

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО  
«Сибирский федеральный университет»  
институт  
«Электроэнергетика»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
Г. Н. Чистяков  
подпись инициалы, фамилия  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
код – наименование направления

Реконструкция схемы электроснабжения жилого массива Завидное  
с. Кайбалы в границе улиц Ярославская-Арбатская  
тема

Руководитель \_\_\_\_\_  
подпись, дата

доцент каф. ЭЭ, к.т.н.  
должность, ученая степень

Н.В. Дулесова  
инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

К.О. Пахтаев  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер \_\_\_\_\_  
подпись, дата

И.А. Кычакова  
инициалы, фамилия

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт –  
филиал ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»  
институт

«Электроэнергетика»  
Кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Г.Н.Чистяков  
подпись    инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021г.

**ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ  
в форме бакалаврской работы**

Студенту \_\_\_\_\_ Пахтаеву Константину Олеговичу \_\_\_\_\_

(фамилия, имя, отчество)

Группа ХЭН-17-01(17-1) Направление \_\_\_\_\_ 13.03.02 \_\_\_\_\_

(код)

\_\_\_\_\_ «Электроэнергетика и электротехника» \_\_\_\_\_

(наименование)

Тема выпускной квалификационной работы Реконструкция схемы электроснабжения жилого массива Завидное с. Кайбалы в границе улиц Ярославская-Арбатская

Утверждена приказом по университету №243 от 23.04.2021г.

Руководитель ВКР: Н.В. Дулесова, доцент каф. «Электроэнергетика», к.т.н

(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР генеральный план схемы электроснабжения жилого массива Завидное с. Кайбалы Муниципального образования «Алтайский район Белоярского сельсовета РХ»

Перечень разделов ВКР:

Введение

1 Теоретическая часть

2 Аналитическая часть

3 Выбор расположения трансформаторных подстанций

4 Выбор проводов в сети 0,4 кВ и определение потерь мощности и активной энергии

5 Расчет схем распределительной сети 10 кВ

6 Выбор оборудования

8 Проверка оборудования по токам короткого замыкания

9 Анализ качества напряжения сети и расчет отклонения напряжения для характерных электроприемников

Заключение

Список используемых источников

Перечень графического материала:

1. Генеральный план схемы электроснабжения жилого массива Завидное с. Кайбалы в границе улиц Ярославская-Арбатская на стороне 0,4 кВ

2. Генеральный план схемы электроснабжения жилого массива Завидное с. Кайбалы в границе улиц Ярославская-Арбатская на стороне 10 кВ

3. Однолинейная схема электроснабжения жилого массива Завидное с. Кайбалы в границе улиц Ярославская-Арбатская

Руководитель ВКР

\_\_\_\_\_

подпись

/Н.В. Дулесова  
инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_

подпись

/К.О.Пахтаев  
инициалы, фамилия

26 марта 2021 г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Реконструкция схемы электроснабжения жилого массива Завидное с. Кайбалы в границе улиц Ярославская-Арбатская» содержит 52 страницы текстового документа, 25 использованных источников, 3 листа графического материала.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ОБОРУДОВАНИЕ, КАЧЕСТВО,  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ, НАДЕЖНОСТЬ, ЭКОНОМИЧНОСТЬ,  
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ.

Объектом исследования является – жилой массив Завидное с. Кайбалы Муниципального образования «Алтайский район Белоярского сельсовета РХ».

Целью выполнения выпускной квалификационной работы является реконструкция схемы электроснабжения жилого массива Завидное с. Кайбалы в границе улиц Ярославская-Арбатская Муниципального образования «Алтайский район Белоярского сельсовета РХ».

В течение работы были получены следующие результаты:

- обоснование реконструкции
- определены расчётные электрические нагрузки;
- выбраны схемы распределения электроэнергии;
- рассчитаны токи короткого замыкания;
- выбрано основное оборудование и проверено по условиям короткого замыкания;
- установлено, что система электроснабжения удовлетворяет требованиям надежности и экономичности;

## **THE ABSTRACT**

Final qualifying work on the topic «Reconstruction of the power supply scheme of the Zavidnoye residential area of the village of Kaibaly in the border of Yaroslavskaya-Arbatskaya streets» contains 52 pages of a text document, 25 used sources, 3 sheets of graphic material.

**ELECTRICAL SUPPLY, EQUIPMENT, QUALITY, ELECTRICITY, RELIABILITY, ECONOMICITY, ENERGY SAVING, ENERGY EFFICIENCY.**

The object of the study is the residential area of the Zavidnoye village of Kaibaly of the Municipal formation «Altai district of the Beloyarsky Village Council of the RK»

The purpose of the final qualification work is the reconstruction of the power supply scheme of the Zavidnoye residential area of the village of Kaibaly in the border of Yaroslavskaya-Arbatskaya streets of the «Altai District of the Beloyarsky Village Council of the RK»

During the study of the work the following results were obtained:

- justification of the reconstruction
- calculated electrical loads;
- electrification schemes have been chosen;
- short-circuit currents are calculated;
- the main equipment was selected and checked for short circuit conditions;
- it is established that the power supply system meets the requirements of reliability and economy;

## СОДЕРЖАНИЕ

ВЕДЕНИЕ.....	7
1 Теоретическая часть .....	8
1.1 Характеристика проектируемых объектов жилой застройки .....	8
1.2 Напряжение проектируемой системы электроснабжения.....	8
2 Аналитическая часть .....	10
2.1 Основные направления реконструкции и технического изменения схем электроснабжений .....	10
2.2 Расчёт электрических нагрузок в жилом секторе .....	11
2.3 Причины реконструкции .....	12
2.4 Графики электрической нагрузки потребителей жилого сектора поселковой застройки .....	14
2.5 Выбор трансформаторных подстанций, выбор мощности трансформаторов .....	19
2.6 Расчет потерь мощности и активной энергии в трансформаторах .....	22
3 Выбор расположения трансформаторных подстанций .....	23
4 Выбор проводов в сети 0,4 кВ и определение потерь мощности и активной энергии.....	26
5 Расчет схем распределительной сети 10 кВ.....	29
5.1 Расчет потокораспределения мощности распределительной сети 10 кВ .....	29
5.2 Выбор проводов в сети 10 кВ и определение потерь мощности и активной энергии в линиях .....	30
6 Выбор оборудования.....	33
6.1 Выбор оборудования на напряжение 10 кВ.....	33
6.2 Выбор оборудования на напряжение ниже 1 кВ.....	34
8 Проверка оборудования по токам короткого замыкания.....	36
8.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ .....	36
8.2 Проверка оборудования в сети 10 кВ .....	39
8.3 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1 кВ в жилом секторе .....	41
8.4 Расчет токов однофазного короткого замыкания в сети до 1 кВ .....	44
8.5 Проверка защитных аппаратов сети 0,4 кВ на отключающую способность и чувствительность к токам кз .....	45
9 Анализ качества напряжения сети и расчет отклонения напряжения для характерных электроприемников .....	46
9.1 Самый удаленный электроприемник.....	46
Заключение.....	51
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	52

## ВЕДЕНИЕ

Объектом исследования являются реконструкция электрических сетей строящегося жилого массива Завидное с. Кайбалы Муниципального образования «Алтайский район Белоярского сельского совета РХ».

Предметом исследования являются методы и методики расчета нагрузки для реконструкция спроектированных электрических сетей.

Целью выполнения выпускной квалификационной работы является реконструкция электроснабжения жилого массива Завидное с. Кайбалы в пределах улиц Ярославская-Арбатская, Муниципального образования «Алтайский район Белоярского сельского совета РХ».

В течение работы над выпускной квалификационной работой были получены следующие результаты:

- представлены данные для проектирования;
- составлены схемы электроснабжения потребителей жилого массива Завидное с учетом построенных столбов и трансформаторов;
- выполнены расчеты нагрузок жилых зданий;
- выполнен анализ электрической сети с учетом привязок к существующей сети.

## **1 Теоретическая часть**

### **1.1 Характеристика проектируемых объектов жилой застройки**

Жилой массив расположен в юго-западной части территории Муниципального образования «Алтайский район Белоярского сельского совета РХ». На момент проектирования территория частично застроена.

Электрические бытовые приемники рассчитаны на однофазное напряжение 220 В частоты 50 Гц. Помимо бытовых приемников в зданиях предусмотрено электрическое отопление и некоторые электрические плиты с трехфазным напряжением 380 В, частотой 50 Гц переменного тока. Поэтому на вводе в коттедж принимаем напряжение 380 В переменного тока промышленной частоты 50 Гц.

Климат – резко континентальный, с резко выраженным годовым и суточным ходом температур воздуха.

Проектируемая территория расположена в районе степной зоны, характеризующейся жарким летом, холодной зимой, резким колебанием температуры воздуха и недостаточным количеством атмосферных осадков.

Продолжительность теплого периода – 115 дней. Продолжительность устойчивых морозов – 25 дня.

Преобладающие ветра – юго-западного направления, в году погода с сильным (более 15 м/с) ветром наблюдается 45 дней. Наиболее часты ветры в летний период. Среднегодовая скорость ветра – 2,9 м/с.

Устойчивый снежный покров ложится в конце ноября. Разрушение снежного покрова начинается в конце марта и заканчивается в середине апреля. Устойчивый снежный покров сохраняется 137 дней. Средняя толщина снежного покрова на открытых местах – 10 см.

Среднегодовая температура воздуха  $-0,2^{\circ}\text{C}$ , абсолютный минимум температур воздуха  $-50^{\circ}\text{C}$ , максимум –  $+38^{\circ}\text{C}$ , амплитуда колебания температуры воздуха составляет  $88^{\circ}\text{C}$ .

Годовое количество осадков – в среднем 347 мм. Наибольшее количество осадков выпадает в летний период, 54 % от годовой суммы осадков.

Наибольшая глубина промерзания – 2,85 м.

### **1.2 Напряжение реконструируемой системы электроснабжения**

Важным вопросом проектирования сети электроснабжения является выбор напряжения с учётом перспективы развития жилого района и системы напряжений, принятой в энергосистеме. Выбор напряжения системы электроснабжения района производится с учётом сокращения количества трансформации электроэнергии и ликвидации напряжений 6 и 35 кВ.



Опираясь на существующее напряжение 10 кВ что, обосновывается наличием ПС 110/10кВ «Подсинее», которая выбрана в качестве источника питания п. Завидное. К тому же для большинства жилых районов наиболее целесообразной является система напряжений 220-110/10 кВ. Напряжение 35 кВ в жилых районах может быть использовано в исключительных случаях при технико-экономических обоснованиях. Поэтому выбор напряжения 10 кВ является наиболее целесообразным.

### **1.3 Перспективный план развития электрических сетей п. Завидное Муниципального образования «Алтайский район Белоярского сельского совета РХ»**

Принято решение Совета депутатов Алтайского района от 18.03.2014 N 78 «Об утверждении Стратегического плана социально-экономического развития Муниципального образования «Алтайский район Белоярского сельского совета РХ до 2025 года».

В число приоритетных направлений деятельности входят:

- увеличение пропускной способности сетей;
- модернизация линий электропередачи;
- расширение электрической сети;
- повышение надежности электроснабжения потребителей за счет строительства новых трансформаторных подстанций, воздушных и кабельных линий.

Задачу проектирования электрических систем следует рассматривать как задачу развития единой энергетической системы района.

Экономические требования сводятся к достижению по мере возможности наименьшей стоимости передачи электрической энергии по сети, поэтому следует стремиться к снижению капитальных затрат на строительство сети. Необходимо также принимать меры к уменьшению ежегодных расходов на эксплуатацию электрической сети. Одновременный учет капитальных вложений и эксплуатационных расходов может быть произведен с помощью метода приведенных затрат. В связи с этим оценка экономичности варианта электрической сети производится по приведенным затратам.

## **2 Аналитическая часть**

### **2.1 Основные направления реконструкции и технического изменения схем электроснабжений**

Непрерывное развитие современных энергоснабжающих сетей – это прямое следствие неуклонно растущего спроса на электроэнергию. Спрос, о котором мы говорим, имеет разносторонний характер. Он сформирован интересами производственно-промышленного комплекса, а также потребностями инфраструктуры, относящейся к жилищно-коммунальному хозяйству больших городов и других населенных пунктов. Можно выделить сразу несколько причин, приводящих к росту потребностей населения и предприятий в электрической энергии.

Среди них:

- численный рост населения;
- увеличение количества энергоемких технологий;
- появление большого количества потребителей электрического тока, которые, делая проще повседневный быт человека, способствуют прямому увеличению расхода электроэнергии.

Электроснабжение производственных и жилых объектов – это сфера человеческой деятельности, которая остро реагирует на изменение благосостояния основной массы населения. И если этот показатель в последние десятилетия значительно вырос, то вместе с ним вырос и спрос на электроэнергию. А последствия подобных изменений мы можем наблюдать, что называется, воочию.

В нашем случае активное развитие жизни людей повлияло на перевод дачного массива п. Завидное в жилой массив Завидный с. Кайбалы, что повлекло за собой увеличение энергопотребления.

Определим основные пункты подхода к реконструкции схемы электроснабжения:

- повышение общего качества электроснабжения;
- увеличение надежности оборудования, используемого в составе действующих электросетей;
- разработка передовых проектировочных решений, позволяющих ввести в строй оборудование, которое по своим качествам и рабочим характеристикам соответствует общемировым техническим стандартам;
- увеличение экономической эффективности оборудования, задействованного в работу, которое возникает по причине снижения прямых эксплуатационных затрат;
- увеличение ремонтпригодности используемого оборудования;

– внедрение передовых методик эксплуатации энергоснабжающего оборудования;

– обеспечение требований экологической безопасности и многое другое.

Если проектирование подстанций, подлежащих ремонту и восстановлению, осуществить на высоком профессиональном уровне, то реконструируемый объект не только надолго останется «в строю», но и значительно улучшит свои рабочие характеристики.

## 2.2 Расчёт электрических нагрузок в жилом секторе

Электрическая нагрузка жилых домов является величиной не постоянной. В жилых зданиях нагрузка определяется при помощи удельной нагрузки (киловатт на один дом). Величина удельной нагрузки зависит от размера жилой площади коттеджа, вида кухонных электроприборов, электрического отопления.

Дома различаются по площади:

- Тип А – 250 м<sup>2</sup>;
- Тип Б – 180 м<sup>2</sup>;
- Тип В – 150 м<sup>2</sup>;
- Тип Г – 120 м<sup>2</sup>.

Из ряда стандартных значений площади домов. Возьмем самый распространённый вариант тип В – 150 м<sup>2</sup>

Расчёт нагрузок коттеджей представлен в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Расчет нагрузок частного дома категории В

Наименование ЭП		Количество ЭП	Уст. Мощность, кВт	Общая, кВт	Коэфф. Спроса	cosφ	tg φ	Расчетная мощность, кВт	Реактивная мощность, кВар	Полная мощность, кВА
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Варочная панель (электрическая плита)	1	3	3	0,4	1	0	1,2	0	1,2
2	Посудомоечная машина	1	1,2	1,2	0,3	0,8	0,75	0,36	0,27	0,45
3	Вентиляция	3	0,3	0,9	0,5	0,7	1,02	0,45	0,46	0,64
4	Розетки силовые (группы)	3	2,4	7,2	0,3	0,8	0,75	2,16	1,62	2,7
5	Освещение (группы)	3	0,4	1,2	0,7	1	0	0,84	0	0,84
6	Холодильник	1	0,6	0,6	0,5	0,7	1,02	0,3	0,31	0,43
7	Эл. обогреватель	3	1,8	5,4	0,8	1	0	4,32	0	4,32

Продолжение таблицы 2.1

8	Телевизор, компьютер, музыкальный центр	3	0,5	1,5	0,8	1	0	1,2	0	1,2
9	Стиральная машина	1	2	2	0,1	0,8	0,75	0,2	0,15	0,25
	Итого			23				11,03	2,81	12,03
Нагрузки цокольного этажа										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Циркуляционные насосы	2	0,15	0,3	1	0,8	0,75	0,3	0,23	0,38
2	Глубинный насос	1	1,2	1,2	0,8	0,8	0,75	0,96	0,72	1,2
3	Освещение	1	0,2	0,2	0,1	1	0	0,02	0	0,02
4	Отопительный электродкотел	1	7,2	7,2	0,4	0,8	0,75	2,88	2,16	3,6
5	Внешнее освещение	3	0,15	0,45	0,3	1	0	0,14	0,00	0,14
	Итого			9,35				4,3	3,11	5,33
	Итого общая мощность			32,35				15,33	5,91	17,36

### 2.3 Обоснование реконструкции схемы электроснабжения

Рассмотрим общий план жилого массива с действующей схемой электроснабжения.



Рисунок 2.1 – План схемы электроснабжения до реконструкции часть 1-я



Рисунок 2.2 – План схемы электроснабжения, до реконструкции часть 2-я



Рисунок 2.3 – Действующий план улицы Ярославская

В данной работе я изучил данный участок и выделил проблематики:

- Отсутствие трансформаторов как таковых;
- Отсутствие ЛЭП;
- Недостаточная мощность существующих трансформаторов.

На данном плане схем электроснабжения видно, что в пределах улиц Ярославская-Арбатская установлены две КТП мощностью по 160 кВА. Данных КТП недостаточно чтобы запитать 81 дом, находящихся по улице Ярославская.

По данному плану проверили трансформаторы по загрузке:

$P_{\text{расч}}=15,33$  кВт – Приведем к стандартному подключению на 15 кВт;

$P_{\text{расч}}=15$  кВт;  $\cos\varphi=0,88$ ;

$\sum P_{\text{расч}}=15 \times 81=1215$  кВт;

$\sum S_{\text{расч}}=1215/0,88=1380,7$  кВА.

Две КТП 160/10/0,4 обладают общей мощностью  $\sum S_{\text{тр}}=320$  кВА что недостаточно чтобы выдержать нагрузку  $\sum S_{\text{расч}}=1215/0,88=1380,7$  кВА. То есть при полной застройки данного жилого массива данные КТП не справятся со своей задачей и произойдет отключение данных трансформаторов по перегрузочной способности. А если оставлять данные КТП, то количество подключенных к ним домов будет мало, что будет не удобным, так как придется устанавливать КТП посреди улицы что создаст некоторые неудобства.

## **2.4 Графики электрической нагрузки потребителей жилого сектора поселковой застройки**

Современная жизнь и быт немислимы без электрификации. Обогрев и вентиляция, водоснабжение, приготовление и раздача корма, уборка навоза, электрификация строительных работ, освещение и обогрев жилых помещений – это далеко не полный перечень использования электроэнергии. В связи с этим возросли требования к надежности электроснабжения сельскохозяйственных объектов, к качеству электрической энергии, к ее экономному использованию и рациональному расходованию материальных ресурсов при сооружении систем электроснабжения.

К электрическим сетям принято относить сети напряжением 0,4-110 кВ, от которых снабжаются электроэнергией преимущественно.

Основной особенностью электроснабжения потребителей коттеджной застройки является необходимость охвата сетями большой территории с малыми плотностями нагрузок (5–15 кВт/км<sup>2</sup>). Это предопределяет значительные

затраты на сооружение распределительных сетей 0,4 и 10 кВ, которые составляют 70 % общих затрат на электроснабжение.



Рисунок 2.4 – График энергопотребления небольшого жилого дома.

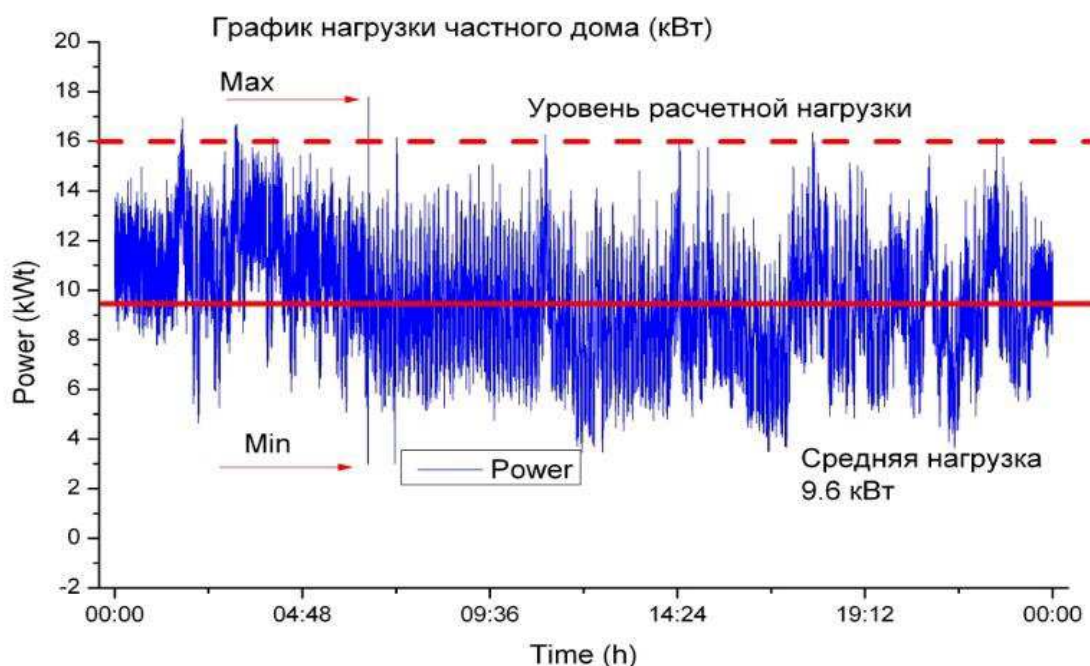


Рисунок 2.5 – График нагрузки частного дома

Произведен анализ электрической нагрузки, её влияние на электроэнергетическую систему, сравнение количества передаваемой мощности со стандартным рядом мощностей трансформаторов. А также сравнение расчетов стандартного количества присоединений домов с реальными. А также

проанализировали заложенную надёжность подаваемой электроэнергии с реальной.

На электроэнергетическую систему оказывают влияния любые отклонения от заявленного потребления. На энергосистему воздействует негативно чрезмерное или малое энергопотребление. Энергосистема должна в идеале находиться в балансе между генерируемой энергией и потребляемой. То есть если по данным от предприятий мы можем отследить колебания электроприемников на каждый час заранее и запланировать подачу электроэнергии, для возможности качественной и бесперебойной электроэнергии во избежание – Блэкаут. Под словом качественная электроэнергия я подразумеваю, то, что на каждый электроприемник не важно, где он находится поступает, та электроэнергия, которая ему нужна, то напряжение и частота, на которой он работает. Но как бытовой потребитель, мы с вами не задумываемся о таких вопросах: на сколько бескрайня вселенная? Какой стороной нужно вставлять штекер электроприбора в розетку? Кто такие амперы или ватты, и чем они отличаются? Такие потребители не просвещены в таинства производства и доставки электрической энергии. Им важнее чтобы в любой момент времени у них в розетки было электричество и горел свет и т.п. С бытовыми потребителями всё куда сложнее нежели с предприятиями. За энергопотреблением предприятия строго следит, так как они заказывают количество мощности на каждый час, подавая графики потребления на каждый час. Существуют штрафные санкции за отклонения от заявленного графика. Обычный потребитель не следит за графиком энергопотреблением. Каждый человек по своей сути уникален, и его потребление энергии у каждого отличается, кто-то встает в 5-6 утра, кто-то поднимается к 10, вечером также кто-то дома уже в 14, а кто-то приходит к полночи. Так же энергопотребление отличается в течение года и зависит от погоды. Но мы можем только выделить распространенные пики часов нагрузки данных потребителей.



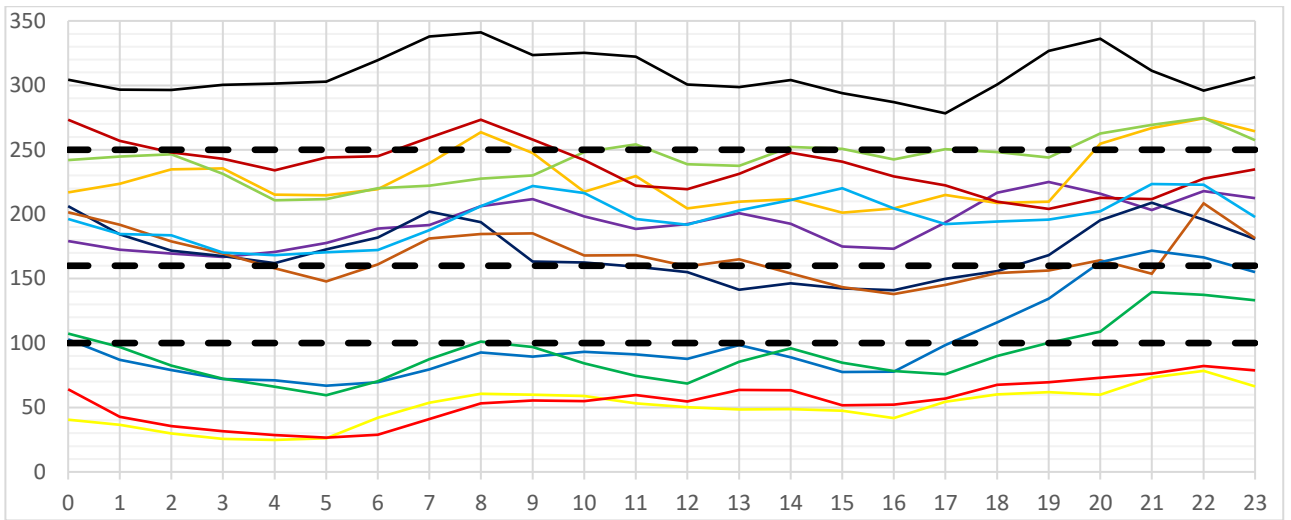


Рисунок 2.6 – Графики нагрузок подстанции на жилой массив на каждый первый день месяца в течение года

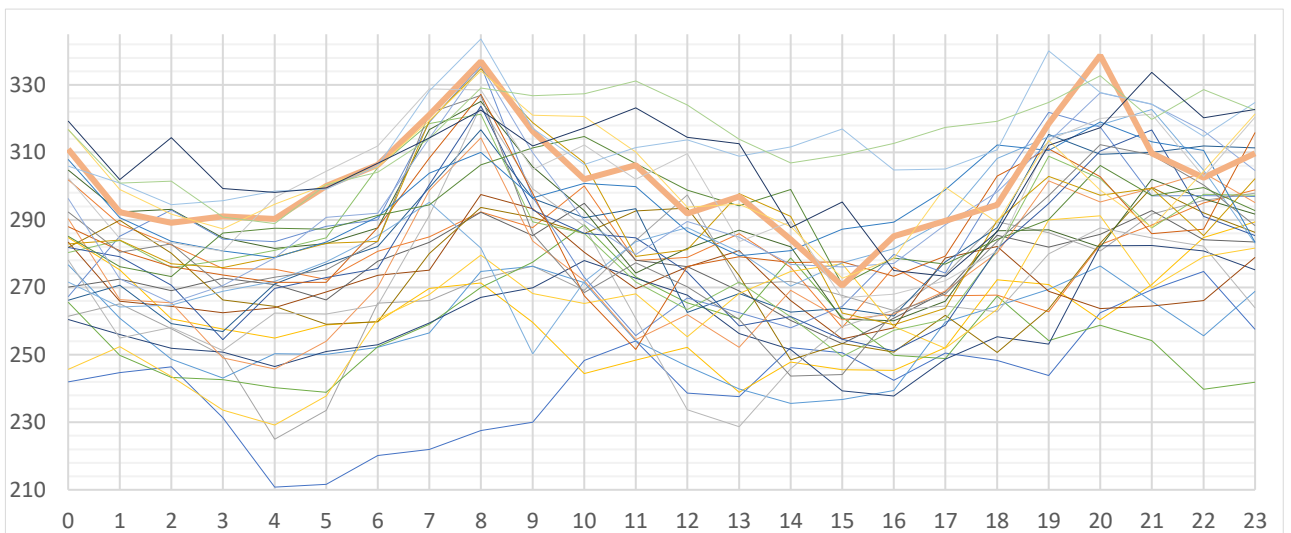


Рисунок 2.7 – Графики нагрузок подстанции на жилой массив каждого дня в течение месяца (январь).

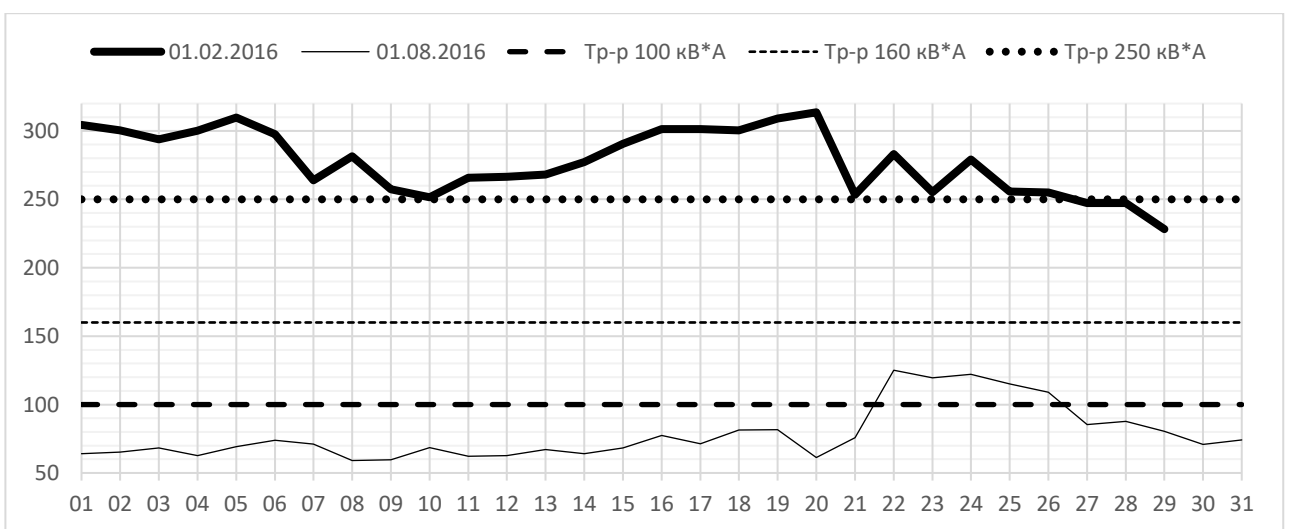


Рисунок 2.8 – Графики нагрузок двух дней максимума и минимума потребления.

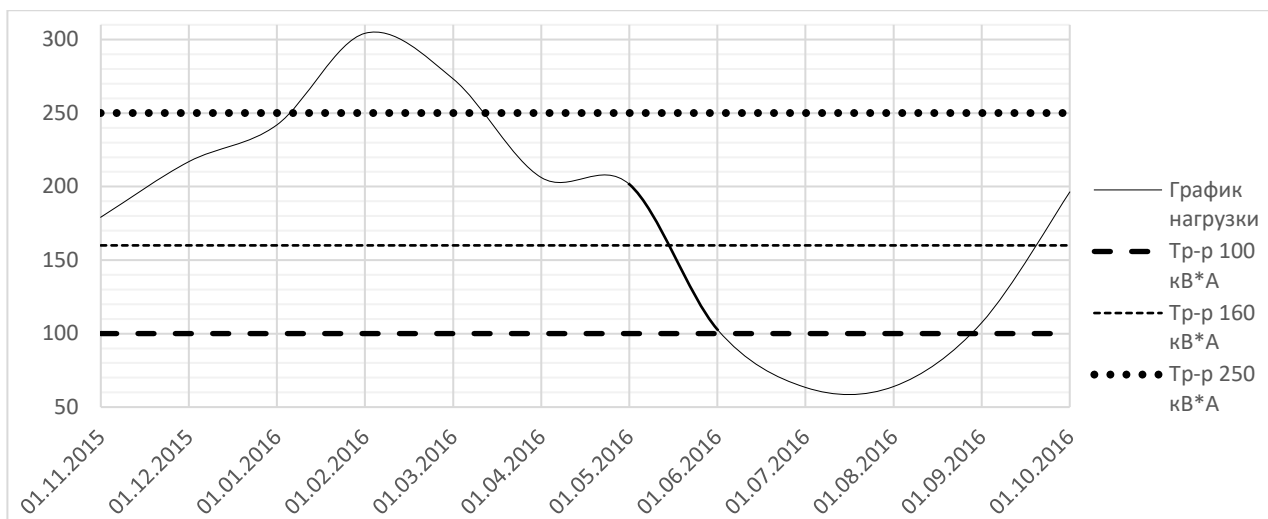


Рисунок 2.9 – Годовой график с усредненными значениями по месяцам

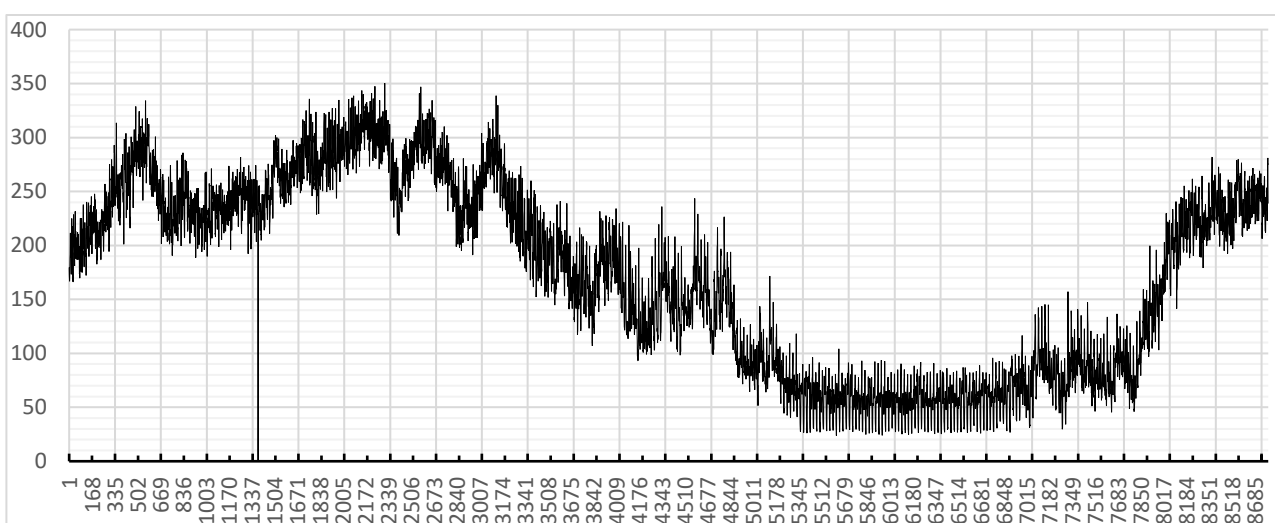


Рисунок 2.10 – Годовой график каждого часа

Таблица 2.2 – Выбор силового трансформатора по мощности и допустимым аварийным нагрузкам

Вид нагрузки	Интервалы нагрузки (кВА) для трансформаторов мощностью (кВА)							
	25	40	63	100	160	250	400	630
Сельские жилые дома, группы сельских жилых домов	до 45	46-72	73-113	114-179	180-286	287-447	448-716	717-1127
Коммунально-бытовые потребители поселков городского типа и городов районного подчинения	до 43	44-68	69-108	109-172	173-270	271-422	423-676	677-1064
Жилые дома, поселки городского типа и города районного подчинения	до 42	43-68	69-107	108-170	171-273	274-427	428-684	685-1077

Проведя данное сравнение, не вооружённым взглядом видно, не соответствие нагрузки реальной с расчетной и со стандартным рядом мощностей трансформаторов. Так о надёжности.

К третьей категории надёжности электроснабжения относят все те электроприемники, которые не вошли в 1 или 2 группу. К третьей категории надёжности могут относиться магазины, дома и коттеджи с . Срок на которой может быть прекращено энергоснабжение потребителей 3 категории надёжности – не более 24 часов подряд и не более 72 часов за год суммарно.

Следует то, что мы получаем слишком мощный трансформатор, который не отключиться по перегрузочной способности, но в основное количество времени он будет работать в режиме не полной и даже ниже 50% загрузки. Тем самым это будет более дорогостояще, но, если мы возьмем более дешевый и слабый трансформатор, который будет более подходить под данный график, и будет загружен достаточно, чтобы назвать его эффективным. Но вот же в чем загвоздка, он отключиться в пики максимума энергопотребления, тем самым создаст неудобство для граждан, и судя по графику можно сказать, что надёжность такого количества подключения будет очень мало и не будет соответствовать даже 3-й категории.

Мы можем сказать, что стандартное количество подключение и расчетное количество, отличается от реальных значений и для каждого региона, местности и района, должно рассчитываться по-разному.

## **2.5 Выбор трансформаторных подстанций, выбор мощности трансформаторов**

При выборе количества трансформаторов и мощности на подстанции учитывается их загрузка относительно суммарной мощности от потребителей. Стандартное трехфазное подключение идёт на 15 кВт, для нашего выбранного типа дома соответствует  $S=17,05$  кВА.

Для расчета мощности ТП 10/0,4 кВ применяем коэффициент совмещения 0,9 (из опыта энергоснабжающих организаций).

От 31-го КТП на территории жилого массива Завидный с. Кайбалы в пределах улиц Ярославская-Арбатская (Арбатская не входит), и границ улицы Абаканская и проспекта Минский запитано 458 домов. Из которых три КТП №6-8 имеют мощность 100 кВА, одно КТП №2 мощностью 160 кВА, двадцать четыре КТП №5,9-31 мощности 250 кВА и три КТП №1,3,4 мощностью 400 кВА.

Для уличного освещения выбираем современные светодиодные лампы 150 Вт (14,5 кЛм), которые обеспечат экономичное наружное освещение.

Таблица 2.3 – Расчетные параметры КТП

Наименование	Тип коттеджа	Кол-во	$S_{расч,Д}$ , кВА	$S_{\Sigma расч,Д}$ , кВА	$K_c$	$S_{расч,КТП}$ , кВА
1	2	3	4	5	6	7
КТП №1,3,4	В	24	17,05	409,2	0,9	368,3
Уличное освещение		16	0,15	2,4	1	2,4
Итого с учетом 5% потерь						389,24
КТП №2	В	9	17,05	153,45	0,9	138,1
Уличное освещение		6	0,15	0,9	1	0,9
Итого с учетом 5% потерь						146
КТП №7,8	В	6	17,05	102,3	0,9	92,07
Уличное освещение		4	0,15	0,6	1	0,6
Итого с учетом 5% потерь						97,3
КТП №6	В	5	17,05	85,25	0,9	76,73
Уличное освещение		3	0,15	0,45	1	0,45
Итого с учетом 5% потерь						81,03
КТП №5,9-31	В	15	17,05	255,75	0,9	230,18
Уличное освещение		10	0,15	1,5	1	1,5
Итого с учетом 5% потерь						241,7

Выбор мощности трансформаторов производится исходя из рациональной их загрузки в нормальном режиме и с таким учётом что бы перегрузка трансформатора была сведена к минимуму.

Индивидуальная застройка жилого района относится к потребителям 3-й категории по надёжности электроснабжения. Основными показателями при выборе числа трансформаторов являются: надёжность электроснабжения, а также минимум приведённых затрат на трансформаторы. Следовательно, устанавливаем КТП с одним трансформатором.

Расчётная мощность трансформатора:

$$S_{расч.мах} = \frac{P_{расч}}{\cos \varphi_{ср.вз}} \quad (2.1)$$

где  $S_{расч.мах}$  - расчётная активная мощность подстанции, кВА;  $\cos \varphi_{ср.вз}$  - косинус средневзвешенной подстанции.

Коэффициент загрузки определяется:

$$K_3 = \frac{S_{\text{max.расч}}}{n \cdot S_{\text{ном}}} \quad (2.2)$$

где  $S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА;  $n$  – число трансформаторов.

Коэффициент загрузки лежит в пределах  $K_3 = (0,8 \div 0,95)$

Рассчитаем необходимую мощность трансформатора:

$$K_3 = 92,07/100 = 0,92;$$

Принимаем мощность трансформатора 100 кВА.

Выбираем КТП №7,8: 1x100/10/0,4 – УХЛ1.

$$K_3 = 76,73/100 = 0,77;$$

Принимаем мощность трансформатора 100 кВА.

Выбираем КТП №6: 1x100/10/0,4 – УХЛ1.

$$K_3 = 138,1/160 = 0,86;$$

Принимаем мощность трансформатора 100 кВА.

Выбираем КТП №2: 1x160/10/0,4 – УХЛ1.

$$K_3 = 241,7/250 = 0,97;$$

Принимаем мощность трансформатора 250 кВА.

Выбираем КТП №5,9-31: 1x250/10/0,4 – УХЛ1.

$$K_3 = 389,24/400 = 0,97.$$

Принимаем мощность трансформатора 400 кВА.

Выбираем КТП №1,3,4: 1x400/10/0,4 – УХЛ1.

Таблица 2.4 – Выбор трансформаторов

№ КТП	$S_{\text{тр}}$ , кВА	$K_3$	Марка трансформатора
1	2	3	4
7,8	92,07	0,92	1xTM-100/10/0,4
6	76,73	0,77	1xTM-100/10/0,4
2	138,1	0,86	1xTM-160/10/0,4
5,9-31	241,7	0,97	1xTM-250/10/0,4
1,3,4	389,24	0,97	1xTM-400/10/0,4

Для большинства КТП коэффициенты загрузки немного выше соответствующего требования, данный выбор обусловлен экономической составляющей.

## 2.6 Расчет потерь мощности и активной энергии в трансформаторах

Потери мощности определим по следующим формулам:

$$\Delta P = n \cdot \Delta P_{XX} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_K \left( \frac{S_{mp}}{S_{НОМ}} \right)^2; \quad (2.3)$$

$$\Delta Q = n \cdot \frac{I_{XX\%}}{100} \cdot S_{НОМ} + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_{mp}^2}{S_{НОМ}}; \quad (2.4)$$

где  $\Delta P_{XX}$ ,  $\Delta P_K$ ,  $U_{K\%}$ ,  $I_{XX\%}$  - паспортные данные.

Потери активной энергии определим по формуле:

$$\Delta A = n \cdot \Delta P_{XX} \cdot \tau_{год} + \tau \cdot \frac{1}{n} \cdot \Delta P_K \left( \frac{S_{mp}}{S_{НОМ}} \right)^2; \quad (2.5)$$

где  $\tau_{год}$  – фактическое время работы потребителей в год,  $\tau_{год}=8760$  ч;  $\tau$  – время максимальных потерь,  $\tau=2988$  ч.

Расчет сведем в таблицу 2.12

Таблица 2.5 – Потери мощности и активной энергии в трансформаторах

№ КТП	$n \cdot S_{тр-в}$	$\Delta P_{XX}$ , кВт	$\Delta P_K$ , кВт	$U_K$ , %	$I_{XX}$ , %	$S_{тр}$ , кВА	$S_{НОМ}$ , кВА	$\Delta P$ , кВт	$\Delta Q$ , кВАр	$\Delta A$ , МВт·ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
7,8	1x100	0,49	1,97	4,5	2,6	92,07	100	2,16	6,41	9,27
6	1x100	0,49	1,97	4,5	2,6	76,73	100	1,66	5,27	7,78
2	1x160	0,73	2,65	4,5	2,4	138,1	160	2,69	9,16	12,25
5,9-31	1x250	1,05	3,7	4,5	2,3	241,7	250	4,53	16,34	19,6
1,3,4	1x400	1,45	5,5	4,5	2,1	389,24	400	6,62	25,34	28,16

### 3 Выбор расположения трансформаторных подстанций

Подстанция является одним из самых основных звеньев системы электроснабжения. Поэтому оптимальное размещение подстанций – важнейший вопрос при построении рациональных систем электроснабжения.

При выборе расположения подстанции в застройке коттеджами электрическая нагрузка рассредоточена по отдельным объектам и выбор места расположения подстанций должен быть связан с архитектурой. Местом установки подстанции будем считать площадки, примыкающие к проезжей части и расположенные в радиусе действия не более 300-400м.

Для выбора установки трансформаторных подстанций используем метод центра электрических нагрузок.

Координаты центра электрических нагрузок выражаются уравнением:

$$X_0 = \frac{\sum_{k=1}^{\mu} P_k \cdot X_k}{\sum_{k=1}^{\mu} P_k}, \quad (3.1)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{k=1}^{\mu} P_k \cdot Y_k}{\sum_{k=1}^{\mu} P_k}. \quad (3.2)$$

где  $P_k$  – мощность к-го дома, кВт;  $X_k, Y_k$  – координаты к-го дома, см.

Координаты домов сведем в таблицу 3.1, продолжение в приложении.

На рисунке 3.1 покажем месторасположение КТП 1, для остальных КТП способ расчета места установки и смещение центра электрических нагрузок для установки КТП аналогичен представленному.

Размещение всех КТП представлено на листе №1 графической части работы.

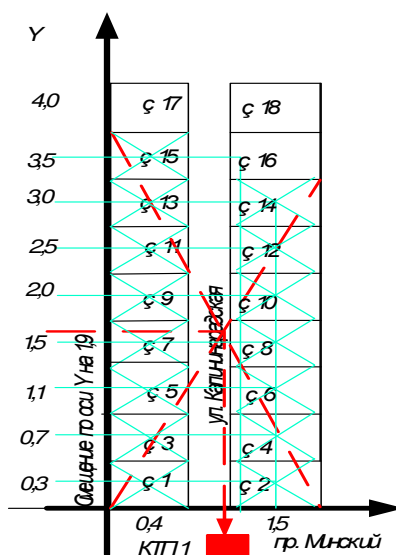


Рисунок 3.1 – Часть генерального плана поселка с указанием места установки КТП №28

Таблица 3.1 – Координаты домов категории

№ дома	х, см	у, см	P <sub>i</sub> , кВт	№ дома	х, см	у, см	P <sub>i</sub> , кВт
1	2	3	4	5	6	7	8
КТП №1							
79	0,5	4,7	15	82	1,8	4,7	15
77	0,5	4,3	15	80	1,8	4,3	15
75	0,5	3,9	15	78	1,8	3,9	15
73	0,5	3,5	15	76	1,8	3,5	15
71	0,5	3,1	15	74	1,8	3,1	15
69	0,5	2,7	15	72	1,8	2,7	15
67	0,5	2,3	15	70	1,8	2,3	15
65	0,5	1,9	15	68	1,8	1,9	15
63	0,5	1,5	15	66	1,8	1,5	15
61	0,5	1,1	15	64	1,8	1,1	15
59	0,5	0,7	15	62	1,8	0,7	15
57	0,5	0,3	15	60	1,8	0,3	15
КТП №2							
55	0,5	1,9	15	58	1,8	1,9	15
53	0,5	1,5	15	56	1,8	1,5	15
51	0,5	1,1	15	54	1,8	1,1	15
49	0,5	0,7	15	52	1,8	0,7	15
				50	1,8	0,3	15
КТП №3							
47	0,5	5,4	15	48	1,8	5	15
45	0,5	5	15	46	1,8	4,6	15
43	0,5	4,6	15	44	1,8	4,2	15
41	0,5	4,2	15	42	1,8	3,8	15
39	0,5	3,8	15	40	1,8	3,1	15
37	0,5	3,1	15	38	1,8	2,7	15
35	0,5	2,7	15	36	1,8	2,3	15
33	0,5	2,3	15	34	1,8	1,9	15
31	0,5	1,9	15	32	1,8	1,5	15
29	0,5	1,5	15	30	1,8	1,1	15
27	0,5	1,1	15	28	1,8	0,7	15
25	0,5	0,7	15	26	1,8	0,3	15

По формулам (3.1) и (3.2) рассчитаем центр электрических нагрузок для трансформаторных подстанций. Произведем смещение подстанций к источнику питания для более рационального расположения. Расчет сведем в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Координаты подстанций и их смещение

№ КТП	X <sub>расч</sub> , см	Y <sub>расч</sub> , см	X <sub>смещ</sub> , см	Y <sub>смещ</sub> , см
1	2	3	4	5
1	1,15	2,5	0,3	3,1



Продолжение таблицы 3.2

2	1,22	1,19	0	0
3	1,15	2,8	0,3	0,8
4	1,15	2,7	0,3	-3,1
5	6,67	0,3	0	0,5
6	2,58	0,3	0	-0,5
7	0,83	1,18	0	1,3
8	1,47	1,5	0	0
9	2,47	1,55	0	0
10	1,06	2,06	0	-0,7
11	1,06	2,06	0	-0,7
12	1,06	2,06	0	-0,7
13	0,99	1,73	0,2	0,7
14	4,27	2,89	0	0
15	3,24	3,41	1	0
16	0,91	2,17	0,2	-2,4
17	0,91	2,17	0,2	-2,4
18	0,91	2,17	0,2	-2,4
19	1,03	4,59	0,3	-0,5
20	3,71	0,58	0	0,6
21	1,79	1,99	-2	0
22	1,13	3,01	-1,2	2,1
23	2,79	4	1	1,4
24	0,99	2,76	-0,2	-1,4
25	0,99	2,76	-0,2	-1,4
26	0,99	2,76	-0,2	-1,4
27	0,99	2,76	-0,2	-1,4
28	0,91	2,19	0,2	-2,4
29	0,91	2,19	0,2	-2,4
30	0,91	2,19	0,2	-2,4
31	0,91	2,19	0,2	-2,4

$$X_0 = \frac{15 \cdot 0,5 + 15 \cdot 0,5 + 15 \cdot 0,5 + 15 \cdot 0,5 + 15 \cdot 0,5 + 15 \cdot 0,5 + 15 \cdot 0,5 + 15 \cdot 0,5 + 15 \cdot 0,5 + 15 \cdot 0,5 + 15 \cdot 0,5 + 15 \cdot 0,5 + 15 \cdot 1,8 + 15 \cdot 1,8 + 15 \cdot 1,8 + 15 \cdot 1,8 + 15 \cdot 1,8 + 15 \cdot 1,8 + 15 \cdot 1,8 + 15 \cdot 1,8 + 15 \cdot 1,8 + 15 \cdot 1,8 + 15 \cdot 1,8 + 15 \cdot 1,8}{15 \cdot 24} = 1,15 \text{ см};$$

$$Y_0 = \frac{15 \cdot 4,7 + 15 \cdot 4,3 + 15 \cdot 3,9 + 15 \cdot 3,5 + 15 \cdot 3,1 + 15 \cdot 2,7 + 15 \cdot 2,3 + 15 \cdot 1,9 + 15 \cdot 1,5 + 15 \cdot 1,1 + 15 \cdot 0,7 + 15 \cdot 0,3 + 15 \cdot 4,7 + 15 \cdot 4,3 + 15 \cdot 3,9 + 15 \cdot 3,5 + 15 \cdot 3,1 + 15 \cdot 2,7 + 15 \cdot 2,3 + 15 \cdot 1,9 + 15 \cdot 1,5 + 15 \cdot 1,1 + 15 \cdot 0,7 + 15 \cdot 0,3}{15 \cdot 24} = 2,5 \text{ см}.$$

Для остальных КТП расчет аналогичен, расположение КТП, представлено на листе № 1 графической части выпускной квалификационной работы.

#### 4 Выбор проводов в сети 0,4 кВ и определение потерь мощности и активной энергии

Допустимую величину потерь напряжения принимаем 5% (от источника питания до вводов в коттеджи).

Схемы построения сети, в основном, магистрали, то есть от одной ВЛ запитываем несколько коттеджей с равномерно распределенной нагрузкой.

Рассмотрим КТП №1 (ветвь 1 – до дома №1).

$P_{расч}=15$  кВт, длина линии от КТП №1 до дома №1  $L=0,015$  км.

Найдем расчетный ток:

$$I_{раб} = \frac{S_{расч}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot K_n = \frac{17,05}{\sqrt{3} \cdot 0,4} \cdot 0,92 = 22,67 \text{ А}; \quad (4.1)$$

$K_n = 0,92$  – поправочный коэффициент при температуре окружающего воздуха  $35^{\circ}\text{C}$ , температура жилы  $90^{\circ}\text{C}$ .

Выбираем провод марки СИП-2, сечением  $3 \times 25 + 1 \times 25$ , с допустимым номинальным током  $I_{доп}=88$  А.

Найдем потери напряжения в проводе:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{раб} \cdot L \cdot (r_{уд} \cdot \cos\varphi + x_{уд} \cdot \sin\varphi)}{U_{ном}} \cdot 100\%; \quad (4.2)$$

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 22,67 \cdot 0,015 \cdot (1,25 \cdot 0,88 + 0,0662 \cdot 0,44)}{400} \cdot 100\% = 0,17\%;$$

Найдем потери мощности:

$$\Delta P = 3 \cdot I_{раб}^2 \cdot r_{уд} \cdot L \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 22,43^2 \cdot 1,25 \cdot 0,015 \cdot 10^{-3} = 0,0289 \text{ кВт}; \quad (4.3)$$

$$\Delta Q = 3 \cdot I_{раб}^2 \cdot x_{уд} \cdot L \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 22,43^2 \cdot 0,0662 \cdot 0,015 \cdot 10^{-3} = 0,00153 \text{ кВАр}; \quad (4.4)$$

Найдем потери активной энергии:

$$\Delta A = \Delta P_{max} \cdot \tau = 0,0289 \cdot 2988 = 83,38 \text{ кВт}\cdot\text{ч}. \quad (4.5)$$

где  $\tau=2988$  часов – время максимальных потерь

Дальнейший расчет сведем в таблицу 4.1. продолжение данной таблице будет в приложении.

Таблица 4.1 – Выбор и проверка проводов 0,4 кВ

№ дома	Ррасч, кВт	L, км	cosφ	Ираб, А	Идоп, А	Марка, сечен.	гуд, Ом/км	худ, Ом/км	ΔU, В	ΔP, кВт	ΔQ, кВАр	ΔА, МВт*Г
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
КТП №1												
1	15	0,015	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	0,166	0,0289	0,0015	0,0864
2	15	0,04	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	0,438	0,0771	0,0041	0,2303
3	15	0,065	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	0,712	0,1253	0,0066	0,3743
4	15	0,095	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	1,041	0,1831	0,0097	0,5471
5	15	0,115	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	1,260	0,2216	0,0117	0,6622
6	15	0,14	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	1,534	0,2698	0,0143	0,8062
7	15	0,16	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	1,753	0,3084	0,0163	0,9214
8	15	0,185	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	2,026	0,3565	0,0189	1,0653
9	15	0,21	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	2,300	0,4047	0,0214	1,2093
10	15	0,235	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	2,574	0,4529	0,0240	1,3533
11	15	0,26	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	2,848	0,5011	0,0265	1,4972
12	15	0,28	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	3,067	0,5396	0,0286	1,6124
13	15	0,025	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	0,274	0,0482	0,0026	0,1440
14	15	0,05	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	0,548	0,0964	0,0051	0,2879
15	15	0,075	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	0,822	0,1445	0,0077	0,4319
16	15	0,105	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	1,150	0,2024	0,0107	0,6047
17	15	0,125	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	1,369	0,2409	0,0128	0,7198
18	15	0,15	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	1,643	0,2891	0,0153	0,8638
19	15	0,17	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	1,862	0,3276	0,0174	0,9790
20	15	0,195	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	2,136	0,3758	0,0199	1,1229
21	15	0,22	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	2,410	0,4240	0,0225	1,2669
22	15	0,245	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	2,684	0,4722	0,0250	1,4109
23	15	0,27	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	2,957	0,5204	0,0276	1,5548
24	15	0,29	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	3,177	0,5589	0,0296	1,6700
КТП №2												
1	15	0,04	0,88	22,67	160	СИП-2 3x35+1x50	1,25	0,0662	0,438	0,0771	0,0041	0,2303
2	15	0,015	0,88	22,67	160	СИП-2 3x35+1x50	1,25	0,0662	0,164	0,0289	0,0015	0,0864
3	15	0,01	0,88	22,67	160	СИП-2 3x35+1x50	1,25	0,0662	0,110	0,0193	0,0010	0,0576
4	15	0,03	0,88	22,67	160	СИП-2 3x35+1x50	1,25	0,0662	0,329	0,0578	0,0031	0,1728
5	15	0,05	0,88	22,67	160	СИП-2 3x35+1x50	1,25	0,0662	0,548	0,0964	0,0051	0,2879
6	15	0,025	0,88	22,67	160	СИП-2 3x35+1x50	1,25	0,0662	0,274	0,0482	0,0026	0,1440
7	15	0,02	0,88	22,67	160	СИП-2 3x35+1x50	1,25	0,0662	0,219	0,0385	0,0020	0,1152
8	15	0,04	0,88	22,67	160	СИП-2 3x35+1x50	1,25	0,0662	0,438	0,0771	0,0041	0,2303
9	15	0,06	0,88	22,67	160	СИП-2 3x35+1x50	1,25	0,0662	0,657	0,1156	0,0061	0,3455
КТП №3												
1	15	0,115	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	1,260	0,2216	0,0117	0,6622
2	15	0,09	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	0,986	0,1735	0,0092	0,5183
3	15	0,065	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	0,712	0,1253	0,0066	0,3743
4	15	0,045	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	0,493	0,0867	0,0046	0,2591

Продолжение таблицы 4.1

5	15	0,02	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	0,219	0,0385	0,0020	0,1152
6	15	0,03	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	0,329	0,0578	0,0031	0,1728
7	15	0,055	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	0,602	0,1060	0,0056	0,3167
8	15	0,075	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	0,822	0,1445	0,0077	0,4319
9	15	0,1	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	1,095	0,1927	0,0102	0,5759
10	15	0,125	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	1,369	0,2409	0,0128	0,7198
11	15	0,15	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	1,643	0,2891	0,0153	0,8638
12	15	0,175	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	1,917	0,3373	0,0179	1,0078
13	15	0,08	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	0,876	0,1542	0,0082	0,4607
14	15	0,055	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	0,602	0,1060	0,0056	0,3167
15	15	0,035	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	0,383	0,0675	0,0036	0,2016
16	15	0,01	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	0,110	0,0193	0,0010	0,0576
17	15	0,02	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	0,219	0,0385	0,0020	0,1152
18	15	0,045	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	0,493	0,0867	0,0046	0,2591
19	15	0,065	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	0,712	0,1253	0,0066	0,3743
20	15	0,09	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	0,986	0,1735	0,0092	0,5183
21	15	0,115	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	1,260	0,2216	0,0117	0,6622
22	15	0,14	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	1,534	0,2698	0,0143	0,8062
23	15	0,165	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	1,807	0,3180	0,0168	0,9502
24	15	0,19	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	2,081	0,3662	0,0194	1,0941
КТП №4												
1	15	0,285	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	3,122	0,5493	0,0291	1,6412
2	15	0,255	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	2,793	0,4914	0,0260	1,4684
3	15	0,235	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	2,574	0,4529	0,0240	1,3533
4	15	0,205	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	2,245	0,3951	0,0209	1,1805
5	15	0,185	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	2,026	0,3565	0,0189	1,0653
6	15	0,16	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	1,753	0,3084	0,0163	0,9214
7	15	0,135	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	1,479	0,2602	0,0138	0,7774
8	15	0,11	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	1,205	0,2120	0,0112	0,6334
9	15	0,09	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	0,986	0,1735	0,0092	0,5183
10	15	0,065	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	0,712	0,1253	0,0066	0,3743
11	15	0,045	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	0,493	0,0867	0,0046	0,2591
12	15	0,02	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	0,219	0,0385	0,0020	0,1152
13	15	0,275	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	3,012	0,5300	0,0281	1,5836
14	15	0,25	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	2,738	0,4818	0,0255	1,4396
15	15	0,225	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	2,465	0,4336	0,0230	1,2957
16	15	0,2	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	2,191	0,3854	0,0204	1,1517
17	15	0,175	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	1,917	0,3373	0,0179	1,0078
18	15	0,15	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	1,643	0,2891	0,0153	0,8638
19	15	0,125	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	1,369	0,2409	0,0128	0,7198
20	15	0,1	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	1,095	0,1927	0,0102	0,5759
21	15	0,08	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	0,876	0,1542	0,0082	0,4607
22	15	0,055	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	0,602	0,1060	0,0056	0,3167
23	15	0,03	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	0,329	0,0578	0,0031	0,1728
24	15	0,015	0,88	22,67	160	СИП-2 3x70+1x70	1,25	0,0662	0,164	0,0289	0,0015	0,0864

## 5 Расчет схем распределительной сети 10 кВ

### 5.1 Расчет потокораспределения мощности распределительной сети 10 кВ

Для электроснабжения жилого района, имеющего в основном электроприемники 3-й категории, на напряжение 10 кВ рассмотрим магистральную схему по экономической причине. Для расчета берем участок, рассматриваемого генерального плана, поскольку остальные участки абсолютно аналогичны.

Рассмотрим магистральную схему.

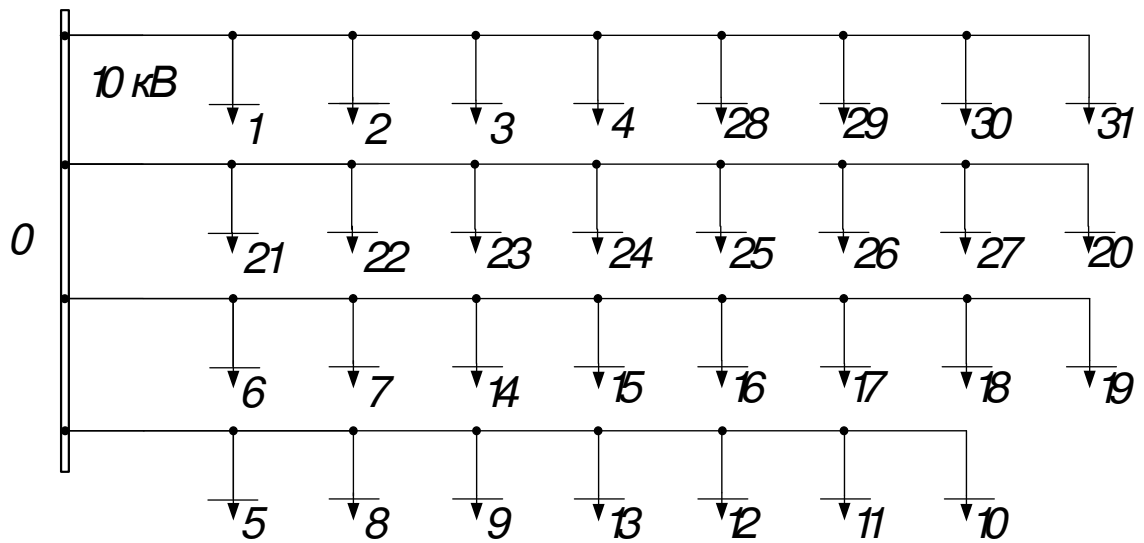


Рисунок 5.1 – Магистральная схема

Определим полную мощность на шинах подстанций.

$$S_{1,3,4} = 342,53 + j184,88 = 389,24 \text{ кВА};$$

$$S_2 = 121,53 + j65,6 = 138,1 \text{ кВА};$$

$$S_6 = 67,52 + j36,44 = 76,73 \text{ кВА};$$

$$S_{5,9-31} = 212,7 + j114,8 = 241,7 \text{ кВА}.$$

Рассчитаем потоки мощности на участках схемы:

$$S_{30-31} = S_{31} + \Delta S_{\text{тр}31} = 212,7 + j114,8 + 4,53 + j16,34 = 217,23 + j131,14 = 253,75 \text{ кВА};$$

$$\begin{aligned} S_{29-30} &= S_{31-30} + S_{30} + \Delta S_{\text{тр}30} = 217,23 + j131,14 + 212,7 + j114,8 + 4,53 + j16,34 = \\ &= 434,46 + j262,28 = 507,49 \text{ кВА}; \end{aligned}$$

$$S_{28-29} = S_{30-29} + S_{29} + \Delta S_{\text{тр}29} = 434,46 + j262,28 + 212,7 + j114,8 + 4,53 + j16,34 =$$

$$=651,69 + j393,42 = 761,24 \text{ кВА};$$

$$S_{4-28} = S_{29-28} + S_{28} + \Delta S_{\text{тр}28} = 651,69 + j393,42 + 212,7 + j114,8 + 4,53 + j16,34 =$$

$$= 868,92 + j524,56 = 1014,98 \text{ кВА};$$

$$S_{3-4} = S_{28-4} + S_4 + \Delta S_{\text{тр}4} = 868,92 + j524,56 + 342,53 + j184,88 + 6,62 + j25,34 =$$

$$= 1218,07 + j734,78 = 1422,53 \text{ кВА};$$

$$S_{2-3} = S_{4-3} + S_3 + \Delta S_{\text{тр}3} = 1218,07 + j734,78 + 342,53 + j184,88 + 6,62 + j25,34 =$$

$$= 1567,22 + j945 = 1830,08 \text{ кВА};$$

$$S_{1-2} = S_{3-2} + S_2 + \Delta S_{\text{тр}2} = 1567,22 + j945 + 121,53 + j65,59 + 2,69 + j9,16 =$$

$$= 1691,44 + j1019,75 = 1975,06 \text{ кВА};$$

$$S_{0-1} = S_{2-1} + S_1 + \Delta S_{\text{тр}1} = 1691,44 + j1019,75 + 342,53 + j184,88 + 6,62 + j25,34 =$$

$$= 2040,59 + j1229,97 = 2382,61 \text{ кВА}.$$

Дальнейший расчет вносим в таблицу 5.1.

## 5.2 Выбор проводов в сети 10 кВ и определение потерь мощности и активной энергии в линиях

Произведем расчет для I магистральной схемы:

Выбираем провода СИП-3 3x70

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{расч}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} \cdot K_p, \text{ A} \quad (5.9)$$

где  $K_p=0,9$  - поправочный коэффициент при расчетной температуре среды, °С,  $n=1$  – количество линий.

Таблицы 5.1 – Сечение провода

Участок	Длина, км	$S_{\text{нагрВЛ}}$ , кВА	$I_{\text{раб}}$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А	Сечение
1	2	3	4	5	6
30-31	0,1	253,75	13,20	310	70
29-30	0,1	507,49	26,40	310	70
28-29	0,1	761,24	39,60	310	70
4-28	0,275	1014,98	52,80	310	70

Продолжение таблицы 5.1

3-4	0,51	1422,53	74,00	310	70
2-3	0,165	1830,08	95,21	310	70
1-2	0,35	1975,06	102,75	310	70
0-1	5,01	2382,61	123,95	430	120
27-20	0,1	253,74	13,20	310	70
26-27	0,1	507,48	26,40	310	70
25-26	0,1	761,23	39,60	310	70
24-25	0,1	1014,97	52,80	310	70
23-24	0,1	1268,71	66,00	310	70
22-23	0,18	1522,45	79,20	310	70
21-22	0,185	1776,20	92,40	310	70
0-21	5,53	2029,94	105,60	430	120
18-19	0,1	253,74	13,20	310	70
17-18	0,1	507,48	26,40	310	70
16-17	0,1	761,23	39,60	310	70
15-16	0,1	1014,97	52,80	310	70
14-15	0,1	1268,71	66,00	310	70
7-14	0,435	1522,45	79,20	310	70
6-7	0,03	1619,58	84,26	310	70
0-6	5,125	1700,36	88,46	430	120
11-10	0,1	253,74	13,20	310	70
12-11	0,1	507,48	26,40	310	70
13-12	0,1	761,23	39,60	310	70
9-13	0,23	1014,97	52,80	310	70
8-9	0,2	1268,71	66,00	310	70
5-8	0,295	1365,84	71,06	310	70
0-5	5,27	1619,58	84,26	310	120

Найдем потери напряжения, потери мощности, потери активной энергии в проводах по формулам:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{раб}} \cdot L \cdot (r_{\text{уд}}/n \cdot \cos\varphi + x_{\text{уд}}/n \cdot \sin\varphi)}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%; \quad (5.11)$$

$$\Delta P = 3 \cdot I_{\text{раб}}^2 \cdot r_{\text{уд}}/n \cdot L \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}; \quad (5.12)$$

$$\Delta Q = 3 \cdot I_{\text{раб}}^2 \cdot x_{\text{уд}}/n \cdot L \cdot 10^{-3}, \text{ кВАр}; \quad (5.13)$$

$$\Delta A = \Delta P_{\text{max}} \cdot \tau, \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (5.14)$$

$\tau$  – время максимальных потерь,  $\tau=2988$  ч.

Дальнейший расчет сведем в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Расчет мощности и активной энергии для линий магистральной схемы

Участок	L,км	I <sub>раб</sub> , А	cosφ	Г <sub>уд</sub> , Ом /км	Х <sub>уд</sub> , Ом /км	ΔU, %	ΔP,кВт	ΔQ,кВАр	ΔА, МВт·ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
30-31	0,1	13,20	0,88	0,568	0,0785	0,01	0,03	0,004	0,09
29-30	0,1	26,40	0,88	0,568	0,0785	0,02	0,1	0,016	0,35
28-29	0,1	39,60	0,88	0,568	0,0785	0,04	0,3	0,037	0,80
4-28	0,275	52,80	0,88	0,568	0,0785	0,13	1,3	0,181	3,90
3-4	0,51	74,00	0,88	0,568	0,0785	0,35	4,8	0,658	14,22
2-3	0,165	95,21	0,88	0,568	0,0785	0,15	2,5	0,352	7,61
1-2	0,35	102,75	0,88	0,568	0,0785	0,33	6,3	0,870	18,81
0-1	5,01	123,95	0,88	0,335	0,078	3,54	77,4	18,012	231,14
27-20	0,1	13,20	0,88	0,568	0,0785	0,01	0,0	0,004	0,09
26-27	0,1	26,40	0,88	0,568	0,0785	0,02	0,1	0,016	0,35
25-26	0,1	39,60	0,88	0,568	0,0785	0,04	0,3	0,037	0,80
24-25	0,1	52,80	0,88	0,568	0,0785	0,05	0,5	0,066	1,42
23-24	0,1	66,00	0,88	0,568	0,0785	0,06	0,7	0,103	2,22
22-23	0,18	79,20	0,88	0,568	0,0785	0,13	1,9	0,266	5,75
21-22	0,185	92,40	0,88	0,568	0,0785	0,16	2,7	0,372	8,04
0-21	5,53	105,60	0,88	0,335	0,078	3,33	62,0	14,431	185,20
18-19	0,1	13,20	0,88	0,568	0,0785	0,01	0,03	0,004	0,09
17-18	0,1	26,40	0,88	0,568	0,0785	0,02	0,1	0,016	0,35
16-17	0,1	39,60	0,88	0,568	0,0785	0,04	0,3	0,037	0,80
15-16	0,1	52,80	0,88	0,568	0,0785	0,05	0,5	0,066	1,42
14-15	0,1	66,00	0,88	0,568	0,0785	0,06	0,7	0,103	2,22
7-14	0,435	79,20	0,88	0,568	0,0785	0,32	4,6	0,643	13,89
6-7	0,03	84,26	0,88	0,568	0,0785	0,02	0,4	0,050	1,08
0-6	5,125	88,46	0,88	0,335	0,078	2,58	40,3	9,384	120,43
11-10	0,1	13,20	0,88	0,568	0,0785	0,01	0,03	0,004	0,09
12-11	0,1	26,40	0,88	0,568	0,0785	0,02	0,1	0,016	0,35
13-12	0,1	39,60	0,88	0,568	0,0785	0,04	0,3	0,037	0,80
19-13	0,23	52,80	0,88	0,568	0,0785	0,11	1,1	0,151	3,26
8-9	0,2	66,00	0,88	0,568	0,0785	0,12	1,5	0,205	4,44
5-8	0,295	71,06	0,88	0,568	0,0785	0,19	2,5	0,351	7,58
0-5	5,27	84,26	0,88	0,335	0,078	2,53	37,6	8,754	112,35
Итого:									749,96



## 6 Выбор оборудования

### 6.1 Выбор оборудования на напряжение 10 кВ

Рассмотрим I магистральную схему.

Выключатели выбирают по номинальному току  $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$ , номинальному напряжению  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном,у}}$ , типу и роду установки.

В качестве примера рассмотрим выбор выключателя для защиты ВЛ<sub>1-0</sub> до КТП-1.

$U_{\text{номВЛ}}=10$  кВ,  $I_{\text{ном.ВЛ}}=123,95$  А. Выбираем выключатель ВВТЭ-М-10-20/630 с  $U_{\text{ном}}=10$  кВ,  $I_{\text{ном}}=630$  А.

Для остальных линий выбор осуществляется аналогично, сведем результаты в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Выбор выключателей на 10 кВ

ВЛ	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$I_{\text{расч}}$ , А	Тип выключателя	$I_{\text{ном выкл}}$ , А	Количество
1	2	3	4	5	6
30-31	10	13,20	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
29-30	10	26,40	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
28-29	10	39,60	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
4-28	10	52,80	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
3-4	10	74,00	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
2-3	10	95,21	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
1-2	10	102,75	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
0-1	10	123,95	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
27-20	10	13,20	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
26-27	10	26,40	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
25-26	10	39,60	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
24-25	10	52,80	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
23-24	10	66,00	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
22-23	10	79,20	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
21-22	10	92,40	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
0-21	10	105,60	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
18-19	10	13,20	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
17-18	10	26,40	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
16-17	10	39,60	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
15-16	10	52,80	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
14-15	10	66,00	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
7-14	10	79,20	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
6-7	10	84,26	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
0-6	10	88,46	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
11-10	10	13,20	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1

Продолжение таблицы 6.1

12-11	10	26,40	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
13-12	10	39,60	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
19-13	10	52,80	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
8-9	10	66,00	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
5-8	10	71,06	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
0-5	10	84,26	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1

## 6.2 Выбор оборудования на напряжение ниже 1 кВ

Для защиты линий 0,4 кВ будем использовать выключатели ВА 88.

Выключатели выбираем по условиям:

$$I_{\text{ном,а}} \geq I_{\text{раб}};$$

$$I_{\text{ном,расц,т}} \geq I_{\text{раб}};$$

$$I_{\text{ном,расц,э}} \geq I_{\text{раб}};$$

Таблица 6.3 - Выбор выключателей на 0,4 кВ

№ КТП	$I_{\text{раб}}, \text{А}$	$I_{\text{ном,расц,т}}, \text{А}$	Тип выключателя	$I_{\text{ном,а}}, \text{А}$	$I_{\text{ном,расц,э}}, \text{А}$	$I_{\text{откл}}, \text{кА}$	
1	2	3	4	5	6	7	9
1	Ветвь 1	272,04	315	ВА88-37	315	315	35
	Ветвь 2	272,04	315	ВА88-37	315	315	35
2	Ветвь 1	113,35	160	ВА88-32	160	160	35
	Ветвь 2	90,68	100	ВА88-32	100	100	25
3	Ветвь 1	272,04	315	ВА88-37	315	315	35
	Ветвь 2	272,04	315	ВА88-37	315	315	35
4	Ветвь 1	272,04	315	ВА88-37	315	315	35
	Ветвь 2	272,04	315	ВА88-37	315	315	35
5	Ветвь 1	181,36	200	ВА88-35	200	200	35
	Ветвь 2	158,69	200	ВА88-35	200	200	35
6	Ветвь 1	113,35	160	ВА88-32	160	160	35
7	Ветвь 1	136,02	160	ВА88-32	160	160	35
8	Ветвь 1	136,02	160	ВА88-32	160	160	35
9	Ветвь 1	181,36	200	ВА88-35	200	200	35
	Ветвь 2	158,69	200	ВА88-35	200	200	35
10	Ветвь 1	181,36	200	ВА88-35	200	200	35
	Ветвь 2	158,69	200	ВА88-35	200	200	35
11	Ветвь 1	181,36	200	ВА88-35	200	200	35
	Ветвь 2	158,69	200	ВА88-35	200	200	35
12	Ветвь 1	181,36	200	ВА88-35	200	200	35
	Ветвь 2	158,69	200	ВА88-35	200	200	35

Продолжение таблицы 6.3

13	Ветвь 1	181,36	200	BA88-35	200	200	35
	Ветвь 2	158,69	200	BA88-35	200	200	35
14	Ветвь 1	181,36	200	BA88-35	200	200	35
	Ветвь 2	158,69	200	BA88-35	200	200	35
15	Ветвь 1	181,36	200	BA88-35	200	200	35
	Ветвь 2	158,69	200	BA88-35	200	200	35
16	Ветвь 1	181,36	200	BA88-35	200	200	35
	Ветвь 2	158,69	200	BA88-35	200	200	35
17	Ветвь 1	181,36	200	BA88-35	200	200	35
	Ветвь 2	158,69	200	BA88-35	200	200	35
18	Ветвь 1	181,36	200	BA88-35	200	200	35
	Ветвь 2	158,69	200	BA88-35	200	200	35
19	Ветвь 1	181,36	200	BA88-35	200	200	35
	Ветвь 2	158,69	200	BA88-35	200	200	35
20	Ветвь 1	181,36	200	BA88-35	200	200	35
	Ветвь 2	158,69	200	BA88-35	200	200	35
21	Ветвь 1	181,36	200	BA88-35	200	200	35
	Ветвь 2	158,69	200	BA88-35	200	200	35
22	Ветвь 1	181,36	200	BA88-35	200	200	35
	Ветвь 2	158,69	200	BA88-35	200	200	35
23	Ветвь 1	181,36	200	BA88-35	200	200	35
	Ветвь 2	158,69	200	BA88-35	200	200	35
24	Ветвь 1	181,36	200	BA88-35	200	200	35
	Ветвь 2	158,69	200	BA88-35	200	200	35
25	Ветвь 1	181,36	200	BA88-35	200	200	35
	Ветвь 2	158,69	200	BA88-35	200	200	35
26	Ветвь 1	181,36	200	BA88-35	200	200	35
	Ветвь 2	158,69	200	BA88-35	200	200	35
27	Ветвь 1	181,36	200	BA88-35	200	200	35
	Ветвь 2	158,69	200	BA88-35	200	200	35
28	Ветвь 1	181,36	200	BA88-35	200	200	35
	Ветвь 2	158,69	200	BA88-35	200	200	35
29	Ветвь 1	181,36	200	BA88-35	200	200	35
	Ветвь 2	158,69	200	BA88-35	200	200	35
30	Ветвь 1	181,36	200	BA88-35	200	200	35
	Ветвь 2	158,69	200	BA88-35	200	200	35
31	Ветвь 1	181,36	200	BA88-35	200	200	35
	Ветвь 2	158,69	200	BA88-35	200	200	35

## 8 Проверка оборудования по токам короткого замыкания

### 8.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Расчет токов короткого замыкания на напряжение 10кВ ведется в относительных единицах.

Изобразим схему замещения для выбранной магистральной схемы.

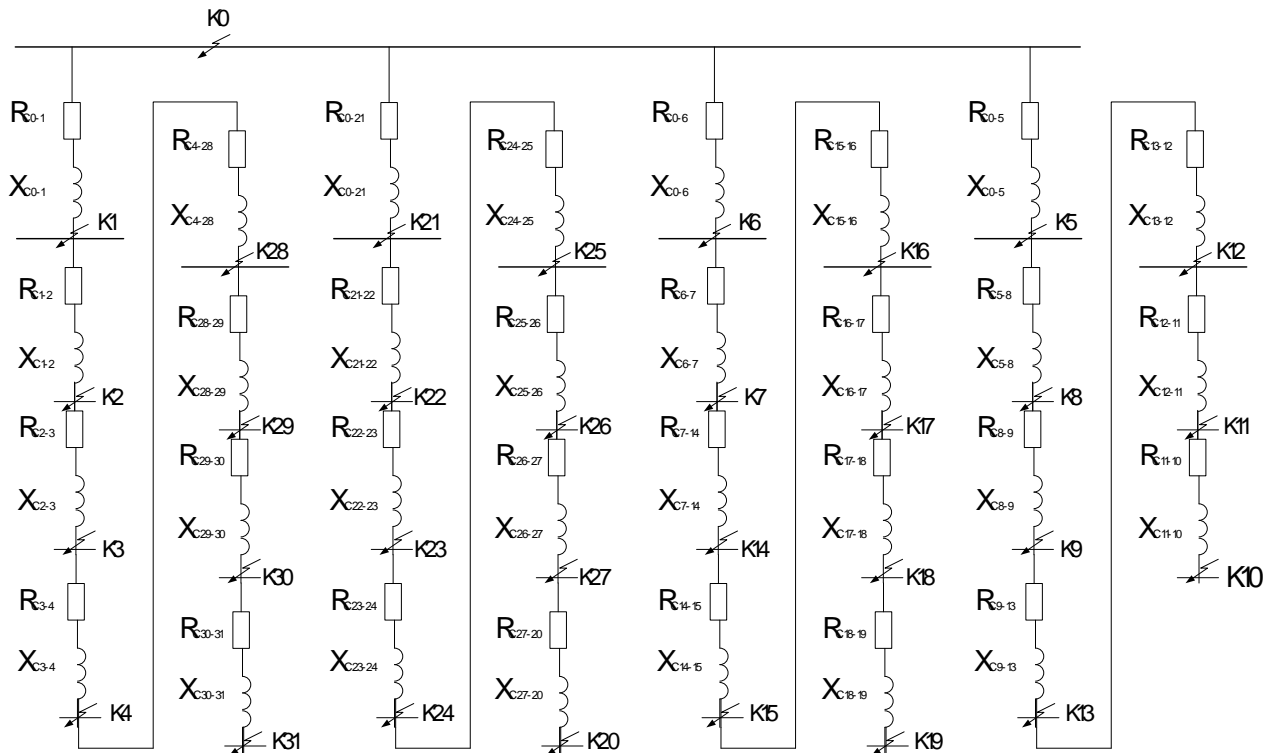


Рисунок 8.1 – Схема замещения

Схема замещения представляет собой упрощенную однолинейную схему, на которой указываются все элементы системы электроснабжения и их параметры, влияющие на ток короткого замыкания, здесь же указываются точки, в которых необходимо определить ток короткого замыкания.

Сопротивление системы найдем по формуле:

$$X_c = \frac{S_6}{S_{\text{откл}}} \quad (8.1)$$

где  $S_{\text{откл}}$  - отключающая способность головного выключателя, МВА;  
 $S_6$  – базисное значение мощности, равное 100 МВА.

$$S_{\text{откл}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{ном.откл}} \cdot U_{\text{ном}} \quad (8.2)$$

где  $I_{\text{ном.откл}}$ ,  $U_{\text{ном}}$  - паспортные данные головного выключателя.

$$S_{\text{откл}} = \sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10 = 346,41 \text{ МВА} \quad (8.3)$$

Базисное значение тока найдем по формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (8.4)$$

где  $U_6$  - базисное значение напряжения, равное 10,5 кВ.

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА} \quad (8.5)$$

Сопротивления элементов системы электроснабжения приводим к базисным уровням. Сопротивления линий определяются по выражениям:

$$R = r_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_6^2}; \quad (8.6)$$

$$X = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_6^2}. \quad (8.7)$$

где  $r_0$  и  $x_0$  - удельное активное и реактивное сопротивление линий, Ом/км;  
 $L$  - длина линии, км.

Расчет сопротивлений сведем в таблицу 5.1.

Ток короткого замыкания трехфазный определяется по формуле:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{1}{Z_{\Sigma}} \cdot I_6 \quad (8.8)$$

где  $Z_{\Sigma}$  - суммарное сопротивление участка до точки короткого замыкания.

Рассмотрим точку К1 короткого замыкания:

$$Z_{\Sigma} = X_c = \frac{100}{346,41} = 0,289 \text{ о. е}; \quad (8.9)$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{1}{0,289} \cdot 5,499 = 19,03 \text{ кА}. \quad (8.10)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{кз}^{(3)} \quad (8.11)$$

где  $K_{уд}$  - ударный коэффициент, определяемый в зависимости от соотношения  $X_{\Sigma} / R_{\Sigma}$ ,  $K_{уд}=1$ .

Дальнейший расчет токов короткого замыкания на напряжение 10 кВ сведем в таблицу 8.2.

Таблица 8.1 – Расчет сопротивлений

Участок	L,км	F,мм	$r_0$ ,Ом/км	$x_0$ ,Ом/км	R,о.е.	X,о.е.
1	2	3	4	5	6	7
30-31	0,1	70	0,568	0,0785	0,05	0,01
29-30	0,1	70	0,568	0,0785	0,05	0,01
28-29	0,1	70	0,568	0,0785	0,05	0,01
4-28	0,275	70	0,568	0,0785	0,14	0,020
3-4	0,51	70	0,568	0,0785	0,26	0,04
2-3	0,165	70	0,568	0,0785	0,09	0,01
1-2	0,35	70	0,568	0,0785	0,18	0,02
0-1	5,01	120	0,568	0,0785	2,58	0,36
27-20	0,1	70	0,568	0,0785	0,05	0,01
26-27	0,1	70	0,568	0,0785	0,05	0,01
25-26	0,1	70	0,568	0,0785	0,05	0,01
24-25	0,1	70	0,568	0,0785	0,05	0,01
23-24	0,1	70	0,568	0,0785	0,05	0,01
22-23	0,18	70	0,568	0,0785	0,09	0,01
21-22	0,185	70	0,568	0,0785	0,10	0,01
0-21	5,53	120	0,568	0,0785	2,85	0,39
18-19	0,1	70	0,568	0,0785	0,05	0,01
17-18	0,1	70	0,568	0,0785	0,05	0,01
16-17	0,1	70	0,568	0,0785	0,05	0,01
15-16	0,1	70	0,568	0,0785	0,05	0,01
14-15	0,1	70	0,568	0,0785	0,05	0,01
7-14	0,435	70	0,568	0,0785	0,22	0,03
6-7	0,03	70	0,568	0,0785	0,02	0,00
0-6	5,125	120	0,568	0,0785	2,64	0,36
11-10	0,1	70	0,568	0,0785	0,05	0,01
12-11	0,1	70	0,568	0,0785	0,05	0,01
13-12	0,1	70	0,568	0,0785	0,05	0,01
9-13	0,23	70	0,568	0,0785	0,12	0,02
8-9	0,2	70	0,568	0,0785	0,10	0,01
5-8	0,295	70	0,568	0,0785	0,15	0,02
0-5	5,27	120	0,568	0,0785	2,72	0,38

Таблица 8.2 – Расчет токов КЗ

Точка кз	$Z_{\Sigma}$ ,о.е.	$X_{\Sigma}/R_{\Sigma}$	$K_{уд}$	$I^{(3)}$ кз ,кА	$I_{уд}$ , кА
1	2	3	4	5	6
K0	0,289	0,000	1	19,03	26,91
K1	2,895	0,138	1	1,90	2,69
K2	3,077	0,138	1	1,79	2,53
K3	3,162	0,138	1	1,74	2,46

Продолжение таблицы 8.2

K4	3,428	0,138	1	1,60	2,27
K28	3,571	0,138	1	1,54	2,18
K29	3,623	0,138	1	1,52	2,15
K30	3,675	0,138	1	1,50	2,12
K31	3,727	0,138	1	1,48	2,09
K21	3,165	0,138	1	1,74	2,46
K22	3,261	0,138	1	1,69	2,38
K23	3,355	0,138	1	1,64	2,32
K24	3,407	0,138	1	1,61	2,28
K25	3,459	0,138	1	1,59	2,25
K26	3,511	0,138	1	1,57	2,21
K27	3,563	0,138	1	1,54	2,18
K20	3,615	0,138	1	1,52	2,15
K6	2,954	0,138	1	1,86	2,63
K7	2,970	0,138	1	1,85	2,62
K14	3,196	0,138	1	1,72	2,43
K15	3,248	0,138	1	1,69	2,39
K16	3,300	0,138	1	1,67	2,36
K17	3,352	0,138	1	1,64	2,32
K18	3,404	0,138	1	1,62	2,28
K19	3,456	0,138	1	1,59	2,25
K5	3,030	0,138	1	1,81	2,57
K8	3,183	0,138	1	1,73	2,44
K9	3,287	0,138	1	1,67	2,37
K13	3,407	0,138	1	1,61	2,28
K12	3,459	0,138	1	1,59	2,25
K11	3,511	0,138	1	1,57	2,21
K10	3,563	0,138	1	1,54	2,18
K0	0,289	0,000	1	19,03	26,91

## 8.2 Проверка оборудования в сети 10 кВ

а) Проверим выключатели, защищающие воздушные линии напряжением 10 кВ. Проверку будем проводить по току КЗ и ударному току КЗ.

ВВТЭ-М-10-20/630 со следующими параметрами:  $U_{\text{ном}}=10$  кВ;  $I_{\text{ном}}=630$  А;

$I_{\text{ном.откл.}}=20$  кА; предельный сквозной ток  $I_{\text{скв}}=52$  кА; предельный ток термической стойкости  $I_{\text{пр.т.ст.}}=20$  кА; собственное время выключателя  $t_{\text{вкл}}=0,1$  с,  $t_{\text{откл}}=0,18$  с.

По напряжению  $U_{\text{ном.выкл}}=U_{\text{ном.ВЛ}}=10$  кВ.

Так как все рабочие токи ВЛ меньше 630 А (табл. 5.1), то проверка по длительному току выполняется.

Так как все рассчитанные токи КЗ меньше 20 кА (табл.8.2), то проверка по номинальному току отключения выполняется.

Так как все рассчитанные ударные токи кз меньше 52 кА (табл.8.2), то проверка по предельному сквозному току кз на электродинамическую устойчивость отключения выполняется.

Выключатели подходят по результатам проверки.

Условия проверки выключателей нагрузки ВН-11УЗ, установленных на КТП:

$$\begin{aligned}U_{ном} &\geq U_{ном.сети}; \\I_{ном} &\geq I_{раб.мах}; \\i_{ном.дин} &\geq i_{уд.}; \\I_{у.доп} &\geq I_{КЗ.мах}; \\I_t^2 \cdot t_{пр} &\geq I_{КЗ.мах}^2 \cdot t,\end{aligned}$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение выключателя нагрузки, В;  $U_{ном.сети}$  – номинальное напряжение сети, В;  $I_{ном}$  – номинальный ток выключателя нагрузки;  $I_{раб.мах}$  – максимальный рабочий ток, А;  $i_{ном.дин}$  – предельный сквозной ток, кА;  $i_{уд}$  – ударный ток КЗ, кА;  $I_{КЗ.мах}$  – максимальный ток КЗ, кА;  $I_{ну.доп}$  – наибольшее действующее значение полного тока;  $I_t$  – ток термической стойкости, кА;  $t$  – время отключения, с;  $t_{пр}$  – время протекания тока, с.

В КТП установлены выключатели нагрузки типа ВН-11УЗ.

Паспортные данные:

$$U_{ном}=10\text{кВ}, i_{ном.дин}=80\text{кА}, I_t=31,5\text{кА}, t_{пр}=1\text{с}, I_{ном}=200\text{А}$$

Условия проверки:

$$10\text{кВ} \geq 10\text{кВ};$$

$$200\text{А} \geq 21,2\text{А};$$

$$80\text{кА} \geq 1,76\text{кА};$$

$$31,5\text{кА} \geq 1,26\text{кА};$$

$$31,5^2 \cdot 1 \geq 1,26^2 \cdot 2, 992,25\text{кА}^2 \cdot \text{с} \geq 3,18\text{кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Имеющийся выключатель нагрузки удовлетворяет всем требованиям.

б) Проверим разъединители, напряжением 10 кВ. Проверку будем проводить по току КЗ и ударному току КЗ.

РВЗ-10/400 УХЛ2 со следующими параметрами:  $U_{ном}=10\text{кВ}$ ;  $I_{ном}=400\text{А}$ ;



Предельный сквозной ток  $I_{скв}=51$  кА; предельный ток термической стойкости  $I_{пр.т.ст.}=20$  кА;

По напряжению  $U_{ном.выкл}=U_{ном.вл}=10$  кВ.

Так как все рабочие токи ВЛ меньше 400 А (табл. 5.1), то проверка по длительному току выполняется.

Так как все рассчитанные токи кз меньше 20 кА (табл.8.2), то проверка по предельному току термической стойкости выполняется.

Так как все рассчитанные ударные токи кз меньше 51 кА (табл.8.2), то проверка по предельному сквозному току кз на электродинамическую устойчивость выполняется.

Разъединители подходят по результатам проверки.

в) Проверим плавкие предохранители напряжением 10 кВ. Проверку будем проводить по току КЗ и ударному току КЗ.

ПКТ 102 10/31 со следующими параметрами:  $U_{ном}=10$  кВ;  $I_{ном}=40$  А;

Номинальный ток отсечки  $I_{ном от}=31,5$  кА;

По напряжению  $U_{ном.выкл}=U_{ном.вл}=10$  кВ.

Так как все рабочие токи ВЛ меньше 40 А (табл. 5.1), то проверка по длительному току выполняется.

Так как все рассчитанные токи кз меньше 31,5 кА (табл.8.2), то проверка токовой отсечки выполняется.

Предохранители подходят по результатам проверки.

### **8.3 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1 кВ в жилом секторе**

Для установки напряжением до 1 кВ при расчете токов короткого замыкания считается, что мощность питающей системы не ограничена и напряжение на стороне высшего напряжения трансформатора является неизменным.

Токи КЗ будем рассчитывать до самых близких зданий.

Расчет выполняется в именованных единицах. Сопротивление элементов системы электроснабжения высшего напряжения приводим к низшему напряжению по формулам:

$$R_H = R_B \cdot \left( \frac{U_{ном.Н}}{U_{ном.В}} \right)^2; \quad (8.12)$$

$$X_H = X_B \cdot \left( \frac{U_{ном.Н}}{U_{ном.В}} \right)^2. \quad (8.13)$$

где  $R_B, X_B$  - сопротивления элементов системы электроснабжения высшего напряжения;

$R_H, X_H$  - сопротивления элементов системы электроснабжения высшего напряжения, приведенные к низшему.

$$\frac{U_{\text{ном.Н}}}{U_{\text{ном.В}}} = \frac{0,4}{10} = 0,04 \text{ - коэффициент трансформации}$$

Для примера рассмотрим КТП №1 (до дома №1).

Расчетная схема имеет вид:

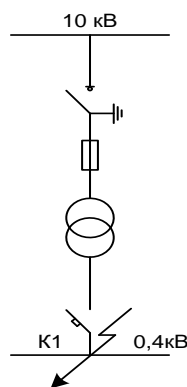


Рисунок 8.2 – Расчетная схема

Приведем сопротивления к низкому напряжению по формулам (8.12), (8.13):

$$R_{B\Sigma} = 0,32 \text{ Ом}; \quad (8.14)$$

$$X_{B\Sigma} = 0,08 \text{ Ом}; \quad (8.15)$$

$$R_{H\Sigma} = 0,32 \cdot 0,04^2 = 0,00051 \text{ Ом}; \quad (8.16)$$

$$X_{H\Sigma} = 0,08 \cdot 0,04^2 = 0,00087 \text{ Ом}. \quad (8.17)$$

Сопротивления трансформатора ТМ-400 10/0,4

$$R_{mp} = 0,0016 \text{ Ом}; \quad (8.18)$$

$$X_{тр} = 0,0029 \text{ Ом}. \quad (8.19)$$

Суммарное активное сопротивление, кроме сопротивлений элементов системы электроснабжения высокой стороны и трансформатора, должно учитывать переходное сопротивление контактов  $R_{\text{доб}}$ .

Поэтому вводим  $R_{\text{доб}} = (15 \div 20) \text{ мОм}$

$$R = R_{тр} + R_{\text{доб}} = 0,0016 + 0,015 = 0,0166 \text{ Ом} \quad (8.20)$$

Длина линии до дома №1  $L = 0,015 \text{ км}$ .

Сопротивления линии до дома №1:

$$R_{0,4} = 0,411 \cdot 0,015 = 0,0062 \text{ Ом};$$

$$X_{0,4} = 0,0753 \cdot 0,015 = 0,00113 \text{ Ом}.$$

Суммарное сопротивление:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(R_{H\Sigma} + R + R_{0,4})^2 + (X_{H\Sigma} + X_{0,4})^2};$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(0,00051 + 0,0166 + 0,0062)^2 + (0,00086 + 0,00113)^2} = 0,0234 \text{ Ом}.$$

Трехфазный ток короткого замыкания в точке К1 найдем по формуле:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}; \quad (8.21)$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,0234} = 6,58 \text{ кА}. \quad (8.22)$$

Из соотношения  $X_{\Sigma} / R_{\Sigma}, K_{уд}=1,1$

Ударный ток для точки К1:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{кз}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 6,58 = 9,3 \text{ кА} \quad (8.23)$$

Дальнейший расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ сведем в таблицу 8.3.

Таблица 8.3 – Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

№Дома	$R_{H\Sigma}, \text{ Ом}$	$X_{H\Sigma}, \text{ Ом}$	$R_{0,4}, \text{ Ом}$	$X_{0,4}, \text{ Ом}$	$R_{тр}, \text{ Ом}$	$X_{тр}, \text{ Ом}$	$Z_{\Sigma}, \text{ Ом}$	$I^{(3)}_{кз}, \text{ кА}$	$I_{уд}, \text{ кА}$
КТП №1									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	11
1	0,00051	0,00086	0,00617	0,00113	0,0016	0,0029	0,0234	9,898	13,998
2	0,00051	0,00086	0,01644	0,00301	0,0016	0,0029	0,0338	6,846	9,682
3	0,00051	0,00086	0,02672	0,00489	0,0016	0,0029	0,0442	5,231	7,398
4	0,00051	0,00086	0,03905	0,00715	0,0016	0,0029	0,0567	4,076	5,765
5	0,00051	0,00086	0,04727	0,00866	0,0016	0,0029	0,0651	3,553	5,025
6	0,00051	0,00086	0,05754	0,01054	0,0016	0,0029	0,0755	3,062	4,330
7	0,00051	0,00086	0,06576	0,01205	0,0016	0,0029	0,0839	2,757	3,899
8	0,00051	0,00086	0,07604	0,01393	0,0016	0,0029	0,0943	2,452	3,467
9	0,00051	0,00086	0,08631	0,01581	0,0016	0,0029	0,1048	2,207	3,121
10	0,00051	0,00086	0,09659	0,01770	0,0016	0,0029	0,1152	2,007	2,838
11	0,00051	0,00086	0,10686	0,01958	0,0016	0,0029	0,1256	1,840	2,602
12	0,00051	0,00086	0,11508	0,02108	0,0016	0,0029	0,1340	1,725	2,440
13	0,00051	0,00086	0,01028	0,00188	0,0016	0,0029	0,0275	8,401	11,881
14	0,00051	0,00086	0,02055	0,00377	0,0016	0,0029	0,0379	6,094	8,618

Продолжение таблицы 8.3

15	0,00051	0,00086	0,03083	0,00565	0,0016	0,0029	0,0484	4,780	6,759
16	0,00051	0,00086	0,04316	0,00791	0,0016	0,0029	0,0609	3,797	5,369
17	0,00051	0,00086	0,05138	0,00941	0,0016	0,0029	0,0693	3,339	4,722
18	0,00051	0,00086	0,06165	0,01130	0,0016	0,0029	0,0797	2,901	4,103
19	0,00051	0,00086	0,06987	0,01280	0,0016	0,0029	0,0880	2,626	3,714
20	0,00051	0,00086	0,08015	0,01468	0,0016	0,0029	0,0985	2,348	3,320
21	0,00051	0,00086	0,09042	0,01657	0,0016	0,0029	0,1089	2,123	3,002
22	0,00051	0,00086	0,10070	0,01845	0,0016	0,0029	0,1194	1,937	2,739
23	0,00051	0,00086	0,11097	0,02033	0,0016	0,0029	0,1298	1,781	2,519
24	0,00051	0,00086	0,11919	0,02184	0,0016	0,0029	0,1382	1,673	2,366

#### 8.4 Расчет токов однофазного короткого замыкания в сети до 1 кВ

Для правильного выбора параметров релейной защиты и автоматики в системе электроснабжения наряду с токами трехфазных КЗ необходимо знать токи несимметричных КЗ – в нашем случае однофазное КЗ, для проверки чувствительности автоматов к таким КЗ.

Для расчета  $I_{кз}^{(1)}$  по ПУЭ рекомендуется следующая упрощенная формула:

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_T}{3} + Z_{\Pi}} \quad (8.24)$$

где  $U_{\phi}$  - фазное напряжение сети;  $Z_T/3$  - сопротивление силового трансформатора при однофазном замыкании на корпус.

Полное сопротивление петли фазный - нулевой провод:

$$Z_{\Pi} = \sqrt{(R_{\phi} + R_{д} + R_{н} + R_{ТТ} + R_{а})^2 + (X' + X_{ТТ} + X_{а})^2} \quad (8.25)$$

где  $R_{\phi}$ ,  $R_{н}$  - суммарные активные сопротивления фазного и нулевого проводов всех участков рассчитываемой цепочки (ТП - ЭП - ТП).

Для проводов из цветных металлов  $R_{\phi}$  и  $R_{н}$  равны омическому сопротивлению при  $f = 50$  Гц;  $R_{д}$  - сопротивление дуги в точке КЗ принимается равным 30 мОм;  $R_{ТТ}$ ,  $X_{ТТ}$  - активное и индуктивное сопротивление трансформатора тока  $R_{ТТ} = 0,15$  мОм;  $X_{ТТ} = 0,21$  мОм;  $R_{а}$ ,  $X_{а}$  - активное и индуктивное сопротивление автоматических выключателей;  $X'$  - внешнее индуктивное сопротивление петли фаза-нуль, принимается равным 600 мОм/км.

$Z_T = 487$  мОм для трансформатора мощностью 160 кВА

Рассмотрим расчет однофазного КЗ

$$\begin{aligned} Z_{\Pi} &= \sqrt{(R_{д} + R_{ТТ} + R_{а})^2 + (X_{ТТ} + X_{а})^2} = \\ &= \sqrt{(30 + 0,15 + 0,4)^2 + (0,21 + 0,99)^2} = 30,6 \text{ мОм}; \end{aligned} \quad (8.26)$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{\Gamma} + Z_{\text{н}}}{3}} = \frac{220}{\frac{487}{3} + 30,6} = 1,14 \text{ кА.} \quad (8.27)$$

Для остальных точек расчет аналогичен.

Результаты расчетов сведем в таблицу 8.4

### 8.5 Проверка защитных аппаратов сети 0,4 кВ на отключающую способность и чувствительность к токам КЗ

Проверка на отключающую способность защитных аппаратов осуществляется по выражению:

$$I_{\text{откл, ном}} \geq I_{\text{КЗ}}.$$

Таблица 8.4 – Проверка автоматических выключателей в жилом районе.

№ Дома	Тип автомата	Iраб, А	Iном, А	Iоткл.ном.а, кА	IKЗ, кА
КТП №1					
1	2	3	4	5	6
2	ВА88-32	22,67	25	25	9,898
3	ВА88-32	22,67	25	25	6,846
4	ВА88-32	22,67	25	25	5,231
5	ВА88-32	22,67	25	25	4,076
6	ВА88-32	22,67	25	25	3,553
7	ВА88-32	22,67	25	25	3,062
8	ВА88-32	22,67	25	25	2,757
9	ВА88-32	22,67	25	25	2,452
10	ВА88-32	22,67	25	25	2,207
11	ВА88-32	22,67	25	25	2,007
12	ВА88-32	22,67	25	25	1,840
13	ВА88-32	22,67	25	25	1,725
14	ВА88-32	22,67	25	25	8,401
15	ВА88-32	22,67	25	25	6,094
16	ВА88-32	22,67	25	25	4,780
17	ВА88-32	22,67	25	25	3,797
18	ВА88-32	22,67	25	25	3,339
19	ВА88-32	22,67	25	25	2,901
20	ВА88-32	22,67	25	25	2,626
21	ВА88-32	22,67	25	25	2,348
22	ВА88-32	22,67	25	25	2,123
23	ВА88-32	22,67	25	25	1,937
24	ВА88-32	22,67	25	25	1,781

Так как  $I_{\text{откл, ном}} \geq I_{\text{КЗ}}$ , то все автоматы выбраны правильно, и подходят по отключающей способности к токам КЗ. Продолжение таблицы 8.4 в приложении.

## 9 Анализ качества напряжения сети и расчет отклонения напряжения для характерных электроприемников

Качество напряжение зависит от потерь напряжения в отдельных элементах питающей сети. Отклонения напряжения согласно ГОСТ не должны выходить в нормальном режиме работы, за пределы  $\pm 5\%$  и предельно допустимые значения  $\pm 10\%$  для Отклонение напряжения на каждом участке определяем по формуле:

$$V = \left[ \frac{(U_{un} - \Delta U_{участка}) - U_{ном}}{U_{ном}} \right] \cdot 100 \% \quad (9.1)$$

Отклонения напряжения будем рассчитывать в максимальном и минимальном режиме для самого мощного и самого удаленного электроприемника от РТП.

### 9.1 Самый удаленный электроприемник

Самым электрически удаленным электроприемником является дом №2.  
Максимальный режим:

0-1:

$L=5,01$  км;

$r_0 = 0,335$ ;  $x_0 = 0,078$ ;

$\cos\phi=0,88$   $\sin\phi=0,44$ ;

$I_{max} = 123,95$  А;

$\Delta U_{0-1} = \sqrt{3} \cdot 123,95 \cdot 5,01 \cdot (0,335 \cdot 0,88 + 0,078 \cdot 0,44) = 353,68$  В;

$U_1 = 10500 - 353,68 = 10146,42$  В;

1-2:

$L=350$  м;

$r_0 = 0,568$ ;  $x_0 = 0,0785$ ;

$\cos\phi=0,88$   $\sin\phi=0,44$ ;

$I_{max} = 102,75$  А;

$\Delta U_{1-2} = \sqrt{3} \cdot 102,75 \cdot 0,35 \cdot (0,568 \cdot 0,88 + 0,0785 \cdot 0,44) = 33,25$  В;

$U_2 = 10146,42 - 33,25 = 10113,18$  В;

2-3:

$$L=165 \text{ m};$$

$$r_0 = 0,568; x_0 = 0,0785;$$

$$\cos\phi=0,88 \sin\phi=0,44;$$

$$I_{\max} = 92,21 \text{ A};$$

$$\Delta U_{2-3} = \sqrt{3} \cdot 92,21 \cdot 0,165 \cdot (0,568 \cdot 0,88 + 0,0785 \cdot 0,44) = 14,52 \text{ B};$$

$$U_3 = 10113,18 - 14,52 = 10098,65 \text{ B};$$

3-4:

$$L=510 \text{ m};$$

$$r_0 = 0,568; x_0 = 0,0785;$$

$$\cos\phi=0,88 \sin\phi=0,44;$$

$$I_{\max} = 74 \text{ A};$$

$$\Delta U_{3-4} = \sqrt{3} \cdot 74 \cdot 0,51 \cdot (0,568 \cdot 0,88 + 0,0785 \cdot 0,44) = 33,89 \text{ B};$$

$$U_4 = 10098,65 - 34,89 = 10063,76 \text{ B};$$

4-28:

$$L=275 \text{ m};$$

$$r_0 = 0,568; x_0 = 0,0785;$$

$$\cos\phi=0,88 \sin\phi=0,44;$$

$$I_{\max} = 52,8 \text{ A};$$

$$\Delta U_{4-28} = \sqrt{3} \cdot 52,8 \cdot 0,275 \cdot (0,568 \cdot 0,88 + 0,0785 \cdot 0,44) = 13,42 \text{ B};$$

$$U_5 = 10063,76 - 13,42 = 10050,34 \text{ B};$$

28 - 29:

$$L=100 \text{ m};$$

$$r_0 = 0,568; x_0 = 0,0785;$$

$$\cos\phi=0,88 \sin\phi=0,44;$$

$$I_{\max} = 39,6 \text{ A};$$

$$\Delta U_{28-29} = \sqrt{3} \cdot 39,6 \cdot 0,1 \cdot (0,568 \cdot 0,88 + 0,0785 \cdot 0,44) = 3,66 \text{ B};$$

$$U_6 = 10050,34 - 3,66 = 10046,68 \text{ B};$$

29 - 30:

$$L=100 \text{ m};$$

$$r_0 = 0,568; x_0 = 0,0785;$$

$$\cos\phi=0,88 \sin\phi=0,44;$$

$$I_{\max} = 26,4 \text{ A};$$

$$\Delta U_{29-30} = \sqrt{3} \cdot 26,4 \cdot 0,1 \cdot (0,568 \cdot 0,88 + 0,0785 \cdot 0,44) = 2,44 \text{ В};$$

$$U_7 = 10046,68 - 2,44 = 10044,24 \text{ В};$$

30 – 31:

$$L=100 \text{ м};$$

$$r_0 = 0,568; x_0 = 0,0785;$$

$$\cos\phi=0,88 \sin\phi=0,44;$$

$$I_{\max} = 13,2 \text{ A};$$

$$\Delta U_{30-31} = \sqrt{3} \cdot 13,2 \cdot 0,1 \cdot (0,568 \cdot 0,88 + 0,0785 \cdot 0,44) = 1,22 \text{ В};$$

$$U_8 = 10044,24 - 1,22 = 10043,02 \text{ В}.$$

Потери в трансформаторе:

$$\Delta U_T = \beta_T \cdot (U_a \cos \varphi_2 + U_p \sin \varphi_2) \quad (9.2)$$

где  $\beta_T$  - отношение фактической нагрузки одного трансформатора к его номинальной мощности в рассматриваемом режиме работы

$U_a$ ,  $U_p$  - активная и реактивная составляющие напряжения КЗ, равная

$$U_a \% = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{нТ}} \cdot 100, \quad U_p \% = \sqrt{(U_{к\%})^2 - (U_a \%)^2} \quad (9.3)$$

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$\beta = \frac{396,25}{400} = 0,99$$

Активное напряжение:

$$U_a = \frac{5,5}{400} \cdot 100 = 1,375\%$$

Реактивное напряжение:

$$U_p = \sqrt{4,5^2 + 1,375^2} = 4,71\% ;$$

$$\Delta U_T = 0,99 \cdot (1,375 \cdot 0,88 + 4,71 \cdot 0,44) = 3,25\%;$$

$$\Delta U_{Тр} = (3,25/100) 10000 = 325 \text{ В};$$

$$U_5 = 10043,2 - 325 = 9718,02 \text{ В}.$$

Приведём напряжение к низкой стороне:



$$U_9 = 9718,02 \cdot \frac{400}{10000} = 388,72 \text{ В};$$

КТП №31 – Дом №15:

$$L=230 \text{ м};$$

$$r_0 = 1,11; x_0 = 0,0802;$$

$$\cos\phi=0,88 \sin\phi=0,44;$$

$$I_{\max} = 22,67 \text{ А};$$

$$\Delta U_{31-\text{№}15} = \sqrt{3} \cdot 22,67 \cdot 0,23 \cdot (1,11 \cdot 0,88 + 0,0753 \cdot 0,44) = 9,13 \text{ В};$$

$$U_{10} = 388,72 - 9,13 = 379,59 \text{ В};$$

Отклонение напряжения:

$$V_1 = \frac{U_1 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% = \frac{10468 - 10000}{10000} \cdot 100 = 1,46\%;$$

$$V_2 = \frac{10198,2 - 10000}{10000} \cdot 100 = 1,13\%; V_3 = \frac{10028,7 - 10000}{10000} \cdot 100 = 0,99\%;$$

$$V_4 = \frac{9851,1 - 10000}{10000} \cdot 100 = 0,64\%; V_5 = \frac{390,77 - 380}{380} \cdot 100 = 0,5\%;$$

$$V_6 = \frac{386,41 - 380}{380} \cdot 100 = 0,47\%; V_7 = \frac{386,41 - 380}{380} \cdot 100 = 0,44\%;$$

$$V_8 = \frac{386,41 - 380}{380} \cdot 100 = 0,43\%; V_9 = \frac{386,41 - 380}{380} \cdot 100 = 2,29\%;$$

$$V_{10} = \frac{386,41 - 380}{380} \cdot 100 = -0,11\%.$$

Таблица 9.1 – Максимальный режим

линия	$I_{\text{раб}}, \text{ А}$	$L, \text{ км}$	cos	sin	$r_0, \text{ Ом/ км}$	$x_0, \text{ Ом/ км}$	$\Delta U, \%$	$U, \text{ В}$	$\Delta U_{\text{т}}, \%$	$\beta_{\text{т}}$	$U_{\text{а}}, \%$	$U_{\text{р}}, \%$	$\Delta U_{\text{тп}}, \%$	$V, \%$
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
0-1	123,95	5,01	0,88	0,44	0,335	0,078	3,54	353,58						1,46
1-2	102,75	0,35	0,88	0,44	0,568	0,0785	0,33	33,25						1,13
2-3	95,21	0,165	0,88	0,44	0,568	0,0785	0,15	14,52						0,99
3-4	74,00	0,51	0,88	0,44	0,568	0,0785	0,35	34,89						0,64
4-28	52,80	0,275	0,88	0,44	0,568	0,0785	0,13	13,42						0,50
28-29	39,60	0,1	0,88	0,44	0,568	0,0785	0,04	3,66						0,47
29-30	26,40	0,1	0,88	0,44	0,568	0,0785	0,02	2,44						0,44
30-31	13,20	0,1	0,88	0,44	0,568	0,0785	0,01	1,22						0,43
Тр-р			0,88	0,44					3,25	0,99	1,375	4,71	325	-2,82
КТП №31 - Дом №15	22,67	0,23	0,88	0,44	1,11	0,0802	0,09	9,13						-5,22

Таблица 9.2 – Минимальный режим

линия	$I_{\text{рас}}, \text{A}$	$L, \text{км}$	cos	sin	$r_0, \text{Ом/км}$	$x_0, \text{Ом/км}$	$\Delta U, \%$	$U, \text{В}$	$\Delta U_{\text{т}}, \%$	$\beta_{\text{т}}$	$U_{\text{а}}, \%$	$U_{\text{р}}, \%$	$\Delta U_{\text{тр}}, \text{В}$	$V, \%$
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
0-1	49,58	5,01	0,88	0,44	0,335	0,078	0,71	70,72						-1,41
1-2	41,10	0,35	0,88	0,44	0,568	0,0785	0,07	6,65						-1,55
2-3	38,08	0,165	0,88	0,44	0,568	0,0785	0,03	2,90						-1,61
3-4	29,60	0,51	0,88	0,44	0,568	0,0785	0,07	6,98						-1,74
4-28	21,12	0,275	0,88	0,44	0,568	0,0785	0,03	2,68						-1,80
28-29	15,84	0,1	0,88	0,44	0,568	0,0785	0,01	0,73						-1,81
29-30	10,56	0,1	0,88	0,44	0,568	0,0785	0,00	0,49						-1,82
30-31	5,28	0,1	0,88	0,44	0,568	0,0785	0,00	0,24						-1,83
Тр-р			0,88	0,44					3,25	0,99	1,375	4,71	325	-5,08
КТП №31 - Дом №15	9,07	0,23	0,88	0,44	1,11	0,0802	0,02	1,83						-6,04

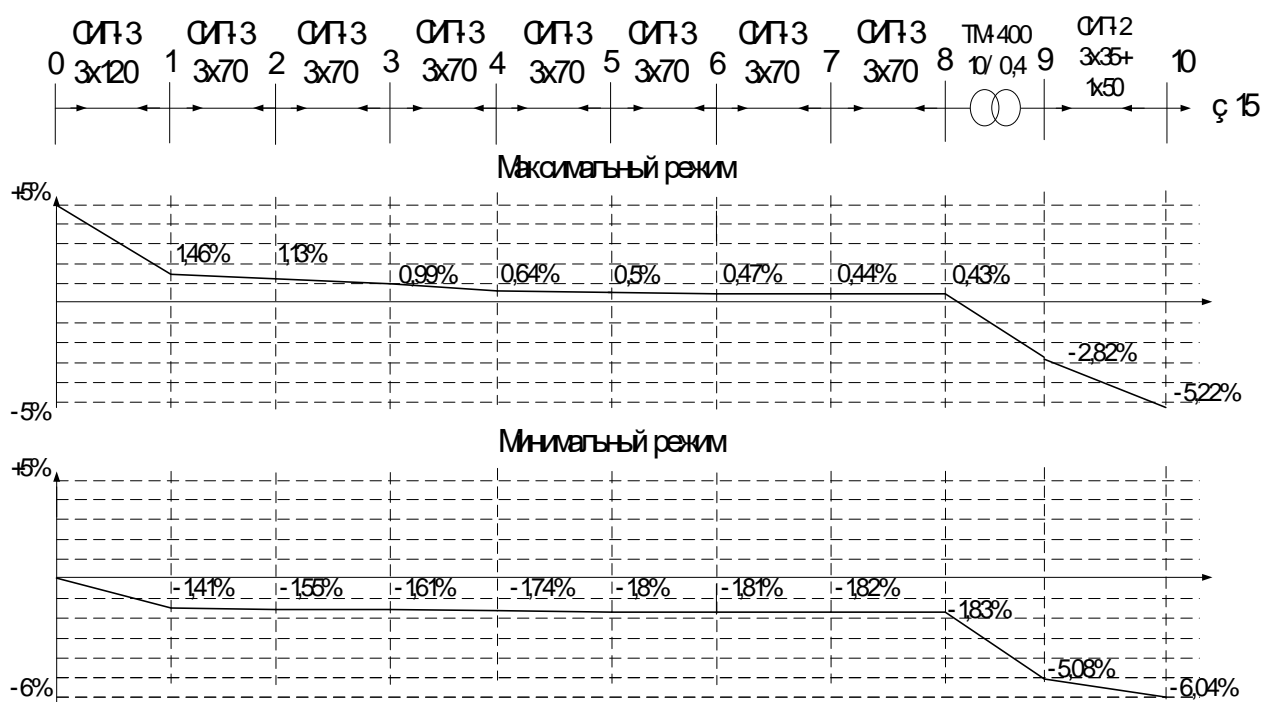


Рисунок 9.1 – Эпюре напряжения максимальный и минимальный режим.

По построенным эпюрам видно, что необходимо использование ПБВ, одной ступени на +2,5%.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения разделов выпускной квалификационной работы является реконструкция схемы электроснабжения жилого массива Завидное с. Кайбалы в границе улиц Ярославская-Арбатская. Выполняя проектную работу, были рассчитаны электрические нагрузки для каждого уровня электроснабжения, итогом которых стало проектирование схемы электроснабжения жилого массива.

Рассчитаны параметры электрооборудование и проводников электроснабжения с пояснением и характеристиками выбранного оборудования на 0,4 кВ и на 10 кВ. Входящие в данную работу кабеля, коммутационная аппаратура и аппараты защиты удовлетворяют все технические требования.

Выполнена схема замещения, по которой были рассчитаны токи короткого замыкания

Произведена проверка электрооборудования на 0,4 кВ и на 10 кВ, в результате которого были одобрены аппараты защиты.

Практическая ценность данной работы заключается в том, что реконструированная схема электроснабжения жилого массива Завидное с. Кайбалы в границе улиц Ярославская-Арбатская улучшит качество подаваемого электричества, поможет не только улучшить жизненный быт для людей, проживающих в данном жилом массиве, но и поможет развитию данного района и Муниципального образования «Алтайский район Белоярского сельсовета РХ». Что позволит не только увеличить спрос на электричество, но и улучшить качество жизни проживающих на данной территории граждан.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Андреев, В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов. – 4-е издание, перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 2012. – 639 с.
2. Андреев, В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах. Учебное пособие. – М.: Высшая школа, 2014. – 252 с.
3. Барыбин, Ю. Г. Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 576 с.
4. Веников, В.А. Расчёт токов короткого замыкания в сети внешнего и внутреннего электроснабжения промышленных предприятий: Москва. - Энергоатомиздат, 2013.- 434 с.
5. Горфинкель, В.Я. Экономика предприятия: Учебник для вузов / В.Я. Горфинкель, Е.М. Купряков, В.П. Прасолова и др.; под ред. проф. В.Я. Горфинкеля, проф. Е.М. Купрякова. – М.: Банки и биржи, ЮНИТИ, 2014. - 367с.
6. Дипломное проектирование по специальности 140211.65 «Электроснабжение»: учеб. пособие/ Л.Л.Латушкина, А.Д. Макаревич, А.С. Торопов, А.Н. Туликов. – Абакан: Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ. Ред. – изд. сектор ХТИ – филиала СФУ, 2013. – 232с.
7. Ермилов, А. А. Проектирование промышленных электрических сетей. – 2-е изд., перераб. и доп. А. А. Ермилов, В. С. Иванов, Ю. В. Крупович : Под ред. В. И. Круповича. – М.: Энергия, 2014. – 328 с.
8. Зайцев, Н.Л. Экономика промышленного предприятия: Учебник; 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ИНФРА-М, 2013. – 336с.
9. Иванов, В.С. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий / В.С. Иванов, В.И. Соколов. – Москва: Энергоатомиздат, 2014. – 287с.
10. Козловская, В.Б. Электрическое освещение: Справочник. // В.Б. Козловская, В.Н. Радкевич, В.Н. Сацукевич. – Минск.: Техноперспектива, 2015. – 253 с.
11. Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий Учебник для студентов высших учебных заведений / – 2-е изд. – М.: Интернет Инжиниринг, 2013. – 672 с.
12. Липкин, Б. Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: Учеб. для учащихся электротехн. специальностей средних спец. учебн. Заведений / Б. Ю. Липкин. 4-е. изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 2012. – 366 с.
13. Любушин, Н.П., Лещева В.Б., Дьякова В.Г. Анализ финансово - экономической деятельности предприятия: Учеб. пособие для вузов / Под ред. проф. Н.П. Любушина. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2014. - 471с.

14. Пособие к СНиП 11-01-95 по разработке раздела проектной документации «Охрана окружающей среды». – Москва, 2008г. – режим доступа: <http://www.studfiles.ru/preview/3109389/>

15. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) 7-ое издание. Главы 1.1-1.2, 1.7-1.9, 2.4-2.5, 4.1-4.2, 7.1-7.2, 7.5-7.6, 7.10, раздел 6. – М.: Ростехнадзор, 2010. – 411 с.

16. Приказ ФСТ России от 10.10.2014 N 225-э/1 "О предельных уровнях тарифов на электрическую энергию (мощность) на 2016 год" (Зарегистрировано в Минюсте России 28.10.2014 N 34488) [Электронный ресурс]. Приложение N 4 к приказу Федеральной службы по тарифам от 10 октября 2014 г. N 225-э/1// Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

17. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования; дата введ. 23.03.1998. – М.: Издательство МЭИ, 2013. – 131 с.

18. РТМ 36.18.32.4-92 Указания по расчету электрических нагрузок; дата введ. 01.01.1993. – М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 2008. – 27 с.

19. Солдаткина, Л.А. Электрические системы и сети. М.: Энергия, 1978. – 216с.

20. СП 31-110-2003 Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий; дата введ. 01.01.2004. – М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 2014. – 65 с.

21. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под редакцией Д.Л. Файбисовича. – Москва: Изд-во НЦЭНАС, 2012. – 320с.

22. Фёдоров, А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2т./ под общ. ред. А. А. Фёдорова. – Москва: Энергоатомиздат, 2014. – Т.2. – 592 с.

23. Фёдоров, А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2т./ под общ. ред. А. А. Фёдорова. – Москва: Энергоатомиздат, 2014. – Т.1. – 568 с.

24. Федоров, А.А. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Электрооборудование и автоматизация. 2-е изд. перераб. и доп./ Под общ. ред. А. А. Федорова и Г. В. Сербиновского. – М.: Энергия, 2015. – 624 с.

25. Федоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: учеб. пособие для вузов/ А.А. Федоров, Л.Е. Старкова – Москва: Энергоатомиздат, 2017. – 368 с.

Бакалаврская работа выполнена мной самостоятельно. Использованные в работе материалы и концепции из опубликованной научной литературы и других источников имеют ссылки на них.

Отпечатано в   1   экземпляре.

Библиография  25  наименований.

Электронный экземпляр сдан на кафедру.

«      » \_\_\_\_\_  
(дата)

\_\_\_\_\_  
(подпись)

Пахтаев К.О.  
(ФИО)

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО  
«Сибирский федеральный университет»  
институт  
«Электроэнергетика»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
Г. Н. Чистяков  
подпись инициалы, фамилия  
«13» 08 2021г.

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
код – наименование направления

Реконструкция схемы электроснабжения жилого массива Завидное  
с. Кайбалы в границе улиц Ярославская-Арбатская  
тема

Руководитель Дулесова 08.07.21 доцент каф. ЭЭ, к.т.н.  
подпись, дата должность, ученая степень

Н.В. Дулесова  
инициалы, фамилия

Выпускник Паштаев 08.07.2021 г.  
подпись, дата

К.О. Пахтаев  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер Кычакова 08.07.2021 г.  
подпись, дата

И.А. Кычакова  
инициалы, фамилия

Абакан 2021