

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника

(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Электроснабжение микрорайона Дружба г. Уфа

Обучающийся

А.С. Скрыльников

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент С.В. Шаповалов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

## Аннотация

В представленной работе выполнена частичная реконструкция питающей схемы, а также техническое перевооружение системы электроснабжения микрорайона Дружба г. Уфа.

Такая реконструкция обусловлена дополнительной застройкой микрорайона и введением в эксплуатацию новых потребителей.

«С учётом новых потребителей системы электроснабжения микрорайона, в работе проведены следующие технические мероприятия:

- осуществлён расчёт и выбор числа и мощности трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ (далее – ТП-10/0,4 кВ);
- выполнен расчёт токов короткого замыкания и выбор силового оборудования, включая расчёт электрических сетей микрорайона, технико-экономическое сравнение вариантов распределительной сети 10 кВ, проверку сети 10 кВ по отклонению напряжения» [11], а также выбор сечений линий напряжением 0,38 кВ;
- рассчитана релейная защита и автоматика системы электроснабжения объекта исследования;
- выполнен расчёт надёжности реконструированной системы электроснабжения микрорайона.

Работа, помимо расчётно-пояснительной записки объёмом 71 печатных страниц, включает также 6 листов графической части, выполненных в ОС «AutoCAD 2019».

## Содержание

Введение .....	4
1 Характеристика системы электроснабжения микрорайона .....	7
2 Расчет электрических нагрузок микрорайона .....	11
3 Расчёт трансформаторных подстанций микрорайона .....	23
3.1 Выбор числа и мощности трансформаторов и количества ТП микрорайона .....	23
3.2 Конструктивное выполнение трансформаторных подстанций .....	28
4 Расчет токов короткого замыкания и выбор силового оборудования.....	29
4.1 Расчет токов короткого замыкания .....	29
4.2 Выбор оборудования .....	32
5 Расчёт электрических сетей микрорайона .....	37
5.1 Расчёт распределительной сети 10 кВ.....	37
5.2 Технико-экономическое сравнение вариантов распределительной сети 10 кВ.....	45
5.3 Проверка сети 10 кВ по отклонению напряжения.....	48
5.4 Выбор сечений линий напряжением 0,38 кВ .....	55
6 Релейная защита и автоматика .....	59
7 Расчёт надёжности системы электроснабжения.....	63
Заключение .....	67
Список используемой литературы .....	70

## Введение

Целями реконструкции систем электроснабжения микрорайонов в Российской Федерации являются повышение надежности и эффективности электроснабжения, а также сокращение энергозатрат и снижение негативного воздействия на окружающую среду.

Основными задачами такой реконструкции являются модернизация и замена устаревшего оборудования, улучшение схем распределительных и приёмных устройств, внедрение современных систем управления и контроля, а также повышение энергетической эффективности и безопасности систем электроснабжения.

Известно, что реконструкция систем электроснабжения микрорайонов в Российской Федерации актуальна в связи с возрастом и изношенностью существующей инфраструктуры, увеличением нагрузок на электросети, необходимостью соответствия современным требованиям по надёжности и безопасности.

Это позволит уменьшить риск возникновения аварий и ЧП, а также улучшить качество электроснабжения, снизит энергозатраты и уменьшит негативное воздействие на окружающую среду.

Кроме того, такая реконструкция позволит улучшить качество электроснабжения и повысить уровень удовлетворенности населения.

Также реконструкция сетей, оборудования и схем микрорайонов позволит увеличить пропускную способность электросетей, что позволит подключить новые потребители и способствовать развитию микрорайонов.

Наконец, реконструкция систем электроснабжения микрорайонов позволит увеличить стоимость недвижимости в микрорайонах, что делает инвестиции в такую реконструкцию более привлекательной (в долгосрочной перспективе).

Таким образом, реконструкция систем электроснабжения микрорайонов в

Российской Федерации имеет множество преимуществ и является актуальной задачей.

Данные аспекты формируют и обосновывают актуальность исследования, проведённого в работе, а также практическую ценность настоящей работы [20].

Целью работы является частичная реконструкция питающей схемы, а также техническое перевооружение, системы электроснабжения микрорайона Дружба г. Уфа.

Установлено, что такая реконструкция обусловлена дополнительной застройкой микрорайона и введением в эксплуатацию новых потребителей и питающих мощностей.

Объектом исследования является система электроснабжения микрорайона Дружба г. Уфа.

В качестве предмета исследования рассматриваются параметры надёжности, экономичности, безопасности и экологичности, присущие объекту исследования.

Таким образом, с учётом новых потребителей системы электроснабжения микрорайона, в работе предлагается решить следующие основные поставленные задачи:

- детально рассмотреть и провести анализ общей характеристики объекта исследования, характеристику климатических и топографических условий, а также требования, предъявляемые к системам электроснабжения жилых объектов. На основании представленной информации и аналитических данных, провести обоснование реконструкции «системы электроснабжения микрорайона»;
- осуществить расчёт и выбор числа и мощности силовых трансформаторов на питающих ТП-10/0,4 кВ;
- выполнить расчет токов короткого замыкания и выбор силового оборудования, включая расчёт электрических сетей микрорайона,

технико-экономическое сравнение вариантов распределительной сети 10 кВ, проверку сети 10 кВ по отклонению напряжения» [12], а также выбор сечений линий напряжением 0,38 кВ;

- рассчитать систему релейной защиты и автоматики системы электроснабжения объекта исследования;
- выполнить расчёт надёжности реконструированной системы электроснабжения микрорайона.

Значит, в результате выполнения работы, необходимо выбрать, обосновать и предложить для практического применения мероприятия, позволяющие выполнить качественную реконструкцию системы электроснабжения микрорайона Дружба г. Уфы, с высокими показателями надёжности, бесперебойности электроснабжения, экономичности и электробезопасности принятых решений.

## **1 Характеристика системы электроснабжения микрорайона**

Микрорайон Дружба в г. Уфе является одним из новейших жилых районов города, расположенным в юго-восточной части города.

История микрорайона начинается с 1960-х годов, когда было принято решение о строительстве нового жилого района для работников близлежащих предприятий [18].

Микрорайон Дружба расположен в зоне умеренно континентального климата, с продолжительной холодной зимой и тёплым летом. Средняя температура января составляет около минус 15°C, а июля – около 19°C. Годовое количество осадков составляет около 550 мм.

Здесь расположены многоквартирные дома различной этажности, а также объекты социальной инфраструктуры: школы, детские сады, больницы, поликлиники, магазины, предприятия торговли и общественного питания, спортивные объекты и другие объекты инфраструктуры.

В микрорайоне в настоящее время проживает около 6 тысяч человек.

Микрорайон Дружба известен своей развитой транспортной инфраструктурой, включающей в себя несколько маршрутов общественного транспорта, таких как автобусы, троллейбусы и трамваи, которые связывают микрорайон с другими районами города [18].

Кроме того, микрорайон Дружба известен своей богатой культурной жизнью, здесь проводятся различные мероприятия, фестивали, концерты и другие мероприятия, которые способствуют укреплению межнациональных отношений и развитию культуры жителей района.

В целом, микрорайон Дружба в г. Уфе является одним из наиболее развитых жилых районов города, который отличается развитой инфраструктурой, благоприятным климатом и богатой культурной жизнью.

Электроснабжение микрорайона осуществляется от трёх двухтрансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ, питающихся, в свою очередь, по 2-м фидерам 10 кВ.

Для питания микрорайона от ПС-110/10 кВ «Уфимская» применяется магистральная схема с двухсторонним питанием (с учётом резервирования). При этом используются кабели марки АСБ2л-10-3×70, которые проложены в траншее.

На территории микрорайона размещено несколько видов жилой и коммунальной застройки: многоэтажные жилые дома с газовыми плитами, детские сады/ясли, школа и гаражный комплекс с СТО.

Они получают питание от трёх двухтрансформаторных понизительных ТП-10/0,4 кВ (ТП1, ТП2 и ТП3) кабельными линиями марки АСБ2л-1-4 различных сечений.

Таким образом, в ближайшей перспективе планируется расширение микрорайона, обусловленное вводом в эксплуатацию строящихся новых жилых домов и объектов инфраструктуры.

Данный факт обуславливает актуальность проведения реконструкции системы электроснабжения микрорайона.

«В качестве исходных данных принято:

- проект детальной планировки микрорайона, разработанный комитетом по строительству и архитектуре при администрации города Уфа;
- технические условия электроснабжения микрорайона, выданные Уфимскими электросетями» [18].

Таким образом, данный проект расширения микрорайона согласован на государственном уровне.

Показатели застройки рассматриваемого микрорайона Дружба г. Уфа указаны в таблице 1.



Таблица 1 – Показатели застройки микрорайона Дружба г. Уфа

Назначение здания	Этажность	Количество секций	Площадь, м <sup>2</sup>	Количество квартир/мест
<b>Существующая нагрузка</b>				
ТП-1				
Жилой дом №1	9	8	17820	288
Жилой дом №2	9	6	11880	216
Жилой дом №8	5	4	3300	60
Жилой дом №9	5	7	5775	105
Жилой дом №10	5	6	4950	90
Детсад/ясли №1	2	-	7200	280
Всего по ТП-1	-	-	50925	1039
ТП-2				
Жилой дом №3	9	18	35640	648
Гаражный комплекс с СТО №1	7	-	73000	500
Школа №1	3	-	22600	1160
Всего по ТП-2	-	-	131240	2308
ТП-3				
Жилой дом №4	9	9	21780	324
Жилой дом №5	9	10	27720	360
Детсад/ясли №2	2	-	7200	280
Всего по ТП-3	-	-	56700	964
<b>Перспективная нагрузка</b>				
Жилой дом №6	9	16	39600	576
Жилой дом №7	9	16	39600	576
Жилой дом №11	5	11	9075	165
Школа №2	3	-	22600	1160
Детсад/ясли №3	2	-	7200	280
Детсад/ясли №4	2	-	7200	280
Гаражный комплекс с СТО №2	7	-	73000	500
Всего перспективной нагрузки	-	-	198275	3537
Всего по микрорайону	-	-	437140	7848

Таким образом, исходя из приведённых в таблице 1 условий застройки микрорайона Дружба, установлено, что в данном микрорайоне будет построено и введено в эксплуатацию три жилых дома, одну школу, два детсада/ясли и один гаражный комплекс с СТО общей площадью 198275 м<sup>2</sup>.

Таким образом, общая (суммарная) площадь застройки жилого микрорайона составит 437140 м<sup>2</sup>.

Выводы по разделу.

Рассмотрена исходная схема электроснабжения микрорайона Дружба города Уфы. Установлено, что электроснабжение данного объекта осуществляется от трёх двухтрансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ, питающихся, в свою очередь, по 2-м фидерам 10 кВ от городской центральной подстанции «Уфимская»-110/10 кВ, расположенной на расстоянии 2 км от данного микрорайона. Для питания микрорайона от ПС-110/10 кВ «Уфимская» применяется магистральная схема с двухсторонним питанием (с учётом резервирования). При этом используются кабели марки АСБ2л-10-3×70, которые проложены в траншее.

Определено, что в исходной схеме на территории микрорайона размещено несколько видов жилой и коммунальной застройки: многоэтажные жилые дома с газовыми плитами, детские сады/ясли, школа и гаражный комплекс с СТО. Они получают питание от трёх двухтрансформаторных понизительных ТП-10/0,4 кВ (ТП1, ТП2 и ТП3) кабельными линиями марки АСБ2л-1-4 различных сечений.

В результате анализа технических условий на выполнение работы было установлено, что основной задачей работы является частичная реконструкция питающей схемы, а также техническое перевооружение, системы электроснабжения микрорайона Дружба г. Уфа, обусловленное вводом в эксплуатацию новых объектов микрорайона. Исходя из условий застройки микрорайона Дружба, установлено, что в данном микрорайоне будет построено и введено в эксплуатацию три жилых дома, одну школу, два детсада/ясли и один гаражный комплекс с СТО общей площадью 198275 м<sup>2</sup>.

На основании приведённых сведений, далее в работе проводится решение поставленных задач.

## 2 Расчет электрических нагрузок микрорайона

Известно, что в реконструируемых схемах систем электроснабжения должны быть соблюдены следующие условия по критериям [9]:

- надёжности;
- качеству передаваемой потребителям электроэнергии;
- электробезопасности;
- оптимальному режиму работы;
- соответствия выбранных электрических сетей, аппаратов и оборудования параметрам схемы системы электроснабжения с учётом минимального, номинального (рабочего или нормального), а также максимального (послеаварийного) режима.

В первую очередь, для соблюдения всех указанных норм, необходимо провести качественный расчёт электрических нагрузок объекта.

«Расчетная активная электрическая нагрузка квартир  $P_{кв}$ , приведенная к вводу жилого здания»[15]:

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

где « $P_{кв. уд.}$ » – удельная расчетная электрическая нагрузка квартир, кВт/кв;

$n$  – количество квартир» [15].

«Расчётная электрическая нагрузка жилых домов» [15]:

$$P_{р.ж.д} = P_{кв.} + K_y \cdot P_c, \quad (2)$$

где « $P_{кв.}$ , кВт – расчётная электрическая нагрузка квартир, приведённая ко вводу жилого дома;

$P_c$ , кВт - расчётная нагрузка силовых электроприёмников жилого дома;

$K_y$  – коэффициент участия при максимуме нагрузки силовых электроприёмников ( $K_y=0,9$ )» [15].

«Нагрузка силовых электроприёмников, приведённая к вводу» [15]:

$$P_c = P_{p.l.} + P_{ст.у}, \quad (3)$$

где « $P_{p.l.}$ , кВт – мощность лифтовых установок;

$P_{ст.у}$ , кВт – мощность санитарно-технических устройств» [15].

«Мощность лифтовых установок» [15]:

$$P_{p.l.} = K_{с.л.} + \sum_{i=1}^n P_{ni}, \quad (4)$$

где « $K_{с.л.}$  – коэффициент спроса;

$n_l$  – количество лифтовых установок;

$P_{ni}$ , кВт – установленная мощность электродвигателя лифта» [15].

«В качестве примера рассчитается нагрузка жилого дома №1 микрорайона.

Дом 9-ти этажный и состоит из:

- 8-ми секций, имеющих восемь лифтовых установок;
- жилая площадь 17820 м<sup>2</sup>;
- количество квартир 288.

Расчётная электрическая нагрузка квартир» [15]:

$$P_{кв.} = 0,74 \cdot 288 = 213 \text{ кВт.}$$

Рассчитывается нагрузка потребителей электроэнергии лифтовых установок. Технические данные лифтовых установок:

- электродвигатель типа АС 32-6/24,  $P_{уст}=7кВт$ ;
- коэффициент спроса лифтовых установок по [1]  $K_c=0,54$ ;
- коэффициент мощности по [1]  $\cos\varphi_l=0,65$ .

«Расчётная нагрузка лифтовых установок» [15]:

$$P_{р.л} = 0,54 \cdot 7 \cdot 8 = 30 \text{ кВт.}$$

«Расчётная электрическая нагрузка жилого дома» [15]:

$$P_{р.ж.д} = 213 + 0,9 \cdot 30 = 243 \text{ кВт.}$$

«Полная расчётная нагрузка жилого дома» [15]:

$$S_{р.ж.д} = \frac{P_{кв.}}{\cos\varphi_{кв.}} + 0,9 \cdot \frac{P_{р.л.}}{\cos\varphi_{л.}}. \quad (5)$$

Для жилого дома №1 микрорайона полная расчётная нагрузка:

$$S_{р.ж.д} = \frac{213}{0,96} + 0,9 \cdot \frac{30}{0,65} = 262 \text{ кВА.}$$

«Определяется нагрузка жилого дома №2. Дом – 9-ти этажный, состоит из:

- 6-ти секций, имеющий шесть лифтовых установок;
- жилая площадь 11880м<sup>2</sup>;
- количество квартир: 216» [15].

$$P_{кв.} = 0,77 \cdot 216 = 167 \text{ кВт},$$

где  $P_{кв.уд.} = 0,77$  по [15].

«Расчётная нагрузка потребителей электроэнергии лифтовых установок» [15]:

$$P_{уст} = 7 \text{ кВт}; K_c = 0,65; \cos\varphi_l = 0,65,$$

$$P_{р.л} = 0,65 \cdot 7 \cdot 6 = 27,3 \text{ кВт}.$$

«Расчётная электрическая нагрузка жилого дома №2» [15]:

$$P_{р.ж.д} = 167 + 0,9 \cdot 27,3 = 192 \text{ кВт}.$$

«Полная расчётная нагрузка жилого дома» [15] №2:

$$S_{р.ж.д} = \frac{167}{0,96} + 0,9 \cdot \frac{27,3}{0,65} = 212 \text{ кВА},$$

где  $\cos\varphi_{кв} = 0,96, \cos\varphi_l = 0,65$  по [15].

«Определяется нагрузка жилого дома №3. Дом – 9-ти этажный состоит из:

- 18-ти секций, имеющих восемнадцать лифтовых установок;
- жилая площадь 35640 м<sup>2</sup>;
- количество квартир: 648» [15].

$$P_{кв.} = 0,7 \cdot 648 = 457 \text{ кВт},$$

где  $P_{кв.уд.} = 0,7$  по [15].

«Расчётная нагрузка лифтовых установок» [15]:

$$P_{уст} = 7 \text{ кВт}; K_c = 0,42; \cos \varphi_l = 0,65.$$

$$P_{р.л} = 0,42 \cdot 7 \cdot 18 = 53 \text{ кВт}.$$

«Расчётная электрическая нагрузка жилого дома №3» [15]:

$$P_{р.ж.д} = 457 + 0,9 \cdot 53 = 505 \text{ кВт}.$$

«Полная расчётная нагрузка жилого дома №3» [15]:

$$S_{р.ж.д} = \frac{457}{0,96} + 0,9 \cdot \frac{53}{0,65} = 549 \text{ кВА}.$$

«Определяется электрическая нагрузка школы на 1160 учащихся» [15]:

$$P_{шк} = P_{уд.шк} \cdot n, \text{ кВт}, \quad (6)$$

где « $P_{уд.шк} = 0,25 \text{ кВт/учащ.}$  – удельная нагрузка потребителей школы по [15];

$n$  – количество учащихся в школе» [15].

$$P_{шк} = 0,25 \cdot 1160 = 290 \text{ кВт}.$$

«Полная электрическая нагрузка школы» [15]:

$$S_{шк.} = \frac{P_{шк.}}{\cos \varphi_{шк.}}, \text{ кВА}, \quad (7)$$

где  $\cos\varphi_{шк}=0,95$  по [15].

$$S_{шк.} = \frac{290}{0,95} = 305 \text{ кВА.}$$

С учётом  $K_y$ :

$$S_{шк.} = 0,4 \cdot 305 = 92 \text{ кВА.}$$

Определяется расчётная электрическая нагрузка детского сада:

$$P_{\partial c} = P_{y\partial.\partial c} \cdot n, \text{ кВт}, \quad (8)$$

где  $P_{y\partial.\partial c}=0,46$ кВт/место – удельная нагрузка электроприёмников детского сада по [15].

$$P_{\partial c} = 0,4 \cdot 280 = 112 \text{ кВт.}$$

Полная электрическая нагрузка детского сада:

$$S_{\partial c.} = \frac{P_{\partial c.}}{\cos\varphi_{\partial c.}}, \text{ кВА}, \quad (9)$$

где  $\cos\varphi_{\partial c}=0,97$  по [15].

$$S_{\partial c.} = \frac{112}{0,97} = 116 \text{ кВА.}$$

С учётом  $K_y$ :



$$S_{oc.} = 0,4 \cdot 116 = 46 \text{ кВА.}$$

Также определены расчётные нагрузки для остальных домов и муниципальных объектов.

Результаты расчётов сведены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчёта электрических нагрузок микрорайона

Назначение здания	Потребляемая мощность, S, кВА	Коэф-т участия в максимуме, $K_y$	Потребляемая мощность с учётом $K_y$ , S, кВА
Жилой дом №1	262	-	262
Жилой дом №2	212	-	212
Жилой дом №3	549	-	549
Жилой дом №4	297	-	297
Жилой дом №5	330	-	330
Жилой дом №6	487	-	487
Жилой дом №7	487	-	487
Жилой дом №8	44	-	44
Жилой дом №9	66	-	66
Жилой дом №10	58	-	58
Жилой дом №11	93	-	93
Школа №1	305	0,3	92
Школа №2	305	0,3	92
Детсад/ясли №1	116	0,4	46
Детсад/ясли №2	116	0,4	46
Детсад/ясли №3	116	0,4	46
Детсад/ясли №4	118	0,4	46
Гаражный комплекс с СТО №1	100	0,5	50
Гаражный комплекс с СТО №2	100	0,5	50
Итого	4164	-	3353

В качестве источников наружного освещения выбираются светодиодные светильники.

Для уличного освещения принимаются светильники со светодиодными лампами марки «ДО15-120-001 Kosmos 750 (ТУ 3461-050-05014337-2014).

Количество устанавливаемых светильников» [16] определяется по упрощённой методике и ограничивается длиной освещаемой улицы и расстоянием между светильниками:

$$m = \frac{l}{l_{св.}}, шт, \quad (10)$$

где  $l$  – длина освещаемой улицы, м;

$l_{св.}$  – расстояние между светильниками, м.

Активная нагрузка[16]:

$$P_{р.осв.} = P_{св.} \cdot m, кВт. \quad (11)$$

Реактивная нагрузка[16]:

$$Q_{р.осв.} = P_{р.осв.} \cdot tg\varphi, квар. \quad (12)$$

Расчетная полная «нагрузка, приведенная к шинам 10 кВ питающей подстанции»[16]:

$$S_{р.осв.} = \sqrt{P_{р.осв.}^2 + Q_{р.осв.}^2}, кВА. \quad (13)$$

«Проводится расчёт освещения северо-западной части микрорайона.

Длина освещаемых основных улиц 1050 м» [16].

Количество устанавливаемых светильников:

$$m = \frac{1050}{40} = 26 \text{ шт.}$$

«Активная нагрузка» [16]:

$$P_{p.осв.} = 26 \cdot 0,117 = 3 \text{ кВт.}$$

«Реактивная нагрузка» [16]:

$$Q_{p.осв.} = 3 \cdot 0,33 = 1 \text{ квар,}$$

где « $\text{tg}\varphi=0,33$  – коэффициент реактивной мощности лампы» [16].

«Расчетная полная нагрузка, приведенная к шинам 10 кВ питающей подстанции» [16]:

$$S_{p.осв.} = \sqrt{3^2 + 1^2} = 3,2 \text{ кВА.}$$

«Проводится расчёт освещения западной части микрорайона» [16].

Длина освещаемых основных улиц 800 м.

Количество устанавливаемых светильников:

$$m = \frac{800}{40} = 20 \text{ шт.}$$

Активная нагрузка:

$$P_{p.осв.} = 20 \cdot 0,117 = 2,3 \text{ кВт.}$$

Реактивная нагрузка:

$$Q_{p.осв.} = 2,3 \cdot 0,33 = 0,8 \text{ квар.}$$

Расчетная полная «нагрузка, приведенная к шинам 10 кВ питающей подстанции» [16]:

$$S_{p.осв.} = \sqrt{2,3^2 + 0,8^2} = 2,4 \text{ кВА.}$$

Проводится расчёт освещения юго-западной части микрорайона.

Длина освещаемых основных улиц 3000 м.

Количество устанавливаемых светильников:

$$m = \frac{3000}{40} = 75 \text{ шт.}$$

Активная нагрузка:

$$P_{p.осв.} = 75 \cdot 0,117 = 8,8 \text{ кВт.}$$

Реактивная нагрузка:

$$Q_{p.осв.} = 8,8 \cdot 0,33 = 2,9 \text{ квар.}$$

Расчетная полная «нагрузка, приведенная к шинам 10 кВ питающей подстанции» [16]:

$$S_{p.осв.} = \sqrt{8,8^2 + 2,9^2} = 9,3 \text{ кВА.}$$

Проводится расчёт освещения юго – восточной части микрорайона.

Длина освещаемых основных улиц 5300 м.

Количество устанавливаемых светильников:

$$m = \frac{5300}{40} = 133 \text{ шт.}$$

Активная нагрузка:

$$P_{p.осв.} = 133 \cdot 0,117 = 15,6 \text{ кВт.}$$

Реактивная нагрузка:

$$Q_{p.осв.} = 15,6 \cdot 0,33 = 5,1 \text{ квар.}$$

Расчетная полная «нагрузка, приведенная к шинам 10 кВ питающей подстанции» [16]:

$$S_{p.осв.} = \sqrt{15,6^2 + 5,1^2} = 16,4 \text{ кВА.}$$

Проводится расчёт освещения восточной части микрорайона.

Длина освещаемых основных улиц 4650 м.

Количество устанавливаемых светильников:

$$m = \frac{4650}{40} = 117 \text{ шт.}$$

Активная нагрузка:

$$P_{p.осв.} = 117 \cdot 0,117 = 13,7 \text{ кВт.}$$

Реактивная нагрузка:

$$Q_{p.осв.} = 13,7 \cdot 0,33 = 4,5 \text{ квар.}$$

Расчетная полная «нагрузка, приведенная к шинам 10 кВ питающей подстанции» [16]:

$$S_{p.осв.} = \sqrt{13,7^2 + 4,5^2} = 14,4 \text{ кВА.}$$

Полученные результаты используются в работе далее.

Выводы по разделу.

В работе проведён расчёт электрических нагрузок всех потребителей, а также осветительной нагрузки микрорайона.

Результаты расчёта нагрузок используются в работе далее при выборе трансформаторов на питающих ТП, а также кабельных линий и аппаратов.

### 3 Расчёт трансформаторных подстанций микрорайона

#### 3.1 Выбор числа и мощности трансформаторов и количества ТП микрорайона

Предварительная оценка мощности трансформаторов ТП определяется по показателю плотности нагрузки, как отношению расчетной нагрузки к площади[6]:

$$\sigma = \frac{S_{p.мкр.}}{F_{мкр.}}, МВА / км^2, \quad (14)$$

где  $F$  – площадь реконструируемого микрорайона, км<sup>2</sup>.

Выбор мощности трансформаторов микрорайона:

$$\sigma_1 = \frac{S_{p1} + S_{p.осв.1}}{F_{район}}, МВА / км^2. \quad (15)$$

Плотность «нагрузки северо-западной части микрорайона» [16]:

$$\sigma_1 = \frac{0,688 + 0,003}{0,085} \approx 8,18 МВА / км^2,$$

При этом

$$S_{p1} = 262 + 212 + 46 + 44 + 66 + 58 = 688 \text{ кВА}.$$

Для данных условий, площадь застройки  $F_{район} = 0,085 \text{ км}^2$ .

Плотность нагрузки западной части микрорайона:

$$\sigma_2 = \frac{0,691+0,002}{0,09} \approx 7,8 \text{ МВА} / \text{км}^2,$$

При этом:

$$S_{p2}=549+92+50= 691 \text{ кВА}.$$

Для данных условий, площадь застройки  $F_{\text{район}}=0,09 \text{ км}^2$ .

Плотность нагрузки юго-западной части микрорайона:

$$\sigma_3 = \frac{0,673+0,003}{0,056} \approx 12,4 \text{ МВА} / \text{км}^2,$$

При этом:

$$S_{p3}=297+330+46=673 \text{ кВА}.$$

Для данных условий, площадь застройки  $F_{\text{район}}= 0,056 \text{ км}^2$ .

Плотность нагрузки юго-восточной части микрорайона:

$$\sigma_4 = \frac{0,629+0,016}{0,06} = 11,1 \text{ МВА} / \text{км}^2,$$

При этом:

$$S_{\text{общ}}=487+92+50=629 \text{ кВА}.$$

Для данных условий, площадь застройки  $F_{\text{района}}= 0,06 \text{ км}^2$ .



Плотность нагрузки восточной части микрорайона:

$$\sigma_5 = \frac{0,672+0,014}{0,08} = 8,8 \text{ MB} \cdot \text{A} / \text{км}^2,$$

При этом:

$$S_{\text{общ}} = 487 + 93 + 46 + 46 = 672 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Для данных условий, площадь застройки  $F_{\text{района}} = 0,08 \text{ км}^2$ .

Мощность силовых трансформаторов ТП [13]:

$$S_{\text{ном.Т}} \geq \frac{S_{\text{р.}}}{2 \cdot \beta_m}, \quad (16)$$

где  $\beta_m = 0,9$ .

$$S_{\text{ном.Т1}} \geq \frac{696}{2 \cdot 0,9} = 386 \text{ кВА}.$$

Принимается два трансформатора ТМГ-400/10.

$$S_{\text{ном.Т2}} \geq \frac{697}{2 \cdot 0,9} = 387 \text{ кВА}.$$

Принимается два трансформатора ТМГ-400/10.

$$S_{\text{ном.Т3}} \geq \frac{695}{2 \cdot 0,9} = 386 \text{ кВА}.$$

Принимается два трансформатора ТМГ-400/10.

$$S_{ном.Т4} \geq \frac{698}{2 \cdot 0,9} = 371 \text{кВА}.$$

Принимается два трансформатора ТМГ-400/10.

$$S_{ном.Т5} \geq \frac{706}{2 \cdot 0,9} = 392 \text{кВА}.$$

Принимается два трансформатора ТМГ-400/10[17].

Таким образом, установлено, что на всех пяти ТП-10/0,4 кВ микрорайона рекомендуется установить по два силовых трансформатора марки ТМГ-400/10 с характеристиками:

$$U_{ном.вн} = 10 \text{кВ};$$

$$U_{ном.нн} = 0,4 \text{кВ};$$

$$U_{кз} = 4,5 \%;$$

$$\Delta P_{xx} = 0,83 \text{кВт};$$

$$\Delta P_{кз} = 5,4 \text{кВт};$$

$$I_{xx} = 1,8 \%.$$

Такой результат показывает равномерное распределение плотности нагрузки в микрорайоне, тем самым обуславливая хорошие показатели надёжности и экономичности.

Результаты выбора мощности трансформаторов ТП микрорайона сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Результаты выбора мощности трансформаторов ТП микрорайона

№ ТП	Подключенные потребители	$S_{ном}/S_{мн}$ ,кВА	Количество, тип и мощность трансформатора
ТП 1	Жилой дом №1	262	2×ТМГ-400/10
	Жилой дом №2	212	
	Детский сад	46	
	Жилой дом №8	44	
	Жилой дом №9	66	
	Жилой дом №10	58	
	Освещение	8	
Всего ТП-1		696	
ТП 2	Жилой дом №3	549	2×ТМГ-400/10
	Гаражный комплекс с СТО	50	
	Школа	92	
	Освещение	6	
Всего ТП-2		697	
ТП3	Жилой дом №4	297	2×ТМГ-400/10
	Жилой дом №5	330	
	Детский сад	46	
	Освещение	22	
Всего ТП-3		695	
ТП4	Жилой дом №6	487	2×ТМГ-400/10
	Гаражный комплекс с СТО	50	
	Школа	92	
	Освещение	39	
Всего ТП-4		668	
ТП5	Жилой дом №7	487	2×ТМГ-400/10
	Жилой дом №11	93	
	Детский сад	46	
	Детский сад	46	
	Освещение	34	
Всего ТП-5		706	

Установлено, что фактическая загрузка выбранных силовых трансформаторов на ТП находится в допустимых пределах. В соответствии с таблицей 3, по результатам расчётов принимается к установке пять двухтрансформаторных подстанций: ТП1-ТП5. На каждой ТП устанавливается два трансформатора марки ТМГ-400/10.

Места расположения ТП в микрорайоне определены предварительной оценкой центра электрических нагрузок частей объекта исследования.

### 3.2 Конструктивное выполнение трансформаторных подстанций

«В городских распределительных сетях применяют закрытые подстанции с оборудованием для внутренней установки. Рассматривается конструктивное выполнение типовой ТП, предназначенной для петлевой сети. Она предусматривает установку двух трансформаторов, мощностью 400 кВА.

Здание ТП-10/0,4 кВ выполняется из сборных железобетонных элементов на фундаменте из сплошных бетонных блоков. Здание имеет три входных двери. ТП имеет три отдельных помещения: для трансформатора, для РУ 10 кВ и для РУ 0,38 кВ»[12].

«Распределительные устройства 10 кВ и 0,38 кВ в трансформаторной подстанции оборудованы кабельными каналами, которые закрываются рифлёными металлическими щитами. Кабели 10 кВ и 0,38 кВ вводятся в РУ через трубы, заложенные в фундаменте подстанции. В каналах кабели укладываются с небольшим запасом на случай демонтажа и новых концевых разделок при их повреждении. Трансформаторные подстанции имеют степень защиты» [8].

Габаритные размеры: 6000×4200×2400 мм. Масса: 2400 кг. В нашем случае РУ-10 кВ комплектуется шестью камерами КСО-366.

Четыре камеры предназначены для подключения кабельных линий 10 кВ распределительной сети, а две камеры предназначены для подключения силовых трансформаторов ТМГ 400-10.

Выводы по разделу.

В соответствии с полученными результатами расчётов, «приняты к установке пять двухтрансформаторных подстанций ТП1-ТП5 с двумя силовыми трансформаторами марки ТМГ-400/10» [8]. Установлено, что загрузка трансформаторов находится в допустимых пределах. Приняты к установке надёжные и современные блочные ТП закрытого типа.

## 4 Расчет токов короткого замыкания и выбор силового оборудования

### 4.1 Расчет токов короткого замыкания

При расчёте токов к.з. выбирается наиболее тяжёлый режим трёхфазного короткого замыкания. Для этого режима находятся следующие величины:

- $I''$  – начальное значение периодической составляющей тока к.з.;
- $I_{\infty}$  - действующее значение установившегося тока к.з.;
- $I_y$  – ударный ток короткого замыкания.

Определяется значение тока к.з. на вводе ТП1, как наиболее тяжёлый вариант.

Расчётная и эквивалентная схемы для расчёта токов КЗ приведены на рисунке 1.

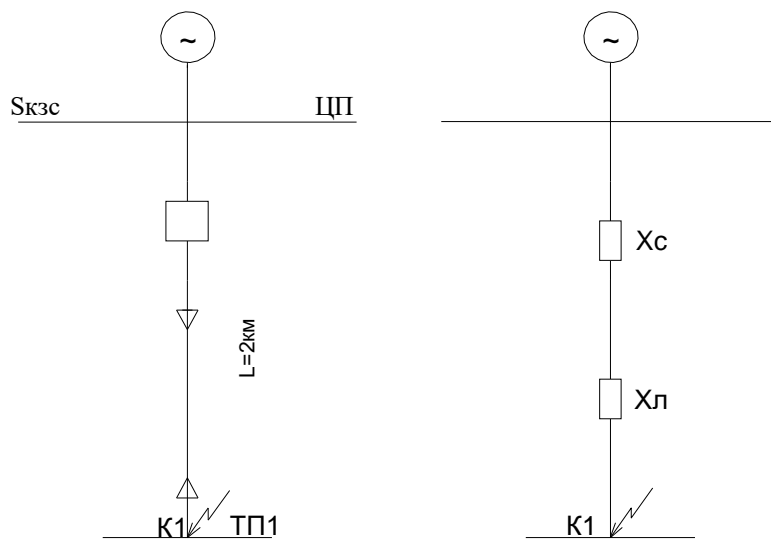


Рисунок 1 – Расчётная и эквивалентная схемы для расчёта токов КЗ

Приводятся элементы к базисным условиям:

$$S_{\bar{o}} = S_c = 1000 \text{ MVA},$$

$$U_{\bar{o}} = 10,5 \text{ кВ},$$

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}}, \text{ кА}, \quad (17)$$

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}.$$

Сопротивления схемы замещения в относительных единицах:

$$x_c = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_c}. \quad (18)$$

$$x_c = 1.$$

$$r_c = \frac{x_c}{50}, \quad (19)$$

$$r_c = \frac{1}{50} = 0,02,$$

$$x_n = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2}, \quad (20)$$

$$x_n = 0,08 \cdot 2 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,45,$$

$$r_n = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2}, \quad (21)$$

$$r_n = 0,043 \cdot 2 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 8,04,$$

$$x_{\Sigma} = x_c + x_n, \quad (22)$$

$$x_{\Sigma} = 1 + 1,45 = 2,45,$$

$$r_{\Sigma} = r_c + r_n, \quad (23)$$

$$r_{\Sigma} = 0,02 + 8,04 = 8,06.$$

Отношение  $x/r < 3$ , следовательно необходимо учитывать активное сопротивление.

Полное сопротивление цепи:

$$z = \sqrt{x_{\Sigma}^2 - r_{\Sigma}^2}, \quad (24)$$
$$z = \sqrt{2,45^2 - 8,06^2} = 8,42.$$

Ток к.з. в точке  $K_1$ :

$$I_{II}^{(3)} = \frac{I_{\sigma}}{z}, \text{ кА}, \quad (25)$$
$$I_{II}^{(3)} = \frac{55}{8,42} = 6,5 \text{ кА}.$$

Ударный ток к.з. в точке  $K_1$ :

$$i_{y\partial K1} = \sqrt{2} \cdot I_{II}^{(3)} \cdot K_y, \text{ кА}, \quad (26)$$

где  $K_y$  – ударный коэффициент.

Так как на шинах питающей энергосистемы  $\beta'' = 1$ , поэтому [10]:

$$I_{\infty} = I'' = I_n. \quad (27)$$

И ударный коэффициент можно принять равным единице.

Значит:

$$i_{y\partial K1} = \sqrt{2} \cdot 6,5 \cdot 1 = 9,2 \text{ кА}.$$

Полученные результаты используются при выборе оборудования СЭС микрорайона.

#### 4.2 Выбор оборудования

Проводится выбор и проверка аппаратов для установки их на стороне 10 кВ ТП-10/0,4 В микрорайона.

«Электрические аппараты выбирается по условиям длительной работы в нормальном режиме и проверяется их по условиям работы при трёхфазном коротком замыкании на электродинамическую и термическую стойкость» [13].

Выбор ЭА по номинальному напряжению и току:

$$U_{ном.а} \geq U_{ном.с}, кВ, \quad (28)$$

где « $U_{ном.а}$ — номинальное значение напряжения электрического аппарата, кВ;

$U_{ном.с}$ —номинальное значение напряжения, кВ» [13].

$$I_{ном.а} \geq I_p, А, \quad (29)$$

где « $I_{ном.а}$ — номинальный ток высоковольтного ЭА;

$I_p$  – расчётный ток (максимальный рабочий ток)»[13].

«Проверка ЭА на коммутационную отключающую способность, то есть проверка на отключение токов короткого замыкания» [13]:

$$I_{откл} \geq I_K, кА. \quad (30)$$

«Проверка на термическую и электродинамическую стойкость» [13]:



$$i_{дин} \geq i_y, A. \quad (31)$$

$$I_T^2 t_T \geq I_K^2 t, A^2 \cdot c. \quad (32)$$

«Для производства отключений, переключений на вводах трансформаторных подстанций со стороны напряжения 10 кВ принимается к установке выключатели нагрузки типа ВМП – 16У3»[19].

Его проверка приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Выбор и проверка выключателя нагрузки 10 кВ

Паспортные данные	Условия выбора	Расчётные данные ВМП – 16У3
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n \geq U_{уст.}$	$U_{уст.} = 10 \text{ кВ}$
$I_n = 200 \text{ А}$	$I_n \geq I_{расч.}$	$I_{расч. max} = 140 \text{ А}$
$I_{пр.с} = 16 \text{ кА}$	$I_{пр.с} \geq I''$	$I'' = 6,5 \text{ кА}$
$i_{пр.с} = 41 \text{ кА}$	$i_{пр.с} \geq i_{уд.}$	$i_{уд.} = 9,2 \text{ кА}$
$I_T = 10 \text{ кА}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$	$B_K = I''^2 \cdot (T_a + t_{откл.})$

Параметры и расчёты для электрической цепи:

$$t_T = 4 \text{ с},$$

$$I_T^2 \cdot t_T = 10^2 \cdot 4 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_K = 6,5^2 \cdot (0,001 + 0,2) = 8,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

«Для защиты кабельных линий, питающих трансформаторные подстанции, в РУ-10 кВ центра питания, принимаются к установке высоковольтные вакуумные выключатели типа ВВ/TEL – 10/630 У3»[2].

Проверка выбранного выключателя по условиям работы при трёхфазном к.з. сведена в таблице 5.

Таблица 5 – Выбор и проверка высоковольтного выключателя 10 кВ

Паспортные данные	Условия выбора	Расчётные данные выключателя ВВ/TEL – 10/630 У3
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n \geq U_{уст.}$	$U_{уст.} = 10 \text{ кВ}$
$I_n = 630 \text{ А}$	$I_n \geq I_{расч.мах}$	$I_{расч.мах} = 140 \text{ А}$
$I_{дин} = 60 \text{ кА}$	$I_{дин.} \geq I''$	$I'' = 55 \text{ кА}$
$I_{тс} = 20 \text{ кА}$	$1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{дин} \geq i_{уд.}$	$i_{уд.} = 151 \text{ кА}$
$I_{тс}^2 \cdot t_{тс} = 1200 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тс}^2 \cdot t_{тс} \geq B_k$	$B_k = I''^2 \cdot (T_a + t_{откл.}) =$ $= 6,5^2 \cdot 1,12 = 48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{н.о.} = 2,0 \text{ кА}$	$I_{откл.ном.} > I_{н.о.}$	$I_{н.о.} = 6,5 \text{ кА}$

Ошиновка РУ–10 кВ трансформаторных подстанций выполнена из прямоугольных шин сечением (40×4) мм<sup>2</sup>, закреплённых на изоляторах плашмя.

Для данных условий:

$$\begin{aligned}
 I_{доп.табл.} &= 480 \text{ А}, \\
 I_{доп} &= I_{доп.табл.} \cdot 0,95, \text{ А}, \\
 I_{доп} &= 480 \cdot 0,95 = 456 \text{ А}.
 \end{aligned}
 \tag{33}$$

Температура нагрева шин до короткого замыкания будет:

$$Q_n = Q_o + (Q_{доп} - Q_{о.ном}) \cdot \left( \frac{I_{max}}{I_{доп}} \right)^2,
 \tag{34}$$

где  $\theta_o$  – температура окружающей среды,  $\theta_o = 20^\circ \text{C}$ ;

$\theta_{доп}$  – длительно допустимая температура шин,  $\theta_{доп} = 70^\circ \text{C}$ ;

$\theta_{о.ном}$  – номинальная температура окружающей среды,  $\theta_{о.ном} = 25^\circ \text{C}$ .

$$Q_n = 20 + (70 - 25) \cdot \left( \frac{140}{456} \right)^2 = 24,2^\circ \text{C}.$$

Выбранное сечение шин удовлетворяет условию допустимой температуры нагрева.

Проверяется выбранные шины по условию нагрева токами короткого замыкания.

Для выполнения условия термической стойкости необходимо, чтобы проходящий по шинам ток к.з. не вызывал повышения температуры шин сверх допустимой величины[7]:

$$A_{\theta c} = A_{\theta n} \cdot \frac{B_k}{S^2}, \quad (35)$$

где  $A_{\theta k}$  – удельный тепловой импульс тока до момента к.з., определяем по кривым нагрева для алюминия [17];

$B_k$  - тепловой импульс к.з., величина которого пропорциональна количеству тепловой энергии, выделенной током к.з.;

$S$  – сечение шин,  $мм^2$ .

$$B_k = 8,49 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c},$$

$$A_{\theta n} = 0,2 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \cdot \text{c} / \text{мм}^2 \text{ [17] при } \theta_n = 24,2 \text{ } ^\circ\text{C},$$

$$A_{\theta c} = 0,2 \cdot 10^4 \cdot \frac{8,49 \cdot 10^6}{160^2} = 0,233 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \cdot \text{c} / \text{мм}^2.$$

Для  $A_{\theta k}$ [7]:

$$\theta_k: \theta_k = 35^\circ\text{C},$$

$$\theta_k \leq \theta_{k.доп.},$$

$$35^\circ\text{C} < 200^\circ\text{C}.$$

Условие выполняется.

Выбранные шины термически устойчивы.

Выводы по разделу.

Рассчитаны токи трёхфазного к.з. и ударные токи на шинах 10 кВ ТП-10/0,4 кВ системы электроснабжения микрорайона.

Выбрано и проверено основное коммутационное и защитное оборудование:

- для установки на ТП-10/0,4 кВ – выключатели нагрузки марки ВНП-16 УЗ;
- для установки на питающем РП-10 кВ – выключатели высоковольтные марки ВВ/TEL – 10/630 УЗ.

Выбрана и проверена ошиновка РУ–10 кВ трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, которая выполнена из прямоугольных шин сечением  $(40 \times 4)$  мм<sup>2</sup>, закреплённых на изоляторах плашмя.

Всё выбранное оборудование показано в графической части работы.

## 5 Расчёт электрических сетей микрорайона

### 5.1 Расчёт распределительной сети 10 кВ

Для выбора рационального варианта построения распределительной сети для данного района застройки выполняется технико-экономический расчёт по двум «вариантам:

- вариант 1 – распределительная сеть построена по петлевой схеме (рисунок 2);
- вариант 1 – распределительная сеть построена по двухлучевой схеме (рисунок 3).

При сравнении вариантов петлевую схему принимается из тех соображений, что близлежащий микрорайон города Уфа «Северный» имеет линию 10 кВ, которую можно использовать в качестве резервной линии для питания электроприёмников I-ой категории» [4] рассматриваемого микрорайона «Дружба».

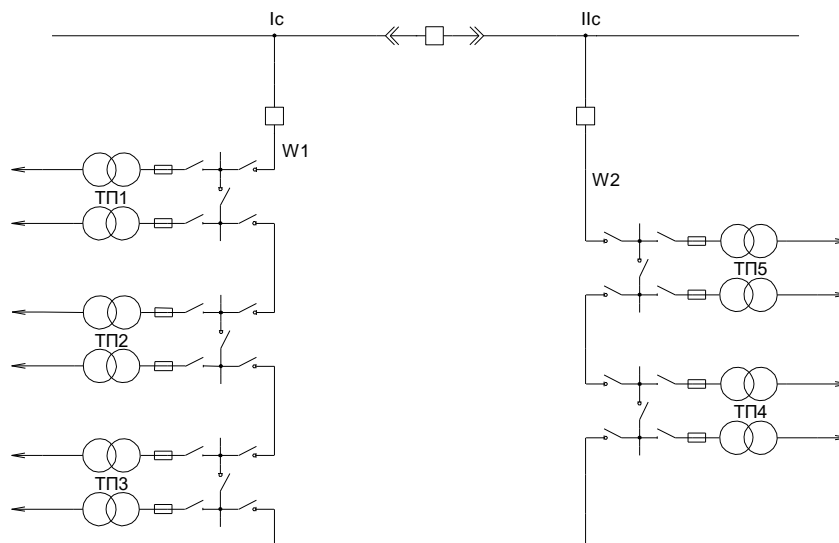


Рисунок 2 – Петлевая схема сети 10 кВ

Проводится расчёт параметров кабельной сети напряжением 10 кВ по петлевой схеме. Источник питания (городская подстанция «Прогресс»-110/10 кВ) находится на расстоянии 2000 м от района застройки (по плану города).

Определяются «расчётные нагрузки линий 10 кВ.

Линия  $W_1$  питает ТП1, ТП2, ТП3 с суммой нагрузок  $S_{\Sigma W_1}=2088$  кВА.

Тогда приведённая расчётная нагрузка  $W_1$  будет»[4]:

$$S_{p.w1} = K_y \cdot S_{\Sigma w1}, \quad (36)$$

где  $K_y=0,85$  [4].

$$S_{Pw1} = 0,85 \cdot 2088 = 1774 \text{ кВА.}$$

$$S_{Pw2} = 0,9 \cdot 1405 = 1264 \text{ кВА.}$$

Расчётный ток в нормальном режиме:

$$I_{p.n} = \frac{S_{ном.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}. \quad (37)$$

«Сечение кабельной линии 10 кВ определяется по экономической плотности тока так»[4]:

$$F_э = \frac{I_{p.n}}{j_э}, \text{ мм}^2, \quad (38)$$

«Условие проверки выбранного сечения кабеля» [4]:

$$I_{доп} \geq I_{p.n}, \text{ А}, \quad (39)$$

где « $I_{дон}$ — допустимое значение тока кабеля для выбранного сечения и марки кабеля, А» [4].

«Условие проверки выбранного сечения кабеля в послеаварийном режиме» [4]:

$$I_{дон} \geq I_{ав}, А. \quad (40)$$

где « $I_{ав}$ . — максимальное значение тока кабеля в послеаварийном режиме работы» [4].

«С учётом резервирования»[4]:

$$1,3 \cdot I_{дон.} \geq I_{ав}. \quad (41)$$
$$I_{р.н} = \frac{1774}{\sqrt{3} \cdot 10} = 120 А.$$
$$F_9 = \frac{102}{1,4} = 72 \text{ мм}^2.$$

«Выбирается стандартное сечение кабеля марки АСБ2Л-10-3×70»[3].

«Проверяется выбранный кабель по нагреву в нормальном режиме» [4]:

$$165 А \geq 102 А.$$

«Расчётный ток в послеаварийном режиме» [4]:

$$I_{ав} = \frac{S_{\Sigma w1-w2} \cdot K_y}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}, А. \quad (42)$$

$$I_{ав} = \frac{3487 \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 161 \text{ A.}$$

«Все проверки выполняются» [4]:

$$I_{дон} = 165 \text{ A} > I_{ав} = 161 \text{ A},$$

$$1,3 \cdot 165 = 214 \text{ A} > I_{ав} = 161 \text{ A}.$$

«Следовательно, для кабельной линии  $W_1$  окончательно принимаются два силовых кабеля марки АСБ2л-10-3×70, прокладка – в земляной траншее[3].

Аналогичные расчёты проведены для остальных» [4] КЛ-10 кВ СЭС микрорайона (таблица 6).

Таблица 6 – Выбор и проверка сечений кабельных линий 10 кВ для петлевой схемы

Кабельная линия	Длина, км	Марка и сечение кабеля 10 кВ	$I_n$ , А	$I_{ав}$ , А
ГПП-ТП1	2,00	АСБ2л-10-3×70	102,0	161,0
ТП1-ТП2	0,40	АСБ2л-10-3×70	68,0	137,0
ТП2-ТП3	0,37	АСБ2л-10-3×70	34,1	91,0
ТП3-ТП4	0,42	АСБ2л-10-3×70	-	102,0
ТП4-ТП5	0,47	АСБ2л-10-3×70	34,7	136,0
ТП5-ЦП	2,00	АСБ2л-10-3×70	102,0	161,0

Проводится расчёт параметров кабельной сети напряжением 10 кВ по двухлучевой схеме. Методика расчёта полностью аналогична для рассмотренной ранее петлевой схемы.

Сеть напряжением 0,38 кВ выполняется по радиальной схеме двумя взаиморегулируемыми кабельными линиями, также, как и первый вариант.

Сеть напряжением 10 кВ строится по двухлучевой схеме. Сечение кабельной линии выбирается с учётом перегрузочной способности в аварийном режиме. ТП выполняются в виде двухтрансформаторных подстанций.



Источник питания (городская подстанция «Прогресс»-110/10 кВ) находится на расстоянии 2000 м от микрорайона. Все ТП-10/0,4 кВ получают питание по двум линиям. Коэффициент совмещения максимумов принимается в зависимости от числа подключенных трансформаторов.

Двухлучевая схема сети 10 кВ показана на рисунке 3.

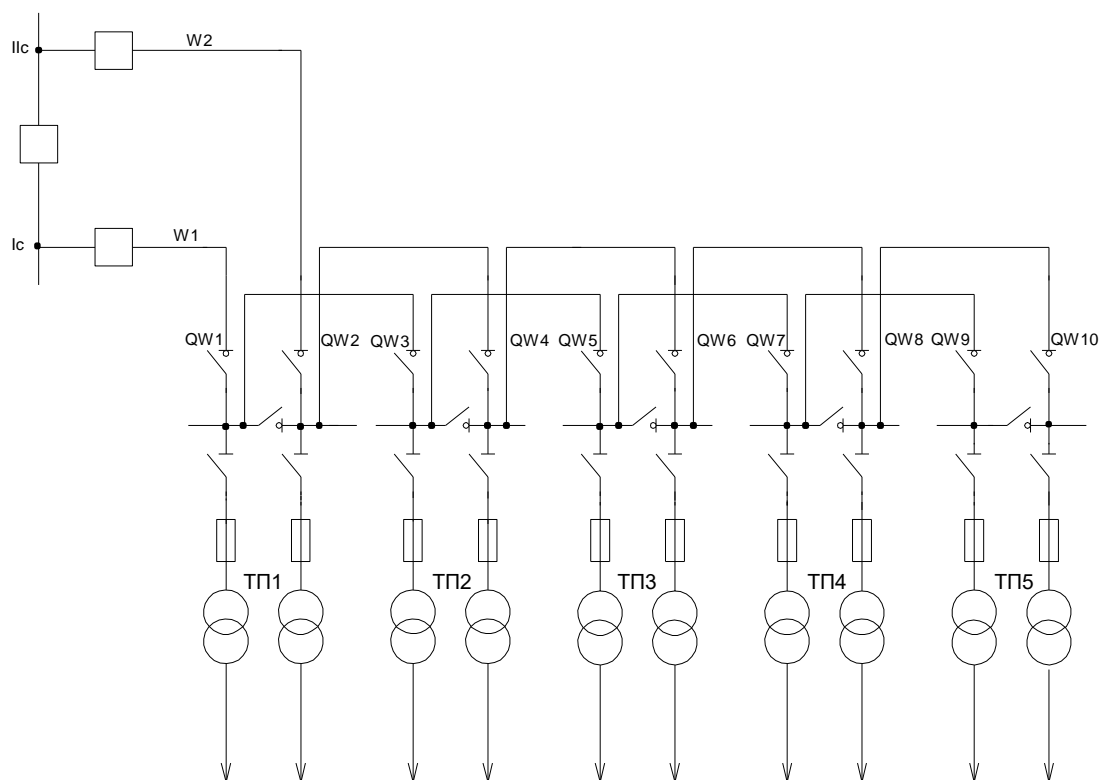


Рисунок 3 – Двухлучевая схема сети 10 кВ

Определяются расчётные нагрузки линии в нормальном и послеаварийном режимах и выберем сечение кабельных линий.

К линиям  $W_1$  и  $W_2$  подключено по пять трансформаторов с суммарной нагрузкой:

$$S_{W1\Sigma} = 3487/2=1748,5 \text{ кВА.}$$

Тогда расчётная нагрузка будет:

$$S_{PW1} = S_{W1\Sigma} \cdot K_y, \text{кВА}, \quad (43)$$

$$S_{PW1} 1748,5 \cdot 0,85 = 1486 \text{ кВА}.$$

При выходе из строя одной из линий  $W_1$  или  $W_2$  оставшаяся в работе линия примет всю нагрузку:

$$S_{PW1-W2\Sigma} = 3487 \text{ кВА}.$$

Расчётная нагрузка в этом случае будет:

$$S_{PW1-W2} = S_{W1-W2\Sigma} \cdot K_y, \text{кВА}. \quad (44)$$

$$S_{PW1-W2} = 3487 \cdot 0,85 = 2964 \text{ кВА}.$$

Определяется расчётный ток в нормальном режиме для линии  $W_1$  и  $W_2$ :

$$I_{p.n} = \frac{1486}{\sqrt{3} \cdot 10} = 85,9 \text{ А}.$$

«Экономическое сечение линии будет» [4]:

$$F_9 = \frac{85,9}{1,4} = 61,3 \text{ мм}^2.$$

«Выбирается стандартное сечение кабеля марки АСБ2л-10-3×70» [3].

«Проверяется выбранный кабель по нагреву в нормальном режиме для линии  $W_1$  и  $W_2$ » [4]:

$$I_{доп.} \geq I_{p.n}, \quad (45)$$

$$I_{\text{доп.табл.}} = 165 \text{ A} > I_{\text{рн}} = 85,9 \text{ A}.$$

«Условия выбора выполняются.

Проверяется выбранный кабель по нагреву в послеаварийном режиме.

Определим ток в послеаварийном режиме» [4]:

$$I_{AB} = \frac{2984}{\sqrt{3} \cdot 10} = 171 \text{ A}.$$

«Условия выбора в послеаварийном режиме» [4]:

$$1,3 \cdot I_{\text{доп.}} \geq I_{\text{ав}}, \quad (46)$$
$$1,3 \cdot 165 = 214 \text{ A} > 171 \text{ A}.$$

«Условия выбора выполняются. Следовательно, для линий  $W_1$  и  $W_2$  выбирается кабель АСБ2л-10-3×70[3].

«Определяется расчётный ток для участка QW1-QW3» [4]:

$$I_{\text{р.н}} = \frac{\left(\frac{1486 - 696}{2}\right) \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 52 \text{ A}.$$

$$F_{\text{э}} = \frac{52}{1,4} = 37 \text{ мм}^2.$$

«Выбирается стандартное сечение кабеля марки АСБ2л-10-3×70»[3].

«Условия выбора в нормальном режиме» [4]:

$$I_{\text{доп.}} \geq I_{\text{рн}}, \quad (47)$$
$$I_{\text{доп.табл.}} = 165 \text{ A} > 52 \text{ A}.$$

«Условия выбора выполняются.

Проверяется выбранный кабель по нагреву в послеаварийном режиме» [4]:

$$I_{AB} = \frac{(2700 - 284,5) \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 118 \text{ A.}$$

«Условия выбора в послеаварийном режиме» [4]:

$$1,3 \cdot I_{доп.} \geq I_{ав}, \quad (48)$$
$$1,3 \cdot 165 = 214 \text{ A} > 118 \text{ A.}$$

«Условия выбора выполняются.

Выбранный кабель сечением АСБ2л-10-3×70 удовлетворяет расчётным условиям.

Аналогично выбирается сечения остальных участков кабельных линий.

Результаты расчётов заносятся в таблицу 7» [4].

Таблица 7 – Выбор кабельных линий 10 кВ для двухлучевой схемы

Направление линии	Длина, км	Марка, сечение кабеля 10 кВ	Нагрузка в нормальном режиме, А	Нагрузка в аварийном режиме, А
ЦП - QW1	2,00	АСБ2л-10-3×70	85,9	171
QW1 – QW3	0,77	АСБ2л-10-3×70	52,0	118
QW3 – QW5	0,89	АСБ2л-10-3×70	41,0	112
QW5 – QW7	0,47	АСБ2л-10-3×70	25,0	100
QW7 – QW9	0,79	АСБ2л-10-3×70	45,0	116
QW10 - ЦП	2,00	АСБ2л-10-3×70	85,9	171

Полученные результаты проверяются в работе далее.

## 5.2 Техничко-экономическое сравнение вариантов распределительной сети 10 кВ

Цели и задачи технико-экономического сравнения вариантов распределительной сети 10 кВ включают в себя определение наиболее эффективного и экономически выгодного варианта сети, учитывая различные технические и экономические факторы. Данный расчёт включает в себя оценку стоимости эксплуатационных расходов, потерь электроэнергии, надёжности и качества электроснабжения. Так как количество и мощность ТП в обоих вариантах одинаковы, то сравнению подлежат только кабельные линии.

При рассмотрении вариантов схемы электроснабжения критерием экономичности является минимум приведённых затрат [11]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (49)$$

где « $E$  – коэффициент эффективности капиталовложений:  $E = 0, 1$ ;

$K$  – единовременные капитальные вложения;

$I$  – ежегодные текущие издержки при нормальной эксплуатации» [11].

$$I = E_a \cdot K + E_{po} \cdot K + I_n, \quad (50)$$

где « $E_a$  – норма амортизационных отчислений;

$E_{po}$  – коэффициент отчислений на ремонт и обслуживание;

$I_n$  – стоимость потерь электроэнергии, тыс.руб./год» [11].

Тогда [11]:

$$Z = \sum_{i=1}^n (E_{ai} + E_{poi} + E) \cdot K_i + I_{ni}, \quad (51)$$

где  $i$  – номер элемента, входящего в схему.

Коэффициенты, принимаемые для различных элементов схем, приведены в таблице 8[5].

Таблица 8 – Коэффициенты, принимаемые для различных элементов схем электрических соединений

Элементы схемы	$E_a$ , %	$E_{po}$ , %
Кабельные линии	4,0	2.3
Силовое оборудование (ТП)	3,5	5.9
Вакуумные выключатели	-	1,0

Годовая стоимость максимума потерь электроэнергии в линии  $I_n$ [11]:

$$I_{ni} = 3 \cdot I_{раб.}^2 \cdot r_{уд.} \cdot l \cdot \tau \cdot C_э, \quad (52)$$

где  $r_{уд.}$  – удельное сопротивление линии, Ом/км;

$l$  – длина линии, м;

$\tau$  – число часов максимальных потерь в году;

$C_э$  – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, руб/кВт·ч.

$$\Delta P_l = 3 \cdot I_{раб.}^2 \cdot r_{уд.} \cdot l, \quad (53)$$

Результаты стоимости потерь электроэнергии сведены в таблицы 9 и 10.

Таблица 9 – Результаты стоимости потерь электроэнергии (петлевая сеть)

Линия	Участок сети	Сечение жилы, мм <sup>2</sup>	$r_{уд.}$ , Ом/км	$I_{раб.}$ , А	$l$ , м	$I_n$ , тыс.руб./год
W <sub>1</sub>	ЦП-ТП1	70	0,641	102	2000	73,2
W <sub>1</sub>	ТП1-ТП2	70	0,641	68	400	6,4
W <sub>1</sub>	ТП2-ТП3	70	0,641	34,1	370	1,4
W <sub>2</sub>	ТП3-ТП4	70	0,641	0	420	-
W <sub>2</sub>	ТП4-ТП5	70	0,641	34,7	470	2,1
W <sub>2</sub>	ТП5-ЦП	70	0,641	102	2000	73,2
Итого						156,3

Таблица 10 – Результаты стоимости потерь электроэнергии (двухлучевая сеть)

Линия	Участок сети	Сечение жилы, мм <sup>2</sup>	$r_{уд}$ , Ом/км	$I_{раб}$ , А	$l$ , м	$I_n$ , тыс.руб./год
W <sub>1</sub> (W <sub>2</sub> )	ЦП – QW1	70	0,641	85,9	2000	51,8
W <sub>1</sub> (W <sub>2</sub> )	QW1 – QW3	70	0,641	52	770	7,2
W <sub>1</sub> (W <sub>2</sub> )	QW3 – QW5	70	0,641	41	890	5,2
W <sub>1</sub> (W <sub>2</sub> )	QW5 – QW7	70	0,641	25	470	1,1
W <sub>1</sub> (W <sub>2</sub> )	QW7 – QW9	70	0,641	45	790	5,6
W <sub>1</sub> (W <sub>2</sub> )	QW10 – ЦП	70	0,641	85,9	2000	51,8
Итого						122,7

Данные по стоимости кабелей взяты из сети Internet и прайс – листов заводов изготовителей.

В таблице 11 приведены расчёты капиталовложений по вариантам.

Таблица 11 – Расчёты капиталовложений вариантов сети

Марка, сечение кабеля	Длина, км	Стоимость, тыс.руб./км	Суммарная стоимость, тыс.руб./год
Петлевая сеть			
АСБ2л-10-3×70	5,66	320	1811,2
Двухлучевая сеть			
АСБ2л-10-3×70	6,92	320	2214,4

Определяется минимум приведённых затрат для петлевой сети:

$$Z_1 = (E_a + E_{po} + E) \cdot K_{каб} + I_n, \quad (54)$$

$$Z_1 = (0,04 + 0,023 + 0,1) \cdot 1811,2 + 156,3 = 451,5 \text{ тыс.руб./год.}$$

Определяется минимум приведённых затрат для двухлучевой сети:

$$Z_2 = (E_a + E_{po} + E) \cdot K_{каб} + I_n; \quad (55)$$

$$Z_2 = (0,04 + 0,023 + 0,1) \cdot 2214,4 + 122,7 = 483,6 \text{ тыс.руб./год.}$$

При сравнении минимума приведённых затрат для петлевой сети и минимума приведённых затрат для двухлучевой сети, получается:

$$Z_1 < Z_2. \quad (56)$$

Из расчётов видно, что приведённые затраты сети, построенной по петлевой схеме на 32,1 тыс.руб./год меньше приведённых затрат сети, построенной по двухлучевой схеме.

Следовательно, в результате реконструкции окончательно выбирается петлевая схема построения распределительной сети.

### **5.3 Проверка сети 10 кВ по отклонению напряжения**

В сети жёстко регламентируется отклонение напряжения на зажимах электроприёмников[11].

Для электродвигателей и их аппаратуры управления отклонение напряжения должно находиться в пределах: -5% до +10%, для осветительных установок: -2,5% до +5%, для остальных электроприёмников: ±5%.

Согласно [11], устройства регулирования в центрах питания должны обеспечивать поддержание напряжения в пределах: не ниже 105% от номинального напряжения в период наибольших нагрузок и не выше 100% от номинального напряжения в период наименьших нагрузок сети. Такое регулирование называется встречным.

Встречное регулирование заметно улучшает режим напряжения сети, так как диапазон отклонений уменьшается. Возможности встречного регулирования определяются характеристиками сети и её нагрузками. При этом возможны случаи, когда время максимума нагрузки ЦП не совпадает с периодом максимума нагрузки рассматриваемой сети. Такое обстоятельство встречается в городских



сетях, когда максимум нагрузки на шинах ЦП определяется промышленными потребителями в утренние часы, в то время как максимальное количество коммунально-бытовых потребителей наблюдается в вечерние часы. Наличие в сети разнородных нагрузок уменьшает эффективность встречного регулирования. Если централизованное регулирование не обеспечивает необходимый уровень напряжения, то дополнительно используется регулирование напряжения путём изменения ответвлений трансформаторов, устанавливаемых в ТП. Обмотки высшего напряжения понижающих трансформаторов имеют дополнительные ответвления, за счёт чего можно получить коэффициент трансформации, отличный от номинального на одну ступень. Современные трансформаторы выпускаются с четырьмя дополнительными ответвлениями: +5%, +2,5%, -2,5%, -5%.

Проверку параметров производим на примере линии  $W_1$ . Отклонение напряжения проверяем у наиболее удалённого, а также близко расположенного от источника питания электроприёмника. Рассматривается линия  $W_1$  в режимах максимальной и минимальной нагрузки.

Режим максимальной нагрузки.

Потери напряжения на участке ЦП-ТП1 линии  $W_1$  определяются:

$$\Delta U = A \cdot \Sigma P \cdot l, \% \quad (57)$$

$$\Delta U = 0,489 \cdot 10^{-3} \cdot 1774 \cdot 0,9 \cdot 2 = 1,27 \%$$

Потери напряжения в трансформаторе ТП1 определяются:

$$\Delta U_{\text{ТП}} = \Delta U' \cdot (S_{\Phi} / S_H), \% \quad (58)$$

где  $\Delta U'$  – потери напряжения в трансформаторе при номинальной нагрузке  $S_n$  ( $\beta=1$ ):  $\Delta U' = 3,54$ .

$$\Delta U_{\text{ТП1}} = 3,54 \cdot (696 / (2 \cdot 400)) = 2,5 \text{ \%}.$$

Потери напряжения на участке ТП1-ТП2 определяются:

$$\Delta U_{\text{ТП1-ТП2}} = 0,669 \cdot 10^{-3} \cdot 1078 \cdot 0,9 \cdot 0,4 = 0,24 \text{ \%}.$$

Потери напряжения на участке ТП2-ТП3 определяются:

$$\Delta U_{\text{ТП2-ТП3}} = 1,3 \cdot 10^{-3} \cdot 381 \cdot 0,9 \cdot 0,37 = 0,25 \text{ \%}.$$

Потери напряжения в трансформаторе ТП3 определяются:

$$\Delta U_{\text{ТП3}} = 3,54 \cdot (695 / (2 \cdot 400)) = 2,55 \text{ \%}.$$

При наличии встречного регулирования увеличение напряжения на ЦП:

$$\delta U_{\text{П}} = +5 \text{ \%}.$$

При этих условиях отклонение напряжения на вводе ТП1 определяется:

$$\Delta U_{\text{ВВОД ТП1}} = \delta U_{\text{П}} - \Delta U_{\text{ТП1}}, \text{ \%}. \quad (59)$$

$$\Delta U_{\text{ВВОД ТП1}} = 5 - 1,27 = 3,73 \text{ \%}.$$

Отклонение напряжения на вводе ТП3 определяется:

$$\Delta U_{\text{ВВОД ТП3}} = \delta U_{\text{П}} - \Delta U_{\text{ТП3}} - \Delta U_{\text{ТП1-ТП2}} - \Delta U_{\text{ТП2-ТП3}}, \text{ \%}. \quad (60)$$

$$\Delta U_{\text{ВВОД ТП3}} = 5 - 1,27 - 0,24 - 0,25 = 3,24 \text{ \%}.$$

Выбирается на трансформаторе ТП1 степень регулирования +2,5%.  
Согласно [11], увеличение напряжения составит:

$$\delta U_{\text{ТП1}} = +2,5\%.$$

Отклонение напряжения на шинах 0,38 кВ ТП1 определяется:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{ш } 0,38 \text{ ТП1}} &= \Delta U_{\text{ввод ТП1}} - \Delta U_{\text{ТП1}} + \delta U_{\text{тр}}, \% \\ \Delta U_{\text{ш } 0,38 \text{ ТП1}} &= 3,73 - 3,19 + 2,5 = 3,04\%. \end{aligned} \quad (61)$$

Выбирается на трансформаторе ТП3 степень регулирования +2,5%.  
Согласно [11], увеличение напряжения составит:

$$\delta U_{\text{ТП3}} = +2,5\%.$$

Отклонение напряжения на шинах 0,38 кВ ТП3 определяется:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{ш } 0,38 \text{ ТП3}} &= \Delta U_{\text{ТП3}} - \Delta U_{\text{ввод ТП3}} + \delta U_{\text{ТП3}}, \% \\ \Delta U_{\text{ш } 0,38 \text{ ТП3}} &= 3,24 - 3,24 + 2,5 = 2,5\%. \end{aligned} \quad (62)$$

Потери напряжения у отдалённого потребителя ТП1 составляют:

$$\Delta U_{\text{потр.ТП1}} = 4,2\%.$$

Потери напряжения у отдалённого потребителя ТП3 составляют:

$$\Delta U_{\text{потр.ТП3}} = 3,2\%.$$

Отклонение напряжения у отдалённого потребителя ТП1 составляют:

$$\Delta U_{ш 0,38 тп1} - \Delta U_{потр.тп1} = 3,04 - 4,2 = -1,16\%.$$

Отклонение напряжения у отдалённого потребителя ТПЗ составляют:

$$\Delta U_{ш 0,38 тп3} - \Delta U_{потр.тп3} = 2,5 - 3,2 = -0,7\%.$$

«Минимальная нагрузка распределительной сети составляет 25-30% от максимальной. Потери напряжения» [11] при  $\cos\varphi=0,8$  на участке ЦП-ТП1 линии W<sub>1</sub> составляют:

$$\Delta U_{цп-тп1} = 0,511 \cdot 10^{-3} \cdot 0,3 \cdot 1774 \cdot 0,8 \cdot 2 = 0,4\%.$$

Потери напряжения на участке ТП1-ТП2 составляют:

$$\Delta U_{тп1-тп2} = 0,691 \cdot 10^{-3} \cdot 0,3 \cdot 1078 \cdot 0,8 \cdot 0,4 = 0,076\%.$$

Потери напряжения на участке ТП2-ТП3 составляют:

$$\Delta U_{тп2-тп3} = 1,32 \cdot 10^{-3} \cdot 0,3 \cdot 381 \cdot 0,8 \cdot 0,37 = 0,076\%.$$

Потери напряжения в трансформаторе ТП1 составляют:

$$\Delta U_{тп1} = 4,18 \cdot 0,3 \cdot (696/2 \cdot 400) = 0,88 \%.$$

Потери напряжения в трансформаторе ТП3 составляют:

$$\Delta U_{тп3} = 4,18 \cdot 0,3 \cdot (695/2 \cdot 400) = 0,9 \%.$$

Для режима минимальной нагрузки принимается, что увеличение напряжения на ЦП будет:

$$\delta U_{\text{цп}}=0\%.$$

Отклонение напряжения на шинах 0,38 кВ ТП1 при ступени регулирования трансформатора +2,5% определяется:

$$\begin{aligned}\Delta U_{\text{ш } 0,38 \text{ тп1}} &= \delta U_{\text{цп}} - \Delta U_{\text{цп-тп1}} + 2,5, \%, \\ \Delta U_{\text{ш } 0,38 \text{ тп1}} &= 0 - 0,4 + 2,5 - 0,88 = 1,22\%.\end{aligned}\tag{63}$$

Отклонение напряжения на шинах 0,38 кВ ТП3 при ступени регулирования трансформатора +2,5% определяется:

$$\Delta U_{\text{ш } 0,38 \text{ тп3}} = \delta U_{\text{цп}} - \Delta U_{\text{цп-тп1}} - \Delta U_{\text{тп1-тп2}} - \Delta U_{\text{тп2-тп3}} + 2,5\% - \Delta U_{\text{тп3}} = 1,52\%.$$

Потери напряжения у отдалённого потребителя ТП1 составляют:

$$\Delta U_{\text{потр. тп1}} = 0,266 \cdot 0,3 \cdot 148 \cdot 0,8 \cdot (0,29/2) = 1,54 \%.$$

Потери напряжения у отдалённого потребителя ТП3 составляют:

$$\Delta U_{\text{потр. тп3}} = 0,176 \cdot 0,3 \cdot 238 \cdot 0,8 \cdot (0,18/2) = 1,02 \%.$$

Отклонение напряжения у отдалённого потребителя ТП1 составляют:

$$\Delta U_{\text{ш } 0,38 \text{ тп1}} - \Delta U_{\text{потр. тп1}} = 1,22 - 1,54 = -0,32\%.$$

Отклонение напряжения у отдалённого потребителя ТПЗ составляют:

$$\Delta U_{ш 0,38 \text{ тпз}} - \Delta U_{\text{потр. тпз}} = 0,52 - 1,02 = -0,5\%.$$

Результаты расчётов сводятся в таблицу 12.

Таблица 12 – Проверка сети 10 кВ по отклонению напряжения

Потребитель	Нагрузка ТП1, %		Нагрузка ТП3, %	
	Максимальная	Минимальная	Максимальная	Минимальная
Ближний	3,04	1,22	2,5	1,52
Диапазонотклонений	2,07		1,7	
Дальний	-1,16	-0,32	-0,7	-0,5
Диапазонотклонений	0,59		0,48	

Из полученных данных следует, что отклонение напряжения на вводах всех рассматриваемых потребителей при указанных режимах регулирования напряжения на шинах ЦП находятся в требуемых пределах.

Характеристика распределения напряжения по некоторым элементам сети показана на рисунке 4 и рисунке 5.

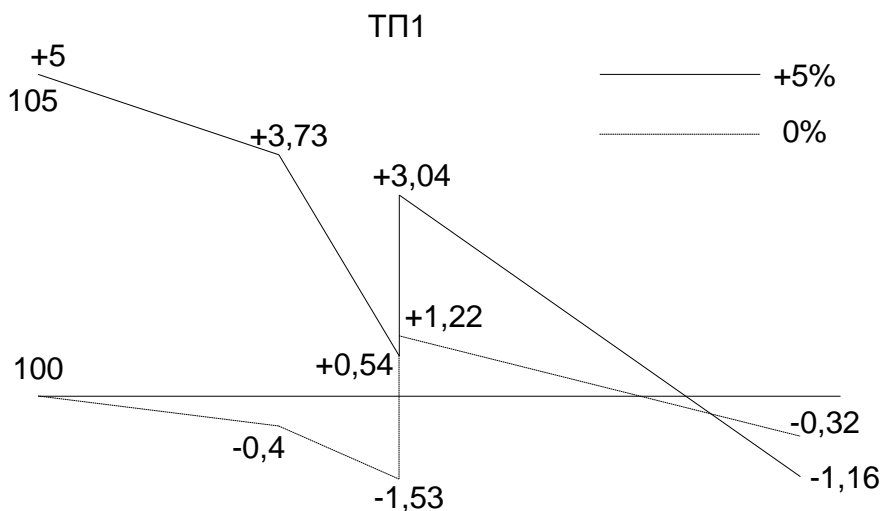


Рисунок 4 – Характеристика распределения напряжения ТП-1

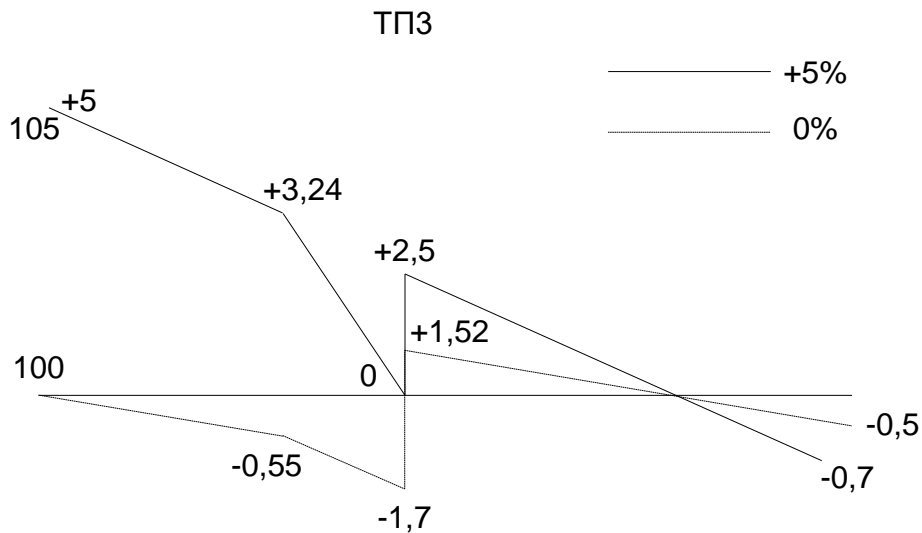


Рисунок 5 – Характеристика распределения напряжения ТП-3

Таким образом, вся распределительная сеть 10 кВ выбрана правильно.

#### 5.4 Выбор сечений линий напряжением 0,38 кВ

Далее выбранные сечения проверяются по допустимому отклонению напряжения.

Для КЛ-0,38 кВ, питающей жилой дом №1 от ТП 1, расчётный ток линии:

$$I_p = \frac{262}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 379 \text{ A.}$$

По условиям надёжности электроснабжения намечаем прокладку двух кабелей марки АСБ2л-1-4×185мм<sup>2</sup> [3]. В нормальном режиме обе линии находятся под напряжением и, по каждой линии проходит ток, равный:

$$I_p/2 = 379/2 = 189,5 \text{ A};$$

$$I_{доп.} = 345 \text{ A} > I_p/2 = 189,5 \text{ A.}$$

Условия выбора выполняются.

В послеаварийном режиме одна из линий выходит из строя и отключается. Нагрузка питается по одной линии. Аварийный ток:

$$I_{ав.} = I_p = 379 \text{ A.}$$

Условия выбора в послеаварийном режиме [11]:

$$1,3 \cdot I_{доп.} \geq I_{ав.} \quad (64)$$

$$1,3 \cdot 345 = 448 \text{ A} > 379 \text{ A.}$$

Проверяется выбранная кабельная линия по условию потерь напряжения.

Если принять максимальное значение ошибки расчёта 10 %, то расчёты сечения без учёта индуктивного сопротивления линии можно производить для кабелей 1 кВ сечением до 120 мм<sup>2</sup>, при  $\cos\varphi = 0,9$ .

Согласно [9] допускаются предельные потери напряжения в нормальном режиме в сетях 0,38 кВ (от ТП до вводов в здания) не более 5%:

$$\Delta U = A \cdot S \cdot \cos\varphi \cdot l, \% \quad (65)$$

$$\Delta U = 0,219 \cdot 262 \cdot 0,9 \cdot 0,11/2 = 2,8\%,$$

$$2,8\% < 5\%.$$

Отклонение напряжения допустимое.

Следовательно, выбранное ранее сечение удовлетворяет расчётным условиям.

Аналогично определяем сечений остальных кабельных линий 0,38 кВ, результаты расчётов заносятся в таблице 13.



Таблица 13 – Выбор сечений кабельных линий 0,38 кВ

Назначение кабельной линии	Длина, км	Нагрузка, А		Количество, марка исечение кабельной линии	ΔU, %
		Нормал. режим	Аварийный режим		
ТП-1					
ТП 1 – Жилой дом 1	0,11	189,5	379	2 АСБ2л-1- 4×185мм <sup>2</sup>	2,8
ТП 1 – Жилой дом 2	0,29	112,5	225	2 АСБ2л-1- 4×120мм <sup>2</sup>	3,9
ТП 1 – Жилой дом 8	0,06	33,5	67	2 АСБ2л-1-4×25мм <sup>2</sup>	1,65
ТП 1 – Жилой дом 9	0,13	50	100	2 АСБ2л-1- 4×185мм <sup>2</sup>	3,5
ТП 1 – Жилой дом 10	0,22	71,5	143	2 АСБ2л-1-4×25мм <sup>2</sup>	1,56
ТП 1 – Детский сад	0,1	93	186	2 АСБ2л-1-4×50мм <sup>2</sup>	1,9
ТП-2					
ТП 2 – Жилой дом 3	0,02	393	786	4 АСБ2л-1- 4×150мм <sup>2</sup>	0,77
ТП 2 - Школа	0,16	220	440	2 АСБ2л-1- 4×185мм <sup>2</sup>	3,46
ТП 2 - Гаражный комплекс с СТО	0,29	144,5	289	2 АСБ2л-1- 4×120мм <sup>2</sup>	3,9
ТП-3					
ТП 3 – Жилой дом 4	0,18	119	238	2 АСБ2л-1-4×95мм <sup>2</sup>	3,2
ТП 3 – Жилой дом 5	0,01	309	618	4 АСБ2л-1- 4×120мм <sup>2</sup>	0,14
ТП 3 – Детский сад	0,07	144,5	289	2 АСБ2л-1-4×50мм <sup>2</sup>	1,3
ТП-4					
ТП 4 – Жилой дом 6	0,06	424,5	849	4 АСБ2л-1- 4×240мм <sup>2</sup>	1,16
ТП 4 – Школа	0,09	220	440	2 АСБ2л-1- 4×150мм <sup>2</sup>	1,7
ТП 4 – Гаражный комплекс с СТО	0,09	144,5	289	2 АСБ2л-1- 4×120мм <sup>2</sup>	1,4
ТП-5					
ТП 5 – Жилой дом 11	0,3	146,5	293	2 АСБ2л-1-4×50мм <sup>2</sup>	3,9
ТП 5 – Жилой дом 7	0,07	424,5	849	4 АСБ2л-1- 4×240мм <sup>2</sup>	1,36
ТП 5 – Детский сад	0,16	93	186	2 АСБ2л-1-4×50мм <sup>2</sup>	3
ТП 5 – Детский сад	0,18	93	186	2 АСБ2л-1-4×50мм <sup>2</sup>	3,4

Потери напряжения для всех кабельных линий находятся в пределах допустимой нормы.

Все выбранные кабели соответствуют нормам.

Они показаны в графической части работы.

Выводы по разделу.

В ходе выполнения работы, были разработаны мероприятия по реконструкции схемы и техническому перевооружению системы электроснабжения микрорайона Дружба г. Уфа в связи с вводом новых потребителей, изношенностью старого оборудования и строительства новых жилых и социальных объектов.

При реконструкции внутреннего электроснабжения 10 кВ осуществлён ввод двух новых ТП-10/0,4 кВ, питающих новые потребители микрорайона.

В работе для питания магистральной сети 10 кВ выбрана кабельная линия с применением кабеля марки АСБ2л-10-3×70.

Из полученных результатов расчётов технико-экономических показателей видно, что приведённые затраты сети, построенной по петлевой схеме на 32,1 тыс.руб./год меньше приведённых затрат сети, построенной по двухлучевой схеме. Следовательно, в результате реконструкции окончательно выбирается петлевая схема построения распределительной сети.

Проведена проверка по допустимым отклонения напряжения сети 10 кВ, в результате которой было установлено, что на всех участках сети отклонения напряжения находятся в допустимых пределах.

Выбраны сечения кабельных линий 0,38 кВ марки АСБ2л-1-4 различных сечений.

Проведена проверка по допустимым отклонения напряжения сети 0,38 кВ, в результате которой было установлено, что на всех участках сети отклонения напряжения находятся в допустимых пределах.

При модернизации электрической сети все трансформаторные ПС и трассы линий остаются на прежних местах, такое решение справедливо, чтобы избежать дополнительных затрат на отвод земли.

Принятые решения показаны в графической части работы.

## 6 Релейная защита и автоматика

Для питающих и распределительных сетей 10 кВ в качестве основной служит максимальная токовая защита. Защита, осуществляется, как правило, в двухфазном исполнении с использованием микропроцессорных блоков защит «Сириус-21-Л»[14].

Известно, что микропроцессорные блоки защит «Сириус-21-Л» имеют ряд преимуществ, таких как высокая точность и быстрота действия, большой функционал и гибкость настройки, возможность интеграции с другими системами автоматизации, удобство в обслуживании и диагностике, а также повышенная надежность и долговечность.

Известно, что для линий в сети 10 кВ с изолированной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю [1].

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполняется в виде токовой отсечки, а вторая – в виде МТЗ с независимой или зависимой выдержкой времени.

«Первая ступень ТО (токовая отсечка). Токовая отсечка является разновидностью токовой защиты, позволяющей обеспечить быстрое отключение КЗ.

Токовые отсечки подразделяются на отсечки мгновенного действия и отсечки с выдержкой времени (около 0,3-0,6 с).

Токовая отсечка отстраивается от максимального тока КЗ»[1]:

$$I_{TO} = K_n \cdot I_{K3max}^{(3)}, A, \quad (66)$$

где « $K_n$ – коэффициент надежности» [1].

«Ток срабатывания отсечки» [1]:

$$I_{TO}=1,2 \cdot 12,5 = 15 \text{ кА.}$$

«Вторая ступень (МТЗ). Максимальная токовая защита приводится в действие при увеличении тока в линии сверх некоторого значения, определяемого условиями избирательности [1].

Ток срабатывания защиты отстраивается от максимального рабочего тока нагрузки» [1]:

$$I_{сз} = \frac{K_n \cdot K_{зан.}}{K_{возв}} \cdot I_{раб.}, \text{ А,} \quad (67)$$

где « $K_n$ – коэффициент надёжности защиты,

$K_{зан}$ – коэффициент запаса,

$K_{возв}$ – коэффициент возврата,

$I_{раб}$ – максимальный рабочий ток» [1].

«Тогда для реконструируемой отходящей линии 10 кВ» [1]:

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 62,77 = 209,23 \text{ А.}$$

«Определяется коэффициент чувствительности защиты»[1]:

$$K_{\psi} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{сз}}. \quad (68)$$

«Тогда для самой удаленной ТП» [1]:

$$K_u = \frac{2140}{209,23} = 10,2.$$

«Коэффициент чувствительности защиты должен быть равен не менее двум.

Из расчета видно, что защита проходит по условиям чувствительности.

Чувствительность соответствует заданным условиям.

Окончательное значение уставок уточняется в процессе эксплуатации.

Для сетей с изолированной нейтралью вместо расчёта однофазного тока КЗ принято рассчитывать ток замыкания на землю (ЗНЗ).

Производится расчёт тока ЗНЗ по следующей формуле» [1]:

$$I_{ЗНЗ} = \frac{U_{ном} \cdot l_{\Sigma}}{10}, A, \quad (69)$$

где « $U_{ном}$  - номинальное напряжение сети;

$l_{\Sigma}$  - суммарная длина линии 10 кВ» [1].

$$I_{ЗНЗ} = \frac{10 \cdot 2,84}{10} = 2,84 A.$$

«Ток ЗНЗ равен 2,84 А.

Следовательно, данный вид защиты выполняется с действием на отключение, а не на сигнал, потому что ток ЗНЗ превышает значение 5 А.

Схема релейной защиты питающей кабельной линии 10 кВ микрорайона представлена в графической части работы.

Также рассматривается принцип защиты важнейших элементов системы микрорайона – трансформаторов пяти питающих ТП-10/0,4 кВ. Для защиты

трансформаторов в каждой трансформаторной подстанции со стороны напряжения 10 кВ используются предохранители типа ПК.

Для защиты трансформатора со стороны 0,38 кВ также используются вводные автоматы.

Для обеспечения избирательности по отношению к предохранителям, установленным на напряжении 0,38 кВ, номинальный ток предохранителей принимается в 1,5-2 раза больше номинального тока трансформатора.

Таким образом, для защиты трансформатора, установленного в ТП1, ТМГ-400/10 номинальный ток плавких вставок при напряжении обмотки 0,38 кВ – 1000 А, а обмотки 10 кВ – 75 А» [1].

Выводы по разделу.

Для защиты линий 10 кВ была выбрана микропроцессорная защита на базе микропроцессорных блоков защит «Сириус-21-Л».

Предусмотрено внедрение современных средств сигнализации и телемеханизации.

Рассчитаны уставки основных токовых защит питающей кабельной линии 10 кВ СЭС микрорайона с последующим их согласованием.

Все принятые решения подтверждены соответствующими техническими расчётами.

## 7Расчёт надёжности системы электроснабжения

Повреждаемость оборудования и другие особенности эксплуатации сетей не подчиняются никаким жёстким функциональным зависимостям, а имеют закономерности вероятностного характера, то есть являются величинами случайными. Решение рассматриваемой задачи представляется в форме математического ожидания, при этом используются приёмы теории вероятности и математической статистики. Наиболее сложные случаи являются элементами повторного счёта, и вероятность их появления с учётом характеристик современных городских сетей весьма мала. Необходимые статистические данные таких режимов или полностью отсутствуют, или имеют недостаточную достоверность.

В процессе расчёта надёжности можно использовать средние значения числа перерывов электроснабжения и их длительность, которые следует принимать на основе существующего опыта эксплуатации городских сетей. При определении надёжности будем руководствоваться данными [13], где указаны средние значения повреждаемости отдельных элементов и продолжительность перерывов в электроснабжении для городской сети с достаточно высоким уровнем организации эксплуатации.

Рассчитывается надёжность питания городской сети по петлевой схеме электроснабжения. Для кабельной линии длиной  $l$  при удельной повреждаемости  $\alpha$  ожидаемое число повреждений за год составит:

$$P_k = \alpha \cdot l. \quad (70)$$

Ожидаемое число нарушений питания в год с продолжительностью, равной времени повреждения трансформатора:

$$P_{mp} = \alpha_{тр} , \quad (71)$$

где  $\alpha_{тр}$  – удельная повреждаемость трансформатора.

Ожидаемое число перерывов, вызванных любыми причинами и устраняемых действиями дежурного персонала при повреждениях в петлевой сети 6-10 кВ с разной продолжительностью ликвидации, составляет:

$$P_l = \alpha \cdot l + n_1 \cdot \alpha_{ТП} + n_2 \cdot \alpha_{тр}, \quad (72)$$

где  $l$  – длина петлевой линии 6-10 кВ;

$n_1$  – число ТП, присоединённых к линии;

$\alpha_{ТП}$  – удельная повреждаемость ТП;

$n_2$  – число трансформаторов в ТП.

Значение электрической энергии, недоотпущенной потребителям из-за возникшего нарушения нормального режима, составляет:

$$\mathcal{E}_н = P \cdot t_{ав} \cdot P, \quad (73)$$

где  $P$  – математическое ожидание мощности (средней за период);

$t_{ав}$  – математическое ожидание времени ликвидации перерывов питания;

$P$  – число перерывов питания.

Средняя годовая нагрузка элемента сети:

$$P = (T_{max} \cdot P_{max}) / 8760, \quad (74)$$

где  $T_{max}$  – число часов использования максимума нагрузки.

Надёжность центральной подстанции (ЦП) принимается абсолютной.



Схема распределительной сети микрорайона представлена на рисунке 6.

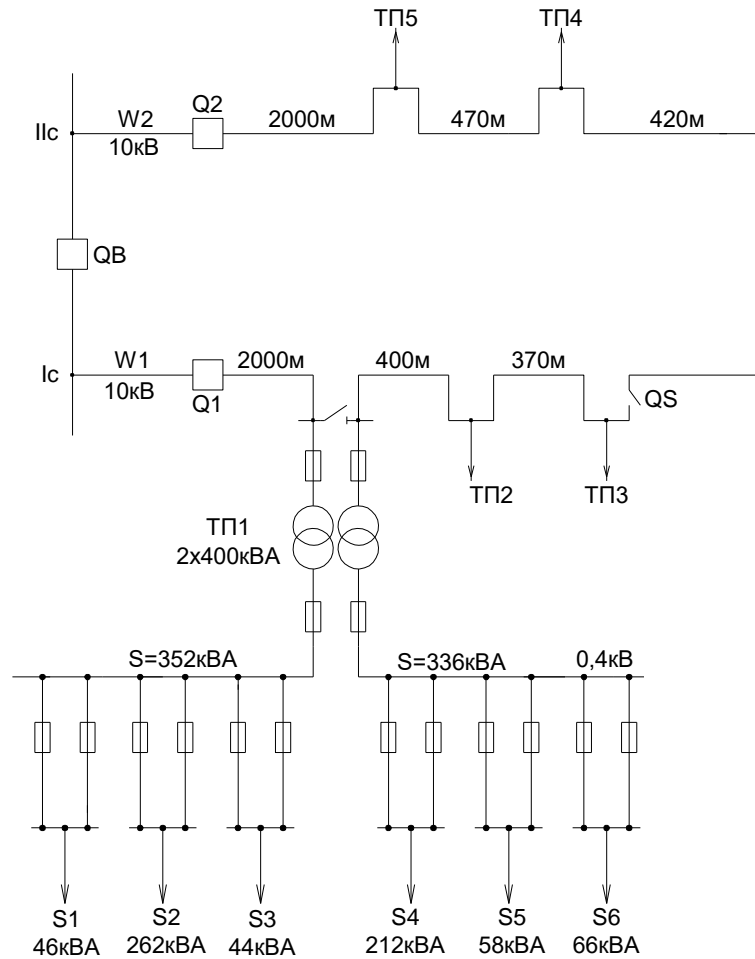


Рисунок 6 – Схема распределительной сети микрорайона для расчёта надёжности

Ожидаемое число повреждений распределительной линии 10 кВ составляет:

$$П_1 = 5,66 \cdot 0,045 = 0,255 \text{ 1/год.}$$

Ожидаемое число отключений линии 10 кВ из-за повреждения ТП составит:

$$П_2 = 5 \cdot 0,001 = 0,005 \text{ 1/год.}$$

Ожидаемое число повреждений трансформатора в ТП составляет:

$$P_3=0,001 \text{ 1/год.}$$

Ожидаемое число повреждений кабельной линии 0,38 кВ составляет:

$$P_4=0,15 \cdot 0,29=0,0435 \text{ 1/год.}$$

Ожидаемое суммарное число отключений потребителей будет определяться повреждением кабеля 0,38 кВ, повреждением трансформатора, повреждением кабельной линии 10 кВ и на шинах ТП:

$$P_5=P_1+P_2+P_3+P_4=0,255+0,005+0,001+0,0435=0,304 \text{ 1/год.}$$

Из полученных расчётов можно сделать выводов о том, что реконструированная сеть напряжением 10 кВ надёжна и может быть использована на объекте исследования.

Таким образом, показатели надёжности реконструированной сети подтверждены расчётами.

Выводы по разделу.

Рассчитана надёжность питания городской сети по петлевой схеме электроснабжения.

Установлено, что реконструированная сеть напряжением 10 кВ надёжна и может быть использована на объекте исследования.

## Заключение

В представленной работе выполнена частичная реконструкция питающей схемы, а также техническое перевооружение системы электроснабжения микрорайона Дружба г. Уфа.

Такая реконструкция обусловлена дополнительной застройкой микрорайона и введением в эксплуатацию новых потребителей.

В работе проведён анализ исходных данных на проектирование.

Рассмотрена исходная схема электроснабжения микрорайона Дружба города Уфы. Установлено, что электроснабжение данного объекта осуществляется от трёх двухтрансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ, питающихся, в свою очередь, по 2-м фидерам 10 кВ от городской центральной подстанции «Уфимская»-110/10 кВ, расположенной на расстоянии 2 км от данного микрорайона. Для питания микрорайона от ПС-110/10 кВ «Уфимская» применяется магистральная схема с двухсторонним питанием (с учётом резервирования). При этом используются кабели марки АСБ2л-10-3×70, которые проложены в траншее.

Определено, что в исходной схеме на территории микрорайона размещено несколько видов жилой и коммунальной застройки: многоэтажные жилые дома с газовыми плитами, детские сады/ясли, школа и гаражный комплекс с СТО. Они получают питание от трёх двухтрансформаторных понизительных ТП-10/0,4 кВ (ТП1, ТП2 и ТП3) кабельными линиями марки АСБ2л-1-4 различных сечений. В результате анализа технических условий на выполнение работы было установлено, что основной задачей работы является частичная реконструкция питающей схемы, а также техническое перевооружение, системы электроснабжения микрорайона Дружба г. Уфа, обусловленное вводом в эксплуатацию новых объектов микрорайона. Исходя из условий застройки микрорайона Дружба, установлено, что в данном микрорайоне будет построено

и введено в эксплуатацию три жилых дома, одну школу, два детсада/ясли и один гаражный комплекс с СТО общей площадью 198275 м<sup>2</sup>.

Проведён расчёт электрических нагрузок всех потребителей, а также осветительной нагрузки микрорайона.

В соответствии с полученными результатами расчётов, приняты к установке пять двухтрансформаторных подстанций ТП1-ТП5 с двумя силовыми трансформаторами марки ТМГ-400/10. Установлено, что фактическая загрузка выбранных силовых трансформаторов на ТП находится в допустимых пределах. Приняты к установке надёжные и современные блочные ТП закрытого типа.

Рассчитаны токи трёхфазного к.з. и ударные токи на шинах 10 кВ ТП-10/0,4 кВ системы электроснабжения микрорайона.

Выбрано и проверено основное коммутационное и защитное оборудование:

- для установки на ТП-10/0,4 кВ – выключатели нагрузки марки ВНП-16 УЗ;
- для установки на питающем РП-10 кВ – выключатели высоковольтные марки ВВ/TEL – 10/630 УЗ.

Выбрана и проверена ошиновка РУ–10 кВ трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, которая выполнена из прямоугольных шин сечением (40×4) мм<sup>2</sup>, закреплённых на изоляторах плашмя.

В ходе выполнения работы, были разработаны мероприятия по реконструкции схемы и техническому перевооружению системы электроснабжения микрорайона Дружба г. Уфа в связи с вводом новых потребителей, изношенностью старого оборудования и строительства новых жилых и социальных объектов. При реконструкции внутреннего электроснабжения 10 кВ осуществлён ввод двух новых ТП-10/0,4 кВ, питающих новые потребители микрорайона. В работе для питания магистральной сети 10 кВ выбрана кабельная линия с применением кабеля марки АСБ2л-10-3×70.

Из полученных результатов расчётов технико-экономических показателей видно, что приведённые затраты сети, построенной по петлевой схеме на 32,1 тыс.руб./год меньше приведённых затрат сети, построенной по двухлучевой схеме. Следовательно, в результате реконструкции окончательно выбирается петлевая схема построения распределительной сети.

Проведена проверка по допустимым отклонения напряжения сети 10 кВ, в результате которой было установлено, что на всех участках сети отклонения напряжения находятся в допустимых пределах. Выбраны сечения кабельных линий 0,38 кВ марки АСБ2л-1-4 различных сечений. Проведена проверка по допустимым отклонения напряжения сети 0,38 кВ, в результате которой было установлено, что на всех участках сети отклонения напряжения находятся в допустимых пределах. При модернизации электрической сети все трансформаторные ПС и трассы линий остаются на прежних местах, такое решение справедливо, чтобы избежать дополнительных затрат на отвод земли.

Для защиты линий 10 кВ была выбрана микропроцессорная защита на базе микропроцессорных блоков защит «Сириус-21-Л». Предусмотрено внедрение современных средств сигнализации и телемеханизации. Рассчитаны уставки основных токовых защит питающей кабельной линии 10 кВ СЭС микрорайона с последующим их согласованием.

Рассчитана надёжность питания городской сети по петлевой схеме электроснабжения. Установлено, что реконструированная сеть напряжением 10 кВ надёжна и может быть использована на объекте исследования.

Все принятые решения подтверждены техническими и экономическими расчётами.

Таким образом, реконструированная система электроснабжения микрорайона Дружба характеризуется высокой надёжностью, минимальными потерями в сети и новейшим электрооборудованием, отвечающим современным требованиям в электроэнергетике.

## Список используемой литературы

1. Агафонов А.И., Бростилова Т. Ю., Джазовский Н. Б. Современная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 300 с.
2. Вакуумные выключатели ВВ-TEL-10-20/630(1000). [Электронный ресурс]: URL: <https://transform74.ru/tr/616A/568/> (дата обращения: 01.04.2024).
3. Кабель АСБ2л. [Электронный ресурс]: URL: [https://cable.ru/cable/group-asb2l\\_description.php](https://cable.ru/cable/group-asb2l_description.php) (дата обращения: 01.04.2024).
4. Киреева Э.В. Электроснабжение и электрооборудование организаций и учреждений. М.: Кнорус, 2019. 236 с.
5. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. М.: Академия, 2021. 400 с.
6. Куксин А.В. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие. М.: Инфра-Инженерия, 2021. 156 с.
7. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 174 с.
8. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Изд-во ДЕАН, 2022. 192 с.
9. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. Изд-во ЦентрМаг, 2022. 584 с.
10. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294817/4294817179.htm> (дата обращения: 01.04.2024).
11. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие. М.: Форум, 2021. 383 с.
12. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских

зданий. Учебное пособие. М.: Форум, Инфра-М, 2022. 406 с.

13. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., Яшков В.А. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. Учебное пособие. М.: Форум, Инфра-М, 2022. 365 с.

14. Сириус-2-Л и Сириус-21-Л. [Электронный ресурс]: URL: <https://www.rza.ru/catalog/ustroystva-rza-6-35-kv/sirius-2-1-i-sirius-21-1.php>(дата обращения: 01.04.2024).

15. СП 256.1325800.2016. Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа (с изменениями) [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200139957> (дата обращения: 01.04.2024).

16. СП 440.1325800.2018 Проектирование естественного и искусственного освещения. [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/554819713>(дата обращения: 01.04.2024).

17. Трансформаторы ТМ. [Электронный ресурс]: URL: <https://transform74.ru/tr/transformatory-tm/>(дата обращения: 01.04.2024).

18. Уфа [Электронный ресурс]: URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A3%D1%84%D0%B0>(дата обращения: 01.04.2024).

19. Фризен В.Э., Назаров С.Л. Расчет и выбор электрооборудования низковольтных распределительных сетей промышленных предприятий. Екатеринбург: Издательство Уральского университета, 2021. 184 с.

20. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. Москва: Министерство энергетики, 2020. 142 с.