

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

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина  
«08» 02 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция системы электроснабжения части города Зея с центром  
питания подстанция Энергия

Исполнитель  
студент группы 442 -узб

 01.02.2018 Н.Ю. Воробьев  
подпись, дата

Руководитель  
профессор,  
доктор техн. наук  
Консультант:  
по безопасности и  
экологичности  
доцент, канд. техн. наук

 05.02.2018 Н.В. Савина  
подпись, дата

Нормоконтроль  
доцент, канд. техн. наук

 02.02.2018 А.Б. Булгаков  
подпись, дата

 06.02.2018 А.Н. Козлов  
подпись, дата

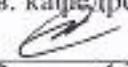
Благовещенск 2018

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина  
" 22 " 10 2017 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Воробьева Никиты Юрьевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения части города Зея с центром питания подстанция Энергия  
(утверждена приказом от 24.10.2017 № 265(4-УТ))

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 31.01.2018

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Нагрузка по фидерам и по ТП, схемы электрических соединений части города Зея, схема ПС Энергия.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика города Зеи, расчет электрических нагрузок, разработка системы внешнего электроснабжения части города Зея, технико-экономическая оценка двух вариантов сети, расчет токов КЗ, выбор оборудования, оценка надежности, молниезащита, выбор типов зашит и автоматики, техника безопасности.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части, 38 таблиц, программный продукт Mathcad.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков Андрей Борисович, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 08.09.2017

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна,  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)  
профессор, доктор технических наук

Задание принял к исполнению (дата): 09.09.2017   
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 123 с., 16 рисунков, 38 таблиц, 24 использованных источника.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, НАПРЯЖЕНИЕ, НАГРУЗКА, НАДЕЖНОСТЬ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, ПОТРЕБИТЕЛЬ, СЕТЬ, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, ТРАНСФОРМАТОР, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.

В выпускной квалификационной работе рассмотрена реконструкция системы электроснабжения северной части города Зея, разработана схема внутреннего электроснабжения. По технико-экономическому анализу выбран оптимальный вариант электроснабжения. В ходе реконструкции решены такие задачи как: расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки высоковольтного и низковольтного электрооборудования; приведена оценка надежности работы системы электроснабжения, определены параметры заземляющих устройств ПС Энергия, зоны защиты от прямых ударов молнии, расчет релейной защиты и автоматики, а так же безопасность и экологичность проекта.

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

- АВР – автоматическое включение резерва
- АПВ – автоматическое повторное включение
- ВЛ – воздушная линия электропередачи
- ВРУ – вводно-распределительные устройства
- КЗ – короткое замыкание
- КЛ – кабельная линия электропередачи
- КРУ – комплектное распределительное устройство
- ЛВС – локальная вычислительная сеть
- МТЗ – максимальная токовая защита
- ОРУ – открытое распределительное устройство
- ПА – противоаварийная автоматика
- ПС – подстанция
- РЗА – релейная защита и автоматика
- РУ – распределительное устройство
- ТН – трансформатор напряжения
- ТО – токовая отсечка
- ТП – трансформаторная подстанция
- ТС – телесигнализация
- ТТ – трансформатор тока
- УЗО– устройство защитного отключения
- ЦС – центральная сигнализация
- ЭП – электроприемник

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика части города Зея	9
1.1 Краткое описание города Зея	9
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности Зеи	10
1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии части города Зея	11
1.4 Целесообразность реконструкции системы электроснабжения города	11
2 Анализ существующей системы электроснабжения части города Зеи	13
2.1 Источники питания и их анализ	15
3 Расчёт электрических нагрузок	16
3.1 Расчёт электрических нагрузок жилых зданий и коммунальных потребителей	16
3.2 Компенсация реактивной мощности у потребителей	20
3.3 Расчет электрических нагрузок линии 0,4 кВ	21
3.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	24
3.5 Расчет и выбор линий напряжением 0,4 кВ	24
4 Реконструкция системы внешнего электроснабжения	30
4.1 Выбор номинального напряжения	30
4.2 Выбор числа и мощности трансформаторов 10 (6) /0,4 кВ	31
4.3 Выбор схемы конфигурации сети	34
4.4 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	36
4.5 Выбор сечения распределительной сети 10 (6) кВ	38
4.6 Определение потерь напряжения, электроэнергии в сети 10 кВ	41
4.7 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети	42
5 Расчет токов короткого замыкания	45
5.1 Расчёт токов КЗ в сети 10 кВ	46
5.2 Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ	51
6 Выбор и проверка оборудования на 10 кВ	56
6.1 Выбор комплектных распределительных устройств	56

6.2	Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ К-63	57
6.3	Выбор трансформатора тока	61
6.4	Выбор трансформатора напряжения	65
6.5	Выбор жестких шин	67
6.6	Выбор опорных изоляторов	69
6.7	Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП	70
6.8	Выбор ограничителей перенапряжения	72
7	Проверка оборудования на 0,4 кВ	76
7.1	Проверка выбранных сечений ВЛ 0,4 кВ на воздействие токов КЗ	76
7.2	Выбор и проверка автоматических выключателей на 0.4 кВ	78
8	Молниезащита и заземление подстанции Энергия	81
8.1	Заземление подстанции Энергия	81
8.2	Защита от прямых ударов молнии	85
9	Оценка надежности сети после реконструкции	88
10	Релейная защита	95
10.1	Общие принципы построения защит	95
10.2	Защита трансформатора	97
10.3	Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала	98
10.4	Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора	99
10.5	Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	103
10.6	Выбор уставок максимальной токовой защиты	104
11	Безопасность и экологичность	105
11.1	Безопасность	105
11.2	Экологичность	112
11.3	Чрезвычайные ситуации	115
	Библиографический список	121

## ВВЕДЕНИЕ

Города являются крупными потребителями электроэнергии, так как в них проживает не только большая часть населения, но и расположено также большое количество промышленных предприятий.

В зависимости от размера города для питания потребителей, расположенных на его территории, должна предусматриваться соответствующая система электроснабжения, которая охватывает всех потребителей города, включая промышленные предприятия.

Для электроснабжения основной массы потребителей используется распределительная сеть напряжением 6–10 кВ и сеть общего пользования напряжением 0,38 кВ.

Для городов характерен рост электропотребления, что требует систематического развития электрических сетей. Рост электропотребления связан не только с увеличением количества жителей и развитием промышленности, но также с непрерывным проникновением электрической энергии во все сферы жизнедеятельности населения. Растёт расход электрической энергии на бытовые нужды и коммунальное хозяйство городов.

Через городские распределительные сети в настоящее время передается до 40% вырабатываемой энергии. Таким образом, сети становятся самостоятельной областью энергетики, и проблема их рационального сооружения приобретает определённое народно-хозяйственное значение.

Под системой электроснабжения города понимается совокупность электрических сетей и трансформаторных подстанций, расположенных на территории города и предназначенных для электроснабжения его потребителей.

Городские электрические сети напряжением 6-10 кВ характерны тем, что в любой части города могут оказаться потребители всех трёх категорий по надёжности электроснабжения. Естественно, это требует и надлежащего построения схемы сети.

Актуальность темы обусловлена тем, что в настоящее время значительная часть элементов распределительной сети г. Зея введено в эксплуатацию более 35 лет назад, при этом темпы модернизации энергооборудования ниже темпов его естественного старения. Из-за этого большинство объектов электрической сети выработали свой нормативный ресурс, что привело к увеличению числа отказов оборудования и снижению надежности электроснабжения потребителей.

Основной целью выпускной квалификационной работы является реконструкция системы электроснабжения части города Зея для улучшения качества электроэнергии, повышение надежности электроснабжения потребителей.

Для выполнения поставленной цели в выпускной квалификационной работе решены следующие задачи:

- разработка оптимальных вариантов реконструкции электрической сети,
- технико-экономический анализ двух вариантов и выбор оптимального варианта электроснабжения;
- расчет токов короткого замыкания на шинах ПС Энергия, на шинах 10 и 0,4 кВ;
- выбор и проверка высоковольтного и низковольтного электрооборудования;
- расчет показателей надежности системы электроснабжения;
- определение параметров заземляющих устройств подстанции, зоны защиты от прямых ударов молнии;
- расчет релейной и автоматики, а так же диспетчерское управление, телемеханика и средства связи на ПС «Энергия».

Для выполнения данных задач используется следующее программное обеспечение: Microsoft Office Excel, Microsoft Office Visio, Mathcad.

## **1 Характеристика северной части города Зея**

### **1.1 Краткое описание северной части города Зея**

Зея - небольшой город в Амурской области, город расположен на севере Амурско-Зейской равнины, на правом берегу реки Зея в 660 км от ее устья, у южных склонов хребта Тукурингра. Был основан в 1879 году как перевалочный пункт Верхне-Амурской золотодобывающей компании. Площадь рассматриваемой части города Зея оставляет 10 квадратных километров. Население — 7 тыс. чел.

В северной части города Зея автомобильная дорога Зея - Тыгда, является единственной дорогой к железнодорожной магистрали и федеральной автомагистрали. Местные жители ещё называют эту дорогу - «связь с миром». Существуют и районные автотрассы, соединяющие населённые пункты Зейского района с городом.

В северной части города Зея расположены многоквартирные дома, двухквартирные дома и многоэтажные дома. Значительную часть северной части города Зея занимают учреждения культурно бытового назначения: адм. здание Весна, ГКС, почта, сбербанк, социальная защита, авторазбор, росстельком, ЗАГС, камера Гибдд, школа №5, стоматология, росбанк, детский сад №18, детская поликлиника, гостиница, СТЭК, служба занятости, аптека, продовольственные магазины, непродовольственные магазины, ветлечебница, баня, киоски, боксы, гаражи. А так же коммунально хозяйственные предприятия это КНС и водонопорная башня.

Ведущая роль в экономике рассматриваемой части города Зеи принадлежит электроэнергетике. Зейская ГЭС является вторым по величине после Бурейской ГЭС энергоисточником на Дальнем Востоке, ежегодно вырабатывая от 4 до 6 млрд киловатт-часов электроэнергии.

Другие отрасли промышленности — добыча золота, лесная промышленность.

## 1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности города Зея

Город Зея приравнен к районам Крайнего Севера.

Климат резкоконтинентальный, что определяется наличием горных массивов. Зима очень холодная и длительная. Среднемесячная температура января  $-30^{\circ}\text{C}$ . Лето очень теплое и недолгое. Самый теплый месяц июль со средней температурой  $+20^{\circ}\text{C}$ . Время с устойчивыми морозами до 5 месяцев. Средняя высота снежного покрова 20 см. Продолжительность залегания до 170 дней. Среднегодовое количество осадков 450 – 600 мм. Влажность воздуха изменяется в пределах 60 – 80 %. Преобладающие ветры - северо-западного направления, среднегодовая скорость ветра 1,6 м/с.

Грунт рассматриваемого района представлен суглинками и супесями.

При расчете ВЛ и их элементов должны учитываться климатические условия - ветровое давление, скоростной напор ветра, толщина стенки гололеда, температура воздуха, интенсивность грозовой деятельности. Для расчета заземления подстанций необходимо учитывать глубину промерзания и удельное сопротивление грунта. В таблице 1 представлена климатическая характеристика г. Зея.

Таблица 1 – Климатическая характеристика г. Зея

Климатическая зона	II
Среднегодовая температура, $^{\circ}\text{C}$	4
Абсолютный минимум, $^{\circ}\text{C}$	-49,2
Абсолютный максимум, $^{\circ}\text{C}$	31,6
Скоростной напор ветра, $\text{кгс}/\text{м}^2$	21
Район по ветровому давлению	II
Район по толщине стенки гололеда	II
Число грозových часов в год	50
Глубина промерзания грунта, м	0,3
Удельное сопротивление грунта $\rho_{\text{изм}}$ , $\text{Ом}\cdot\text{м}$	150

Географически город поделён на следующие исторически-сложившиеся образования. Старая (деревянная) часть города - её ещё просто называют «город». Исторически расположена вдоль правого берега реки Зея. Зелёная

роша - участок в нижней части города, застроенный одноэтажными деревянными домами.

### **1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии северной части города Зея**

Планировка северной части города Зея прямоугольная. Застройка плотная.

На территории рассматриваемой части города Зея присутствуют коммунально – бытовые потребители, к которым относятся многоквартирные дома в количестве 120 штук, двухквартирные дома в количестве 63 и небольшое количество многоэтажных домов: 2 пятиэтажных дома с 2 подъездами, 3 дома трехэтажных с 3 подъездами, и 5 домов двухэтажных с 2 подъездами.

Так же на территории рассматриваемой части города Зея действует учреждения культурно бытового назначения: два детских садика, одна школа №5, детская поликлиника, филиалы крупных Российских банков: «Росбанк», «Сбербанк», административное здания, ГКС, почта, социальная защита, 2 центра занятости, росстельком, ЗАГС, камера Гибдд, стоматология, а так же предприятия малого бизнеса в сферах обслуживания коммунальных услуг: торговли это 12 продовольственных магазинов и 9 непродовольственных магазинов, гостиница, СТЭК, аптека, баня, 7 киосков, авторазбор, 77 гаражей и 4 бокса.

Так же присутствуют коммунально хозяйственные предприятия это КНС и водонапорная башня.

В северной части города Зея доля потребителей первой и второй категории по надежности составляет 20-30% от общей нагрузки. Частичное или полное погашение систем электроснабжения таких потребителей имеет очень серьезные социально-экономические последствия.

### **1.4 Целесообразность реконструкции системы электроснабжения северной части города**

В данной бакалаврской работе рассматривается реконструкция электроснабжения северной части г. Зея с питанием от ПС Энергия по ф.513,

ф.13. Распределительная сеть 0,4-10 кВ в основном выполнена проводом АС-35, АС-50, АС-70, что обуславливает наименьшую надежность данных сетей при сравнении с сетями выполненными проводом СИП.

Сеть выполненная неизолированными (голыми) проводами имеет ряд недостатков:

- гололед и налипание снега;
- необходимость в периодической обрезке веток деревьев от перекрытия ими линии
- опасность при обрыве проводов в плане поражения электрическим током;
- случайные прикосновения людьми, животными и механизмами (частенько воздушную линию, находящуюся под рабочим напряжением задевает грузоподъемная техника).

Значительная часть элементов распределительной сети г. Зея введено в эксплуатацию более 34 лет назад, при этом темпы модернизации энергооборудования ниже темпов его естественного старения. Из-за этого большинство объектов выработали свой нормативный ресурс, что привело к увеличению числа отказов и снижению надежности электроснабжения потребителей.

Анализируя три последних года контрольные замеры на ПС Энергия проблемными фидерами которые питают северную часть города Зея являются фидера: 513 и 13. На выбранных фидерах количество отказов, недоотпуск электроэнергии и время простоя оборудования ежегодно увеличивается.

Данные по аварийности предоставлены в АО «ДРСК» и приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Данные по аварийности присоединений ПС «Энергия»

Присоединение	Количество откл.			Недоотпуск, тыс. кВт·час			Общее время простоя потребителя, час:мин		
	2015г.	2016г.	2017г.	2015г.	2016г.	2017г.	2015г.	2016г.	2017г.
В10-Т1	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0:00	0:00	0:00
ф.513	9	10	15	3.06	2,41	3,41	9:15	12:15	11:8
ф.13	5	7	4	2.05	1,35	3,81	8:34	16:05	9:15
<b>Сумма:</b>	<b>15</b>	<b>17</b>	<b>19</b>	<b>5,11</b>	<b>3,76</b>	<b>7,22</b>	<b>17:49</b>	<b>28:20</b>	<b>20:23</b>

Циклоны, грозовая активность, подтопления, атмосферная и грунтовая коррозия, техногенные факторы, пожары и другие внешние воздействия являются фактором отказа работы оборудования, особенно для ВЛ с длительными сроками эксплуатации.

Как видно из приведенной выше таблицы 2 количество отказов, недоотпуск электроэнергии и время простоя оборудования ежегодно увеличивается.

## **2 Анализ существующей системы электроснабжения северной части города Зеи**

Конфигурация распределительной сети 10 кВ выполнена лучевой сетью, которая представлена на рисунке 1.

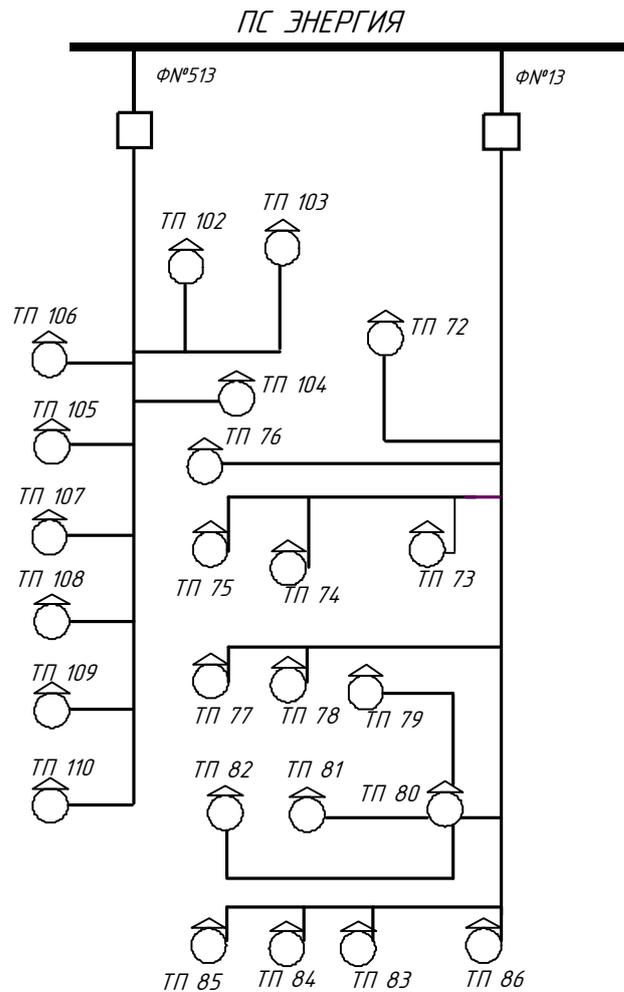


Рисунок 1 – Конфигурация распределительной сети 10 кВ

Лучевая сеть обеспечивают ненадежное электроснабжение потребителей, поскольку авария на участке линии, приводящая к ее отключению, имеет последствия и для других потребителей, непосредственно подключенных к этому участку. К таким ТП относятся ТП72; ТП76; ТП73; ТП74; ТП75, ТП 83, ТП84, ТП85, ТП86. Данные ТП являются однитрансформаторными, при этом получают питание от одного ответвления от магистральной линии. В случае повреждения трансформатора либо ответвления, потребители 2 категории будут обесточены, что недопустимо для данной категории потребителей согласно ПУЭ. Для таких ТП необходима реконструкция сети с целью резервирования линии, непосредственно питающую данную ТП, а также установка 2 трансформатора.

## 2.1 Источники питания и их анализ

Северная часть электроснабжение г. Зея осуществляется ВЛ 10 и 6 кВ от ПС 220 кВ Энергия.

ПС Энергия питается по двум воздушным линиям 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая 1 цепь с отпайкой на ПС Энергия и ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая II цепь с отпайкой на ПС Энергия. Распределительное устройство 220 кВ ПС Энергия выполнено по схеме «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». Распределительное устройство 35 кВ и 10 кВ выполнены по схеме: «Одна секционированная система шин», а 6 кВ выполнено одной системой шин. На подстанции установлено два трансформатора типа ТДТН -40000/220/35/6 кВ и два трансформатора типа ТДН 35/10 кВ мощностью 10 МВА .

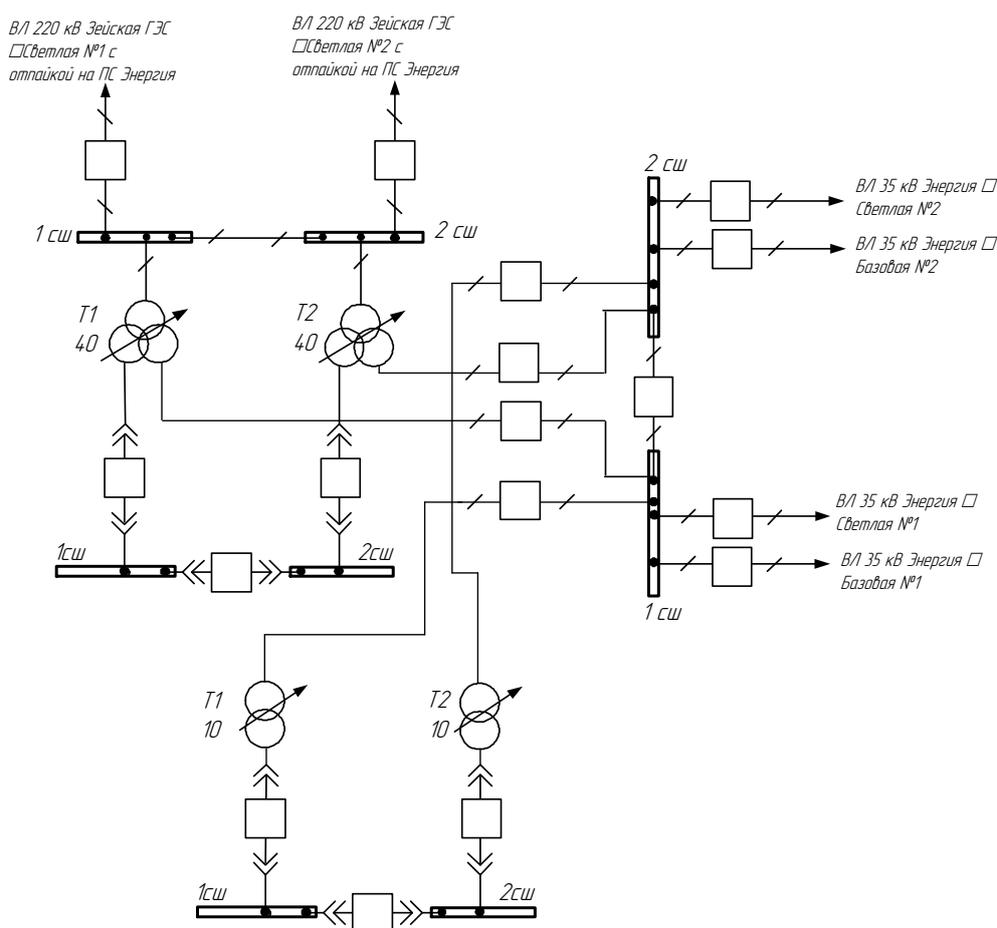


Рисунок 2 – Упрощенная схема ПС Энергия

Учитывая нагрузку на вводах 220 кВ ПС Энергия согласно ведомостям зимнего контрольного замера 20.12.2017 г. определим загрузку

трансформаторов Т 1 и Т2 на ПС Энергия:

$$K_{зТ1} = \frac{S_p}{S_{тном}} \cdot 100\% = \frac{16,8}{40} \cdot 100\% = 42 \%$$

$$K_{зТ2} = \frac{S_p}{S_{тном}} \cdot 100\% = \frac{25,9}{40} \cdot 100\% = 65 \%$$

А так же учитывая нагрузку на вводах 10 кВ определим загрузку трансформаторов Т3 и Т4:

$$K_{зТ3} = \frac{S_p}{S_{тном}} \cdot 100\% = \frac{4,5}{10} \cdot 100\% = 45 \%$$

$$K_{зТ4} = \frac{S_p}{S_{тном}} \cdot 100\% = \frac{2,5}{10} \cdot 100\% = 25 \%$$

Ввод в эксплуатацию трансформаторов Т3 и Т4 осуществлен в 1978 г., при этом срок службы силового трансформатора составляет 25-30 лет. Также для повышения надежности электроснабжения потребителей северной части г. Зея необходимо произвести замену трансформаторов Т3 и Т4.

### **3 Расчёт электрических нагрузок**

Для рационального выбора системы электроснабжения необходимо определить расчетные нагрузки, в зависимости от которых устанавливаются параметры всех элементов системы.

#### **3.1 Расчёт электрических нагрузок жилых зданий и коммунальных потребителей**

Основу нагрузок северной части города Зея составляют потребители селитебной зоны, коммунально-бытовая и коммунально-общественная нагрузка. Расчётная нагрузка - это нагрузка по которой определяют и выбирают электрооборудование, сечение кабелей и проводов, мощность трансформаторов.

Особенностью расчёта в городских системах является то, что данные о характеристиках электроприёмников могут быть не известны, да и учесть их практически невозможно, поэтому для определения нагрузок пользуются различными методами. Расчёт произведём с помощью метода удельных электрических нагрузок.

Расчетная нагрузка питающих линий, вводов и на шинах РУ–0,4 кВ ТП от электроприемников квартир определяется по формуле, кВт:

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

где  $P_{\text{кв.уд}}$  – удельная нагрузка электроприемников квартир, принимаемая по таблице с [17], в зависимости от числа квартир, присоединенных к линии (ТП), типа кухонных плит и наличия бытовых кондиционеров воздуха, кВт/квартиру;  
 $n$  – количество квартир, присоединенных к линии (ТП).

Расчетная нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников) определяется по формуле, кВт:

$$P_{\text{р.ж.д}} = P_{\text{кв}} + P_{\text{с}}, \quad (2)$$

где  $P_{\text{кв}}$  – расчетная нагрузка электроприемников квартир, кВт;

$P_{\text{с}}$  – расчетная нагрузка силовых электроприемников, кВт.

Под расчётной нагрузкой силовых электроприёмников понимают нагрузку лифтовых установок, а также нагрузку электродвигателей санитарно – технических устройств. Но в г. Зея домов с такими устройствами нет, поэтому расчетная нагрузка жилого дома равна:

$$P_{\text{р.ж.д}} = P_{\text{кв}}. \quad (3)$$

Реактивная нагрузка жилых домов определяется с помощью расчётных коэффициентов реактивной мощности.

Для 60 квартир жилого дома расчётная нагрузка питающих линий и от электроприёмников квартир равна:

$$P_{p.ж.д} = 2,8 \cdot 60 = 168 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.ж.д} = P_{p.ж.д} \cdot \operatorname{tg}(\phi) = 168 \cdot 0,2 = 33,6 \text{ кВар}; \quad (4)$$

$$S_{p.ж.д} = \sqrt{P_{p.ж.д}^2 + Q_{p.ж.д}^2} = \sqrt{168^2 + 33,6^2} = 171,33 \text{ кВА}; \quad (5)$$

$$I_{p.ж.д} = \frac{S_{p.ж.д}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} = \frac{171,33}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 39,57 \text{ кВА}. \quad (6)$$

При определении электрической нагрузки общественно-коммунальных потребителей последние условно могут быть разбиты на две группы: в первую группу относятся учреждения культурно бытового назначения (просвещение, здравоохранение, торговля, общественное питание, связь), во вторую группу – коммунально-хозяйственные предприятия (котельные, водопровод, канализация).

Расчёт электрической нагрузки общественно – коммунального потребителя приведем на примере школы. Определение данных нагрузок производится с использованием укрупненных удельных нагрузок.

$$P_p = P_{уд} \cdot n, \quad (7)$$

где  $P_{уд}$  – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников школы, кВт/учащийся;

$n$  – количество учащихся.

Таким образом, расчетная нагрузка школы равна:

$$P_p = 0,25 \cdot 600 = 150 \text{ кВт}$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}(\phi) = 150 \cdot 0,2 = 30 \text{ кВар};$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{150^2 + 30^2} = 152,97 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} = \frac{152,97}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 35,33 \text{ А.}$$

Аналогично произведем расчет для всех объектов на плане (первый и второй лист графической части выпускной квалификационной работы). Экспликация объектов северной части города Зeya приведена в следующей таблице 4.

Таблица 4 – Данные для расчета электрических нагрузок

Наименование	Удельная нагрузка	n	P, кВт	Q, кВар	tq φ	S (для одного дома), кВА	кол. объектов	S <sub>Σ</sub> , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Коммунально – бытовые потребители</b>								
<b>Коттеджи:</b>								
Одноквартирный дом	3.5 кВт/квартира	1	3.5	2.9	0.2	3.57	120	428,4
Двухквартирный дом	5.5 кВт/квартира	2	29	5.8	0.2	29.57	63.00	353.36
<b>Дома:</b>								
Дом 5 этажей 2 подъезда	3.3 кВт/квартира	40	132	26.4	0.2	134.61	2	269,2
Дом 3 этажа 3 подъезда	3.48 кВт/квартира	36	125.28	25.056	0.2	127.76	3.00	383.28
Дом 2 этажа 2 подъезда	5.2 кВт/квартира	16	83.2	16.64	0.2	84.85	5	438
<b>Учреждения культурно бытового назначения (просвещения, здравоохранения, торговля, общественное питание. связь и т.д.)</b>								
Адм. Здание Весна	0.054 кВт/м <sup>2</sup>	950	51.3	10.26	0.2	52.32	1	52.32
ГКС	0.054 кВт/м <sup>2</sup>	600	32.4	6.48	0.2	33.04	1	33.04
Почта	0.054 кВт/м <sup>2</sup>	60	3.24	0.648	0.2	3.30	1	3.30
Сбербанк	0.054 кВт/м <sup>2</sup>	550	29.7	5.94	0.2	30.29	1	30.29
Соц. Защ.	0.054 кВт/м <sup>2</sup>	500	27	5.4	0.2	27.53	1	27.53
Авторазбор	0.054 кВт/м <sup>2</sup>	400	21.6	4.32	0.2	22.03	1	22.03

продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Авторазбор	0.054кВт/м <sup>2</sup>	400	21.6	4.32	0.2	22.03	1	22.03
Росстельком	0.054 кВт/м <sup>2</sup>	60	3.24	0.648	0.2	3.30	1	3.30
ЗАГС	0.054 кВт/м <sup>2</sup>	200	10.8	2.16	0.2	11.01	1	11.01
Камера Гибдд	0.46 кВт/ место	150	69	13.8	0.2	70.37	1	70.37
Школа №5	0.25 кВт/ место	600	150	30	0.2	152.97	1	152.97
Стоматология	0.25 кВт/ место	150	37.5	7.5	0.2	38.24	1	38.24
Росбанк	0.46 кВт/ место	73	33.58	6.716	0.2	34.25	1	34.25
Детский сад №18	0.6 кВт/ место	257	154.2	30.84	0.2	157.25	1	157.25
Детская поликлиника	0.25 кВт/м <sup>2</sup>	200	50	10	0.2	50.99	1	50.99
Гостиница	0.87 кВт/м <sup>2</sup>	600	32.4	6.48	0.2	33.04	1	33.04
СТЭК	1.04 кВт/ место	64	66.56	13.312	0.2	67.88	1	67.88
Служба занятости	0.14 кВт/м <sup>2</sup>	75	10.5	2.1	0.2	10.71	2	21.42
Аптека	0.25 кВт/м <sup>2</sup>	75	18.75	3.75	0.2	19.12	1	19.12
Продовольственный магазин	0.25 кВт/м <sup>2</sup>	60	15	3	0.2	15.30	12.00	183.56
Непродовольственный магазин	0.16 кВт/м <sup>2</sup>	60	9.6	1.92	0.2	9.79	9.00	88.11
Ветлечебница	-	1	16	3.2	0.2	16.32	1	16.32
Баня	-	1	23	4.6	0.2	23.46	1	23.46
Киоски	-	1	3	0.6	0.2	3.06	7.00	21.42
Боксы	-	1	5.6	1.12	0.2	5.71	4.00	22.84
гараж	-	1	3	0.6	0.2	3.06	77.00	117.79
<b>Коммунально хозяйственные предприятия (котельные, водопровод, канализация).</b>								
КНС	-	1	34	25.5	0.75	42.50	1	42.50
Водопопорная башня	-	23	17	12.75	0.75	21.25	1	21.25
Всего:								3203

### 3.2 Компенсация реактивной мощности у потребителей

Компенсация реактивной мощности направлена в основном на экономию (уменьшению потерь) при эксплуатации распределительных сетей и одновременно на улучшение качества напряжения.

Как видно из приведенной выше таблицы коэффициент мощности объектов не превышает значения нормируемого в [13] (для электрической сети 0,4кВ  $\text{tg}(\varphi)=0,35$ ), за исключением насосных станций, где  $\text{tg}(\varphi)=0,75$ .

Для местных и центральных насосных, предназначенных для обслуживания жилых и общественных зданий, компенсация реактивной нагрузки, как правило, не требуется, если в нормальном режиме работы расчетная мощность компенсирующего устройства на каждом рабочем вводе не превышает 50 кВар.

Мощность компенсирующего устройства для КНС (канализационная насосная станция) равна:

$$Q_{\text{КУ}} = P_{\text{max}} \cdot \text{tg}\varphi_1 - \text{tg}\varphi_2 = 34 \cdot 0,75 - 0,35 = 13,6 \text{ кВар} \quad (8)$$

Мощность компенсирующих устройств для КНС меньше 50 кВар, поэтому компенсация реактивной нагрузки не требуется.

### 3.3 Расчет электрических нагрузок линии 0,4 кВ

Результирующая нагрузка потребителей не может быть определена простым суммированием нагрузок отдельных потребителей. Следует учитывать характер электропотребления каждого рассматриваемого потребителя и то, что максимумы нагрузки потребляются не в одно и то же время. При расчёте нагрузок должен быть учтён данный фактор во избежание необоснованного удорожания схемы. Определение максимумов осуществляется с помощью коэффициента участия в максимуме нагрузки.

Расчёт суммарной нагрузки выполняется следующим образом. Сначала устанавливается основной потребитель, формирующий максимум нагрузки, и по отношению к этому потребителю нагрузки остальных потребителей вводятся с соответствующими коэффициентами.

$$P_{\text{р.л}} = P_{\text{зд. max}} + \sum_1^n k_{\text{yi}} \cdot P_{\text{зdi}}, \quad (9)$$

где  $P_{зд. max}$  – наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии, кВт;

$P_{зdi}$  – расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии, кВт;

$k_{yi}$  – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий или жилых домов (квартир и силовых электроприемников).

$$Q_{p.l} = Q_{зд. max} + \sum_1^n k_{yi} Q_{зdi}, \quad (10)$$

где  $Q_{зд. max}$  – наибольшее значение реактивной нагрузки здания из числа зданий, питаемых по линии, кВт;

$Q_{зdi}$  – расчетная реактивная нагрузка других зданий, питаемых по линии, кВт;

$k_{yi}$  – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий или жилых домов.

Определим расчетную электрическую нагрузку для линии №1 питаемой от ТП75

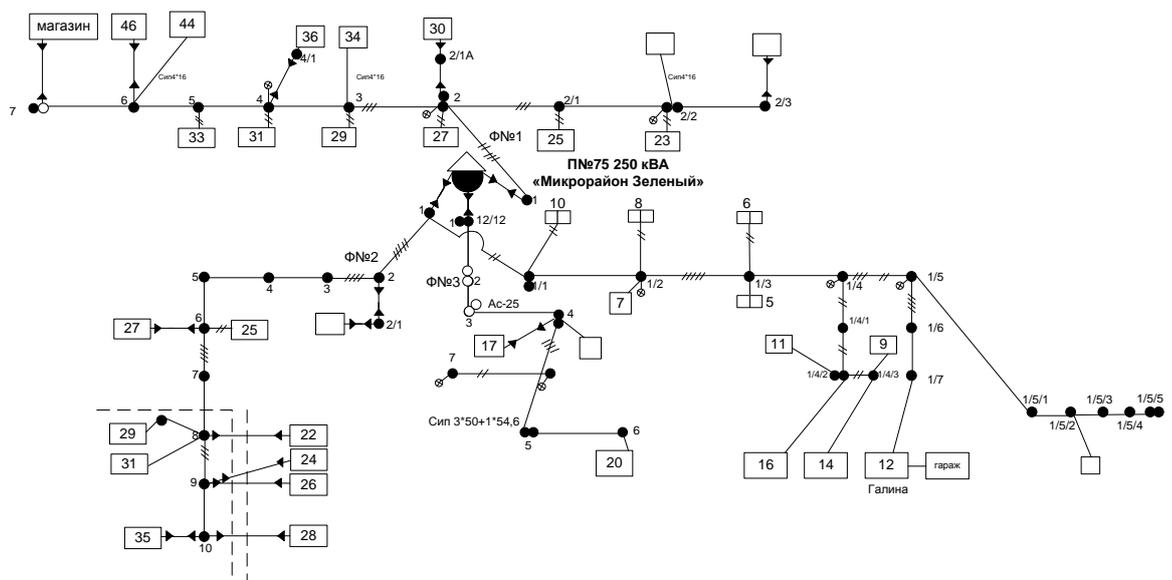


Рисунок 3 – Схема внутреннего электроснабжения линий 0,4 кВ отходящих от ТП 75

Расчетная электрическая нагрузка равна:

$$P_{p.l} = 15 + 0,6 \cdot 13 \cdot 3,5 = 42,3 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.l} = 3 + 0,6 \cdot 13 \cdot 0,7 = 8,46 \text{ кВар}.$$

$$S_{p.l} = \sqrt{P_{p.l}^2 + Q_{p.l}^2} = \sqrt{42,3^2 + 8,46^2} = 43,138 \text{ кВА}. \quad (11)$$

Результаты расчета по остальным ВЛ 0,4кВ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Расчетные нагрузки линий 0,4 кВ

ТП	№ линии	$P_{p.l}$ , кВт	$Q_{p.l}$ , кВар	$S_{p.l}$ , кВА	ТП	№ линии	$P_{p.l}$ , кВт	$Q_{p.l}$ , кВар	$S_{p.l}$ , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
ТП 72	1	23	4,6	23,46	ТП 84	1	37.8	7.56	38.55	
	2	5,6	1,12	5,7		2	23	4,6	23,46	
	3	30,8	6,16	31,41	ТП 86	1	67.20	13.44	68.53	
	4	10.8	2.16	11.01		2	34	14,1	36,7	
ТП 73	1	66.50	13.30	67.82	ТП 105	1	66.10	23.34	70.10	
	2	15	3	15,297		2	67.20	13.44	68.53	
	3	120.00	24.00	122.38		3	57.30	11.46	58.43	
	4	25.20	5.04	25.70		4	10.8	2.16	11.01	
	5	32.4	6.48	32.4		5	5.6	1.12	5.71	
	6	71.34	14.27	72.75		6	23	4,6	23,46	
ТП 74	2	32.4	6.48	33.04	ТП 106	1	74.88	14.98	76.36	
	3	44.92	8.98	45.81		2	37.8	7.56	38.55	
	1	42,3	8,46	43,138		3	173.60	34.72	177.04	
ТП 75	2	25.20	5.04	25.70	ТП 108	1	3	0.6	3,06	
	3	29.8	7.56	30,8		2	34	25.5	42,50	
	1	7,0	1,4	7.139		3	71.34	14.27	72.75	
ТП 77	2	66.56	13.312	67.88		4	32,4	6,48	32,4	
	3	83.00	16.60	84.64		5	125.28	25.056	127,76	
	4	100.00	20.00	101.98		6	3	0.6	3.06	
	1	54.60	10.92	55.68	ТП 109	1	78.50	15.70	80.05	
2	44.92	8.98	45.81	2		32.4	6.48	32.4		
3	59.04	11.81	60.21	3		39,6	15.84	42.02		
ТП 78	1	18.75	3.75	19,12	ТП 110	1	160.78	32.16	163.96	
	2	71.10	14.22	72.51		2	131.94	26.39	134.55	
ТП 79	3	79.20	15.84	80.77		3	32.4	6.48	32.4	
	4	34.50	6.90	35.18		4	25,8	10,32	27,8	
	5	54.60	10.92	55.68	ТП 103	1	35,6	14,24	38,3	
	6	44.92	8.98	45.81		2	24,89	9,96	26,81	
	ТП 80	1	53.30	20.01	56.93		3	71,2	28,48	76,69
		2	5.6	1.12	5.71		4	15,98	6,392	17,211
3		34.20	6.84	34.88	ТП 102	1	38,7	15,48	41,68	
4	133.52	41.66	139.87	2		21,63	8,652	23,29		
	5	40.60	8.12	41.40		3	18,74	7,496	20,18	
	6	10.8	2.16	11.01		4	15,96	6,384	17,189	

продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТП 82	1	10.5	2.1	10,71		5	33,56	13.42	36,144
	2	53.30	20.01	56.93	ТП 107	1	102.48	20.50	104.51
	3	42,3	8,46	43,138		2	83.00	16.60	84.64
	4	5,6	1,12	5,7		3	72	14.4	73.43
	5	30,8	6,16	31,41					
ТП 83	1	183.8	36.76	187.44					
	2	66.50	13.30	67.82					
	3	27	5,4	27,3					
	4	3	0,6	3,06					

### 3.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

Сети 0,4 кВ выполняются трехфазными, четырехпроводными. В основном применяется радиальная схема распределения от понижающих ТП 10(6)/0,4 кВ. Нейтральный провод заземлен на ТП 10(6)/0,4 кВ и в конце каждой ветви или линии длиной более 200 м или на расстоянии не более 200 м от конца линии или ветви, где подключена нагрузка.

Потребители г. Зеи относятся к потребителям II и III категории надежности электроснабжения.

Основным принципом построения распределительной сети 0,4 кВ для электроприемников второй категории является сочетание петлевых схем, обеспечивающих двухстороннее питание потребителей. При этом линии в петлевых схемах могут присоединяться к одной или разным ТП.

Для жилых домов с электроплитами, административных зданий, детских учреждений, учебных заведений предусматривается два ввода в ВРУ, которые позволяют обеспечивать резервное электроснабжение при отключении питания одного из вводов.

### 3.5 Расчет и выбор линий напряжением 0,4 кВ

В выпускной квалификационной работе рассматривается реконструкция сети 0,4 кВ с использованием самонесущего изолированного провода СИП. Преимущества провода СИП по сравнению с неизолированными проводами следующие:

- возможность сооружения линии электропередач без вырубki просек;

- возможность совместной подвески на опорах с телефонной линией;
- возможность использования действующих опор и опор меньшей высоты для новых линий;
- сокращение эксплуатационных расходов за счет исключения систематической расчистки трасс, замены поврежденных изоляторов, сокращение объемов аварийно-восстановительных работ;
- безопасность обслуживания - отсутствие риска поражения при касании фазных проводов, находящихся под напряжением;
- возможность работы под напряжением, простота ремонтов;
- практическая невозможность короткого замыкания между фазами и нулевым проводом или на землю;
- меньший вес и большая длительность налипания снега, повышенная надежность в зонах интенсивного гололедообразования;
- безопасность работ вблизи линий с СИП;
- снижение падения напряжения вследствие малого реактивного сопротивления – 0,1 Ом/км (0,35 Ом/км – голый провод);
- возможность прокладки по фасадам зданий;
- возможность совместной прокладки на одних опорах ВЛ с СИП до 1 кВ и ВЛ 6-10 кВ.

Используя расчетную нагрузку головного участка каждой линии, определяем максимальную величину тока в фазе в нормальном режиме:

$$I_{p.l} = \frac{S_{p.l} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_l}, \quad (12)$$

где  $S_{p.l}$  – расчетная нагрузка линии, кВА;

$U_l$  – номинальное напряжение, кВ.

Производим предварительный выбор сечения неизолированного алюминиевого провода по условию нагрева  $I_{p.l} \leq I_{дл.доп}$ , где  $I_{дл.доп}$  - длительно допустимая токовая нагрузка на провод выбранного сечения.

Для воздушных линий электропередач 0,4 кВ будем использовать провода СИП 2А. Отличие данного провода от остальных заключается в наличии изолированной несущей нейтрали.

Учитывая полную мощность каждой линии указанной в таблице №5, определим расчетный ток для линии №1 питаемой от ТП75:

$$I_{p.l} = \frac{43,138}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 62,52 \text{ A}, \quad (13)$$

Принимаем СИП 2А сечением 50 [5].

Выбранные сечения по остальным линиям приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Расчетные нагрузки, сечение линий 0,4 кВ

ТП	№ линии	$P_{p.l}$ , кВт	$Q_{p.l}$ , кВар	$S_{p.l}$ , кВА	$I_{p.l}$ , А	Число и сечение фазных и нулевой несущей жил, шт. × мм <sup>2</sup>	$I_{доп}$ , А
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП 72	1	23	4,6	23,46	34	3×50+1×70	165
	2	5,6	1,12	5,7	8,26	3×35+1×50	116
	3	30,8	6,16	31,41	45,52	3×50+1×70	165
ТП 73	4	10,8	2,16	11,01	15,96	3×35+1×50	116
	1	66,50	13,30	67,82	98,29	3×70+1×95	240
ТП 74	2	15	3	15,297	22,17	3×35+1×50	116
	3	120,00	24,00	122,38	177,36	3×70+1×95	240
	4	25,20	5,04	25,70	37,25	3×35+1×50	116
	5	32,4	6,48	32,4	46,96	3×35+1×50	116
	1	71,34	14,27	72,75	105,43	3×50+1×70	165
	2	32,4	6,48	33,04	47,88	3×35+1×50	116
ТП 75	3	44,92	8,98	45,81	66,39	3×50+1×70	165
	1	42,3	8,46	43,138	62,52	3×50+1×70	165
	2	25,20	5,04	25,70	37,25	3×35+1×50	116
ТП 77	3	37,8	7,56	38,55	55,87	3×50+1×70	165
	1	7,0	1,4	7,139	10,35	3×35+1×50	116
	2	66,56	13,312	67,88	98,38	3×70+1×95	240
	3	83,00	16,60	84,64	122,67	3×70+1×95	240
ТП 78	4	100,00	20,00	101,98	147,80	3×70+1×95	240
	1	54,60	10,92	55,68	80,70	3×50+1×70	165
	2	44,92	8,98	45,81	66,39	3×50+1×70	165
ТП 79	3	59,04	11,81	60,21	87,26	3×50+1×70	165
	1	18,75	3,75	19,12	27,71	3×35+1×50	116
	2	71,10	14,22	72,51	105,09	3×70+1×95	240
	3	79,20	15,84	80,77	117,06	3×70+1×95	240
	4	34,50	6,90	35,18	50,99	3×50+1×70	165
	5	54,60	10,92	55,68	80,70	3×50+1×70	165

продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП 80	6	44.92	8.98	45.81	66.39	3×50+1×70	165
	1	53.30	20.01	56.93	82.51	3×50+1×70	165
	2	5.6	1.12	5.71	8.28	3×35+1×50	116
	3	34.20	6.84	34.88	50.55	3×50+1×70	165
	4	133.52	41.66	139.87	202.71	3×70+1×95	240
	5	40.60	8.12	41.40	60.00	3×50+1×70	165
	6	10.8	2.16	11.01	15.96	3×35+1×50	116
ТП 82	1	10.5	2.1	10,71	15.52	3×35+1×50	116
	2	53.30	20.01	56.93	82.51	3×50+1×70	165
	3	42,3	8,46	43,138	62.52	3×50+1×70	165
	4	5,6	1,12	5,7	8.26	3×25+1×35	90
	5	30,8	6,16	31,41	45.52	3×35+1×50	116
ТП 83	1	183.8	36.76	187.44	271.65	3×120+1×96	340
	2	66.50	13.30	67.82	98.29	3×50+1×70	165
	3	27	5,4	27,3	39.57	3×35+1×50	116
	4	3	0,6	3,06	4.43	3×25+1×35	90
ТП 84	1	37.8	7.56	38.55	55.87	3×35+1×50	116
	2	23	4,6	23,46	34.00	3×35+1×50	116
ТП 86	1	67.20	13.44	68.53	99.32	3×50+1×70	165
	2	34	14,1	36,7	53.19	3×35+1×50	116
ТП 105	1	66.10	23.34	70.10	101.59	3×50+1×70	165
	2	67.20	13.44	68.53	99.32	3×50+1×70	165
	3	57.30	11.46	58.43	84.68	3×50+1×70	165
	4	10.8	2.16	11.01	15.96	3×35+1×50	116
	5	5.6	1.12	5.71	8.28	3×25+1×35	90
	6	23	4,6	23,46	34.00	3×35+1×50	116
ТП 106	1	74.88	14.98	76.36	110.67	3×70+1×95	240
	2	37.8	7.56	38.55	55.87	3×50+1×70	165
	3	173.60	34.72	177.04	256.58	3×120+1×96	340
ТП 108	1	3	0.6	3,06	4.43	3×25+1×35	90
	2	34	25.5	42,50	61.59	3×50+1×70	165
	3	71.34	14.27	72.75	105.43	3×50+1×70	165
	4	32,4	6,48	32,4	46.96	3×35+1×50	116
	5	125.28	25.056	127,76	185.16	3×70+1×95	240
	6	3	0.6	3.06	4.43	3×25+1×35	90
ТП 109	1	78.50	15.70	80.05	116.01	3×70+1×95	240
	2	32.4	6.48	32.4	46.96	3×35+1×50	116
	3	39,6	15.84	42.02	60.90	3×50+1×70	165
ТП 110	1	160.78	32.16	163.96	237.62	3×120+1×96	340
	2	131.94	26.39	134.55	195.00	3×70+1×95	240
	3	32.4	6.48	32.4	46.96	3×35+1×50	116
	4	25,8	10,32	27,8	40.29	3×50+1×70	165
ТП 103	1	35,6	14,24	38,3	55.51	3×35+1×50	116
	2	24,89	9,96	26,81	38.86	3×35+1×50	116
	3	71,2	28,48	76,69	111.14	3×70+1×95	240
	4	15,98	6,392	17,211	24.94	3×35+1×50	116
ТП 102	1	38,7	15,48	41,68	60.41	3×35+1×50	116

продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8
	2	21,63	8,652	23,29	33,75	3×35+1×50	116
	3	18,74	7,496	20,18	29,25	3×35+1×50	116
	4	15,96	6,384	17,189	24,91	3×35+1×50	116
	5	33,56	13,42	36,144	52,38	3×35+1×50	116
ТП 107	1	102,48	20,50	104,51	151,46	3×70+1×95	240
	2	83,00	16,60	84,64	122,67	3×70+1×95	240
	3	72	14,4	73,43	106,42	3×50+1×70	165

Выбранное сечение проводов проверяется на допустимую потерю напряжения.

Потеря напряжения в линиях определяется по формуле.

$$\Delta U = \sum \frac{I_i \cdot L_i \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\% , \quad (14)$$

где  $I_i$  – расчетный ток протекающий по  $i$ - му участку линии;

$L_i$ – длина  $i$ - го участка линии, км.

$U_{ном}$  – номинальное напряжение, кВ;

$r_0$  и  $x_0$  – удельные активное и индуктивное сопротивление, Ом/км.

Рассчитаем потерю напряжения для удаленного потребителя (магазин) линии №1 ТП75 на участке 3-4.

Рассчитаем потерю напряжения на участке 3-4 ТП 75 :

$$\Delta U_{3-4} = \frac{10,67 \cdot 0,04 \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (0,64 \cdot 0,98 + 0,08 \cdot 0,196) \cdot 100\% = 0,55 \%$$

Далее рассчитываются потери напряжения на остальных участках ВЛИ питающих наиболее удаленный объект. Суммарные значения потерь напряжения по каждой отходящей линии приведены в таблице 7.

Нагрузочные потери электроэнергии в ВЛ определим с помощью метода средних нагрузок в соответствии с [12].

$$\square W_{ВЛ} = k_{\kappa} \cdot 3 \cdot I_{cp}^2 \cdot R_{л} \cdot k_{\phi}^2 \cdot (T_3 + k_{л}^2 \cdot T_{л}) \cdot 10^{-3} , \quad (15)$$

где  $k_{\kappa}$  – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков

активной и реактивной нагрузки (принимается равным 0,99);

$I_{cp}$  – среднее значение токовой нагрузки;

$T_3, T_l$  – количество зимних, летних часов;

$R_l$  – сопротивление линии;

$k_\phi$  – коэффициент формы графика,  $k_\phi=1,03$ ;

$k_l$  – коэффициент летнего снижения максимальной нагрузки,  $k_l=0,5$

Так как значения токов рассчитаны при максимальных нагрузках, то для нахождения средних значений токовой нагрузки используем коэффициент заполнения графика нагрузки:

$$I_{cp} = I_p \cdot k_3, \quad (16)$$

где  $I_p$  – значения расчетных токов на линиях 0,4 кВ (таблица 6);

$k_3$  – коэффициент заполнения графика нагрузки,  $k_3=0,67$ .

Нагрузочные потери электроэнергии на участке ТП 75:

$$\begin{aligned} \sum \Delta W_{ТП75,3-4} &= 0,99 \cdot 3 \cdot (61,06 \cdot 0,67)^2 \cdot 0,026 \cdot 1,03^2 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = \\ &= 1144,4 \text{ кВт}\cdot\text{ч} \end{aligned}$$

Потери напряжения и суммарные потери электроэнергии по линиям 0,4кВ приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Потери напряжения, мощности и электроэнергии по линиям 0,4 кВ

ТП	№ линии	$\Delta U, \%$	$\sum \Delta W, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	ТП	№ линии	$\Delta U, \%$	$\sum \Delta W, \text{кВт}\cdot\text{ч}$
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП 72	1	1.23	697.4	ТП 84	1	0.84	2140.0
	2	2.97	7045.9		2	0.86	2225.9
	3	1.91	2132.0	ТП 86	1	1.17	2973.5
	4	2.70	4964.9		2	0.86	2252.2
ТП 73	1	2.91	4640.9	ТП 105	1	1.41	1641.2
	2	3.17	5026.1		2	0.70	515.8
	3	2.85	3726.8		3	2.21	2623.5
	4	2.59	5395.2		4	1.89	5675.8

продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	
	5	2.79	3643.7		5	3.25	7643.0	
ТП 74	1	3.33	5854.0		6	3.07	9467.2	
	2	2.55	5915.8	ТП 106	1	2.72	8642.0	
	3	2.65	3601.7		2	1.95	1384.9	
ТП 75	1	2.71	1144.4		3	2.16	1605.2	
	2	3.22	4542.6	ТП 108	1	2.83	5278.2	
	3	2.86	9946.9		2	3.38	13421.9	
ТП 77	1	3.29	7959.8		3	3.10	10980.4	
	2	1.96	1621.3		4	3.19	16531.4	
	3	1.53	1398.8		5	1.30	862.1	
	4	1.41	881.5		6	2.17	2315.0	
	1	3.12	9081.7	ТП 109	1	2.56	4079.3	
ТП 78	2	2.71	1082.4		2	2.65	5059.1	
	3	2.18	2701.2		3	3.19	5047.4	
	1	1.69	3090.2	ТП 110	1	2.87	3482.1	
	2	0.17	838.5		2	2.11	2176.6	
	3	0.51	1293.0		3	2.18	2812.1	
	4	1.12	2879.0		4	1.80	1613.4	
	5	0.26	1070.9	ТП 103	1	3.29	5182.7	
	6	1.49	4316.7		2	2.26	2407.4	
	ТП 80	1	0.26	1070.9		3	2.92	3448.7
		2	0.32	829.1		4	2.21	1495.8
		3	2.71	5765.6	ТП 102	1	3.16	3986.7
	4	2.81	3.5		2	3.12	9419.8	
	5	1.65	731.9		3	3.05	10426.9	
	6	3.47	2886.5		4	3.21	13911.9	
ТП 82	1	2.88	9148.5		5	2.48	1658.4	
	2	3.23	6888.9	ТП 107	1	2.91	4718.8	
	3	2.07	2187.9		2	2.96	9464.2	
	4	1.72	1425.8		3	3.36	7243.5	
	5	1.72	1021.0					
ТП 83	1	3.24	7596.5					
	2	2.43	1467.4					
	3	2.33	2178.8					
	4	1.88	3204.8					

#### 4 Реконструкция системы внутреннего электроснабжения

##### 4.1 Выбор номинального напряжения

При реконструкции системы электроснабжения важным вопросом является выбор рациональных напряжений для схемы, поскольку их значения определяют параметры линий электропередачи и выбираемого электрооборудования сетей, а следовательно, размеры капиталовложений,

потери электроэнергии и эксплуатационные расходы. Так как Ф 513 имеет напряжение 6 кВ, а в настоящее время напряжение 6 кВ допускается только в тех случаях, если на ПС преобладает нагрузка с напряжением 6 кВ или когда значительная часть нагрузки питается от заводской ТЭЦ, где стоят генераторы напряжением 6 кВ.

Рациональное напряжение определяем по формуле Стилла:

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P_{P\Sigma}} \quad (17)$$

где  $l$  – наибольшая длина линии;

$P_{P\Sigma}$  – суммарная активная расчётная нагрузка Ф 513.

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{2.475 + 16 \cdot 0.95} = 12,246 \text{ кВ} \quad (18)$$

Принимаем номинальное напряжение 10 кВ.

#### 4.2 Выбор числа и мощности трансформаторов 10/0,4 кВ

Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях определяется величиной и характером электрических нагрузок (требуемой надёжностью электроснабжения).

Расчетные мощности для всех трансформаторных подстанций определяются суммированием расчетных мощностей на линиях 0,4 кВ подходящих к ТП.

Исходя из активной и реактивной мощности для каждого фидера 0,4 кВ указанных в таблице №6 определим расчетную мощность на примере ТП 75:

$$P_{p.\Sigma} = \sum P_{p.l} = 42.3 + 25.2 + 37.8 = 105.3 \text{ кВт} , \quad (19)$$

$$Q_{p.\Sigma} = \sum Q_{p.l} = 8.46 + 5.04 + 7.56 = 21.06 \text{ кВар} , \quad (20)$$

$$S_{p.\Sigma} = \sqrt{P_{p.\Sigma}^2 + Q_{p.\Sigma}^2} = \sqrt{105.3^2 + 21.06^2} = 107.38 \text{ кВА} \quad (21)$$

Расчетные мощности для ТП представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Расчетные мощности ТП

ТП	$P_{p.\Sigma}$ , кВт	$Q_{p.\Sigma}$ , кВар	$S_{p.\Sigma}$ , кВА
ТП 72	70,2	14,04	71.58
ТП 73	259,1	51,82	263.597
ТП 74	148,66	29,73	151.6
ТП 75	105,3	21,06	107.38
ТП 77	256.56	51.312	261.639
ТП 78	158.56	31.71	161.7
ТП 79	303.07	60.61	309.07
ТП 80	278.02	79.91	289.8
ТП 82	142.5	37.85	147.888
ТП 83	280.3	56.06	285.62
ТП 84	60.8	12.16	62.01
ТП 86	101.2	27.54	105.23
ТП 105	230	56.12	237.24
ТП 106	286.28	57.26	291.95
ТП 108	269.02	72.506	281.53
ТП 109	150.5	38.02	154.47
ТП 110	350.92	75.35	358.71
ТП 103	147.67	59.072	159.011
ТП 102	128.59	51.432	138.483
ТП 107	257.48	51.5	262.58

Теперь перейдём к выбору числа и мощности силовых трансформаторов на ТП.

Как правило, в системах электроснабжения применяются одно и двухтрансформаторные подстанции.

Однотрансформаторные ТП 10/0,4 кВ применяются при питании нагрузок, допускающих перерыв электроснабжения на время не более одних суток, необходимых для ремонта или замены поврежденного элемента (питание электроприемников III категории), а также для питания электроприемников II категории, при условии резервирования мощности по перемычкам на вторичном напряжении или при наличии складского резерва трансформаторов.

Так как электроприемники рассматриваемого района относятся к II и III категории надежности электроснабжения, то реконструкцию сети будем производить с использованием двух и однотрансформаторных ТП.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{pm} = \frac{S_p}{K_3 \cdot n}, \quad (22)$$

где  $K_3$  – оптимальный коэффициент загрузки трансформатора;

$n$  – количество трансформаторов.

Для потребителей первой и второй категории для двух-трансформаторных подстанций коэффициент оптимальной загрузки составляет:

$K_3=0,7$  а для однострансформаторных подстанций  $K_3 = 0,85$ .

После выбора трансформатора осуществляется проверка правильности выбора по коэффициенту загрузки в нормальном режиме.

$$K_3^{норм} = \frac{S_p}{S_T^{ном} \cdot n}, \quad (23)$$

А для двух трансформаторных подстанций необходима проверка и послеаварийном режиме:

$$K_3^{n/ав} = \frac{S_p}{S_T^{ном} \cdot (n-1)}, \quad (24)$$

Допустимая перегрузка трансформаторов в послеаварийном режиме составляет 1,4 [15].

Рассмотрим выбор силового трансформатора на примере ТП 75. Учитывая полную мощность из (таблицы №8), определим мощность силовых трансформаторов для ТП 75:

$$S_{pm} = \frac{119,4}{0,7 \cdot 2} = 118,9 \text{ кВА}$$

Выбираем два трансформатора ТМ-100/10:  $S_T^{ном} = 100 \text{ МВА}$  [7].

Проверяем правильность выбора:

$$K_3^{норм} = \frac{118,9}{100 \cdot 2} = 0,597,$$

$$K_3^{n/ae} = \frac{118,9}{100} = 1,19.$$

Производим аналогичный расчет для остальных ТП. Данные ТП и результаты расчета приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Исходные и расчетные данные для проверки трансформаторов

ТП	Существующие трансформаторы	Устанавливаемые трансформаторы	$S_p^{norm}$ , кВА	$K_3^{norm}$	$K_3^{n/ae}$
ТП 72	1×ТМ-160	2×ТМ-63	51.13	0.57	1.14
ТП 73	1×ТМ-630	1×ТМ-400	310.11	0.77	-
ТП 74	1×ТМ-250	1×ТМ-250	178.35	0.71	-
ТП 75	1×ТМ-250	2×ТМ-100	118.9	0.59	1.19
ТП 77	1×ТМ-400	1×ТМ-250	186.89	0.74	-
ТП 78	1×ТМ-250	2×ТМ-250	296.21	0.59	1.18
ТП 79	1×ТМ-400	2×ТМ-250	285.3	0.58	1.14
ТП 80	1×ТМ-400	1×ТМ-400	340.94	0.85	-
ТП 82	1×ТМ-400	1×ТМ-250	173.99	0.69	-
ТП 83	1×ТМ-400	2×ТМ-250	296.3	0.59	1.19
ТП 84	1×ТМ-63	1×ТМ-100	72.95	0.73	-
ТП 86	1×ТМ-100	2×ТМ-160	197.1	0.62	1.23
ТП 105	1×ТМ-400	1×ТМ-400	279.11	0.69	-
ТП 106	1×ТМ-400	2×ТМ-250	300.8	0.602	1.20
ТП 108	1×ТМ-250	1×ТМ-400	331.21	0.83	-
ТП 109	1×ТМ-250	1×ТМ-250	181.73	0.73	-
ТП 110	1×ТМ-250	1×ТМ-400	256.22	0.64	-
ТП 103	1×ТМ-250	1×ТМ-250	187.07	0.75	-
ТП 102	1×ТМ-160	1×ТМ-250	162.92	0.65	-
ТП 107	1×ТМ-400	2×ТМ-250	320.3	0.64	1.28

### 4.3 Выбор схемы конфигурации сети

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

Для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

Рассмотрим два варианта конфигурации электрической сети.

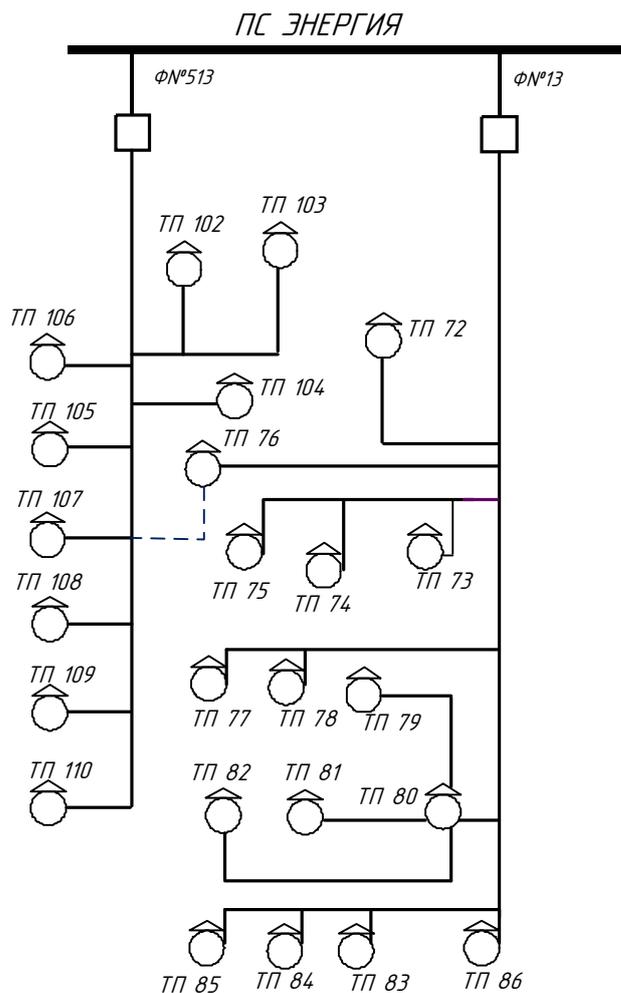


Рисунок 4 – 1 Вариант конфигурации сети

Первый вариант конфигурации электрической сети предусматривает надежное электроснабжение потребителей II категории, а также дополнительное резервирование ф.13 ПС Энергия с ф.513 ПС Энергия. При такой схеме все ТП имеют возможность получать электроэнергию с двух сторон. При этом потребители III категории надежности будут обесточены в только в случае повреждения ВЛ непосредственно на отпайке возле ТП.

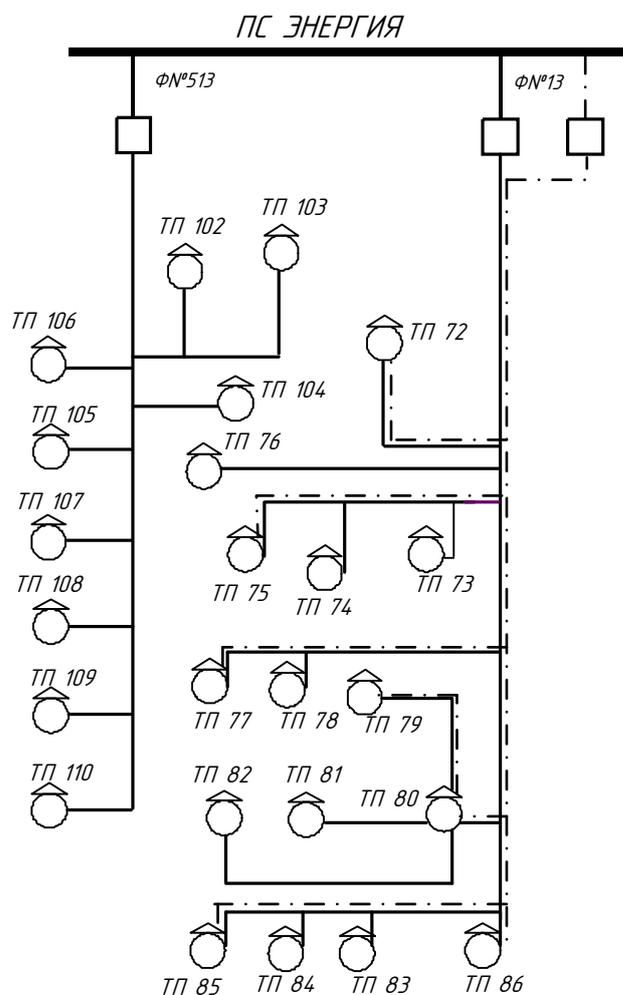


Рисунок 5 – 2 Вариант конфигурации сети

Во втором варианте конфигурации электрической сети рассматривается применение двухлучевой схемы электроснабжения потребителей II категории надежности.

Варианты конфигурации сети северной части города Зея приведены на 3 листе графической части выпускной квалификационной работы.

Для выбора оптимального варианта конфигурации электрической сети произведем технико-экономическое сравнение данных вариантов.

#### 4.4 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Расчетные электрические нагрузки сетей 10 кВ определяется произведением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузки, принимаемый по [17].

Для определения электрических нагрузок сетей 10 кВ, необходимо определить потери мощности в трансформаторах. Основными видами потерь в силовых трансформаторах являются нагрузочные потери и потери холостого хода. Нагрузочные потери это потери в обмотках трансформатора и они главным образом зависят от сопротивления обмоток, и соответственно часть мощности, проходящая через трансформатор, тратится на нагрев этих обмоток. Потери холостого хода это потери в магнитной системе трансформатора зависящие от тока холостого хода и вихревых токов, возникающих в сердечнике трансформатора.

Потери мощности в трансформаторах определяются по формулам:

$$\Delta P_m = 2 \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{кз} \cdot (S_{ТП} / S_{трном})^2, \quad (25)$$

$$\Delta Q_m = 2 \cdot \frac{U_{к\%} \cdot S_{ТП}^2}{100 \cdot S_{трном}} + \frac{1}{2} \cdot \frac{I_{xx} \cdot S_{трном}}{100}, \quad (26)$$

где  $S_{ТП}$  – полная мощность нагрузки ТП;

$\Delta P_{xx}$  – потери активной мощности на холостом ходу;

$I_{xx}$  – ток холостого хода трансформатора;

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

$S_{трном}$  – номинальная мощность трансформатора.

Для примера определим потери мощности для ТП 75:

$$\Delta P_m = 2 \cdot 0,49 + \frac{1}{2} \cdot 1,97 \cdot (85,29 / 100)^2 = 1,697 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_m = 2 \cdot \frac{4,5 \cdot 85,29^2}{100 \cdot 100} + \frac{1}{2} \cdot \frac{2,6 \cdot 100}{100} = 7,847 \text{ кВар}$$

Полная мощность трансформаторной подстанции, приведенная к высокой стороне, составит сумму нагрузки на шинах низшего напряжения и потерь в трансформаторах:

$$S_{mn} = \sqrt{(P_{p.ТП} + \Delta P_m)^2 + (Q_{p.ТП} + \Delta Q_m)^2}, \quad (27)$$

$$S_{mn} = \sqrt{(105,3 + 1,697)^2 + (21,06 + 7,847)^2} = 110,8 \text{ кВА}$$

Расчитанные полные мощности трансформаторных подстанций приведенные к высокой стороне представлены в таблице 11.

Таблица 11 - Полные мощности ТП приведенные к высокой стороне

ТП	S <sub>ТП</sub> , кВА
ТП 72	76.13
ТП 73	335.11
ТП 74	203.35
ТП 75	110.8
ТП 77	211.89
ТП 78	215.24
ТП 79	245.76
ТП 80	365.94
ТП 82	198.99
ТП 83	229.01
ТП 84	97.95
ТП 86	148.8
ТП 105	304.11
ТП 106	233.54
ТП 108	356.21
ТП 109	206.73
ТП 110	281.22
ТП 103	212.07
ТП 102	187.92
ТП 107	212.56

Подробный расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ произведён в программе Mathcad 14, расчет представлен в приложении А.

#### 4.5 Выбор сечения распределительной сети 10 кВ

Выбор сечения кабелей напряжением 10 кВ осуществляется таким же образом, как и выбор сечения проводников в распределительных сетях 0,4 кВ.

Рассмотрим выбор сечения линии для первого варианта реконструкции электрической сети на примере фидера 13.

Определяем расчётный ток, на головном участке линии:

По полной мощности производим расчет тока для выбора провода:

$$I_p = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (28)$$

где  $S_p$  – полная мощность линии, кВА;

$U_n$  – номинальное напряжение, кВ.

Полная мощность протекающая по линии определяется суммированием активных и реактивных мощностей ТП приведенные к высокой стороне получающих питание от данной линии.

$$P_{p.\Sigma \phi_{13}} = \Sigma P_{ТП} = 2275 \text{ кВт}; \quad (29)$$

$$Q_{p.\Sigma \phi_{13}} = \Sigma Q_{ТП} = 890 \text{ кВар};$$

$$S_{p.\Sigma \phi_{13}} = \sqrt{P_{p.\Sigma \phi_{13}}^2 + Q_{p.\Sigma \phi_{13}}^2} = \sqrt{2275^2 + 890^2} = 2439 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{2439}{10 \cdot \sqrt{3}} = 140,9 \text{ А}$$

Производим выбор сечения изолированных проводов исходя из условия:

$$I_{дл.дон} \geq I_p, \quad (30)$$

где  $I_{дл.дон}$  – длительно допустимый ток провода выбранного сечения.

Выбираем самонесущий изолированный провод СИП-3 сечением 70 мм<sup>2</sup> с длительно допустимым током  $I_{дл.дон} = 370 \text{ А}$ .

Выбранные сечения проводов представлены в таблице 12.

Таблица 12 - Выбранные марки и сечения распределительных линий 10 кВ и их параметры

№ нач	№ кон	l, км	Сечение	R, Ом	X, Ом	Идоп, А	Ip, А
фидер 13							
1	2	0.9	70	0.32	0.291	370	140,9
2	3	0.3	70	0.32	0.291	370	132,6
4	5	1.425	70	0.32	0.291	370	127,7
5	6	0.825	70	0.32	0.291	370	125,2
6	7	0.075	70	0.32	0.291	370	114,55
7	8	0.45	70	0.32	0.291	370	97,42
8	9	0.825	70	0.32	0.291	370	90,59
9	10	0.525	50	0.72	0.299	245	62,95
10	13	0.075	50	0.72	0.299	245	50,54
13	14	0.375	50	0.72	0.299	245	39,89
15	16	0.56	50	0.72	0.299	245	34,64
16	17	0.45	50	0.72	0.299	245	27,65
17	18	0.11	50	0.72	0.299	245	17,1
фидер 513							
19	20	1.95	70	0.32	0.291	370	182,95
20	21	0.6	70	0.32	0.291	370	151,69
21	22	0.6	70	0.32	0.291	370	134,41
22	23	0.3	50	0.72	0.299	245	117,65
23	24	0.525	50	0.72	0.299	245	96,64
24	25	0.975	50	0.72	0.299	245	86,14
25	26	0.6	50	0.72	0.299	245	75,63
26	27	0.825	50	0.72	0.299	245	52,14
27	28	0.45	50	0.72	0.299	245	41,65

В таблице 13 приведена сравнительная характеристика вариантов по длине и сечениям проводов.

Таблица 13 - Длины и сечения вариантов реконструкции

Сечение, мм <sup>2</sup>	l, км
1 Вариант	
Суммарная длина сечением 50	17,55
Суммарная длина сечением 70	15,6
2 Вариант	
Суммарная длина сечением 50	16
Суммарная длина сечением 70	13,4

#### 4.6 Определение потерь напряжения, электроэнергии в сети 10 кВ

Выбранное сечение проверяется по потере напряжения, при этом отклонение напряжения до наиболее удаленной трансформаторной подстанции не должно превышать  $\pm 5\%$ .

Потеря напряжения определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sum \frac{I_i \cdot L_i \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\% \quad (31)$$

где  $r_0$ ,  $x_0$  – удельное активное и индуктивное сопротивление линии;

$I_p$  – расчетный ток протекающий по  $i$ -му участку линии (таблица 12);

$l$  – длина  $i$ -го участка линии, км.

Для примера определим потерю напряжения 1 варианта для участка 17-18 фидера 13:

$$\Delta U_{17-18} = \frac{\sqrt{3} \cdot 35.63 \cdot 1,43}{10 \cdot 10^3} \cdot (0,363 \cdot 0,98 + 0,284 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 0.29\% \quad (32)$$

Определение потерь мощности и энергии в сетях 10 кВ определяется аналогично, как и в сетях 0,4 кВ согласно формуле.

Для рассматриваемого участка ф.13 потеря электроэнергии равна:

$$W_{17-18} = 0,99 \cdot 3 \cdot (35.63 \cdot 0,5)^2 \cdot 0,52 \cdot 1,33 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} =$$

$$= 259 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Результаты расчетов потери напряжения, мощности для других участков 1 варианта приведены в следующей таблице 14.

Таблица 14 – Потери напряжения, мощности ВЛ 10 (6) кВ

№ нач	№ кон	$\Delta U$ , %	$\Delta P$ , кВт	$\Delta W$ , кВт·ч
1	2	3	4	5
фидер 13				
1	2	0.05	57.08	14600
2	3	0.03	33.05	84500
4	5	1.95	0.07	181
5	6	1.13	0.05	132
6	7	0.01	0.02	58
7	8	0.11	0.36	919

продолжение таблицы 14

8	9	0.95	23.2	59300
9	10	0.56	12.82	32800
10	13	0.01	0.02	50
13	14	0.05	0.1	249
15	16	0.76	15.28	39100
16	17	0.5	9.58	24500
17	18	0.29	0.1	259
фидер 513				
19	20	2.34	59.92	15300
20	21	0.2	0.79	2023
21	22	0.14	0.39	1008
22	23	0.04	0.07	186
23	24	0.05	0.06	153
24	25	1	21.8	55700
25	26	0.46	4.42	11300
26	27	0.56	4.64	11900
27	28	0.26	1.91	4881

Произведем окончательное сравнение двух вариантов по технико-экономическим показателям.

#### 4.7 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети

Обоснование решений при реконструкции электрических сетей осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети путем оценки их сравнительной эффективности. Так как параметры ТП в двух вариантах внутреннего электроснабжения г. Зея одинаковые, сравнение данных вариантов произведем на основе технико-экономических показателей ВЛ.

Капиталовложения в линии определим по текущим ценам с учетом монтажных работ. В таблице 15 приведена стоимость проводов СИП-3 и его монтажа.

Таблица 15 – Стоимость проводов СИП-3 и его монтажа [22]

Сечение, мм <sup>2</sup>	к <sub>0</sub> , тыс. руб./км	Стоимость прокладки СИП, тыс.руб./км
50	129,492	47
70	168,222	47

Капиталовложения в ВЛ рассчитанные для двух вариантов приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Капиталовложения в ВЛ

Сечение, мм <sup>2</sup>	l, км	К <sub>вл</sub> тыс. руб.
1 Вариант		
50	17,55	3097,4
70	15,6	4638,5
Всего:		7735,9
2 Вариант		
50	16	2823,9
70	13,4	2883,97
Всего:		8294,7

Суммарные эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$И = И_a + И_э + И_{\Delta W} \quad (33)$$

где  $И_a$  – среднегодовое отчисление на амортизацию;

$И_э$  – суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети;

$И_{\Delta W}$  – затрат на технологический расход электроэнергии.

Для определения эксплуатационных издержек, и качественного сравнения вариантов определим капиталовложения некоторых уже существующих сетей:

Среднегодовые отчисления вычисляются по формуле:

$$И_a = \frac{K}{T_{сл}} \quad (34)$$

где  $T_{сл}$  – срок службы, для СИП принимается  $T_{сл}=15$  [22].

Суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети:

$$И_э = \alpha_э \cdot K \quad (35)$$

где  $\alpha_э$  – норма отчисления на обслуживание электрических сетей,  $\alpha_э=0,85\%$  [22].

Затраты на технологический расход электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = C_0 \cdot \Delta W \quad (36)$$

где  $C_0$  – удельная стоимость потерь электроэнергии  $C_0 = 2,1 \frac{\text{коп}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$  [16]

$\Delta W$  – потери электроэнергии в сети.

Таблица 17– Эксплуатационные издержки

Издержки	1 Вариант	2 Вариант
$I_a$ , тыс. руб.	515,73	552,98
$I_3$ , тыс. руб.	65,76	70,5
$I_{\Delta W}$ , тыс. руб.	1480,13	1502,57
Суммарные эксплуатационные издержки, тыс. руб.	2061,62	2126,05

Экономическим показателем, по которым выбирается оптимальный вариант, являются эквивалентные годовые расходы.

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по следующей формуле:

$$Z_{\text{ср.г}} = E \cdot K + I \quad (37)$$

где  $E$  – норматив дисконтирования  $E = 0,1$  [16];

$K$  – капитальные вложения;

$I$  – суммарные эксплуатационные издержки.

Расчеты проводились в программе Mathcad, результаты расчетов сведены в таблице 16 и 17. Затраты для выбранных вариантов равны:

$$Z_{\text{ср.г1}} = 0,1 \cdot 7735,9 + 2061,62 = 2835 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_{\text{ср.г2}} = 0,1 \cdot 8294,7 + 2126,05 = 2956 \text{ тыс. руб.}$$

$$\delta = \frac{2956 - 2835}{2956} \cdot 100\% = 4.1 \%$$

Затраты двух вариантов отличаются не более чем на 5%, поэтому выбираем тот вариант у которого меньше стоимость потерь электроэнергии, т.е. первый вариант.

Выбранный вариант приведен на 4 листе графической части выпускной квалификационной работы.

### **5 Расчет токов короткого замыкания**

Как правило, электрооборудование выбирается в два этапа. Первый – предварительный выбор электрооборудования по параметрам продолжительных режимов, включая режимы допустимых перегрузок. Второй – проверка предварительно выбранного электрооборудования по параметрам (условиям) кратковременных режимов, определяющим из которых является режим расчетного короткого замыкания (КЗ).

По режиму КЗ электрооборудование проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а коммутационные аппараты – на коммутационную способность. При этом предварительно нужно правильно определить расчетные условия КЗ, учитываемые параметры электрооборудования, выбрать метод расчета токов КЗ и выбора электрооборудования.

В качестве расчетных точек КЗ выбираем:

- шины 10 кВ ПС Энергия;
- шины ВН трансформаторных подстанций;
- шины НН трансформаторных подстанций;
- в конце отходящих от трансформаторных подстанций линий 0,4 кВ.

Расчет токов КЗ в сети 10 кВ выполнен в соответствии [2].

При определении токов КЗ используют, как правило, один из двух методов:

- метод именованных единиц - в этом случае параметры схемы выражают в именованных единицах (омах, амперах, вольтах и т. д.);

– метод относительных единиц - в этом случае параметры схемы выражают в долях или процентах от величины, принятой в качестве основной (базисной).

В бакалаврской работе расчет токов КЗ произведен с использованием метода относительных единиц. При расчете данным методом все величины сравнивают с базисными, в качестве которых принимают базисную мощность одного трансформатора или условную единицу мощности, например 100 МВА.

### 5.1 Расчёт токов КЗ в сети 10 кВ

Для расчет токов КЗ необходимо составить расчетную схему электроснабжения с указанием расчетных точек, в которых необходимо определить токи КЗ.

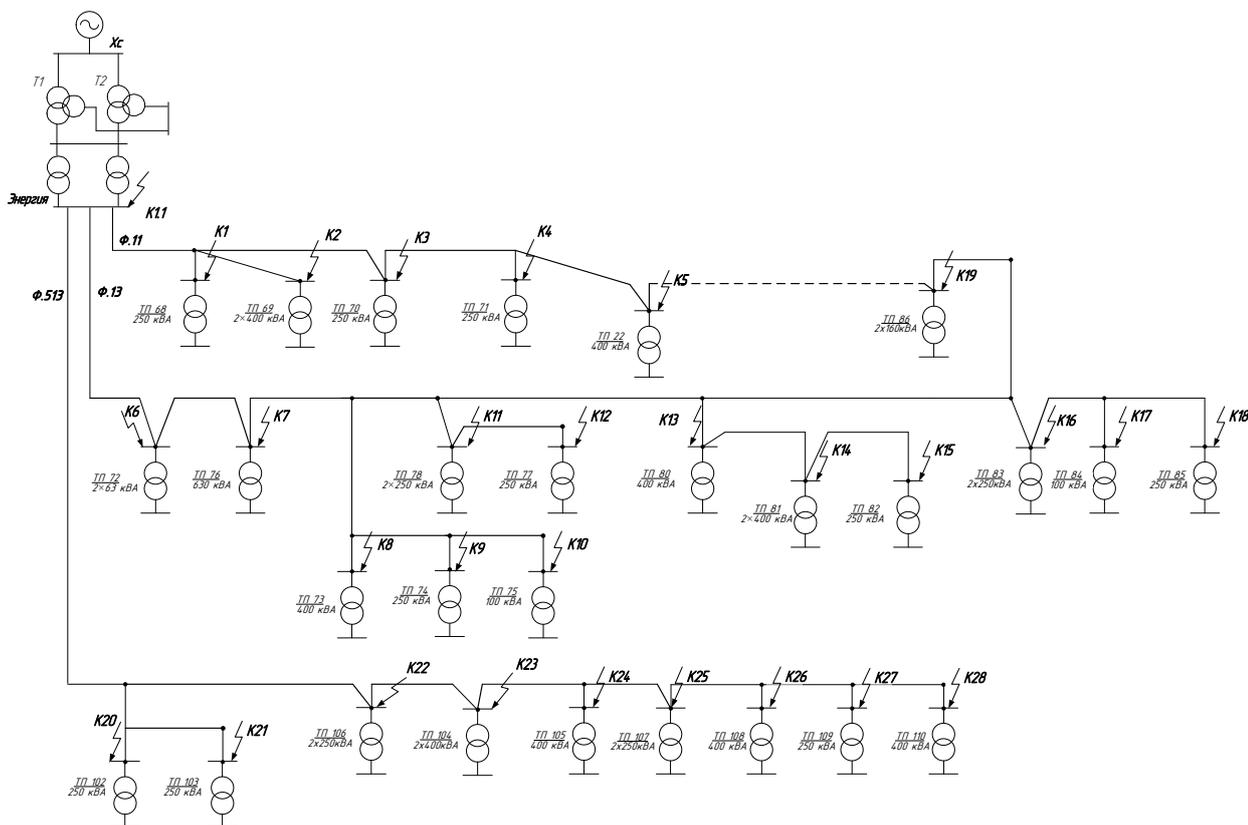


Рисунок 6 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

По расчетной схеме составляем электрическую схему замещения, в которой все электромагнитные (трансформаторные) связи заменены электрическими. На рисунке 7 приведена схема замещения рассматриваемой сети относительно ТП 102.

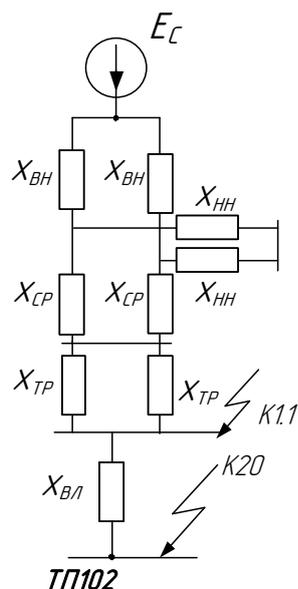


Рисунок 7 – Схема замещения сети для расчета токов КЗ

Расчет токов КЗ будем производить в базисных величинах.

В качестве базисного напряжения принимают среднее напряжение той ступени, на которой производится расчет токов КЗ:  $U_1=10,5\text{кВ}$

Базисная мощность принимается:  $S_{\text{баз}}=100\text{МВА}$ .

Определяем базисные токи:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (38)$$

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ А}$$

Параметры линий от ПС до ТП:

$L_{\text{ВЛ1}}=0,4 \text{ км}$ , марка провода АС-50,  $x_0=0,406 \text{ Ом/км}$  [7];

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_1^2} \quad (39)$$

$$X_{\text{л}} = 0,406 \cdot 0,4 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,15 \text{ о.е.}$$

Сопrotивление линий 10 кВ до каждой ТП приведены в следующей таблице 18.

Таблица 18 – Суммарное сопротивление линий от шин 10 кВ ПС до ТП

№ точки КЗ	ТП	X <sub>л</sub> , Ом	X <sub>л</sub> , о.е.	№ точки КЗ	ТП	X <sub>л</sub> , Ом	X <sub>л</sub> , о.е.
1	ТП 68	0.36	0.327	15	ТП 82	1.529	1.387
2	ТП 69	0.428	0.388	16	ТП 83	0.92	0.834
3	ТП 70	0.473	0.429	17	ТП 84	0.942	0.854
4	ТП 71	0.675	0.612	18	ТП 85	0.987	0.895
5	ТП 22	0.63	0.571	19	ТП 86	1.009	0.916
6	ТП 72	0.661	0.6	20	ТП 102	1.015	0.936
7	ТП 76	0.774	0.702	21	ТП 103	1.054	0.956
8	ТП 73	1.03	0.934	22	ТП 106	1.077	0.977
9	ТП 74	1.007	0.913	23	ТП 104	1.116	1.012
10	ТП 75	1.092	0.99	24	ТП 105	1.138	1.033
11	ТП 78	1.226	1.112	25	ТП 107	1.182	1.072
12	ТП 77	1.226	1.112	26	ТП 108	1.203	1.091
13	ТП 80	1.316	1.194	27	ТП109	1.225	1.111
14	ТП 81	1.13	1.025	28	ТП110	1.246	1.131

Сопrotивление трансформатора 35/10 кВ на ПС Энергия:

$$X_{\text{TP}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{TP}}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0,375 \text{ о.е.} \quad (70)$$

Сопrotивление трансформатора 220/35/6 кВ на ПС Энергия:

$$U_{\text{KB}} = 0,5 \cdot (U_{\text{KBH}} + U_{\text{KBC}} - U_{\text{KCH}}) = 0,5 \cdot (22 + 12,5 - 9,5) = 12,5 \%$$

$$U_{\text{KC}} = 0,5 \cdot (U_{\text{KBC}} + U_{\text{KCH}} - U_{\text{KBH}}) = 0,5 \cdot (12,5 + 9,5 - 22) = 0 \%$$

$$U_{\text{KH}} = 0,5 \cdot (U_{\text{KCH}} + U_{\text{KBH}} - U_{\text{KBC}}) = 0,5 \cdot (9,5 + 22 - 12,5) = 9,5 \%$$

$$X_{\text{TB}} = \frac{U_{\text{KB}\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{T2}}} = \frac{12,5}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,313 \text{ о.е.} \quad (41)$$

$$X_{\text{TH}} = \frac{U_{\text{KH}\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{T2}}} = \frac{9,5}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,238 \text{ о.е.} \quad (42)$$

$$X_{\text{TC}} = 0 \text{ о.е.} \quad (43)$$

$$X_1 = \frac{1}{2} \cdot X_{ТВ} = \frac{1}{2} \cdot 0,313 = 0,157 \text{ о.е.} \quad (44)$$

Преобразуем схему замещения, рисунок 8:

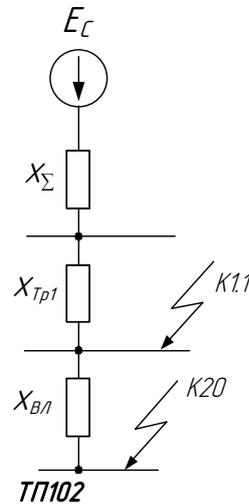


Рисунок 8 – Преобразование схемы замещения

Суммарное сопротивление до точки К1.1:

$$X_{\Sigma} = X_1 + X_{TC} = 0,157 + 0 = 0,157 \text{ о.е.} \quad (45)$$

$$X_{\Sigma 1} = X_{\Sigma} + X_{TP} = 0,375 + 0,157 = 0,532 \text{ о.е.} \quad (46)$$

$$X_{\Sigma 2} = X_{\Sigma 1} + X_{Л} = 0,532 + 0,15 = 0,682 \text{ о.е.} \quad (47)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1.1:

$$I_{\text{п0к1}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 1}} \cdot I_{61} = \frac{1}{0,532} \cdot 5,5 = 10,338 \text{ кА} \quad (48)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К20 относительно ТП 102:

$$I_{\text{п0к2}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 2}} \cdot I_{62} = \frac{1}{0,682} \cdot 5,5 = 8,065 \text{ кА}$$

В качестве несимметричного тока короткого замыкания, рассчитаем ток двухфазного КЗ, по следующей формуле:

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{п0}}^{(3)}, \text{ кА} \quad (49)$$

$$I_{\text{кз1.1}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10,338 = 8,95 \text{ кА}$$

$$I_{\text{кз1.2}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,065 = 6,984 \text{ кА}$$

Определим ударные токи по следующей формуле:

$$i_{\text{кз}}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{п0}}^{(3)}, \quad (50)$$

где  $k_{\text{уд}}$  – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ  $T_a$ , которая определяется в зависимости от соотношения результирующих индуктивного и активного сопротивлений цепи КЗ, с.

Согласно [24] принимаем среднее значение  $k_{\text{уд}} = 1,369$ .

$$i_{\text{уд1.1}} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 10,338 = 11,17 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд1.2}} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 8,065 = 15,614 \text{ кА}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания в остальных точках КЗ представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Значения токов КЗ в расчетных точках сети

№ точки КЗ	ПС/ТП	$I_{\text{п0}}^{(3)}$ , А	$I_{\text{кз}}^{(2)}$ , А	$i_{\text{уд}}$ , А	№ точки КЗ	ПС/ТП	$I_{\text{п0}}^{(3)}$ , А	$I_{\text{кз}}^{(2)}$ , А	$i_{\text{уд}}$ , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.1	Шины 10 кВ Энергия	10.338	8.95	11.17	15	ТП 82	5.71	4.35	10.24
1	ТП 68	8.76	7.58	16.96	16	ТП 83	5.36	4.64	10.38
2	ТП 69	6.96	6.02	13.46	17	ТП 84	5.26	4.56	10.20

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	ТП 70	6.70	5.80	12.96	18	ТП 85	5.22	4.52	10.10
4	ТП 71	6.54	5.66	12.64	19	ТП 86	5.12	4.42	9.90
5	ТП 22	5.88	5.10	11.40	20	ТП 102	8.07	6.98	15.61
6	ТП 72	6.02	5.22	11.66	21	ТП 103	5.02	4.34	9.72
7	ТП 76	5.92	5.14	11.48	22	ТП 106	4.98	4.30	9.62
8	ТП 73	5.62	4.86	10.88	23	ТП 104	4.92	4.26	9.54
9	ТП 74	5.02	4.36	9.72	24	ТП 105	4.86	4.20	9.40
10	ТП 75	5.08	4.40	9.82	25	ТП 107	4.80	4.16	9.30
11	ТП 78	4.90	4.24	9.48	26	ТП 108	4.72	4.10	9.16
12	ТП 77	4.64	4.02	9.00	27	ТП109	4.68	4.06	9.08
13	ТП 80	4.64	4.02	9.00	28	ТП110	4.64	4.02	9.00
14	ТП 81	4.48	3.88	8.70					

### 5.2 Расчёт 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.

Рассмотрим пример расчета токов КЗ на шинах 0,4 кВ подстанции ТП 73, мощностью 630 кВА, и в конце отходящей линии №1.

Схема замещения с точками короткого замыкания рассматриваемой сети представлена на рисунке 9.

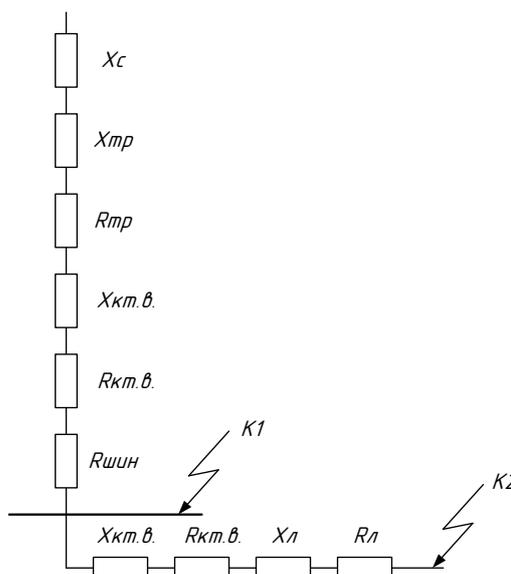


Рисунок 9 – Схема замещения для расчёта тока КЗ для 0,4 кВ

Расчитаем параметры схемы замещения, найдём сопротивление всех элементов.

Сопротивление трансформаторов определяем по формулам

$$x_T = \sqrt{(U_K)^2 \cdot \left(\frac{100 \cdot \Delta P_K}{S_{T.НОМ}}\right)^2} \frac{U_{НН.НОМ}^2}{S_{T.НОМ}} \cdot 10^4 ; \quad (51)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НН.НОМ}^2}{S_{T.НОМ}^2} \cdot 10^6 \quad (52)$$

Сопротивление трансформаторов ТП 73 равен:

$$x_T = \sqrt{(5,5)^2 \cdot \left(\frac{100 \cdot 7,6}{630}\right)^2} \frac{0,4^2}{630} \cdot 10^4 = 13,63 \text{ мОм}$$

$$r_T = \frac{630 \cdot 0,4^2}{630} \cdot 10^6 = 3,06 \text{ мОм}$$

Сопротивление системы:

$$X_C = \frac{U_{срнн}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ} \cdot U_{срвн}} \cdot 10^3 \quad (53)$$

$$X_C = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 1,77 \cdot 10500} \cdot 10^3 = 4,9 \text{ мОм}$$

Также необходимо учесть сопротивления токовых катушек автоматических выключателей, болтовых соединений:

$$r_{кв} = 0,41 \text{ мОм}; x_{кв} = 0,13 \text{ мОм}; r_{кон.к} = 0,0024 \text{ мОм}, [5];$$

Рассмотрим расчёт токов короткого замыкания в точке К1

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления:

$$r_{к1} = r_{тр} + r_{шин} + r_{кв} + r_{конт} = 3,06 + 0,004 + 0,41 + 0,0024 = 3,48 \text{ мОм};$$

$$x_{к1} = x_c + x_{тр} + x_{кв} = 4,9 + 13,63 + 0,13 = 18,74 \text{ мОм};$$

Найдём максимальный и минимальный ток периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{\text{П0К1max}} = \frac{U_{\text{срНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2}}, \quad (54)$$

$$I_{\text{П0К1max}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3,48^2 + 18,74^2}} = 12,12 \text{ кА};$$

$$I_{\text{П0К1min}} = \frac{U_{\text{срНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(r_{1\Sigma} + r_{\text{дуги}})^2 + x_{1\Sigma}^2}}, \quad (55)$$

$$I_{\text{П0К1min}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(3,48 + 15,85)^2 + 18,74^2}} = 8,58 \text{ кА};$$

Ударный ток в точке К1:

$$I_{\text{удК1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0К1max}} \cdot k_{\text{уд}}, \quad (56)$$

где  $k_{\text{уд}}$  – ударный коэффициент, который может быть определен по кривым [24].

$$I_{\text{удК1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0К1max}} \cdot k_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 12,12 \cdot 1,56 = 26,7 \text{ кА}.$$

В качестве несимметричного короткого рассчитаем однофазное короткое замыкание. Принцип расчёта остаётся тот же, однако при несимметричных коротких замыканиях появляется обратная и нулевая последовательность. В приближённых расчётах сопротивление обратной последовательности можно принять равным сопротивлению прямой последовательности.

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления:

$$r_{0К1} = 3 \cdot r_{\text{тр}} + 3 \cdot r_{\text{шин}} + 3 \cdot r_{\text{кв}} + 3 \cdot r_{\text{конт}}, \quad (57)$$

$$r_{0К1} = 3 \cdot 3,06 + 3 \cdot 0,004 + 3 \cdot 0,41 + 3 \cdot 0,0024 = 9,6 \text{ мОм},$$

$$x_{0K1} = 2 \cdot x_c + 3 \cdot x_{KB} + 3 \cdot x_{TP}, \quad (58)$$

$$x_{0K1} = 2 \cdot 4,9 + 3 \cdot 13,63 + 3 \cdot 0,13 = 51,24 \text{ мОм.}$$

Найдём максимальный и минимальный ток периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{\text{П0K1max}}^{(1)} = \frac{U_{\text{срНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{0\Sigma}^2 + x_{0\Sigma}^2}}, \quad (59)$$

$$I_{\text{П0K1max}}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{9,6^2 + 51,24^2}} = 4,43 \text{ кА;}$$

$$I_{\text{П0K1min}}^{(0)} = \frac{U_{\text{срНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(r_{0\Sigma} + r_{\text{дуги}})^2 + x_{0\Sigma}^2}}, \quad (60)$$

$$I_{\text{П0K1min}}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(9,6 + 15,85)^2 + 51,24^2}} = 4,04 \text{ кА;}$$

$$I_{\text{удK1}}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0K1max}} \cdot k_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 4,43 \cdot 1,56 = 9,77 \text{ кА.}$$

Аналогично рассчитываются остальные точки. Результаты расчетов токов КЗ на шинах 0,4 кВ, а также в дальних точках отходящих линий приведены в таблицах 20 и 21.

Таблица 20 – Результаты расчета токов КЗ на шинах 0,4 кВ ТП

ТП	$I_{\text{П0max}}$ , кА	$I_{\text{П0min}}$ , кА	$i_{\text{уд}}$ , кА	$I_{\text{П0max}}^{(1)}$ , кА	$I_{\text{П0min}}^{(1)}$ , кА	$I_{\text{уд}}^{(1)}$ , кА
1	2	3	4	5	6	7
ТП 68	7.067	4.758	12.147	2.455	2.186	4.73
ТП 69	10.547	7.178	18.668	3.741	3.347	7.439
ТП 70	12.855	9.06	25.352	4.624	4.214	10.075
ТП 71	12.61	8.917	25.157	4.559	4.155	9.972
ТП 22	10.315	7.038	18.381	3.682	3.295	7.355
ТП 72	6.844	4.601	11.724	2.392	2.127	4.598
ТП 76	12.44	8.821	25.066	4.515	4.116	9.91
ТП 73	12.115	8.578	24.278	4.43	4.036	9.743
ТП 74	10.119	6.918	18.135	3.632	3.25	7.282
ТП 75	12.49	8.823	24.826	4.529	4.127	9.914

продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	6	7
ТП 78	12.115	8.578	24.278	4.43	4.036	9.743
ТП 77	9.958	6.819	17.933	3.59	3.213	7.222
ТП 80	12.282	8.687	24.523	4.474	4.077	9.82
ТП 81	6.93	4.66	11.90	2.41	2.14	4.64
ТП 82	10.34	7.03	18.29	3.67	3.28	7.29
ТП 83	12.60	8.88	24.84	4.53	4.13	9.87
ТП 84	12.36	8.74	24.65	4.47	4.07	9.77
ТП 85	10.11	6.90	18.01	3.61	3.23	7.21
ТП 86	6.71	4.51	11.49	2.34	2.08	4.51
ТП 102	12.19	8.64	24.56	4.42	4.03	9.71
ТП 103	10.03	6.89	18.20	3.58	3.21	7.19
ТП 106	9.92	6.78	17.77	3.56	3.19	7.14
ТП 104	12.24	8.65	24.33	4.44	4.04	9.72
ТП 105	11.87	8.41	23.79	4.34	3.96	9.55
ТП 107	9.76	6.68	17.57	3.52	3.15	7.08
ТП 108	12.04	8.51	24.03	4.38	4.00	9.62
ТП109	10.235	7.027	18.575	3.657	3.275	7.336
ТП110	6.71	4.51	11.49	2.34	2.08	4.51

Таблица 21 – Результаты расчета токов КЗ в дальних точках отходящих линий 0,4 кВ

ТП	№ линии	$I_{П0max}$ , кА	$I_{П0min}$ , кА	$i_{уд}$ , кА	$I_{П0max}^{(1)}$ , кА	$I_{П0min}^{(1)}$ , кА	$I_{уд}^{(1)}$ , кА
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП 72	1	0.82	0.45	1.16	0.27	0.22	0.39
	2	1.86	1.05	2.64	0.62	0.50	0.89
	3	1.20	0.66	1.69	0.40	0.32	0.57
ТП 73	4	1.41	0.78	1.99	0.47	0.37	0.66
	1	1.30	0.72	1.84	0.43	0.34	0.61
ТП 74	2	1.23	0.68	1.74	0.41	0.32	0.58
	3	1.15	0.63	1.63	0.38	0.30	0.54
	4	1.80	1.00	2.54	0.60	0.48	0.85
	5	1.02	0.56	1.44	0.34	0.27	0.48
ТП 75	1	1.10	0.61	1.56	0.37	0.29	0.52
	2	1.14	0.63	1.62	0.38	0.30	0.54
	3	0.89	0.49	1.26	0.30	0.23	0.42
	1	2.02	1.13	2.86	0.68	0.54	0.96
	2	2.11	1.18	2.99	0.71	0.56	1.00
ТП 77	3	1.37	0.75	1.93	0.46	0.36	0.65
	1	0.97	0.53	1.37	0.32	0.26	0.46
	2	1.00	0.55	1.41	0.33	0.26	0.47
ТП 78	3	1.03	0.56	1.45	0.34	0.27	0.49
	4	2.25	1.26	3.19	0.76	0.60	1.07
ТП 78	1	1.33	0.74	1.88	0.45	0.35	0.63
	2	1.98	1.10	2.80	0.66	0.53	0.94
	3	8.27	5.02	12.70	2.88	2.39	4.36

продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП 79	1	5.89	3.42	8.53	2.02	1.63	2.90
	2	6.37	3.73	9.30	2.19	1.78	3.17
	3	4.28	2.43	6.10	1.45	1.16	2.06
	4	7.55	4.51	11.32	2.61	2.15	3.88
	5	4.05	2.29	5.76	1.37	1.09	1.94
ТП 80	6	5.39	3.15	7.84	1.84	1.50	2.66
	1	5.04	2.93	7.29	1.72	1.39	2.47
	2	4.21	2.41	6.02	1.43	1.15	2.03
	3	5.04	2.93	7.29	1.72	1.39	2.47
ТП 82	4	1.98	1.10	2.81	0.66	0.52	0.94
	5	2.37	1.31	3.35	0.79	0.63	1.12
	6	1.24	0.68	1.75	0.41	0.33	0.59
	1	2.75	1.53	3.89	0.92	0.73	1.31
ТП 83	2	1.68	0.94	2.38	0.56	0.45	0.80
	3	2.34	1.31	3.32	0.79	0.62	1.11
	4	0.87	0.48	1.23	0.29	0.23	0.41
	5	1.79	0.99	2.53	0.60	0.47	0.85
	1	2.60	1.46	3.68	0.87	0.69	1.24
ТП 84	2	1.18	0.65	1.67	0.40	0.31	0.56
	3	1.32	0.73	1.87	0.44	0.35	0.63
	4	1.55	0.86	2.19	0.52	0.41	0.73
	1	0.94	0.51	1.33	0.31	0.25	0.44
ТП 86	2	1.00	0.55	1.41	0.33	0.26	0.47
	1	1.06	0.58	1.50	0.35	0.28	0.50
	2	0.92	0.51	1.31	0.31	0.24	0.44

## 6 Выбор и проверка оборудования 10 кВ на ПС Энергия

### 6.1 Выбор комплектных распределительных устройств

К установке принимаем КРУ (комплектное распределительное устройство) серии К-63, которое предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц на номинальное напряжение 6 и 10 кВ и комплектования распределительных устройств напряжением 6 и 10 кВ подстанций, включая комплектные трансформаторные подстанции 35/6-10 кВ, 110/6-10 кВ и 110/35/6-10 кВ. КРУ серии К-63 могут поставляться для расширения уже действующих распредустройств других производителей через переходные шкафы, входящие в состав КРУ.

Применяются вакуумные выключатели с дополнительными расцепителями работающими в режиме дешунтирования.

Релейная защита присоединений к шкафам КРУ обеспечивается многофункциональными малогабаритными высоконадежными микропроцессорными блоками фирмы «Сириус».

## 6.2 Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ К-63

На ПС Энергия предлагается выбор секционных и вводных выключателей, а так же на ф.513, ф.13 питающих рассматриваемую часть г. Зeya.

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

- напряжению:  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$ ;
- длительному току :  $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}$ ;  $k_{\text{пт}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$ .

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию:  $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$ .

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}} / 100 \geq i_{\text{ат}} \quad (61)$$

где  $i_{\text{а.ном}}$  – номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ ;

$\beta_{\text{норм}}$  – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, % [8];

$i_{\text{ат}}$  – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов  $\tau$ ;

$\tau$  – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов

$$\tau = t_{3 \text{ min}} + t_{\text{с.в}} \quad (62)$$

где  $t_{3 \text{ min}}$  – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{\text{с.в}}$  – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}, I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п0}},$$

где  $i_{\text{вкл}}$  – наибольший пик тока включения (по каталогу);

$i_{\text{уд}}$  – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{\text{вкл}}$  – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

$I_{\text{п0}}$  – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя ( таблица 19).

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}; I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}},$$

где  $i_{\text{пр.скв}}$  – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{\text{пр.скв}}$  – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} \tag{63}$$

где  $I_{\text{тер}}$  – ток термической стойкости по каталогу [8];

$t_{\text{тер}}$  – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с;

$B_{\text{к}}$  – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \tag{64}$$

где  $t_{\text{откл}}$  – расчетная продолжительность КЗ, которая для отходящих линий 10 кВ согласно [8] принимается равной 1с;

$T_{\text{а}}$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ [8].

На примере произведем выбор выключателя на ф.13 ПС Энергия.

Значение тока в нормальном режиме протекающего по данному фидеру составляет 140,9 А.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$W_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a) = 6,02^2 \cdot (1 + 0,01) = 36,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Предварительно выбираем вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/300 встроенный в выкатной элемент ВЭ/TEL.

Для проверки отключающей способности определим значения аperiodической и периодической составляющей тока КЗ для момента времени  $\tau$ .

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

$$\tau = 0,01 + t_{с.в} = 1 + 0,015 = 1,015 \text{ с.}$$

Аperiodическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 6,02 \cdot e^{\frac{-1,015}{0,01}} = 0,91 \text{ кА} \quad (65)$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным  $I_{пт} = I_{п0}$ .

Определим номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 57 \cdot 12,5}{100} = 10,08 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 12,5^2 \cdot 1 = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Результаты выбора выключателя ф.13 и ф.513 на ПС Энергия сведены в таблице 22.

Таблица 22 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
Ф13 ВВ/TEL-10-20/300	$U_{НОМ}=10$ кВ	$U_{сст.НОМ}=10$ кВ	$U_{НОМ} \geq U_{сст.НОМ}$
	$I_{НОМ}=300$ А	$I_{max}=140,9$ А	$I_{НОМ} \geq I_{max}$
	$I_{откл.НОМ} = 12,5$ кА	$I_{пт} = 6,02$ кА	$I_{откл.НОМ} \geq I_{пт}$
	$i_{а.НОМ} = 10,08$ кА	$i_{ат} = 0,51$ кА	$i_{а.НОМ} \geq i_{ат}$
	$I_{пр.скв} = 12,5$ кА	$I_{п0} = 6,02$ кА	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
	$i_{дин} = 32$ кА	$i_{уд} = 11,66$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 156$ кА <sup>2</sup> · с	$B_k = 36,6$ кА <sup>2</sup> · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Ф513 ВВ/TEL-10-20/300	$U_{НОМ}=10$ кВ	$U_{сст.НОМ}=10$ кВ	$U_{НОМ} \geq U_{сст.НОМ}$
	$I_{НОМ}=300$ А	$I_{max}=182,95$ А	$I_{НОМ} \geq I_{max}$
	$I_{откл.НОМ} = 12,5$ кА	$I_{пт} = 8,065$ кА	$I_{откл.НОМ} \geq I_{пт}$
	$i_{а.НОМ} = 10,08$ кА	$i_{ат} = 1,61$ кА	$i_{а.НОМ} \geq i_{ат}$
	$I_{пр.скв} = 12,5$ кА	$I_{п0} = 8,065$ кА	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
	$i_{дин} = 32$ кА	$i_{уд} = 15,614$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 156$ кА <sup>2</sup> · с	$B_k = 36,6$ кА <sup>2</sup> · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Для выбора выключателя на вводных ячейках, а также секционного выключателя определим максимальный расчетный ток и тепловой импульс тока КЗ.

– наибольший рабочий ток протекающий через вводной выключатель 10 кВ:

$$I_{max\text{ НН}} = \frac{S_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{7270}{\sqrt{3} \cdot 10} = 420 \text{ А} \quad (66)$$

– тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a) = 10,338^2 \cdot (1,9 + 0,01) = 104,13 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

– наибольший рабочий ток протекающий через секционный выключатель определяется от максимальной нагрузки одной из шин 10 кВ:

$$I_{max\text{ НН}} = \frac{S_{\phi \cdot \Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{4800}{\sqrt{3} \cdot 10} = 277,2 \text{ А} \quad (67)$$

– тепловой импульс тока КЗ на секционный выключатель:

$$B_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a) = 10,338^2 \cdot (1,4 + 0,01) = 150,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбор выключателя на вводных ячейках, а также секционного выключателя приведен в таблицах 23, 24.

Таблица 23 – Каталожные и расчетные данные по выбору вводных выключателей

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВВ/TEL-10-20/630	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
	$I_{ном}=630 \text{ А}$	$I_{max}=420 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
	$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 10,338 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
	$i_{а.ном} = 10,08 \text{ кА}$	$i_{ат} = 1,5 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
	$I_{пр.скв} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{п0} = 10,338 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
	$i_{дин} = 32 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,17 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 104,13 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Таблица 24 – Каталожные и расчетные данные по выбору секционного выключателя

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВВ/TEL-10-20/630	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
	$I_{ном}=630 \text{ А}$	$I_{max}=277 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
	$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 10,338 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
	$i_{а.ном} = 10,08 \text{ кА}$	$i_{ат} = 1,5 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
	$I_{пр.скв} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{п0} = 10,338 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
	$i_{дин} = 32 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,17 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 150,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

### 6.3 Выбор трансформатора тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбирают:

- по напряжению установки  $U_{ном} \geq U_{сет.ном}$ ;
- току  $I_{ном} \geq I_{расч}$ ;

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

- конструкции и классу точности;
- электродинамической стойкости  $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$ ;
- по термической стойкости:  $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ ;
- вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} , \quad (68)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Для того чтобы выбрать трансформаторы тока необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь ТТ.

СА3020 - щитовой цифровой амперметр предназначен для измерения действующего значения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Подключается непосредственно к ИТТ и измеряет действующее значение тока, протекающего через его вторичную обмотку. Потребляемая мощность составляет  $S_{\text{номА}}=4 \text{ В}\cdot\text{А}$ .

СВ3020 - щитовой цифровой вольтметр предназначен для измерения действующего значения напряжения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Объединяет в себе измерительный преобразователь и цифровой прибор, подключается непосредственно к измерительным трансформаторам напряжения (ИТН). Потребляемая мощность  $S_{\text{номV}}=5 \text{ В}\cdot\text{А}$ .

СР3020 - щитовой цифровой ваттметр (варметр) предназначены для измерения активной мощности, а варметры – для измерения реактивной мощности в трехфазных четырехпроводных или трехпроводных цепях переменного тока на электростанциях и подстанциях и передачи их значений по интерфейсу RS485. Потребляемая мощность:  $S=5 \text{ В}\cdot\text{А}$ .

Меркурий 236 ART- предназначен для многотарифного коммерческого или технического учета электрической энергии в трех- и четырехпроводных сетях переменного тока. Счетчики могут эксплуатироваться автономно или в составе автоматизированных систем: контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ); диспетчерского управления (АСДУ). Потребляемая мощность составляет 9 В·А.

Для всех измерительных приборов принимаем класс точности 0,5, так как почти все ТТ подключены к расчетным счетчикам.

На вводе устанавливаем трансформатор тока марки ТОЛ-10-І-1-0,5. В этом трансформаторе роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства.

Нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока, приведена в таблице 25.

Таблица 25 – Нагрузка приборов ТТ на низкой стороне подстанции [19]

Цепь	Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка, В·А, фазы		
			А	В	С
Ввод 10 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:		8,5	–	8,5
Секционный выключатель 10 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Итого:		4	–	4
На отходящих линиях	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:		8,5	–	8,5

Проверяем трансформатор тока на электродинамическую и термическую стойкость:

$$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 11,17 \text{ кА}, \quad (69)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 12,5^2 \cdot 1 = 156,25 \geq B_{\text{к}} = 150,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (70)$$

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

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (71)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (72)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора.

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{8,5}{5^2} = 0,34 \text{ Ом.}$$

Принимаем во вторичных цепях трансформаторов тока провода с медными жилами ( $\rho = 0,0175$ ). Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом, тогда сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{20}{5^2} - 0,34 - 0,05 = 0,41 \text{ Ом} \quad (73)$$

Сечение проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,41} = 1,7 \text{ мм}^2 \quad (74)$$

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм<sup>2</sup>, тогда сопротивление провода равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом} \quad (75)$$

Далее находим сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,34 + 0,28 + 0,05 = 0,67 \text{ Ом} \quad (76)$$

Сопоставление расчетных и каталожных данных выбранного трансформатора тока марки ТОЛ-10-1-0,5 (трансформатор тока, опорный, с литой изоляцией, 10-номинальное напряжения, 0,5- класс точности) сводим в таблицу 26.

Таблица 26 – Проверка трансформатора тока на вводе 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=10$ кВ	$U_{сет.ном}=10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=600$ А	$I_{расч}=210$ А	$I_{ном} \geq I_{расч}$
$i_{дин}=102$ кА	$i_{уд}=8,48$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}=1600$ кА <sup>2</sup> · с	$B_k=11,17$ кА <sup>2</sup> · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$Z_{2ном}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

На секционном выключателе выбираем трансформатор тока марки ТОЛ-10-1-У2. Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 27.

Таблица 27 – Проверка ТТ на секционном выключателе

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=10$ кВ	$U_{сет.ном}=10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=500$ А	$I_{расч}=138,6$ А	$I_{ном} \geq I_{расч}$
$i_{дин}=81$ кА	$i_{уд}=11,17$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}=1600$ кА <sup>2</sup> · с	$B_k=150,6$ кА <sup>2</sup> · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$Z_{2ном}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

На отходящих присоединениях так же выбираем трансформаторы тока марки ТОЛ-10-1-У2.

Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 28.

Таблица 28 – Проверка ТТ на отходящих присоединениях

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=10$ кВ	$U_{сет.ном}=10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=400$ А	$I_{расч}=91,475$ А	$I_{ном} \geq I_{расч}$
$i_{дин}=81$ кА	$i_{уд}=15,614$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}=992$ кА <sup>2</sup> · с	$B_k=36,6$ кА <sup>2</sup> · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$Z_{2ном}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

#### 6.4 Выбор трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или  $100/\sqrt{3}$  В и для отделения

цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$ ;
- конструкции и схеме соединения обмоток;
- классу точности;
- вторичной нагрузке :

$$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma},$$

где  $S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность в выбранном классе точности,

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, рассчитываемая по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}})^2 + (\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}})^2} \quad (77)$$

Параметры вторичной нагрузки трансформатора напряжения приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на 10 кВ

Прибор	Тип	Мощность прибора, В·А	Количество приборов	cosφ	sinφ	Суммарная мощность, В·А
Вольтметр	СВ 3020	4	2	1	0	8
Счетчик АЭ	Меркурий 236 ART	9	9	0,38	0,925	72
Счетчик РЭ						
Итого						80

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(4 \cdot 2 + 9 \cdot 8 \cdot 0,38)^2 + (9 \cdot 8 \cdot 0,925)^2} = 75,4 \text{ ВА};$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10-95-У2 (трансформатор напряжения, антирезонансный, с литой изоляцией, для измерений) с номинальной мощностью 200 ВА.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 30.

Таблица 30 – Каталожные и расчетные данные выбора ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$S_{\text{ном}}=200 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{2\Sigma}=75,4 \text{ ВА}$	$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}$

Как видно из результатов, ТН соответствует данным условиям выбора и может быть принят к установке.

### 6.5 Выбор жестких шин

В закрытых РУ 6–10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно - и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения, так как они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения.

Наибольший рабочий ток на шинах 10 кВ равен 420 А. Принимаем алюминиевую шину прямоугольного сечения 40x5мм,  $S=200 \text{ мм}^2$ , с номинальным допустимым током  $I_{\text{доп}}=540 \text{ А}$ .

Проверка шины на термическую стойкость производится исходя из условий:

$$q_{\text{min}} \leq q \quad (78)$$

где  $q_{\text{min}}$  – минимальное сечение по термической стойкости

$q$  – выбранное сечение.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_{\text{т}}} = \frac{\sqrt{104,13 \cdot 10^6}}{91} = 58,6 \text{ мм}^2, \quad (79)$$

где  $C_{\text{т}} = 91 \text{ А}\cdot\text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$  – для алюминиевых шин, [19].

$B_{\text{к}}$  – тепловой импульс тока КЗ, принимается равным 104.13  $\text{кА}^2\cdot\text{с}$  рассчитанного для вводного выключателя (таблица 23).

Так как  $q_{\min} < q$ , следовательно, шины термически устойчивы.

Электродинамические силы, возникающие при КЗ, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины – изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает.

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной  $l = 1,5$  м [19].

Собственная частота колебаний шины:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{J}, \quad (80)$$

где  $q$  – поперечное сечение выбранной шины,  $\text{см}^2$ ;

$J$  – момент инерции шины, который согласно [19] равен:

$$J = \frac{bh^3}{12} = \frac{0,5 \cdot 4^3}{12} = 2,67 \text{ см}^4. \quad (81)$$

$$f_0 = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{2,67}{2}} = 133,3$$

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^{(3)2}}{a}, \quad (82)$$

где  $i_{\text{уд}}^{(3)2}$  – ударный ток на шине, А;

$a$  – расстояние между фазами, м [19].

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{1117^2}{0,13} = 95,8 \text{ Н/м} \quad (83)$$

Равномерно распределенная сила  $f$  создает изгибающий момент:

$$M_{\max} = \frac{f \cdot l^2}{10} = \frac{95,8 \cdot 1,5^2}{10} = 21,56 \text{ Н/м} \quad (84)$$

где  $l$  – длина пролета между опорными изоляторами, м.

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{\max} = \frac{M}{W}, \quad (85)$$

где  $W$  – момент сопротивления шины, который равен:

$$W = \frac{bh^2}{6} = \frac{0,5 \cdot 4^2}{6} = 1,33 \text{ см}^3. \quad (86)$$

$$\sigma_{\max} = \frac{21,56}{1,33} = 16,17 \text{ МПа}$$

Для выбранной шины  $\sigma_{\text{доп}} = 85 \text{ МПа}$ , [19], следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого значения.

### 6.6 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор  $F_{\text{расч}}$  в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки  $F_{\text{разр}}$ , приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (87)$$

$$F_{\text{расч}} = 0,6F_{\text{разр}} = F_{\text{доп}}, \quad (88)$$

где  $F_{\text{разр}}$  – разрушающая нагрузка на изгиб.

Выбираем опорные изоляторы ИОР-10-3,75 УХЛ с минимальной разрушающей силой 3,75кН.

Допустимая нагрузка на изолятор:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{\text{расч}} = f \cdot l \cdot k_h, \quad (89)$$

где  $k_h$  – поправочный коэффициент на высоту шины, при расположении шин плашмя, равный:

$$k_h = \frac{H_{\text{из}} + b + \frac{h}{2}}{H_{\text{из}}} = \frac{120 + 4 + \frac{40}{2}}{120} = 1,2 \quad (90)$$

$$F_{\text{расч}} = 95,8 \cdot 1,5 \cdot 1,2 = 172,46 \text{ Н}$$

Выбранный изолятор удовлетворяет условию  $F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$  и может быть принят к установке.

### 6.7 Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП

Трансформаторы 10/0,4 кВ в городских распределительных электрических сетях мощностью до 630 кВА включительно, как правило, защищаются плавкими предохранителями на стороне 10 кВ.

Плавким предохранителем называется коммутационный аппарат, предназначенный для отключения защищаемой цепи посредством расплавления специальных токоведущих частей (плавких вставок) под воздействием тока, превышающего определенное значение, с последующим гашением возникающей электрической дуги.

На стороне 10 кВ трансформаторов устанавливаются главным образом кварцевые предохранители типа ПК. Кварцевые предохранители имеют несколько важных положительных свойств: они обладают

токоограничивающей способностью (благодаря очень быстрому гашению электрической дуги ток КЗ не успевает достичь своего максимального амплитудного значения); плавкие вставки защищены от воздействия внешней среды кварцевым песком и герметично закрытой фарфоровой трубкой, благодаря чему они длительное время не стареют и не требуют замены; конструктивное исполнение предохранителей ПК предусматривает сигнализацию срабатывания, причем контакты сигнального устройства могут давать команду на отключение трехфазного выключателя нагрузки, что предотвращает возможность неполнофазного режима работы трансформатора.

Предохранители выбираются:

– по напряжению  $U_{\text{ном}} = U_{\text{сет.ном}}$ ;

– току плавкой вставки:

$$I_{\text{п.в}} \geq 2 \cdot I_{\text{т.ном}}, \quad (91)$$

– номинальному току отключения:

$$I_{\text{ном.о}} > I_{\text{к.мах}}, \quad (92)$$

где  $I_{\text{к.мах}}$  – максимальное значение тока при КЗ в месте установки, кА.

Произведем выбор предохранителя на однострансформаторной ТП 73.

Номинальный ток трансформатора ТМ-630:

$$I_{\text{т.ном}} = \frac{S_{\text{т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,35 \text{ А} \quad (93)$$

Предварительно выбираем предохранитель типа ПКТ-103-10-80-20-УЗ (ПКТ - предохранитель кварцевый для защиты силовых трансформаторов, 1 - наличие ударного устройства легкого типа; 03 - предохранитель состоит из двух жестко связанных между собой патронов (на каждой фазе), через дефис далее указывается номинальное напряжение в киловольтах (10 кВ), затем номинальный ток предохранителя, равный номинальному току плавкой вставки

(80 А) и номинальный ток отключения ( $I_{ном.о} = 20$  кА для данного примера), а также климатическое исполнение и категория размещения).

Проверим данный предохранитель по указанным выше условиям:

–току плавкой вставки:

$$I_{п.в} \geq 2 \cdot I_{т.ном}, 80 \text{ А} \geq 72,7 \text{ А},$$

– номинальному току отключения:

$$I_{ном.о} > I_{к.мах}, 20 \text{ кА} > 12,12 \text{ кА}$$

Все условия выполняются, следовательно, предохранитель был выбран правильно.

Результаты выбора предохранителей на остальных ТП приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Каталожные и расчетные данные по выбору предохранителей

ТП	Предохранитель	Параметры предохранителя		Условия	
		$I_{ном}, \text{ кА}$	$I_{откл}, \text{ кА}$	$2 \cdot I_{т.ном}, \text{ кА}$	$I_{п0}, \text{ кА}$
ТП 72	ПКТ-102-10-31,5-31,5-У3	31.5	10,5	21,3	5,01
ТП 73	ПКТ-102-10-50-12,5-У3	50	12.50	46.2	10.12
ТП 74	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20.00	72.7	12.86
ТП 75	ПКТ-102-10-31,5-31,5-У3	31.5	10,5	21,3	5,01
ТП 77	ПКТ-102-10-50-12,5-У3	50	12.50	46.2	10.12
ТП 78	ПКТ-101-10-16-12,5-У3	16	12.50	11.5	6.84
ТП 79	ПКТ-102-10-50-12,5-У3	50	12.50	46.2	12.44
ТП 80	ПКТ-102-10-31,5-31,5-У3	31.5	10,5	28.9	10.24
ТП 82	ПКТ-102-10-50-12,5-У3	50	12.50	46.2	10.12
ТП 83	ПКТ-102-10-31,5-31,5-У3	50	12.50	46.2	10.12
ТП 84	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20.00	72.7	12.12
ТП 86	ПКТ-102-10-50-12,5-У3	50	12.50	46.2	9.96

### 6.8 Выбор ограничителей перенапряжения

Для защиты изоляции электрических систем от перенапряжений требуется установка нелинейных ограничителей перенапряжения (ОПН).

ОПН представляют собой нелинейный резистор изготовленный по керамической технологии на основе оксида цинка (ZnO) с небольшим добавлением окислов других металлов.

В нормальном рабочем режиме сопротивление варистора велико и ток через ОПН составляет доли миллиампера. При воздействии перенапряжения варистор переходит в проводящее состояние, и ток может достигать десятка килоампер и более, что и приводит к ограничению дальнейшего нарастания напряжения. Когда напряжение снижается, ограничитель возвращается в исходное непроводящее состояние.

Основными параметрами ОПН являются:

– наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя,  $U_{нро}$ . Это наибольшее действующее напряжения промышленной частоты, которое неограниченно долго может быть приложено к выводам ОПН;

– номинальный разрядный ток,  $I_n$ . Это максимальное значение грозового импульса тока, используемое для классификации ОПН. По значению  $I_n$  ограничителя перенапряжения делят на три класса: 5, 10, и 20кА;

– удельная энергоемкость,  $w_{уд}$ . Это отношение выделившейся в ОПН энергии, без потери устойчивости его характеристик, после нагрева его до  $60^{\circ}\text{C}$  и дальнейшего приложения одного нормированного прямоугольного импульса тока  $I_{пи}$  длительностью  $T_{пи}=2000\text{мкс}$ , к наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в кДж/кВ. Характеризует способность ОПН рассеивать определенную энергию без потери своих качеств;

– остающееся напряжение при нормируемом токе коммутационного перенапряжения  $U_{ост к}$ , кВ. Коммутационный импульс тока  $I_k$  имеет временные параметры 30/60мкс;

– остающееся напряжение при нормируемом токе грозовых перенапряжений  $U_{ост г}$ . Грозовой импульс тока  $I_g$  имеет временные параметры 8/20 мкс;

– ток взрывобезопасности  $I_{вб}$ , кА. Это действующее значение тока КЗ при котором срабатывает мембранное устройство (клапан) взрывобезопасности и не происходит взрывного разрушения покрышки ограничителя;

– ток пропускной способности  $I_{пн}$ , кА. Это амплитуда прямоугольного импульса тока длительностью не менее 2000 мкс воздействие которого ОПН выдерживает при испытаниях на пропускную способность 20 раз;

– длина пути утечки внешней изоляции  $l_{ут}$ , мм.

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения  $U_{н.р.}$ , которое для сетей 35 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot U_{ном.сети}, \quad (94)$$

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot 35 = 42 \text{ кВ.}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент  $K_B$ , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1.1, [9].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{расч} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}; \quad (95)$$

$$U_{расч} = \frac{42}{1,1} = 38,18 \text{ кВ.}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН марки ОПН-П1-/35/40,5/10/3УХЛ1, [9].

Энергия, выделяемая в ограничителе 3-35 кВ:

$$W = 0.5 \cdot C \cdot [(K_n \cdot 0.82 \cdot U_{np})^2 - (1.77 \cdot U_{но})^2], \quad (97)$$

где  $C$  – емкость кабеля или конденсирующей батареи [9];

$k$  – кратность напряжений, [9];

$U_{np}$  – наибольшее рабочее напряжение сети,

$U_{но}$  – наибольшее дополнительное напряжение ОПН.

$$W = 0.5 \cdot 2 \cdot [(2 \cdot 0.82 \cdot 42)^2 - (1.77 \cdot 35.7)^2] = 28,95 \text{ кДж}$$

пределяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{W}{U_{ном}}; \quad (99)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{28,95}{35} = 0,827 \text{ кДж/кВ.}$$

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН- 35/40,5-10(1)УХЛ1

Для защиты трансформатора напряжения 10 кВ принимаем к установке ОПН-П-10/11,5/10 УХЛ1 встраиваемые в ячейку К-63. Характеристики выбранных ОПН представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Характеристики ОПН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ОПН-П1-/35/40,5/10/3УХЛ1		
$U_{нро} = 40,5 \text{ кВ}$	$U_{нс} = 40,5 \text{ кВ}$	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20 \text{ кА}$	$I_{кз} = 8,065$	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^*_{опн} = 1,73 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^* = 0,827 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*_{опн} > \mathcal{E}^*$
ОПН-П-10/11,5/10 УХЛ1		
$U_{нро} = 12 \text{ кВ}$	$U_{нс} = 11,5 \text{ кВ}$	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20 \text{ кА}$	$I_{кз} = 10,338 \text{ кА}$	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^* = 2 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^* = 1,07 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*_{опн} > \mathcal{E}^*$

Выбор и результаты оборудования приведены на 5 листе графической части выпускной квалификационной работы.

## 7 Проверка оборудования 0,4 кВ на ТП

### 7.1 Проверка выбранных сечений ВЛ 0,4 кВ на воздействие токов КЗ

Для того, чтобы кабель был устойчив к термическому действию токов короткого замыкания, расчетная температура кабеля при протекании тока КЗ не должна превышать допустимую температуру для материала изоляции кабеля, которая определяется согласно [15].

Проверка кабелей на термическое действие тока КЗ производится по тепловому импульсу:

$$W_{кз} = I_{п.0}^2 \cdot (t_{откл} + T_{а.ср}), \quad (101)$$

где  $I_{п.0}$  – действующее значение периодической составляющей тока КЗ (таблица 20);

$t_{откл}$  – время отключения тока КЗ [24];

$T_{а.ср}$  – усредненное время затухания свободной составляющей тока КЗ, согласно [24] принимается 0,03с;

$$t_{откл} = t_{с.о} + t_a, \quad (102)$$

где  $t_{с.о}$  – выдержка времени срабатывания отсечки селективного автомата, для автоматов отходящих линий обычно принимают минимальные уставки по времени, согласно [24]  $t_{с.о} = 0,25с$ ;

$t_a$  – время гашения дуги, для автоматических выключателей принимается  $t_a = 0,06с$  [24]

Минимально допустимое термически стойкое сечение кабеля определяется по следующей формуле:

$$F_{тер} = \frac{\sqrt{W_{кз}}}{C}, \quad (103)$$

где  $C$  – коэффициент, значение которого зависит от материала проводника и напряжения, осуществляет пересчет допустимой температуры нагрева к тепловому импульсу, для алюминиевых жил 10 кВ  $C=65$  [8].

Правильно выбранное сечение провода должно удовлетворять условию:

$$F_{\text{тер}} \leq F_{\text{выбр}} \quad (104)$$

Проверку СИП на термическое действие тока короткого замыкания покажем на примере линии №1 ТП 73.

Тепловой импульс равен:

$$W_{\text{кз}} = 1,3^2 \cdot (0,25 + 0,06 + 0,03) = 0.575 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Минимально допустимое сечение:

$$F_{\text{тер}} = \frac{\sqrt{57,5 \cdot 10^6}}{100} = 40,62 \text{ мм}^2$$

Сечением выбранного провода  $F_{\text{выбр}} = 50 \text{ мм}^2$  превышает минимально допустимое сечение что говорит о выполнении условия термической стойкости. Результаты проверка остальных проводов 0,4 кВ на термическое действие тока КЗ представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Проверка проводов 0,4 кВ на термическое действие тока КЗ

ТП	№ линии	Сечение, мм <sup>2</sup>	$W_{\text{кз}}$ , кА <sup>2</sup> ·с	$F_{\text{тер}}$ , мм <sup>2</sup>	ТП	№ линии	Сечение, мм <sup>2</sup>	$W_{\text{кз}}$ , кА <sup>2</sup> ·с	$F_{\text{тер}}$ , мм <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТП 72	1	50	7.30	20.78	ТП 79	1	95	10.24	34.32
	2	120	9.49	23.70		2	95	10.24	34.32
	3	50	9.49	23.70		3	95	10.24	34.32
ТП 73	4	70	21.14	35.36		4	95	10.24	34.32
	1	70	21.14	35.36		5	50	10.12	33.93
	2	95	21.14	35.36		6	50	10.12	33.93
ТП 74	3	70	31.40	43.10	ТП 80	1	50	10.12	33.93
	4	95	31.40	43.10		2	50	10.12	33.93
	5	50	31.40	43.10		3	120	12.49	41.88
ТП 75	1	70	31.40	43.10	ТП 82	4	120	12.49	41.88
	2	50	30.21	42.28		5	50	12.49	41.88
	3	50	30.21	42.28		6	95	12.49	41.88
	1	120	30.21	42.28		1	120	12.49	41.88

продолжение таблицы 33

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2	95	30.21	42.28		2	50	12.12	40.62
	3	50	30.21	42.28		3	70	12.12	40.62
ТП 77	1	50	20.22	34.59		4	95	12.12	40.62
	2	50	20.22	34.59		5	50	12.12	40.62
	3	50	20.22	34.59	ТП 83	1	50	9.96	33.39
	4	120	20.22	34.59		2	50	9.96	33.39
ТП 78	1	50	8.90	22.95		3	50	9.96	33.39
	2	50	8.90	22.95		4	50	9.96	33.39
	3	95	29.40	41.71	ТП 84	1	50	12.28	41.18

## 7.2 Выбор и проверка автоматических выключателей на 0.4 кВ

В данной бакалаврской работе устанавливаем автоматические выключатели на низкой стороне трансформатора каждой ТП и для каждой отходящей линии.

Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ производится:

- по напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}};$$

- по величине тока:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}};$$

- конструктивному исполнению;

- коммутационной способности:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}} \approx I_{\text{п0}},$$

где  $I_{\text{откл.ном}}$  – ток предельной коммутационной способности автомата;

$I_{\text{пт}}$  – ток КЗ в момент расхождения контактов (принимают  $I_{\text{пт}} \approx I_{\text{п0}}$ ).

- по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{\text{п0min}}^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{\text{ср.расц}}, \quad (105)$$

где  $I_{\text{п0min}}^{(1)}$  – минимальный ток при однофазном КЗ, кА,

$I_{\text{ср.расц}}$  – ток срабатывания электромагнитного расцепителя.

Произведем выбор вводного автоматического выключателя на ТП 73.

Определим расчетный ток:

$$I_{\text{норм.расч}} = \frac{S_{\text{р.тп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} = \frac{263,597}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 517,4 \text{ А}$$

где  $S_{\text{р.тп}}$  – расчетная мощность ТП, кВА (таблица 8).

Выбираем автоматический выключатель ВА51-39 с номинальным током расцепителя 630 А.

Проверим выключатель по вышеуказанным условиям:

- по величине тока:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}, 630 \text{ А} > 517 \text{ А}$$

- коммутационной способности:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{п0}}, 20 \text{ кА} > 1,3 \text{ кА}$$

- по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{\text{п0 min}}^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{\text{ср.расц}}, 1,2 \text{ кА} \geq 0,72 \text{ кА}$$

Все условия выполняются, следовательно, автомат был выбран правильно.

Результаты выбора выключателей на остальных ТП и на отходящих линиях приведены в таблицах 34, 35.

Таблица 34 – Выбор и проверка автоматических выключателей на вводах ТП

ТП	Выключатель	параметры выключателя			условия		
		$I_{\text{ном}}$ , А	$I_{\text{н.расц}}$ , А	$I_{\text{откл.ном}}$ , кА	$I_{\text{расч}}$ , А	$I_{\text{п0}}$ , кА	$I_{\text{п0}}^{(1)}$ , кА
ТП 72	ВА51-37	400	320	18	284.6	7.067	2.19
ТП 76	ВА51-37	400	400	18	384.2	10.547	3.35
ТП 73	ВА51-39	630	630	20	517.4	12.115	4.04
ТП 74	ВА88-40	800	800	35	549.3	12.61	4.16
ТП 75	ВА51-37	400	400	18	355.0	10.315	3.30
ТП 78	ВА51-35	250	250	18	200.1	6.844	2.13
ТП 77	ВА51-41	1000	1000	50	764.4	12.44	4.12
ТП 80	ВА88-40	800	800	35	508.4	10.235	3.28

продолжение таблицы 34

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП 81	BA51-37	400	400	18	330.6	10.119	3.25
ТП 82	BA51-39	630	630	20	528.4	12.49	4.13
ТП 83	BA51-39	630	630	20	623,4	12.115	4.04
ТП 84	BA51-37	400	400	18	388.5	9.958	3.21
ТП 85	BA51-39	630	630	20	607.6	12.282	4.08
ТП 86	BA51-35	250	250	18	198,3	6.844	2.13

Таблица 35 – Выбор и проверка автоматических выключателей на отходящих линиях 0,4 кВ

ТП	№ линии	Выключатель	Параметры выключателя			Условия		
			I <sub>ном</sub> , А	I <sub>н.расц</sub> , А	I <sub>откл.ном</sub> , кА	I <sub>расч</sub> , А	I <sub>п0</sub> , кА	I <sup>(1)</sup> <sub>п0</sub> , кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП 72	1	BA51-31	100	80	18	66.24	7.07	0.22
	2	BA51-33	160	160	18	135.18	7.07	0.50
	3	BA51-31	100	100	18	83.17	7.07	0.32
ТП 73	4	BA51-35	250	200	18	176.64	10.55	0.37
	1	BA51-33	160	125	18	97.89	10.55	0.34
	2	BA51-33	160	125	18	109.66	10.55	0.32
	3	BA51-35	250	200	18	170.01	12.86	0.30
ТП 74	4	BA51-35	250	200	18	180.32	12.86	0.48
	5	BA51-33	160	160	18	123.64	12.86	0.27
	1	BA51-33	160	160	18	149.40	12.86	0.29
ТП 75	2	BA51-31	100	50	8	37.09	12.61	0.30
	3	BA51-33	160	125	18	110.22	12.61	0.23
	1	BA51-35	250	250	18	236.66	12.61	0.54
	2	BA51-33	160	160	18	129.39	12.61	0.56
	3	BA51-35	250	200	18	170.81	12.61	0.36
ТП 77	1	BA51-31	100	80	18	59.76	10.32	0.26
	2	BA51-31	100	100	18	82.17	10.32	0.26
	3	BA51-31	100	63	8	50.34	10.32	0.27
	4	BA51-37	400	320	18	298.87	10.32	0.60
ТП 78	1	BA51-33	160	160	18	144.59	6.84	0.35
	2	BA51-33	160	160	18	134.68	6.84	0.53
ТП 79	3	BA51-35	250	250	18	244.93	12.44	2.39
	1	BA51-35	250	250	18	246.26	12.44	1.63
	2	BA51-35	250	250	18	247.58	12.44	1.78
	3	BA51-37	400	320	18	261.27	12.44	1.16
	4	BA51-35	250	250	18	244.93	12.44	2.15
	5	BA51-37	400	320	18	254.21	12.44	1.09
ТП 80	6	BA51-37	400	320	18	247.58	10.24	1.50
	1	BA51-37	400	320	18	250.23	10.24	1.39
	2	BA51-37	400	320	18	247.58	10.24	1.15
	3	BA51-37	400	320	18	252.88	10.24	1.39
	4	BA51-31	100	80	18	65.00	10.12	0.52

продолжение таблицы 35

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	5	BA51-31	100	50	8	37.09	10.12	0.63
ТП 82	6	BA51-31	100	100	18	77.63	10.12	0.33
	1	BA51-33	160	160	18	150.85	10.12	0.73
ТП 83	2	BA51-37	400	320	18	284.91	12.49	0.45
	3	BA51-37	400	320	18	255.33	12.49	0.62
	4	BA51-31	100	63	8	50.78	12.49	0.23
	5	BA51-33	160	160	18	152.70	12.49	0.47
	1	BA51-35	250	250	18	201.88	12.49	0.69
ТП 84	2	BA51-33	160	160	18	147.20	12.12	0.31
	3	BA51-33	160	160	18	122.17	12.12	0.35
	4	BA51-33	160	160	18	132.48	12.12	0.41
	1	BA51-33	160	125	18	115.55	12.12	0.25
ТП 86	2	BA51-31	100	100	18	86.90	9.96	0.26
	1	BA51-33	160	125	18	104.66	9.96	0.28

## 8 Молниезащита и заземление подстанции Энергия

### 8.1 Заземление подстанции Энергия

Заземляющие устройства являются составной частью электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределами, для отвода в землю импульсных токов с молниеотводов и разрядников, для создания цепи при работе защиты от замыканий на землю.

Заземляющее устройство представляет собой сложную систему. Линейные размеры и общая форма этой системы определяется компоновкой электрооборудования. Обычно это сетка с прямоугольными ячейками, с которой соединяются вертикальные электроды молниеотводов. Кроме того, вертикальные электроды могут устанавливаться и по периметру сетки, для достижения нормированных значений сопротивления заземлителя.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года согласно [15] должно быть:

$$R \leq \frac{250}{I}, \quad (106)$$

где  $I$  – расчетный ток замыкания на землю, А.

Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом.

Величину емкостного тока для сетей с неизолированной нейтралью рекомендуется, определять следующим образом:

$$I_C = \frac{U_{\text{ном}} \cdot L_{\Sigma}}{350}, \quad (107)$$

где  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение сети, кВ;

$L$  – суммарная длина линий, км.

Суммарная длина смежных линий 35 кВ (отходящих от ПС Энергия) составляет 89,4 км.

Суммарный емкостный ток сети определяется как сумма описанных выше составляющих для всех гальванически связанных линий сети.

Суммарный емкостный ток в сети 35 кВ равен:

$$I_{C35} = \frac{35 \cdot 89,4}{350} = 9 \text{ А.}$$

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R \leq \frac{250}{9} = 28 \text{ Ом.}$$

Так как согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом, то в дальнейших расчетах принимаем, что  $R \leq 10$  Ом.

Согласно плану ПС Энергия, определим площадь  $S$  подстанции используемой под заземление:

$$S = (38 + 2 \cdot 1,5) \cdot (55,4 + 2 \cdot 1,5) = 2394,4 \text{ м}^2$$

Принимается диаметр и длина прутка для заземлителя:  $d = 10$  мм,  $L_B = 5$  м. Сечение данного прутка составляет  $S_{\text{пр.в}} = 78,5 \text{ мм}^2$

Выбранный пруток проверяется на термическую стойкость токам короткого замыкания по формуле:

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot \delta_{\text{ср}} (d_{\text{пр}} + \delta_{\text{ср}}), \quad (108)$$

где  $\delta_{\text{ср}}$  – средняя глубина коррозии, по сечению проводника, определяемая по формуле:

$$\delta_{\text{ср}} = a_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + b_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + c_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + d_{\text{к}}, \text{ мм} \quad (109)$$

где  $T$  – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

$a_{\text{к}}$ ,  $b_{\text{к}}$ ,  $c_{\text{к}}$ ,  $d_{\text{к}}$  – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$\begin{aligned} \delta_{\text{ср}} &= 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 = \\ &= 0,782 \text{ мм}; \end{aligned}$$

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot 0,78(10 + 0,78) = 26,49 \text{ мм}^2.$$

Подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя подстанции согласно условию:

$$S_{\text{пр.в.}} \geq F_{\text{кор}},$$

$$78,5 \text{ мм}^2 > 26,49 \text{ мм}^2$$

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Пользуясь планом расположения оборудования, зданий и сооружений подстанции, определяется месторасположение и длина горизонтальных заземлителей, принимая во внимание, что размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов не должна превышать  $6 \times 6$  метров.

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона  $d$  условно делится на целое число с шагом  $a_q = 6$  м.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left( \frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 = \left( \frac{2394,4}{6} \right) \cdot 2 = 798,13 \text{ м.} \quad (110)$$

Представим площадь подстанции квадратичной моделью со сторонами  $a$ , тогда  $a = \sqrt{2394,4} = 48,93$  м.

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 = \frac{798,13}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,16 \quad (111)$$

принимая значение – 8 штук.

Длина ячейки  $a_m = a/m = 48,93/8 = 6,1$  м.

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) = 2 \cdot 48,93 \cdot (8 + 1) = 880,8 \text{ м.} \quad (112)$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_b = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_b} \cdot l_b} = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62, \quad (113)$$

где  $a_q$  – расстояние между вертикальными электродами, равная 6 м;

$l_b$  – длина вертикальных электродов, м.

Округляем до ближайшего целого значения  $n_b = 34$  шт.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{ст} = \rho \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (114)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта;

$A$  – параметр зависящий от соотношения  $l_B / \sqrt{S}$ , равный 0,05.

$$R_{ст} = 100 \cdot \left( \frac{0,05}{48,93} + \frac{1}{798,13 + 34 \cdot 5} \right) = 0,32 \text{ Ом}$$

Импульсное сопротивление  $R_{и}$  определяется умножением сопротивления при стационарном режиме  $R_{ст}$  на импульсный коэффициент  $\alpha_{и}$ , зависящий от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_{и} = R_{ст} \cdot \alpha_{и}, \quad (115)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{мол} + 45)}}, \quad (116)$$

где  $I_{мол}$  – ток молнии, принимается равным 60 кА.

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 48,93}{(100 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,26$$

$$R_{и} = 0,32 \cdot 1,26 = 0,4 \leq 10 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 10 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

## 8.2 Защита от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или

0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Расчет производится для защиты объектов подстанции Энергия, находящиеся на высоте  $h_x$  от уровня земли:

- 8 м для порталов 35 кВ [9];
- 6 м для остального оборудования (высота ЗРУ 10кВ).

Принимаем высоту 1 молниеотвода равной 21 м, второго 19 м.

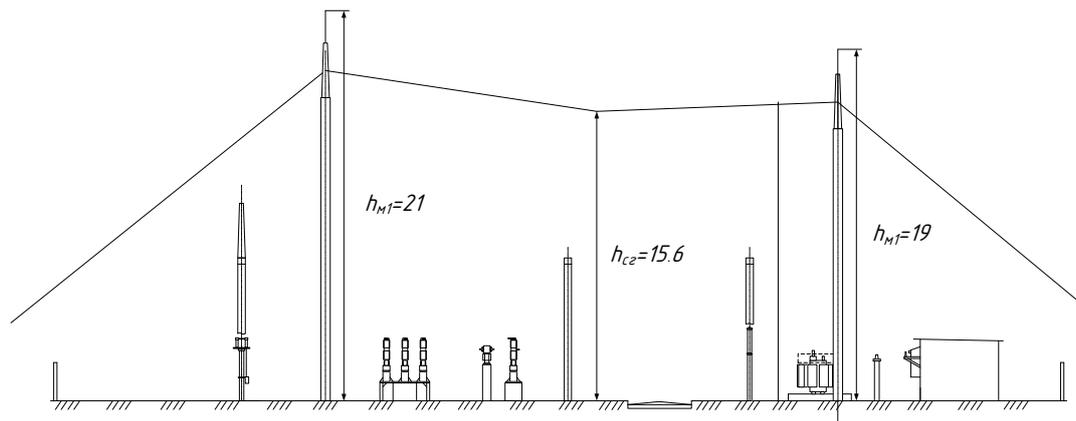


Рисунок 10 - Зоны защиты двух стержневых молниеотводов

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода с высотой  $h$  представляет круговой конус с вершиной на высоте  $h_{\text{эф}} < h$  и радиусом основания  $r_0$  на уровне земли [9].

$$h_{\text{эф}1} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 21 = 17,8 \text{ м}; \quad (117)$$

$$h_{\text{эф}2} = 0,85 \cdot 19 = 0,85 \cdot 21 = 16,1 \text{ м};$$

$$r_{0,1} = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 = (1,1 - 0,002 \cdot 21) \cdot 21 = 22,2 \text{ м}; \quad (118)$$

$$r_{0,2} = (1,1 - 0,002 \cdot h_2) \cdot h_2 = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,2 \text{ м};$$

Устанавливаем два отдельностоящих молниеотвода.

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr} - h_i}{h_{cr}}, \quad (119)$$

где  $h_{cr}$  – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами ;

$r_{c0}$  – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли.

Высота внутренней зоны защиты в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты определяется по формуле:

$$h_{cr} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (120)$$

Для 1 молниеотвода определим:

$$h_{cr1} = 17,85 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 21) \cdot (28 - 21) = 16,6 \text{ м}$$

Для 2 молниеотвода:

$$h_{cr2} = 16,15 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 19) \cdot (28 - 19) = 14,6 \text{ м}$$

Высота внутренней зоны защиты в середине между 1 и 2 молниеотводом равна:

$$h_{cr12} = \frac{h_{cr1} - h_{cr2}}{2} = \frac{16,6 - 14,6}{2} = 15,6 \text{ м} \quad (121)$$

Радиус зоны защиты молниеотвода на высоте  $h$  защищаемых порталов 35кВ:

$$r_{1.1} = r_{0.1} \cdot \left(1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф1}}\right) = 22,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{17,8}\right) = 12,3 \text{ м}, \quad (122)$$

$$r_{2.1} = r_{0.2} \cdot \left(1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф2}}\right) = 20,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{16,1}\right) = 10,2 \text{ м}$$

При расстояниях между молниеотводами  $h < L_{m-m} \leq 2 h$  половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равна:  $r_{c0} = r_0$ .

Границы внутренней области зоны защиты на высоте порталов 35 кВ определяются следующим образом:

$$r_{c1} = r_{c01} \cdot \left( \frac{h_{cr1} - h_{об1}}{h_{cr1}} \right) = 22,2 \cdot \left( \frac{16,6 - 8}{16,6} \right) = 11,5 \text{ м} \quad (123)$$

$$r_{c2} = 20,2 \cdot \left( \frac{14,6 - 8}{14,6} \right) = 9,1 \text{ м}$$

$$r_{c12} = \frac{r_{c1} - r_{c2}}{2} = \frac{11,5 - 9,1}{2} = 10,3 \text{ м} \quad (124)$$

## 9 Оценка надежности сети после реконструкции

Надежность определяется, как свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки. В данном пункте, определение надежности схемы электроэнергетической системы будем проводить аналитическим методом. Данный метод позволяет количественно оценить надежность электрической схемы любой сложности. Он основан на композиции системного анализа и теории вероятностей. Его сущность заключается в определении количественных вероятностных значений показателей надежности, к которым относятся: полное погашение схемы, разрыв транзита, оценка возможных недоотпусков электроэнергии при частичных отказах схемы.

Рассмотрим надёжность ТП 10/0,4 кВ, и подходящих к ней линий, питающейся от центра питания. За расчётную схему принят участок Энергия - ТП 73. Схема замещения участка сети Энергия - ТП 73 в нормальном режиме, представлена на рисунке 10.

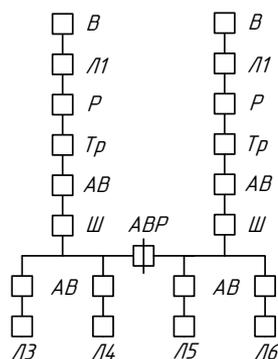


Рисунок 10 - Схема замещения в нормальном режиме

Исходные данные для расчёта даны в таблице 21.

Таблица 37 – Исходные данные для расчёта надёжности

Элемент схемы замещения	Средняя частота устойчивых отказов, $\lambda$	Среднее время восстановления, $t_B, \text{ч}$	Средняя частота плановых отключений, $\lambda_{пл}$	Среднее время планового восстановления, $t_{пл, \text{ч}}$
Выкл. 10 кВ	0,003	11	0,14	8
Разъединитель, 10 кВ	0,01	7	0,166	4
Ав.вык. 0,4 кВ	0,02	4	0,33	10
Линия 0,4 кВ	0,25 на 1 км	2	0,17	5
Линия 10 кВ	0,076 на 1 км	5	0,17	6
Трансф. 10/0,4	0,016	50	0,166	150

Разрезая схему по АВР, получаем две отдельные цепочки, для которых будем проводить расчет. Рассчитаем показатели надёжности для элементов схемы. Средняя частота устойчивых отказов ВЛ 10 кВ определена как модель:

$$\lambda_{ВЛ} = \lambda_{ВЛуст} + \lambda_{ВЛнеуст}, \quad (125)$$

где  $\lambda_{ВЛуст}$  – вероятность отказа при устойчивом КЗ;

$\lambda_{ВЛнеуст}$  – вероятность отказа при неустойчивом КЗ.

$$\lambda_{ВЛуст} = l \cdot \lambda_{ВЛ}, \quad (126)$$

$$\lambda_{ВЛнеуст} = \alpha \cdot \lambda_{ВЛуст}, \quad (127)$$

где  $l$  – длина линии, км,

$\alpha$  – коэффициент средней частоты неустойчивых отказов, [4].

$$\lambda_{БЛ1} = 0,67 \cdot 0,076 + 2 \cdot 0,67 \cdot 0,076 = 0,153,$$

$$\lambda_{БЛ2} = 0,67 \cdot 0,076 + 2 \cdot 0,67 \cdot 0,076 = 0,153,$$

$$\lambda_{БЛ3} = 0,3 \cdot 0,076 + 2 \cdot 0,3 \cdot 0,076 = 0,225,$$

$$\lambda_{БЛ4} = 0,32 \cdot 0,076 + 2 \cdot 0,32 \cdot 0,076 = 0,24,$$

$$\lambda_{БЛ5} = 0,36 \cdot 0,076 + 2 \cdot 0,36 \cdot 0,076 = 0,27,$$

$$\lambda_{БЛ6} = 0,4 \cdot 0,076 + 2 \cdot 0,4 \cdot 0,076 = 0,3.$$

Средняя частота устойчивых отказов выключателя 10 кВ также определена как модель:

$$\lambda_{Б10.модель} = \lambda_{вык.10} + 2 \cdot \lambda_{раз10} \quad (128)$$

$$\lambda_{Б10.модель} = 0,003 + 2 \cdot 0,01 = 0,023.$$

Произведём расчёт показателей надёжности для нормального режима схемы. Определим параметры потока отказов первой и второй цепей, учитывая их преднамеренные отключения, пользуясь следующей формулой:

$$\lambda_c = \sum_{i=1}^n \lambda_i + \lambda_{пр.наиб}, \quad (129)$$

где  $\lambda_{пр.наиб}$  – наибольшая средняя частота плановых отключений цепочки.

Расчёт для первой и второй цепочки:

$$\begin{aligned} \lambda_{c1} &= \lambda_{вык} + \lambda_{Л1} + \lambda_{раз10} + \lambda_{тр10} + \lambda_{ав} + 2 \cdot \lambda_{ав} + \lambda_{Л3} + \lambda_{Л4} + \lambda_{пр.наиб} = \\ &= 0,023 + 0,153 + 0,01 + 0,016 + 0,02 + 2 \cdot 0,02 + 0,225 + 0,24 + 0,166 = 0,893, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \lambda_{c1} &= \lambda_{вык} + \lambda_{Л2} + \lambda_{раз10} + \lambda_{тр10} + \lambda_{ав} + 2 \cdot \lambda_{ав} + \lambda_{Л5} + \lambda_{Л6} + \lambda_{пр.наиб} = \\ &= 0,023 + 0,153 + 0,01 + 0,016 + 0,02 + 2 \cdot 0,02 + 0,27 + 0,3 + 0,166 = 0,998. \end{aligned}$$

Определяем вероятность отказов обеих цепей:

$$q_{ij} = \sum_{i=1}^n \lambda_i \cdot t_{Bi} \quad (130)$$

Так как  $t_{Bi}$ , задано в часах, то его нужно выразить в годах, тогда:

$$t_B^* = \frac{t_B}{8760} \quad (131)$$

Следовательно, вероятности отказа составят:

$$\begin{aligned} q_1 &= \lambda_{\text{вык}} \cdot \frac{t_{\text{е.вык}}}{8760} + \lambda_{\text{л1}} \cdot \frac{t_{\text{е.л1}}}{8760} + \lambda_{\text{раз}} \cdot \frac{t_{\text{е.раз}}}{8760} + \lambda_{\text{мп}} \cdot \frac{t_{\text{е.мп}}}{8760} + \lambda_{\text{ав}} \cdot \frac{t_{\text{е.ав}}}{8760} + \\ &2 \cdot \lambda_{\text{ав}} \cdot \frac{t_{\text{е.ав}}}{8760} + \frac{t_{\text{е.л04}}}{8760} \cdot (\lambda_{\text{л3}} + \lambda_{\text{л4}}) = 0,023 \cdot \frac{11}{8760} + 0,153 \cdot \frac{5}{8760} + 0,01 \cdot \frac{8}{8760} + \\ &+ 0,016 \cdot \frac{50}{8760} + 0,02 \cdot \frac{4}{8760} + 2 \cdot 0,02 \cdot \frac{4}{8760} + \frac{2}{8760} \cdot (0,225 + 0,24) = \\ &= 3,501 \cdot 10^{-4}, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} q_2 &= \lambda_{\text{вык}} \cdot \frac{t_{\text{е.вык}}}{8760} + \lambda_{\text{л2}} \cdot \frac{t_{\text{е.л1}}}{8760} + \lambda_{\text{раз}} \cdot \frac{t_{\text{е.раз}}}{8760} + \lambda_{\text{мп}} \cdot \frac{t_{\text{е.мп}}}{8760} + \lambda_{\text{ав}} \cdot \frac{t_{\text{е.ав}}}{8760} + \\ &2 \cdot \lambda_{\text{ав}} \cdot \frac{t_{\text{е.ав}}}{8760} + \frac{t_{\text{е.л04}}}{8760} \cdot (\lambda_{\text{л5}} + \lambda_{\text{л6}}) = 0,023 \cdot \frac{11}{8760} + 0,153 \cdot \frac{5}{8760} + 0,01 \cdot \frac{8}{8760} + \\ &+ 0,016 \cdot \frac{50}{8760} + 0,02 \cdot \frac{4}{8760} + 2 \cdot 0,02 \cdot \frac{4}{8760} + \frac{2}{8760} \cdot (0,27 + 0,3) = 3,741 \cdot 10^{-4}. \end{aligned}$$

Определим среднее время восстановления каждой цепи:

$$t_{Bc} = \frac{q_c}{\lambda_c} = \frac{q_i}{\lambda_i^*} = \frac{q_i}{\lambda_i - \lambda_{\text{пр.наиб}}} \quad (132)$$

$$t_{B1} = \frac{q_1}{\lambda_1 - \lambda_{\text{пр.наиб}}} = \frac{3,501 \cdot 10^{-4}}{0,893 - 0,166} \cdot 8760 = 4,22 \text{ ч},$$

$$t_{B1} = \frac{q_1}{\lambda_1 - \lambda_{\text{пр.наиб}}} = \frac{3,501 \cdot 10^{-4}}{0,893 - 0,166} \cdot 8760 = 4,22 \text{ ч}.$$

Определим параметр потока отказов системы, состоящей из двух параллельных элементов:

$$\lambda_c = \sum_{i=1}^n \lambda_i \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n (\lambda_j \cdot t_{Bj} + \lambda_{npj} \cdot t_{npj}) \quad (133)$$

$$\lambda_c = 0,893 \cdot 3,741 \cdot 10^{-4} + 0,998 \cdot 3,501 \cdot 10^{-4} + \frac{0,727 \cdot 150 \cdot 0,166 + 0,832 \cdot 150 \cdot 0,166}{8760} = 5,113 \cdot 10^{-3} \text{ 1/год.}$$

Найдём среднюю вероятность состояния отказа системы:

$$q_c = K_{П.С.} = \prod_{i=1}^n \lambda_i \cdot t_{Bi} + \prod_{i=1}^n K_{npj} \cdot \lambda_{npj} \cdot t_{npj} \cdot \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \lambda_i \cdot t_{Bi}, \quad (134)$$

где  $K_{npj}$  – коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого.

$$K_{npj} = 1 - e^{-\bar{t}_{npj} / \bar{t}_{Вэкс}} \quad (135)$$

$$K_{npj1} = 1 - e^{-\bar{t}_{npj1} / \bar{t}_{B2}} = 1 - e^{-150/3,94} = 1, \quad K_{npj2} = 1 - e^{-\bar{t}_{npj2} / \bar{t}_{B1}} = 1 - e^{-150/4,22} = 1.$$

Тогда:

$$q_c = q_1 \cdot q_2 + K_{npj1} \cdot \lambda_{npj1} \cdot t_{npj1} \cdot q_2 + K_{npj2} \cdot \lambda_{npj2} \cdot t_{npj2} \cdot q_1 = 3,501 \cdot 10^{-4} \cdot 3,741 \cdot 10^{-4} + \frac{1 \cdot 0,166 \cdot 150 \cdot 3,741 \cdot 10^{-4} + 1 \cdot 0,166 \cdot 150 \cdot 3,501 \cdot 10^{-4}}{8760} = 2,189 \cdot 10^{-6}.$$

Найдём среднее время безотказной работы системы, и расчётное время безотказной работы:

$$\bar{T}_c = \frac{1}{\lambda_c} \quad (136)$$

$$\bar{T}_p = -\ln(1 - \alpha) \cdot \bar{T}_c \quad (137)$$

$$\bar{T}_c = \frac{1}{5,113 \cdot 10^{-3}} = 195,569 \text{ лет}, \quad \bar{T}_p = \ln(1 - 0.1) \cdot 195,569 = 20,605 \text{ лет}.$$

Среднее время восстановления системы и математическое ожидание недоотпущенной электроэнергии:

$$t_{BC} = \frac{q_c}{\lambda_c} \quad (138)$$

$$W_{нед} = q_c \cdot P_{треб} \cdot T_\Gamma \quad (139)$$

Тогда:

$$t_{BC} = \frac{q_c}{\lambda_c} = \left( \frac{2,189 \cdot 10^{-6}}{5,113 \cdot 10^{-3}} \right) \cdot 8760 = 3,751 \text{ ч},$$

$$W_{нед} = 2,189 \cdot 10^{-6} \cdot (400 \cdot 2 \cdot 0,7 \cdot 0,8) \cdot 8760 = 8,592 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Теперь необходимо оценить надежность системы с учетом АВР. Резервирование замещением называется такое резервирование, при котором резервные элементы включаются только после автоматического отключения отказавших элементов. Резервирование замещением описывается формулой полной вероятности, то есть с учетом АВР:

$$q_c(t) = q(S/A_1A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + q(S/\bar{A}_1A_2) \cdot q(A_1) \cdot p(A_2) + \\ + q(S/A_1\bar{A}_2) \cdot p(A_1) \cdot q(A_2) + q(S/\bar{A}_1\bar{A}_2) \cdot q(A_1) \cdot q(A_2), \quad (140)$$

где  $q(S/A_1A_2)$  – условная вероятность отказа системы при отсутствии отказов аппаратуры;

$q(S/A_1A_2)$  – то же при отказе в отключении отказавшего элемента;

$q(S/A_1A_2)$  – то же при отказе во включении резервного элемента;

$q(S/A_1\bar{A}_2)$  – то же при совпадении отказа в отключении с отказом во включении;

$p(A_1), p(\bar{A}_1)$  – соответственно, вероятность отсутствия отказа и вероятность отказа во включении;

$p(A_2), p(\bar{A}_2)$  – соответственно, вероятность отсутствия отказа и вероятность отказа во включении.

Каждый из потребителей может оказаться присоединенным к одной из секций шин с вероятностью 0,5, поэтому:

$$q(S / \bar{A}_1A_2) = q(S / A_1\bar{A}_2) = q(S / \bar{A}_1\bar{A}_2) = 0,5.$$

Тогда:

$$q(A_1) = q(A_2) = \frac{\lambda_{AB} \cdot t_{B.AB}}{8760} = \frac{0,02 \cdot 4}{8760} = 9,132 \cdot 10^{-6},$$

$$p(A_1) = p(A_2) = 1 - q(A_1) = 1 - 9,132 \cdot 10^{-6} = 1.$$

Тогда формула полной вероятности будет иметь вид:

$$q_{сАВР}(t) = 2,189 \cdot 10^{-6} \cdot 1 \cdot 1 + 0,5 \cdot 9,132 \cdot 10^{-6} \cdot 1 + 0,5 \cdot 9,132 \cdot 10^{-6} \cdot 1 + 0,5 \cdot 2 \cdot 9,132 \cdot 10^{-6} = 2,045 \cdot 10^{-5}.$$

В послеаварийном режиме расчёт будет аналогичен выше изложенному, однако, схема поменяется, и расчёт будет проходить только для одной цепи.

Рассмотрим режим, при котором один из трансформаторов выйдет из строя, и питание будет осуществляться через АВР. Схема замещения электрической сети будет иметь следующий вид:

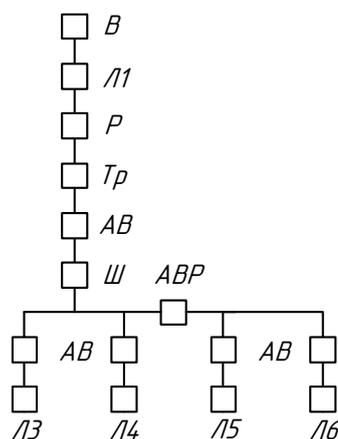


Рисунок 11 - Схема замещения в послеаварийном режиме

Результаты расчёта, для обоих режимов сведены в таблицу 38.

Таблица 38 – Результаты расчета нормального и послеаварийного режима

Показатели	Нормальный режим	Послеаварийный режим
	ТП 73	ТП 73
Параметры потока отказов, $\lambda_c$	0,005113	1,463
Средняя вероятность состояния отказа системы $q_c$	0,000002189	0,0007128
Среднее время безотказной работы, $\bar{T}_c$ , лет	195,5	0,684
Рабочее время безотказной работы, $\bar{T}_p$ , лет	20,6	0,072
Время восстановления системы, $t_{BC}$ , ч	3,75	4,27
Средний недоотпуск электроэнергии, $W_{нед}$ , кВт·час	8,592	2797

По результатам расчёта можно сделать вывод, что система в послеаварийном состоянии склонна к большему числу отказов, высока вероятность отключения какого либо элемента, время, необходимое для ремонта, возрастает, а так же система несет большие убытки от недоотпуска электроэнергии.

## 10 Релейная защита

### 10.1 Общие принципы построения защит

Релейная защита содержит три части: измерительную, логическую и выходную. В измерительную часть входят измерительные и пусковые органы

защиты, которые воздействуют на логическую часть при отклонении электрических параметров (тока, напряжения, мощности, сопротивления) от значений, предварительно заданных для защищаемого объекта.

Логическая часть состоит из отдельных переключающих элементов и органов выдержки времени, которые при определенном действии (срабатывании) измерительных и пусковых органов в соответствии с заложенной в логическую часть программой запускают выходную часть.

Выходная часть связывает релейную защиту с цепями управления коммутационными аппаратами (выключателями) и устройствами передачи команд по каналам связи и телемеханики. Выходные органы защиты имеют на выходе переключающие элементы достаточной мощности, обеспечивающие работу цепей управления.

До последнего времени все органы релейной защиты выполнялись только с помощью электромеханических реле. Такая аппаратура устарела и нуждается в замене. На ней трудно добиться высокой точности, быстродействия, выполнить сложные характеристики. Для поддержания рабочего состояния защиты требуются значительные трудозатраты на техническое обслуживание. Аппаратура занимает много места и требует большого количества электротехнических материалов. Значительное потребление энергии требует мощных источников питания оперативным током, а также большой мощности измерительных трансформаторов тока и напряжения. Нередко новые требования к релейной защите не могут быть удовлетворены из-за несовершенства аппаратуры, содержащей электромеханические устройства.

Основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше микроэлектронных, а тем более электромеханических. В частности, эти преимущества заключаются в следующем:

– повышении аппаратной надежности, массы и габаритов устройств благодаря существенному уменьшению числа используемых блоков и соединений;

- существенном повышении удобства обслуживания и возможности сокращения обслуживающего персонала;
- расширении и улучшении качества защитных функций (чувствительности, селективности, статической и динамической устойчивости функционирования);
- возможности непосредственной регистрации процессов и событий и анализа возникших в энергосистеме повреждений;
- принципиально новых возможностей управления защитой и передачи от нее информации на географически удаленные уровни управления;
- технологичности производства.

## 10.2 Защита силовых трансформаторов ТЗ и Т4

В обмотках трансформаторов могут возникать КЗ между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня мас-ла, повышение его температуры.

Согласно ПУЭ требуются следующие защиты для трансформатора:

- Защита от внутренних повреждений для трансформаторов менее 4МВА - максимальная защита и токовая отсечка, для трансформаторов большей мощности дифференциальная защита.
- Защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН - газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал и отключение.
- Защита от внешних коротких замыканий - максимальная защита с блокировкой по напряжению или без нее. Она же используется как резервная защита трансформаторов от внутренних повреждений.

– Защита от однофазных коротких замыканий на сторонах трансформатора с глухозаземленной нейтралью.

– Защита от перегрузки с действием на сигнал. В ряде случаев, на ПС без обслужи-вающего персонала, защита от перегрузки выполняется с действием на разгрузку или на отключение.

На подстанции Энергия 4 трансформатора, рассматриваем только два трансформатора 35/10 кВ мощностью 10000 кВА. Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Сириус-Т».

### 10.3 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{ном.Н}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.Н}}}, \quad (141)$$

Где  $S_{\text{ном.тр}}$  – номинальная мощность трансформатора;

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

Номинальные токи трансформатора Т3 и Т4 на ПС Энергия равны:

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 525 \text{ А}$$

При протекании в обмотках силового трансформатора номинального тока на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме:

$$I_{\text{ном.втор.Н}} = \frac{I_{\text{ном.Н}} \cdot I_{\text{н.ТТ.В}}}{I_{\text{н.ТТ.П}}} = \frac{I_{\text{ном.Н}}}{K_{\text{тр.ТТ.Н}}}, \quad (142)$$

где  $K_{\text{тр.ТТ.Н}} = I_{\text{н.ТТ.П}} / I_{\text{н.ТТ.В}}$  – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока стороны N;

$I_{н.т.т.п}$ ,  $I_{н.т.т.в}$  – первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока стороны N.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{тр.т.т.вн} = 200 / 5 = 40$$

$$K_{тр.т.т.нн} = 600 / 5 = 120$$

$$I_{ном.втор.вн} = \frac{165}{40} = 4,125 \text{ А}$$

$$I_{ном.втор.нн} = \frac{525}{120} = 4,3 \text{ А}$$

При выборе рабочего ответвления токового входа терминала, к которому подключаются вторичные цепи трансформатора тока, должно выполняться условие по максимальному коэффициенту цифрового выравнивания, который должен быть менее пяти и более 0,5.

$$0,5 \leq K_{тр.т.т.н} \leq 5$$

$$I_{ном.вн} = 4,125 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

$$I_{ном.нн} = 4,3 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

#### 10.4 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на выводах. Должно быть обеспечено несрабатывание защиты при бросках тока намагничивания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ))

– дифференциальный орган с торможением;

– дифференциальную токовую отсечку (ДТО).

Дифференциальную защиту трансформатора необходимо отстраивать от максимального тока небаланса и от бросков тока намагничивания.

Отстройка от броска тока намагничивания обеспечивается с помощью торможения от блокировки по второй гармонике и блокировки по форме тока.

Тормозная характеристика чувствительной ступени ДЗТ-2 изображена на рисунке 12. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к базисному току стороны ВН.

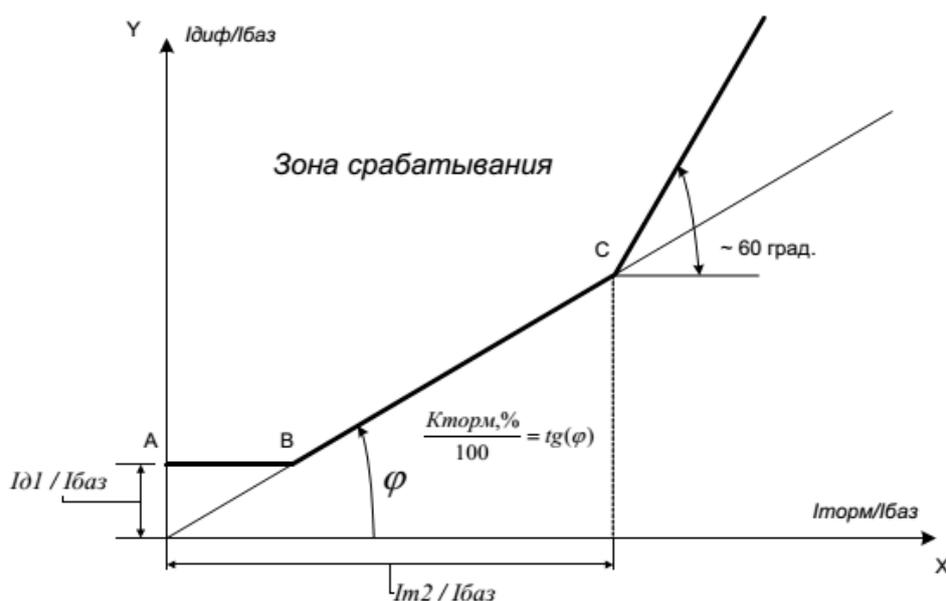


Рисунок 12 – Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением)

Тормозная характеристика определяется уставками:

$I_{д1}/I_{ном.ВН}$  – минимальный дифференциальный ток (отнесенный к  $I_{баз}$ ) срабатывания;

$K_{торм, \%}$  – коэффициент торможения второго участка характеристики;

$I_{т2}/I_{ном.ВН}$  – точка второго излома характеристики.

В качестве базисного тока в устройстве принято значение уставки  $I_{ном.ВН}$ .

Характеристика имеет три участка:

Участок 1 (отрезок А- В): точка В (точка первого излома характеристики) получается как пересечение уставки ДЗТ-2 –  $I_{д1}/I_{ном.ВН}$  с прямой, проходящей

через начало координат и точку С. На данном участке дифференциальный ток, необходимый для отключения, постоянный.

Участок 2 (между точками В и С): точка С определяется двумя уставками наклоном прямой ДЗТ-2 –  $K_{\text{торм}}$ , % и ДЗТ-2 –  $I_{T2}/I_{\text{ном.ВН}}$ .

Участок 3 (правее точки С): начало лежит в точке С, наклон участка постоянен и равен 60 градусам.

Значение  $I_{\text{дл}}/I_{\text{ном.ВН}}$  выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора:

$$I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}, \quad (143)$$

где  $K_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,2.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока

$$I_{\text{нб.расч}} = I'_{\text{нб.расч}} + I''_{\text{нб.расч}} + I'''_{\text{нб.расч}}, \quad (144)$$

$$I'_{\text{нб.расч}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (145)$$

$$I''_{\text{нб.расч}} = \Delta U \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (146)$$

$$I'''_{\text{нб.расч}} = f_{\text{выр}} \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (147)$$

где  $I'_{\text{нб.расч}}$  – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного трансформатора тока;

$k_{\text{пер}}$  – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие аperiodической составляющей), рекомендуется принимать 1,0 согласно /4/;

$k_{\text{одн}}$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0;

$\varepsilon$  – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока.  
Рекомендуется принимать равной 0,05;

$I''_{\text{нб.расч}}$  – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

$\Delta U$  – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

$I'''_{\text{нб.расч}}$  – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$f_{\text{выр}}$  – погрешность выравнивания токов плеч терминале защиты, принимается равным 0,03;

$I^*_{\text{расч}}$  – относительное значение периодической составляющей тока, проходящего через защищаемую зону при трехфазном КЗ.

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 12,91 = 0,49 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания равен:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,2 \cdot 0,24 = 0,59 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения  $K_{\text{торм}}$  должен обеспечивать несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики. Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АПВ питающих линий.

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1 - 0,5 \cdot 0,49 = 0,76 \quad (148)$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} / K_{\text{сн.т.}} \quad (149)$$

$$K_{\text{торм}} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,49 / 0,76 = 77\%$$

Вторая точка излома тормозной характеристики  $I_{T2}/I_{\text{баз}}$  определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ( $I_T/I_{\text{баз}}=1$ ), режим допустимых длительных перегрузок ( $I_T/I_{\text{баз}}=1,3$ ). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется принимать уставку равную  $I_{T2}/I_{\text{баз}} = 1,5 - 2$ .

#### 10.5 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) служит для мгновенного отключения больших токов повреждения в зоне действия защиты.

Уставка ДТО отстраивается:

- от бросков тока намагничивания;
- от максимального тока небаланса при КЗ.

$$I_{\text{дто}} \geq 6$$

$$I_{\text{дто}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч*}}$$

где  $k_{\text{отс}}=1,5$  – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб.расч*}}$  – расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

При расчете  $I_{\text{нб.расч*}}$  коэффициент переходного режима рекомендуется принимать равным 3÷4. Величина  $I_{\text{расч*}}$  принимается равной току (в относительных единицах), проходящему через защищаемую зону при расчетном трехфазном КЗ на стороне, где рассматривается повреждение. Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении,

соответствующем, как правило минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 12,91 = 2,65 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,25 \cdot 2,65 = 3,31 \text{ о.е.}$$

Выбираем  $I_{\text{дто}} = 3,5 \text{ о.е.}$

### 10.6 Выбор уставок максимальной токовой защиты

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{зап}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (150)$$

где  $K_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{\text{зап}}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5. Согласно [23] для городских сетей общего назначения:  $K_{\text{зап}}=2,5$ ;

$K_{\text{в}}$  – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{\text{раб.макс}}$  – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Первая ступень используется в качестве токовой отсечки без пуска по напряжению и без органа направления мощности.

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 92,38 = 307,92 \text{ А}$$

Ток срабатывания на стороне НН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 420 = 979,75 \text{ A}$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающем наименьшее значение этого тока, по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз,мин}}}{I_{\text{уст}}}, \quad (151)$$

где  $I_{\text{кз,мин}}$  – минимальное значение тока в месте установки защиты, при расчетном виде КЗ;

$I_{\text{уст}}$  – принятое значение тока срабатывания.

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

Согласно ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,5 для МТЗ, установленной на стороне НН трансформатора, и не менее 1,2 для МТЗ, установленной на стороне ВН.

$$K_{\text{ч}} = \frac{4,25 \cdot 10^3}{308} = 13,81, > 1,2$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3,79 \cdot 10^3}{979,75} = 3,87 > 1,5$$

Выбор и результаты релейной защиты приведены на 6 листе графической части выпускной квалификационной работы.

## **11 Безопасность и экологичность**

### **11.1 Безопасность**

#### **11.1.1 Общие сведения**

При реконструкции трансформаторных подстанций, линий электропередачи и других электроэнергетических объектов важнейшей задачей в комплексе реконструкция является обеспечение безопасности использование всех вышеперечисленных объектов человеком. Для этого необходимо строго соблюдать требования ПУЭ.

Расстояние от СИП ВЛ 0,4 кВ до поверхности земли проезжей части улиц при наибольшей расчетной стреле провеса должно быть не менее 5,5 м, а расстояние до поверхности непроезжей части улиц при наибольшей стреле провеса СИП – не менее 4 м, в соответствии с [14].

Расстояние от СИП ВЛ 0,4 кВ до тротуаров и пешеходных дорожек при пересечении непроезжей части улиц ответвлениями от магистрали к вводам должно быть не менее 3,5 м. Расстояние от поверхности земли до СИП перед вводом должно быть не менее 2,5 м, в соответствии с [14].

В сетях с изолированной нейтралью крюки и штыри фазных проводов, устанавливаемые на железобетонных опорах, а также арматура этих опор должны быть заземлены. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 50 Ом. Заземляющие проводники должны иметь диаметр не менее 6 мм. В населенной местности с одно и двухэтажной застройкой ВЛ, не экранированные промышленными дымовыми и другими трубами, высокими деревьями, зданиями и т. п., должны иметь заземляющие устройства, предназначенные для защиты от грозных перенапряжений. Сопротивления этих заземляющих устройств должны быть не более 30 Ом, а расстояния между ними не более 200 м для районов с числом грозных часов в году до 40; 100 м для районов с числом грозных часов в году более 40, в соответствии с [15].

Кроме того, заземляющие устройства должны быть выполнены на опорах с ответвлениями к вводам в помещения, в которых может быть сосредоточено большое количество людей (школы, ясли, больницы и т.п.), или которые представляют большую хозяйственную ценность (животноводческие помещения, склады, мастерские и пр.). Также заземление устанавливается на конечных опорах линий, имеющих ответвления к вводам, при этом наибольшее

расстояние от соседнего защитного заземления этих же линий должно быть не более 100 м для районов с числом грозových часов в году от 10 до 40 и 50 м для районов с числом грозových часов в году более 40.

Трансформаторные подстанции также должны удовлетворять технике безопасности в соответствии с ПУЭ. Присоединение трансформатора к сети высшего напряжения должно осуществляться при помощи предохранителей и разъединителя, управляемого с земли. Привод разъединителя должен запирается на замок. Трансформатор должен быть установлен на высоте не менее 4,5 м, считая от земли до токоведущих частей. Для обслуживания подстанций на высоте не менее 3 м должна быть устроена площадка с перилами. Для подъема на площадку рекомендуется применять лестницы с устройством, заблокированным с разъединителем и запрещающим подъем по лестнице при включенном разъединителе. Части, остающиеся под напряжением при отключенном положении разъединителя, должны находиться на высоте не менее 2,5 м от уровня площадки обслуживания для подстанций 10 кВ в соответствии с [14].

Щиток низшего напряжения подстанции должен быть заключен в шкаф. Для отключения трансформатора со стороны низшего напряжения должен быть установлен аппарат, обеспечивающий видимый разрыв. Электропроводка между трансформатором и щитком, а также между щитком и ВЛ низшего напряжения должна быть защищена от механических повреждений (трубой, швеллером и т.п.). Расстояние от земли до изоляторов вывода на ВЛ до 1 кВ должно быть не менее 4 м.

По условию пожарной безопасности подстанция должна быть расположена на расстоянии не менее 3 м от зданий I, II и III степеней огнестойкости и 5 м от зданий IV и V степеней огнестойкости, в соответствии с [18]. На подстанциях 10/0,4 кВ устанавливаются масляные трансформаторы герметичного исполнения, типа ТМГ. Герметичные трансформаторы серии ТМГ имеют гофрированные баки, полностью исключаящие контакт трансформаторного масла с окружающей средой. Расширитель у герметичных

распределительных трансформаторов отсутствует, поскольку температурные изменения объема масла компенсируются упругой деформацией гофрированных стенок бака. В течение всего срока службы трансформатора масло практически не меняет своих свойств.

Ввиду отсутствия непосредственного соприкосновения масла с кислородом воздуха, старение изоляции в герметичных трансформаторах существенно замедлено.

Все трансформаторные подстанции должны быть оборудованы необходимыми защитами, и заземлены в соответствии с ПУЭ. Для подстанций напряжением 6-10/0,4 кВ должно быть выполнено одно общее заземляющее устройство, к которому должны быть присоединены:

- 1) нейтраль трансформатора на стороне напряжением до 1 кВ;
- 2) корпус трансформатора;
- 3) металлические оболочки и броня кабелей напряжением до 1 кВ и выше;
- 4) открытые проводящие части электроустановок напряжением до 1 кВ и выше;
- 5) сторонние проводящие части.

Вокруг площади, занимаемой подстанцией, на глубине не менее 0,5 м и на расстоянии не более 1 м от края фундамента здания подстанции или от края фундаментов открыто установленного оборудования должен быть проложен замкнутый горизонтальный заземлитель (контур), присоединенный к заземляющему устройству.

Сопротивление заземляющего устройства, используемого для защитного заземления открытых проводящих частей, должно соответствовать условию:

$$R \leq \frac{U_{np}}{I}, \quad (152)$$

где  $R$  – сопротивление заземляющего устройства, Ом;

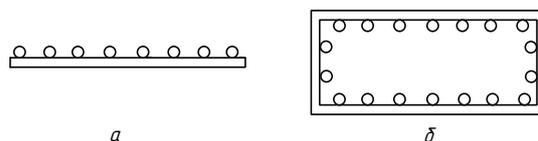
$U_{np}$  – напряжение прикосновения, значение которого принимается равным 50 В;

$I$  – полный ток замыкания на землю, А.

Как правило, не требуется принимать значение сопротивления заземляющего устройства менее 4 Ом. Допускается сопротивление заземляющего устройства до 10 Ом, если соблюдено приведенное выше условие, а мощность трансформаторов не превышает 100 кВА, в том числе суммарная мощность трансформаторов, работающих параллельно. При мощности выше 100 кВА допускаемое сопротивление заземлителя 4 Ом, в соответствии с [18].

### 11.1.2 Расчёт контура заземления

Поскольку заземление является наиболее важной мерой для защиты людей от поражения электрическим током, то рассчитаем защитное заземление на трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ. Поскольку все трансформаторные подстанции выполнены в виде КТП проходного или тупикового киоскового типа, из оцинкованной стали, то особых мер по защите от ударов молнии не требуется, а оцинкованный корпус соединяется с контуром заземления. Главным параметром защитного заземления является: допускаемая величина сопротивления заземляющего устройства, т.е. того сопротивления, которое оказывает току замыкание на землю, грунт, находящийся в зоне растекания. Электроды заземлителей могут располагаться в ряд или по контуру.



*а – расположение электродов в ряд; б – расположение электродов по контуру.*

Рисунок 13 – Пример расположения электродов

Схема заземляющего устройства представлена на следующем рисунке 14.

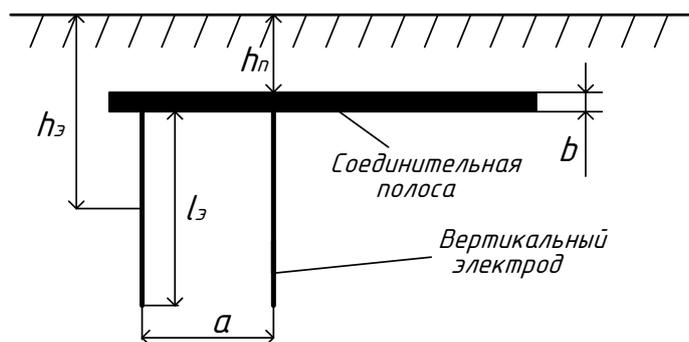


Рисунок 14 – Сема заземляющего устройства

В качестве исходных данных выбираем трубчатые электроды диаметром 4 см, длиной 2м, глубина залегания электрода 150 см. Ширина соединительной полосы 4 см, глубина залегания полосы 50 см, а длина соединительной полосы равна для однотрансформаторной ТП 1440 см, для двухтрансформаторной ТП 1730 см, исходя из габаритов. Грунт – суглинок,  $\rho = 1 \cdot 10^4 \text{ Ом} \cdot \text{см}$ . Электроды располагаем по контуру подстанции.

Методика расчёта следующая. Сначала необходимо определить сопротивление одного выбранного электрода, по формуле (2).

$$r_э = \frac{0,366 \cdot \rho \cdot K_B}{l_э} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot l_э}{d_э} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot h_э + l_э}{4 \cdot h_э - l_э} \right), \quad (153)$$

где  $l_э$  – длина электрода;

$d_э$  – диаметр электрода;

$h_э$  – глубина залегания электрода.

После определяется число электродов по формуле:

$$n = \frac{r_э}{r_з} \quad (154)$$

Определяем коэффициент использования, коэффициент использования определяется в зависимости от расположения электродов и находится с

помощью таблицы [24]. После находится уточнённое число электродов с помощью коэффициента использования.

$$n = \frac{r_3}{r_3 \cdot \eta} \quad (155)$$

После находится длина и сопротивление соединительной полосы, по формулам.

$$l_n = a \cdot n_3 \quad (156)$$

$$r_n = \frac{0,366 \cdot \rho \cdot K_r}{l_n} \cdot \lg \left( \frac{2 \cdot l_n^2}{h_{II} \cdot b} \right) \quad (157)$$

Определяем коэффициент использования полосы, по таблице [23], и находим сопротивление заземления:

$$r_{\Sigma} = \frac{r_3 \cdot r_n}{r_3 \cdot \eta_n + r_n \cdot \eta_3 \cdot n} \quad (158)$$

Расчёт должен удовлетворять условию  $r_{\Sigma} \leq r_3$ , в нашем случае суммарное сопротивление заземления не должно превышать 4 Ом, в соответствии [14].

Приведём пример расчёта ТП 10/0,4 кВ:

$$r_3 = \frac{0,366 \cdot 1 \cdot 10^4 \cdot 2}{200} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot 200}{4} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 150 + 200}{4 \cdot 150 - 200} \right) = 78,709 \text{ Ом},$$

$$n_3 = \frac{78,709}{4} = 19,677 \text{ шт.},$$

$$n_3 = \frac{78,709}{4 \cdot 0,72} = 28 \text{ шт.}$$

Поскольку длина соединительной полосы известна, то определим расстояние между электродами, тогда:

$$a = \frac{l_n}{n_3} = \frac{1440}{28} = 51,429 \text{ см}$$

Определяем сопротивление полосы, и общее сопротивление заземления:

$$r_n = \frac{0,366 \cdot 1 \cdot 10^4 \cdot 4,5}{1440} \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 1440^2}{50 \cdot 4}\right) = 49,373 \text{ Ом},$$

$$r_{\Sigma} = \frac{78,709 \cdot 49,373}{78,709 \cdot 0,4 + 49,373 \cdot 0,72 \cdot 28} = 3,785 \text{ Ом}.$$

Так как 3,785 меньше чем 4 Ом, следовательно расчёт выполнен верно.

## 11.2 Экологичность

Согласно закону Российской Федерации «Об охране окружающей среды» от 1992 года, «при размещении, проектирования, реконструкции в энергетике, при прокладке линий должны выполняться требования экологической безопасности и охраны здоровья населения. Нарушение указанных требований влечет за собой приостановление до устранения недостатков, либо полное прекращение деятельности по размещению, проектированию, реконструкции вредных экологических объектов в соответствии с предписанием специально на то уполномоченных государственных органов Российской Федерации в области охраны окружающей среды.

Согласно СанПиН № 2971-84 «Защита населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты», защита населения от воздействия электрического поля воздушных линий 220 кВ и ниже удовлетворяющих требованиям ПУЭ не требуется. При проектировании электрических сетей, в состав которых входят воздушные и кабельные линии электропередачи и понижающие подстанции, площадь полосы земли вокруг внешнего контура опоры для линии электропередачи напряжением 0,4 кВ и 10 кВ принята 1м.

Передача и распределение электроэнергии на напряжении 0,38 – 110 кВ является безотходным процессом и не сопровождается вредными выбросами в окружающую среду (как воздушную, так и водную), а уровень шума и вибрации, не достигает высоких значений.

Вредное действие магнитного поля на живые организмы, и в первую очередь на человека, проявляется только при очень высоких напряжениях. В данной работе отсутствуют линии СВН и УВН, а линии 10 и 0,4 кВ не оказывают негативного воздействия на человека.

Трансформаторы могут являться источником постоянного шума механического происхождения. Механический шум излучается баком трансформатора и в основном зависит от типовой мощности трансформатора. Для защиты населения от шума решающее значение имеют санитарно – гигиенические нормативы допустимых уровней шума, поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

Допустимые уровни шума на территории, непосредственно прилегающей к жилым домам, зданиям поликлиник, домов отдыха, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек следует принять по таблицам СНиП 23-03-2003, [1].

Произведём расчёт минимального защитного расстояния от трансформаторной подстанции до селитебной зоны, для защиты от шумового загрязнения. Мощность трансформаторов на подстанции 4000 кВА. Эквивалентный уровень звука, для селитебной зоны с 7<sup>00</sup>, до 23<sup>00</sup> равен 55 дБА, а с 23<sup>00</sup> до 7<sup>00</sup> – 45 дБА. Расчётная схема изображена на следующем рисунке 15.

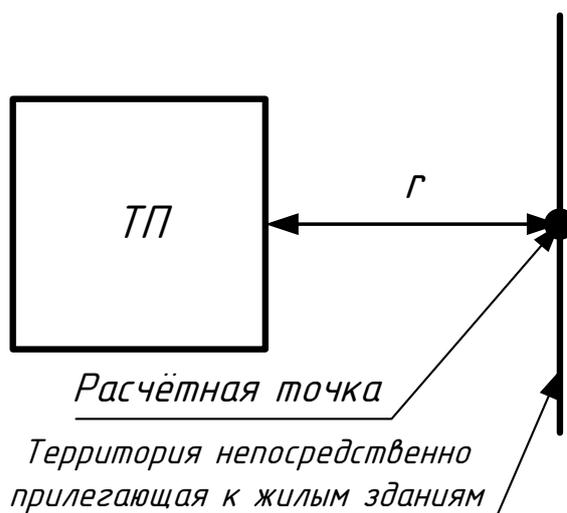


Рисунок 15 – Расположение подстанции вблизи жилой застройки

Определяем уровень звуковой мощности от трансформаторов установленных на подстанции, так как подстанция двухтрансформаторная, то необходимо найти уровень звуковой мощности, излучаемый двумя трансформаторами.

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0.1 \cdot DU_{LA}} \quad (159)$$

Минимальное расстояние  $r_{\min}$ , необходимое для выполнения защиты населения от шума, определяется по формуле:

$$r_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0.1 \cdot (L_{WA\Sigma} - DU_{LA})}}{2 \cdot \pi}} \quad (160)$$

где  $DU_{LA}$  - скорректированный уровень звуковой мощности трансформатора составляет  $L_{TP} = 68$  дБА

Приведём пример расчёта для ТП.

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg \left( \sum_{i=1}^2 10^{0.1 \cdot 68} \right) = 71,01 \text{ дБА},$$

$$r_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(71,01-45)}}{2 \cdot \pi}} = 7,96 \text{ м.}$$

Согласно плану реконструируемой части города Зeya минимальное расстояние от ТП до жилой зоны составляет 25 м, а это на много больше, чем расчётная величина, следовательно, результаты расчёта удовлетворяют необходимым условиям.

Согласно требованиям СНиП 2.07.01-89\* «Градостроительство, планировка и застройка городских и сельских поселений» при размещении отдельно стоящих ТП (РТП) 6-20 кВ с двумя трансформаторами до 1000 кВА расстояние до окон жилых и общественных зданий должно быть не менее 10 м. Аналогичное требование содержится в для условия обеспечения допустимого уровня шума при работе трансформаторов. Подстанции 10/0,4 кВ расположены согласно данному требованию. Самая близкорасположенная ТП показана на рисунке 16.

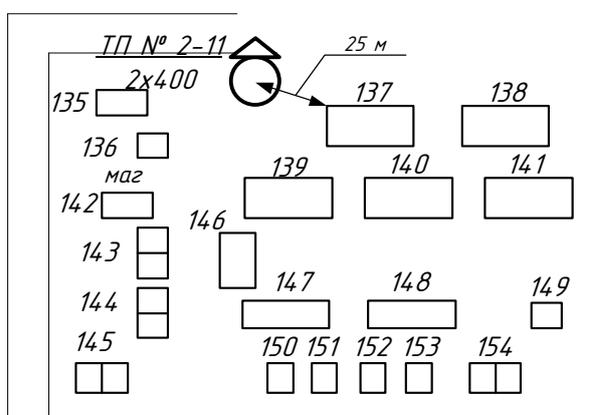


Рисунок 16 – Расположение подстанции возле жилых домов

### 11.3 Чрезвычайные ситуации

В процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования могут возникать различные непредвиденные ситуации, которые могут привести к тяжелым последствиям. Одной из многих опасных ситуаций может быть возникновение пожара вводов и электропроводки зданий и сооружений.

Вводом от ВЛ называется электропроводка, соединяющая ответвление от воздушной линии электропередачи с внутренней электропроводкой, от

изоляторов, установленных на наружной поверхности (стене, крыше ) здания или сооружения, до зажимов вводного устройства. Ответвлением от ВЛ к вводу называется участок проводов от опоры ВЛ до ввода. Для обеспечения пожарной безопасности во время монтажа и эксплуатации вводов необходимо выполнять определенные меры. Для ответвлений от ВЛ к вводам допускается применение неизолированных и изолированных проводов определенных сечений и определенной длины ответвлений от ВЛ к вводам. Так при длине ответвления до 25 метров сечение провода должно быть не менее 16 мм<sup>2</sup> провод алюминиевый или из его сплавов. В бакалаврской работе для вводов в здания применяются самонесущие изолированные провода СИП4, типа «Аврора» и «Торсада». По сравнению с традиционным выполнением вводов неизолированными проводами устройство вводов указанными изолированными проводами имеет ряд преимуществ:

Исключается схлестывание проводов, а следовательно короткие замыкания между ними.

Повышается безопасность, и сокращаются случаи электротравматизма в зоне устройства вводов в здания.

Материал жилы провода – алюминий. Изоляция – атмосферостойкий стабилизированный полиэтилен, не поддерживающий горения, обладающий защитными свойствами от солнечной радиации (ультрафиолетового излучения) и воздействия озона. Обладает влагонепроницаемостью, высокой диэлектрической жесткостью и обеспечивает механическую прочность при температурах от минус 40 до плюс 80 С°. Вводы в здания выполняются через стены в изоляционных трубах таким образом, чтобы вода не могла скапливаться в проходе и проникать внутрь здания. Вводы в многоэтажные жилые здания, а также здания обслуживания населения, выполнены трёхжильным кабелем сечением не менее 35 мм<sup>2</sup>, что необходимо по условиям механической прочности. Кабель типа ААБЛУ, с бронёй из стальных проволок, что также затрудняет его повреждение. Кабель прокладывается в траншеях на глубине 0,7 м, от поверхности земли.

К чрезвычайным ситуациям, которые могут произойти в распределительном устройстве можно отнести следующие:

Разрушение опорных колонок разъединителя;

Взрыв трансформатора тока;

Разрушение масляного выключателя;

Пожар кабельных линий.

Для предотвращения данных ситуаций на подстанциях установлено современное оборудование, вакуумные выключатели, сухие трансформаторы, и прочее безмаслянное оборудование.

Питание населённых пунктов реконструируемых в данной работе, осуществляется от подстанции Энергия, на которых установлены масляные трансформаторы, и на которых может возникнуть пожароопасная ситуация.

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов. При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться «Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций».

Порядок тушения пожара на энергообъекте:

1) Первый, заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия

персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами ОРУ и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта. Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара

горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов – отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные или углекислотные-бромэтиловые огнетушители, а также распыленную воду. В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной бакалаврской работе произведена реконструкция системы электроснабжения части города Зея.

В бакалаврской работе выполнены следующие основные задачи:

- дана характеристика электрических сетей и реконструируемой подстанции;

- дана оценка состояния электрической системы г. Зея;

- расчет нагрузок коммунально-бытовых потребителей;

- выбраны мощность и тип ТП 10/0,4 кВ;

- выбран оптимальный вариант реконструкции электрической сети;

- произведена замена неизолированных проводов ВЛ на изолированные СИП, которые обеспечивают высокую надежность электроснабжения и безопасность обслуживающего персонала и населения;

- выполнена реконструкция ПС Энергия, а именно замена силовых трансформаторов;

- произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, а также для расчета и проверки уставок устройств релейной защиты и автоматики;

- проанализированы все опасные вредные факторы, которые могут действовать при реализации проекта, а также при эксплуатации электрической сети. Произведен расчет шума создаваемого от трансформаторов ТП;

Таким образом разработан вариант реконструкции электрической сети обеспечивающий эффективное и надежное электроснабжения потребителей части города Зея.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ГОСТ 12.2.024-87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.
2. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 47 с.
3. Дмитриев М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ. М.В. Дмитриев. – СПб.: 2007. –57 с.
4. Савина Н.В. «Теория надежности в электроэнергетике » [Текст]: учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 214 с..
5. Макаров Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110 1150 кВ. Т.2. Москва , 2003.- 398с.
6. Мясоедов Ю. В. «Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения с распределенной генерацией» [Текст] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 117 с.
7. Мясоедов. Ю.В., Савина Н. В., Ротачева А.Г., «Электрическая часть станций и подстанций». Благовещенск 2013.- 106 с.
8. Мясоедов. Ю.В., Мясоедова. Л.А., Подгурская. И.Г., «Электроснабжение городов часть 1». Благовещенск 2007.- 192 с.
9. Савина. Н.В., Проценко. П.П., «Техника высоких напряжений». Благовещенск 2015.- 105 с.
10. Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках 153-34.03.603-2003.
11. Повзик Я. С. Пожарная тактика. – М.: ЗАО «СПЕЦТЕХНИКА», 2004. - 416 с.

12. Приказ от 30 декабря 2008 г. № 326 Министерства энергетики Российской Федерации с изменениями от 2010 года занесенные приказом №36.
13. Приказ Минпромэнерго РФ от 23.06.2015 № 380. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии.
14. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. М.: НЦ ЭНАС., 2013.
15. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 184 с.
16. Приказ ФСТ России № 1747/17 от 19.12.2017г. Об утверждении предельных уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии по субъектам Российской Федерации на 2018 год
17. РД-34-20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей.
18. РД 153-34.0-49.101-2003. Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий.
19. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. –М.: Издательский центр «Академия», 2005.–448с.
20. СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве.
21. СП 31-110-2003. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий
22. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012.– 320с.
23. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – Спб.: ПЭИПК, 2003. –4-е изд., перераб. и доп. – 350 стр., ил.

24. Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров  
МЭВ.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.