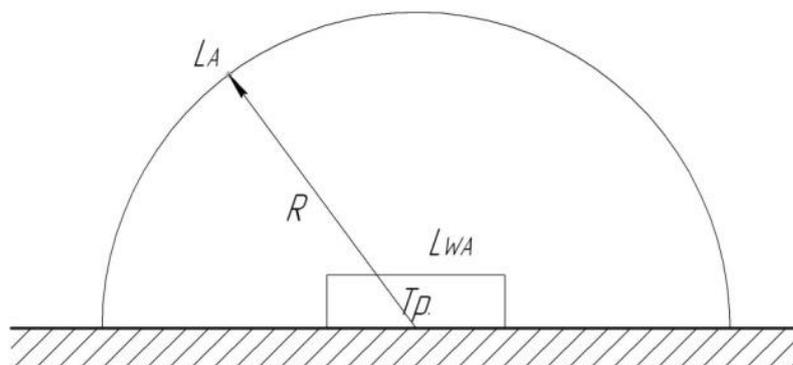


Рисунок 9 – Излучение шума трансформатором

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

$$L_{WA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (125)$$

где  $S$  - площадь поверхности полусферы,  $m^2$ ;  $S_0 = 1 m^2$ .

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

$$L_A(R) = L_{WA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (126)$$

где  $S = \pi R^2$ .

Пусть на ПС расположены 2 ТМ и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 6. Расстояния  $R_1$  и  $R_2$  неизвестны, а  $l$  - известно (из проекта).

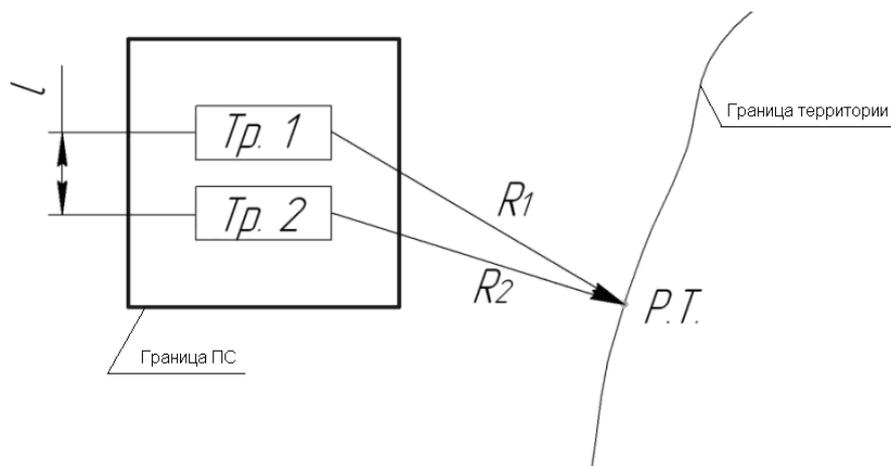


Рисунок 10 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

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

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

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{WAi}}, \quad (127)$$

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 105} = 108,0 .$$

где  $N$  - количество источников шума ;

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

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

Исходя из принятых допущений выражение можно переписать в следующем виде

$$DY_{L_A} = L_{WAS} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0} = 67,515. \quad (128)$$

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

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WAS} - DY_{L_A})}}{2\pi}}, \quad (129)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(108,0-45)}}{2 \cdot 3,14}} = 563,663 \text{ м}.$$

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

### 13.3 Чрезвычайные ситуации

Опасные грозовые воздействия на подстанционном оборудовании возникают при ударах молнии непосредственно в подстанцию. Кроме того, для РУ 6-10 кВ опасны перенапряжения, индуктированные на токоведущих частях при ударе молнии в землю или другие объекты вблизи ПС.

Эффективность защиты от грозовых перенапряжений внутренней изоляции подстанционного оборудования должна быть значительно более высокой по сравнению с воздушной и линейной изоляцией ВЛ, так как внутренняя изоляция оборудования подстанции имеет наибольшие запасы по отношению к импульсным испытательным напряжениям и не обладает свойством самовосстановления после грозового перекрытия.

Опасность разряда молнии. Превышение рабочего напряжения (перенапряжение) в результате удара молнии может происходить двумя путями. Перенапряжение прямого удара (ПУМ) возникает при непосредственном попадании молнии в подстанцию. Индуцированное же происходит в результате удара в

землю вблизи от объекта.

Несмотря на кратковременность воздействия (порядка 100 микросекунд), ущерб может быть весьма значительным. Кроме того что молния обладает колоссальным напряжением, температура разряда в главном канале может достигать 30000°С. Разумеется, разрушения подстанции или ее элементов могут быть весьма значительными.

Перенапряжение на установке может быть вызвано ударом молнии в участок воздушной линии, соединенный с ней. Поэтому грозозащита линий электропередач также относится к комплексу мер по защите подстанций от молний.

В общем случае можно выделить следующие основные причины необходимости оснащения объектов молниезащитными устройствами:

- если подстанция находится в отдельном здании, предотвращается его разрушение;

- предохранение от разрушения оборудования, что значительно увеличивает срок его эксплуатации;

- обеспечение стабильного электроснабжения потребителей подстанцией.

Защита оборудования подстанций от прямых ударов молнии обеспечивается системой стержневых и тросовых молниеотводов. Для оценки эффективности грозозащиты изоляции оборудования, подвесной и воздушной изоляции на подстанции от прямых ударов молнии применяется что и для ВЛ, т.е. ожидаемое число обратных перекрытий при ударах молнии в молниеотводы, а также от прорывов через систему молниезащиты.

Наиболее опасным проявлением молнии с точки зрения поражения зданий и сооружений является прямой удар.

Требования к молниеприемнику. Молниеприемник изготавливается из стали. Для того чтобы выдерживать термические нагрузки при протекании тока, а также высокую температуру самой молнии, согласно ПУЭ его диаметр должен быть более 6 мм. Соединение молниеприемника с токопроводом необходимо производить путем их сваривания.

Если это невозможно, то допустимо резьбовое соединение болтом и гай-

кой. Диаметр шайб в этом случае должен быть увеличен. Во избежание падения и нанесения по этой причине ущерба, устройство должно быть прочно закреплено на опоре или другой несущей конструкции.

Молниеприемники обычно закрепляют на уже имеющихся металлических конструкциях. Это могут быть прожекторные мачты, крыши высотных зданий, высокие точки на входе в подстанцию.

Исключение составляют трансформаторные подстанции. На них приемники молний для молниезащиты не устанавливаются. Если же такая необходимость возникает, то обмотки с низшим напряжением защищают вентильными разрядниками.

Заземлитель. Токоотвод соединяется он с заземлителем – одной из важнейших частей молниезащиты. В качестве заземлителя в целях экономии используется одно заземляющее устройство ЗУ, которое отвечает наиболее жестким требованиям следующих видов заземления:

- заземление молниезащиты;
- рабочее заземление (трансформаторы, генераторы и прочее оборудование);
- защитное заземление, обеспечивающее безопасность людей.

Заземляющее устройство молниезащиты на подстанциях выполняют горизонтально размещенными в грунте полосами, которые соединяются с вертикальными электродами, идущими к токоотводу. Все металлические части подстанции, включая корпуса баков, выключателей и прочего, должны иметь контакт с заземлением [13].

Сети с напряжением от 110 кВ делают с глухозаземленной нейтралью, а подстанции на 35 кВ и ниже заземляют через дугогасящий реактор.

Все компоненты молниеотвода должны иметь антикоррозийное покрытие, в качестве которого обычно применяется оцинковка. Количество устройств на одном сооружении, а также их эффективность и зоны защиты определяются при соответствующих расчетах. Таким образом, обеспечивается защита подстанций от прямых ударов молнии при помощи стержневых молниеотводов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В своей выпускной квалификационной работе на тему «Реконструкция электроснабжения села «Маяк» Хабаровского края в связи с ростом электрических нагрузок», поставленные задачи были выполнены, был проведен анализ существующих сетей в данный момент времени и в результате был предложен план реконструкции.

Схемы распределительных устройств, которые были отражены в данном дипломном проекте могут обеспечивать надежную передачу потоков мощности через трансформаторы и позволяют обеспечить бесперебойное снабжение потребителей электрической энергией при выводе в ремонт любого оборудования, и вместе с этим отличаются относительной простотой и экономичностью.

По расчетам, которые были выполнены в проекте, оборудование подстанций стойко к действию токов КЗ, было выбрано с учетом требований в части климатического исполнения и категорий размещения.

Также были выбраны устройства релейной защиты и автоматики на подстанции «Маяк», обеспечивающих надежность и безопасность эксплуатации оборудования, а также сводит к минимуму возможные перерывы электроснабжения.

Произведен анализ безопасности рабочего процесса и экологичности проекта, по результатам которых видно, что при следовании правил технической эксплуатации, а также требований по техники безопасности и пожарной безопасности, эксплуатация сети по данному проекту безопасна.

Из результатов расчетов организационно-экономической части, произведенных в проекте, следует, что реконструкция сетей 10 кВ села Маяк необходима и экономически эффективна.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Барыбин, Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения / Ю.Г. Барыбин. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
- 2 Барыбин, Ю.Г. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / Ю.Г. Барыбин. – М.: Энергоатомиздат, 1991.
- 3 Большама, Я.М. Справочник по проектированию электроснабжения, линий электропередачи и сетей. Т. 2 / Я.М. Большама. – М.: Энергия, 1975.
- 4 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник В 3 т. Т. 1 / В.Г. Герасимов. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
- 5 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник. В 3 Т. т. 3. Книга 2 / В.Г. Герасимов. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
- 6 Грудинский, П.Г. Электротехнический справочник В 3 Т. т. 2 / П.Г. Грудинский. - М.: Энергоатомиздат, 1986.
- 7 Долин, П.А. Техника безопасности в электроэнергетических установках: Справочное пособие. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
- 8 Дьяков, В.И. Типовые расчёты по электрооборудованию / В.И. Дьяков. – М.: Высшая школа, 1985.
- 9 Ермилов, А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий / А.А. Ермилов. – М.: Энергоатомиздат, 1983.
- 10 Железко, Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю.С. Железко. - М.: Энергоатомиздат, 1989.
- 11 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчик. - М.: Энергоатомиздат, 1989.
- 12 Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34,20,185-94 с изменением и дополнением утвержденные приказом Минтопэнерго от 29.06.1999г №213.
- 13 Карякин, Р.Н. Заземляющие устройства промышленных электроустановок / Р.Н. Карякин. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
- 14 Крупович, В.И. Справочник по проектированию электрических сетей

и электрооборудования / В.И. Крупович. – М.: Энергоиздат, 1981.

15 Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б.И. Кудрин. - М.: Энергоатомиздат, 1995.

16 Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок ПОТРМ – 016-2001. М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2001.

17 Методика расчета экономического ущерба от нарушений в работе энергетического оборудования МТ -34-70-001-95 М.: 1995.

18 Методические рекомендации по определению потерь электрической энергии в городских сетях напряжением 10(6)-04 кВ. Утверждена ФЭК России (Постановление от 17.03.00г № 14/10).

19 Методические указания по дипломному проектированию. - ИрГТУ, И.:2004-55с.

20 Методические указания к дипломному проектированию по Безопасности Труда для студентов, обучающихся по специальности 140211 «Электроснабжение». Н.С. Груничев. - Иркутск, Изд-во ИрГТУ, 2007-25с.

21 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев. – М.: Энергоатомиздат, 1989.

22 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий РАО «ЕЭС России». РД 153.-34.0-03.301-00 издание третье с изменениями и дополнениями – М.: ЗАО «Энергетические технологии, 2000.

23 Правила техники эксплуатации электроустановок электрических станций и сетей Российской Федерации – М.: Энергосервис, 2003.

24 Правила устройства электроустановок. дополненное с исправлениями – М.: Госэнергонадзор , 2000.

25 Правила устройства электроустановок. 7 издание – М.: Госэнергонадзор , 2004.

26 Руководящее указание по расчету токов короткого замыкания и выбору оборудования РД 153-34,0-20,527-98 – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2001.

27 Федоров, А.А. Основы электроснабжения промышленных предприя-

тий / А.А. Федоров. - М.: Энергоатомиздат, 1984.

28 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий / А.А. Федоров. – М.: Энергоатомиздат, 1987.

29 Чернобродов, Н.В. Релейная защита / Н.В. Чернобродов. – М.: Энергия, 1974.

30 Шабад, М.А. Защита трансформаторов 10 кВ / М.А. Шабад. – М.: Энергоатомиздат, 1989.