

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Южно-Уральский государственный университет»  
(Национальный исследовательский университет)  
Политехнический институт  
Энергетический факультет  
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
Заведующая кафедрой  
\_\_\_\_\_ И.М. Кирпичникова  
(подпись)  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.

Электроснабжение микрорайона г. Челябинска, ограниченного улицами: Бр.  
Кашириных, Герцена, пр-т Победы и Краснознамённая

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ  
ЮУрГУ – 13.03.02.2019.114.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите  
к.т.н., доцент  
\_\_\_\_\_ А.М. Ершов  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.

Руководитель проекта  
старший преподаватель  
\_\_\_\_\_ И.П. Титов  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.

Консультант по экономике  
д.э.н., проф.  
\_\_\_\_\_ А.А. Алабугин  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.

Автор проекта  
Студент группы П-475  
\_\_\_\_\_ А.П. Малмакин  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.

Консультант по БЖД  
к.т.н., доцент  
\_\_\_\_\_ И.В. Скуртова  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.

Нормоконтролёр  
к.т.н., доцент  
\_\_\_\_\_ И.П. Титова  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.



4 Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)

1. Введение

2. Технический паспорт проекта

3. Расчёт электрических нагрузок

4. Выбор силовых трансформаторов

5. Схема электроснабжения

6. Расчёт токов короткого замыкания

7. Выбор электрооборудования

8. Релейная защита электрооборудования

9. Вопросы безопасности жизнедеятельности в электроустановках

10. Экономическая часть проекта

5 Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1)

1. План генеральный микрорайона	– 1 лист
2. Схема принципиальная электрическая электроснабжения	– 1 лист
3. Чертеж конструктивный ТП 10/0,4 кВ	– 1 лист
4. Плакат по релейной защите	– 1 лист
5. Плакат по безопасности жизнедеятельности	– 1 лист
6. Плакат по экономике СЭС	– 1 лист

Всего 6 листа(ов)

6 Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
Релейная защита	А.М. Ершов		
Экономика и управление	А.А. Алабугин		
БЖД	И.В. Скуртова		

7 Дата выдачи задания « \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 201\_ г.

Руководитель

\_\_\_\_\_  
(подпись) И.П. Титов  
(И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_  
(подпись) А.П. Малмакин  
(И.О. Фамилия)

## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы (проекта)	Отметка о выполнении руководителя
1 Введение	30.05.2019	
2 Краткое описание объекта электроснабжения	10.01.2019	
3 Расчет электрических нагрузок отдельных потребителей жилого района	21.01.2019	
4 Моделирование суточных графиков потребителей жилого района	20.02.2019	
5 Формирование суточных графиков зданий и сооружений района	28.02.2019	
6 Построение картограммы нагрузок жилого района	03.03.2019	
7 Выбор и основание единичной мощности трансформаторов городских ТП и целесообразности установки РП	07.03.2019	
8 Технико-экономическое обоснование схем питания городских ТП включая обоснование целесообразности установки в жилом районе высоковольтной РП	30.03.2019	
9 Расчет токов коротких замыканий и выбор оборудования в сетях напряжением выше 1000 В	06.04.2019	
10 Выбор и расчет сетей напряжением до 1000 В	13.04.2019	
11 Расчет токов коротких замыканий и выбор оборудования в сетях напряжением до 1000 В	20.04.2019	
12 Релейная защита и автоматика	16.05.2019	
13 Вопросы по охране труда и техники безопасности	24.05.2019	
14 Экономическая часть	01.06.2019	
15 Пояснительная записка	03.06.2019	

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_

(подпись)

И.М. Кирпичникова

(И.О. Фамилия)

Руководитель работы

\_\_\_\_\_

(подпись)

И.П. Титов

(И.О. Фамилия)

Студент

\_\_\_\_\_

(подпись)

А.П. Малмакин

(И.О. Фамилия)

## АННОТАЦИЯ

Малмакин А.П. «Электроснабжение микрорайона г. Челябинск в границах улиц Бр. Кашириных, Герцена, пр-т Победы и Краснознамённая» – Челябинск: ЮУрГУ, П-475; 2018, 126 с. 5 рисунков, библиографический список – 17 наименований, 35 таблиц, 2 чертежа формата А1.

В дипломной работе рассмотрен вариант электроснабжения микрорайона г. Челябинск. Выполнен расчет электрических нагрузок жилых, общественных зданий и учреждений, а также расчет наружной осветительной сети. Произведен выбор силовых трансформаторных подстанций с проверкой их по перегрузочной способности.

Выбрана и рассчитана схема внешнего и внутреннего электроснабжения 10 кВ, а также проведен расчет распределительной сети 0,4 кВ.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ .....	9
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	10
ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА.....	11
ВВЕДЕНИЕ.....	12
ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	13
1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО ПОДРОБНО РАССМАТРИВАЕМУ ДОМУ И ПО РАЙОНУ В ЦЕЛОМ .....	14
1.1 Расчет нагрузок жилых зданий микрорайона .....	14
1.2 Расчет нагрузок общественных помещений в жилых зданиях и отдельно стоящих общественных зданий .....	19
1.3 Пример расчета для общественной нагрузки по дому Герцена 5. ....	21
1.4 Расчет осветительной нагрузки микрорайона.....	23
2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЧИСЛА И ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ .....	26
2.1 Расчет и выбор трансформаторов устанавливаемых в городских ТП.....	26
2.2 Расчет потерь в трансформаторах городских ТП .....	44
2.3 Центры электрических нагрузок .....	45
2.4 Составление картограммы электрических нагрузок .....	54
3 ТЕХНИКО ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СОПОСТАВЛЕНИЕ СХЕМ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	57
3.1 Выбор вариантов электроснабжения .....	57
3.2 Расчет кабельных линий 10 кВ .....	63
4.3 Техничко-экономическое сравнение вариантов .....	70
3.4 Расчет распределительной сети 0,4 кВ .....	76
4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	79
4.1 Расчет токов КЗ на стороне высокого напряжения .....	79
4.2 Расчет токов короткого замыкания на низкой стороне.....	87
5 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ .....	92
5.1. Выбор электрооборудования в РУ-0,4 кВ .....	92

5.2	Конструкция трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ типа ТМГ-630/10 кВ .....	97
5.3.	Выбор электрооборудования в РУ-10 кВ .....	99
6	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА.....	102
6.1	Требования к защитам от ОЗЗ в электрических сетях 10 кВ.....	102
6.2	Неселективная сигнализация на РП .....	103
6.2	Селективная сигнализация на РП.....	104
6.3	Основные действия оперативного персонала при определении присоединения с ОЗЗ .....	106
7	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....	108
7.1	Планировка ТП .....	109
7.2	Защитные средства для персонала в ТП .....	111
7.4	Заземляющее устройство ТП .....	112
7.5	Пожарная безопасность на ТП.....	116
7.6	Освещение ТП .....	117
8	ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ .....	121
8.1	Результаты технико-экономического расчёта.....	121
8.2	Модель SWOT-анализа вариантов технических решений.....	121
8.3	Модель дерева целей повышения энергетической эффективности.....	122
9.5	Модель поля сил реализации проекта .....	123
9.6	Построение модели ранжирования проблем .....	125
9.7	Построение причинно-следственной диаграммы.....	126
9.8	Планирование мероприятий по реализации целей проекта .....	126
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	128
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	129
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б	



## ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

- 1) Объекты электроснабжения – жилые дома, общественные здания и сооружения.
- 2) Основные потребители электроэнергии – освещение внутреннее и уличное, бытовые электроприборы, электродвигатели лифтов, насосов и вентиляторов.
- 3) Полная расчетная мощность электроприемников жилых и общественных зданий – 10561 кВА.
- 4) Категория основных потребителей по надежности электроснабжения – II.
- 5) Количество ТП – 14, трансформаторы типа ТМГ-400-10/0,4 и ТМГ-630-10/0,4. Питание ТП предусматривается по кольцевой схеме.
- 6) Сети 10 кВ и 0,4 кВ выполняются кабелями марки ААШв, кабели прокладываются на глубине 0,7 м. под газонами и тротуарами и на глубине 1,0 м. под проездами с защитой асбоцементными трубами диаметром 100 мм.

					130302.2018.114.00 ПЗ	
						11

## ВВЕДЕНИЕ

В данном курсовом проекте рассмотрен расчет системы электроснабжения микрорайона. Под системой электроснабжения микрорайона понимают совокупность электрических станции, понижающих и распределительных подстанции обеспечивающих электрической энергией потребителей, расположенных на территории микрорайона – жилые и общественные здания, а также в ряде случаев предприятия.

Качественное и надежное электроснабжение потребителей обеспечивается правильно выбранной схемой электроснабжения в зависимости от категории объекта по надежности. Городские сети напряжением 10/0,4 кВ выполняют, в основном кабельными линиями, исходя из условия безопасности, ограниченного пространства и эстетических соображений. Так как кабельные сети эксплуатируются длительное время и их сооружение требует значительных затрат, то при проектировании особое внимание уделяется правильному выбору марки кабеля, его сечения, защитной аппаратуры.

В настоящее время в городах используется напряжение 10 кВ, а в крупных и крупнейших городах - системы электроснабжения по принципу «глубокий ввод».

Рассматриваемый микрорайон находится на территории города Челябинск, граничные улицы Бр. Кашириных, Герцена, пр-т Победы и Краснознаменная.

## ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Микрорайон расположен на территории города Челябинск, в границах улиц Бр. Кашириных, Герцена, пр-т Победы и Краснознамённая. Его окружают магистральные улицы общегородского и районного значения, а по территории проходят улицы местного значения и жилые улицы.

В данном микрорайоне преобладают жилые дома с 9-12 этажами, в них имеются лифтовые пассажирские установки и санитарно-технические устройства. Общая площадь квартир в жилых домах, в основном, от 35 до 90 м<sup>2</sup>. В большинстве домов преобладают электрические плиты, но имеется несколько домов с газовыми плитами. Всего на территории микрорайона расположено 34 многоквартирных жилых дома, а так же 159 одноэтажных дома. Помимо жилых домов, на территории микрорайона размещены общественные здания – школа, администрация, а также предприятия торговли, общественного питания и сферы услуг.

Большую часть потребителей электрической энергии по надежности электроснабжения составляют потребители второй категории - жилые дома высотой до 9 этажей. Среди остальных потребителей электрической энергии по надежности электроснабжения в микрорайоне есть жилые здания с одним этажом, которые являются потребителями третьей категории. К потребителям второй категории отнесены магазины площадью более 250 м<sup>2</sup>, а также учреждения образования и детские сады.

# 1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО ПОДРОБНО РАССМАТРИВАЕМУ ДОМУ И ПО РАЙОНУ В ЦЕЛОМ

## 1.1 Расчет нагрузок жилых зданий микрорайона

Расчетная электрическая нагрузка квартир (кВт), приведенная к вводу жилого здания определяется по формуле:

$$P_{\text{кв}} = P_{\text{кв.уд.}} \cdot N, \quad (1.1)$$

где  $P_{\text{кв.уд.}}$  – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (жилых зданий) по таблице 2.1.1 [1], кВт/квартира;

$N$  – количество квартир.

Расчетная реактивная нагрузка квартир (кВАр), приведенная к вводу жилого здания определяется по формуле:

$$Q_{\text{кв}} = P_{\text{кв.уд.}} \cdot N \cdot \text{tg}\varphi_{\text{кв}}, \quad (1.2)$$

где  $\text{tg}\varphi_{\text{кв}}$  – значение коэффициента реактивной мощности для квартир (жилых зданий) по табл. 2.1.4 [1].

Если количество квартир в рассматриваемом жилом доме не соответствует табличному значению, то удельную расчетную мощность определяют по формуле:

$$P_{\text{кв.уд.}(N)} = P_{\text{кв.уд.}(N_1)} - \frac{P_{\text{кв.уд.}(N_1)} - P_{\text{кв.уд.}(N_2)}}{N_2 - N_1} \cdot (N_{\Sigma} - N_1), \quad (1.3)$$

где  $P_{\text{кв.уд.}(N_1)}, P_{\text{кв.уд.}(N_2)}$  – удельные расчетные мощности для квартир в рассматриваемом интервале, кВт/кв;

$N_1, N_2$  – количество квартир для приведенных значений удельной мощности, шт.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников (кВт), приведенная к вводу жилого дома, определяется по формуле:

$$P_c = P_{\text{р.л.}} + P_{\text{р.ст.у.}}, \quad (1.4)$$

где  $P_{\text{р.л.}}$  – мощность лифтовых установок, кВт;

$P_{\text{р.ст.у.}}$  – мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств, кВт.

Так как никаких данных по санитарно-техническим устройствам нет, то в дальнейших расчетах мы не будем их учитывать.

Активная мощность лифтовых установок (кВт), определяется по формуле:

$$P_{р.л.} = k_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{ni}, \quad (1.5)$$

где  $k_c$  – коэффициент спроса по табл. 2.1.2 [1];

$n$  – количество лифтовых установок;

$P_{ni}$  установленная мощность электродвигателя лифта, кВт.

Расчетная реактивная нагрузка лифтов (кВАр) определяется по формуле:

$$Q_{р.л.} = P_{р.л.} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{л}, \quad (1.6)$$

где  $\operatorname{tg}\varphi_{л}$  – значение коэффициента реактивной мощности для лифтов по табл. 2.1.4 [сп256].

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

$$P_{р.ж.д.} = P_{кв} + k_y \cdot P_c, \quad (1.7)$$

где  $P_{кв}$  – расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт;

$P_c$  – расчетная нагрузка силовых электроприемников (активная расчетная мощность лифтов и санитарно-технических устройств) жилого дома, кВт;

$k_y$  – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников (равен 0,9).

Расчетная реактивная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников (кВАр), определяется по формуле:

$$Q_{р.ж.д.} = Q_{кв} + k_y \cdot (Q_{р.л.} + Q_{р.ст.у.}). \quad (1.8)$$

Полная расчетная мощность на вводе в жилое здание (кВА), определяется по формуле:

$$S_{р.ж.д.} = \sqrt{P_{р.ж.д.}^2 + Q_{р.ж.д.}^2}. \quad (1.9)$$

Произведем расчет электрической нагрузки для рассматриваемого дома Оранжевый переулок 3:

Дом состоит из 3 подъездов с общим числом квартир 114 на весь дом, количество этажей – 11, плиты электрические:

Рассчитаем величину удельной мощности для 114 квартир:

$$P_{\text{кв.уд.}(114)} = 1,5 + \frac{1,4 - 1,5}{200 - 100} \cdot (114 - 100) = 1,48 \text{ кВт/кв}$$

Рассчитаем величину мощности приходящейся на все квартиры:

$$P_{\text{кв}} = 1,48 \cdot 114 = 168,7 \text{ кВт.}$$

Величина реактивной мощности:

$$Q_{\text{кв}} = 168,7 \cdot 0,2 = 33,7 \text{ кВАр.}$$

Активная мощность лифтов с учетом приведения к длительному режиму (ПКР):

$$P_{\text{р.л.}} = 3 \cdot 0,8 \cdot 5,0 = 12 \text{ кВт.}$$

Реактивная мощность лифтов

$$Q_{\text{р.л.}} = 12 \cdot 1,17 = 14 \text{ кВАр.}$$

Суммарная активная и реактивная мощность лифтов и санитарно-технических устройств с учетом коэффициента участия в максимуме:

$$P_{\Sigma} = 0,9 \cdot (12 + 0) = 10,8 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\Sigma} = 0,9 \cdot (14 + 0) = 13,2 \text{ кВАр.}$$

Суммарная активная и реактивная нагрузка на вводе дома:

$$P_{\text{р.ж.д.}} = 168,7 + 12 = 180,7 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{р.ж.д.}} = 33,7 + 13,2 = 46,9 \text{ кВАр.}$$

Полная мощность на вводе в дом:

$$S_{p.ж.д.} = \sqrt{180,7^2 + 46,9^2} = 186,7 \text{ кВА.}$$

Расчеты проводим для остальных жилых домов микрорайона. Результаты расчета заносятся в таблицу 1.1

					130302.2018.114.00 ПЗ	

ЛИСТ ПОД ТАБЛИЦУ 1.1

					130302.2018.114.00 ПЗ	
						18



## 1.2 Расчет нагрузок общественных помещений в жилых зданиях и отдельно стоящих общественных зданий

Расчетные нагрузки общественные помещений и учреждения определяются по укрупненным удельным нагрузкам.

Расчетная активная нагрузка общественных зданий (кВт), определяется по формуле (1.11):

$$P_{p.op.} = P_{уд.op.} M, \quad (1.11)$$

где  $P_{уд.op.}$  – удельная расчетная нагрузка общественных зданий, определяется по таблице 2.2.1 [1];

$M$  – количественный показатель общественного помещения.

Так, количественный показатель  $P_{уд.op.}$ , может зависеть как от количества квадратных метров помещения таких как: предприятия торговли, офисные помещения, но и также от количества мест, например: бары, кафе, гостиница.

Из [2] мы можем определить квадратуры нежилых помещений, куда входят помещения с различным количественным показателем. Соответственно для таких помещений у которых количественные показатели исчисляются в количествах мест, нам необходимо найти площади этих помещений. Для этого воспользуемся СНИПом к конкретному типу общественного здания.

Расчетная реактивная нагрузка общественных зданий (кВАр) определяется по формуле (1.12):

$$Q_{p.op.} = P_{p.op.} \operatorname{tg}\varphi_{op.}, \quad (1.12)$$

где  $\operatorname{tg}\varphi_{op.}$  – расчетный коэффициент реактивной мощности для общественных зданий, принимается по таблице 7.12 [1].

Так как в каждом доме имеются различные потребители электрической энергии, их графики различны и отличаются внутри дома между собой. Поэтому для определения расчетной электрической нагрузки питающей линии здания при смешанном питании потребителей различного назначения [1 п.7.2.19] определяют по формуле 1.13:

$$P_p = P_{p.зд.макс} + K_1 P_{p.зд1} + K_2 P_{p.зд2} + \dots + K_n P_{p.здn} \quad (1.13)$$

где  $P_{p.зд.макс}$  максимальная из нагрузок по зданию, кВт;

$P_{p.зд1} \dots P_{p.здn}$  расчетные нагрузки остальных помещений, кроме помещения с максимальной нагрузкой;

$K_1, K_2, K_n$  коэффициенты, учитывающие долю электрических нагрузок общественных помещений и жилых квартир и силовых электроприемников в наибольшей расчетной нагрузке  $P_{р.зд.макс}$ , принимаемые по таблице 7.13 [1]

Реактивная нагрузка здания определяется аналогично, по формуле (1.14):

$$Q_p = P_{р.зд.макс} \operatorname{tg}\varphi_{зд.макс} + K_1 P_{р.зд1} \operatorname{tg}\varphi_{зд1} + K_2 P_{р.зд2} \operatorname{tg}\varphi_{зд2} + \dots + K_n P_{р.здn} \operatorname{tg}\varphi_{здn} \quad (1.14)$$

где  $\operatorname{tg}\varphi_{зд.макс}$  расчетный коэффициент реактивной мощности для максимальной нагрузки по зданию;

$\operatorname{tg}\varphi_{зд1}, \operatorname{tg}\varphi_{зд2}, \operatorname{tg}\varphi_{здn}$  расчетный коэффициент реактивной мощности для общественных помещений и жилых квартир и силовых электроприемников в наибольшей расчетной нагрузке  $P_{р.зд.макс}$ , определяются по формуле 1.15:

$$\operatorname{tg}\varphi_{зд} = \arccos\varphi_{зд}, \quad (1.15)$$

где  $\cos\varphi_{зд}$  коэффициент мощности здания (помещения) определяемый по таблице 7.12 [1]

Полная расчетная мощность на вводе в здание с учетом общественной нагрузки (кВА), определяется по формуле (1.16):

$$S_{р.оз.} = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (1.16)$$

### 1.3 Пример расчета для общественной нагрузки по дому Герцена 5.

В доме 3 организации: Пиастрелла (торговый центр), ПРОФФ (строительная компания), ООО Аудит – Лидер (бухгалтерская фирма). Известно, что площадь под нежилые помещения в этом доме составляет 318,7 м<sup>2</sup>. По таблице 7.14 [1] для торгового центра показатель  $P_{уд.оп.} = 0,16$  кВт/м<sup>2</sup> (предполагаем, что в нём присутствует кондиционер), для бухгалтерской фирмы показатель  $P_{уд.оп.}$  берем как для офисов, равным 0,05 кВт/м<sup>2</sup> (также предполагаем, что присутствуют кондиционеры). Здесь и далее, для упрощения расчетов в данном курсовом проекте, для показателей удельной расчетной нагрузки для общественных зданий, которые исчисляются в кВт/м<sup>2</sup>, предполагаем, что площадь помещения делится поровну между офисами и магазинами.

Далее по формуле 1.11 определяем расчетные мощности для общественной нагрузки:

$$P_{р.магазин} = 0,16 \cdot \frac{318,7}{2} = 25,5 \text{ кВт},$$
$$P_{р.офиса} = 0,05 \cdot \frac{318,7}{2} = 8 \text{ кВт}$$

Нагрузка на жилые помещения в этом доме составила  $P_{р.жд} = 227,1$  кВт. Как видно, наиболее высокую нагрузку имеют жилые помещения, поэтому коэффициенты учитывающие долю электрических нагрузок общественных и жилых помещений будем рассматривать относительно этой нагрузки. Так  $K_1 = 0,6$  для офисных зданий,  $K_2 = 0,6$  для предприятий торговли. Так расчетная электрическая нагрузка питающей здание по формуле 1.13 равняется:

$$P_p = 227,1 + 0,6 \cdot 25,5 + 0,6 \cdot 8 = 247,2 \text{ кВт}.$$

Расчетная реактивная нагрузка определяется по формуле 1.14:

$$Q_p = 57,6 + 0,62 \cdot 0,6 \cdot 25,5 + 0,62 \cdot 0,6 \cdot 8 = 70 \text{ кВАр}.$$

Полная нагрузка здания определяется по формуле 1.16:

$$S_{р.зд.} = \sqrt{247,2^2 + 70^2} = 256,9 \text{ кВА}.$$

Аналогично проводим расчеты для других жилых зданий и общественных помещений и учреждений. Результаты расчета представлены в таблицу 1.2.

Для отдельно стоящих общественных зданий и учреждений, расчет проводим аналогично расчету общественных помещений внутри жилых домов. Результаты расчета заносим в таблицу 1.3

					130302.2018.114.00 ПЗ	
						22

#### 1.4 Расчет осветительной нагрузки микрорайона

Территорию рассчитываемого микрорайона окружают магистральные улицы районного значения и улицы местного значения.

По карте «Дубль гис» составим план микрорайона города в AutoCAD. Воспользуемся ГОСТ Р 52398-2005 и определим ширину улиц Дальневосточная, Стартовая, Косарева, Партизанская, Авиационная, Парашютная, Речная, Электродная, Колхозная и Спорта как 3,75 м.

Для расчета уличного освещения воспользуемся программным обеспечением DIALux evo. Загрузим план в программу и составим модель улиц микрорайона.

Согласно СП 52.13330.2011 определим категории автомобильной дороги как В2, тогда средняя освещённость дорожного покрытия  $E_{cp} = 10$  лк, а равномерность распределения освещённости дорожного покрытия  $U_0 = 0,25$ .

По [18] выбираем светильник ГКУ11 – 150 – 011 Street. Мощность светильника  $P_{св} = 150$  Вт, коэффициент мощности  $\cos\varphi = 0,96$  и соответственно  $\operatorname{tg}\varphi = 0,29$ . Данные светильники предназначены для освещения улиц и дорог с высокой, средней и слабой интенсивностью движения транспорта, железнодорожных платформ и станций, территорий дворов, школ и детских садов. Установка: светильник рекомендуется устанавливать на Г – образных кронштейнах опор под углом  $0 - 20^\circ$  к горизонту. Высота установки 4 – 12 м.

Для наилучшего эффекта освещённости используем двухстороннюю шахматную схему размещения светильников. Устанавливаем светильник на Г – образных кронштейнах опор под углом  $15^\circ$  к горизонту. Принимаем высоту установки 8 м. Необходимо учесть, что наиболее приемлемым расстоянием между столбами для освещения и линий электропередач является расстояние в 35 метров.

Программа автоматически рассчитает освещённость дорожных покрытий. Результаты занесём в Приложение А.

Затем рассчитаем активную нагрузку уличного освещения по формуле 1.17:

$$P_{ул.ос.} = P_{св} \cdot n_{св}, \quad (1.17)$$

Расчетную реактивную нагрузку уличного освещения определяем по формуле 1.18:

$$Q_{ул.ос.} = P_{ул.ос.} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{ул.ос.}, \quad (1.18)$$

где  $\operatorname{tg}\varphi_{ул.ос.}$  – расчетный коэффициент реактивной мощности для типа ламп, использованных в уличном освещении.

Полная расчетная электрическая нагрузка магистрального освещения определяется по формуле:

$$S_{\text{ул.ос.}} = \sqrt{P_{\text{ул.ос.}}^2 + Q_{\text{ул.ос.}}^2}; \quad (1.19)$$

Производим расчет и сводим в Таблицу 1.4:

Таблица 1.4 Расчет наружного освещения микрорайона

Название улицы	Количество светильников	Мощность светильника, Вт	tgφ <sub>ул.ос</sub>	P <sub>ул.ос</sub> , Вт	Q <sub>ул.ос</sub> , Вт	S <sub>ул.ос</sub> , Вт
Дальневосточная	9	150	0,29	1350	391,5	1406
Стартовая	11	150	0,29	1650	478,5	1718
Косарева	30	150	0,29	4500	1305	4685
Партизанская	38	150	0,29	5700	1653	5935
Авиационная	6	150	0,29	900	261	937
Парашютная	25	150	0,29	3750	1087,5	3905
Речная	10	150	0,29	1500	435	1562
Электродная	35	150	0,29	5250	1522,5	5466
Колхозная	40	150	0,29	6000	1740	6247
Спорта	32	150	0,29	4800	1392	4998
Оранжерейный переулок	12	150	0,29	1800	522	1874
Итого	248			37200	10788	38733

Расчетная нагрузка внутриквартального освещения определяется по формуле 1.20:

$$P_{\text{вн.кв.ос.}} = P_{\text{уд.вн.кв.ос.}} \cdot F_{\text{мкр.}}, \quad (1.20)$$

где  $P_{\text{уд.вн.кв.ос.}}$  – удельная расчетная нагрузка внутриквартального освещения (1,2), кВт/га;

$F_{\text{мкр.}}$  – площадь внутриквартальной территории микрорайона(5,49), га.

Для освещения внутриквартальной территории применим газоразрядные натриевые лампы с коэффициентом мощности  $\cos\varphi = 0,85$  и соответственно  $\text{tg}\varphi = 0,62$ .

Расчетная реактивная составляющая нагрузки внутриквартального освещения определяется по формуле 1.21:

$$Q_{\text{вн.кв.ос.}} = P_{\text{вн.кв.ос.}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{вн.кв.ос.}} \quad (1.21)$$

Полная расчетная электрическая нагрузка внутриквартального освещения определяется по формуле:

$$S_{\text{вн.кв.ос.}} = \sqrt{P_{\text{вн.кв.ос.}}^2 + Q_{\text{вн.кв.ос.}}^2} \quad (1.22)$$

Так по формуле 1.20, расчетная активная мощность внутриквартального освещения равна:

$$P_{\text{вн.кв.ос.}} = 1,2 \cdot 5,49 = 6,58 \text{ кВт.}$$

По формуле 1.21 определяем реактивную мощность внутриквартального освещения:

$$Q_{\text{вн.кв.ос.}} = 6,58 \cdot 0,62 = 4,08 \text{ кВар.}$$

По формуле 1.22 определяем полную расчетную нагрузку внутриквартального освещения:

$$S_{\text{вн.кв.ос.}} = \sqrt{6,58^2 + 4,08^2} = 7,74 \text{ кВА.}$$

Далее производим суммирование полученных расчетных значений осветительной нагрузки улиц и осветительной нагрузки внутриквартальной и сводим в Таблицу 1.5.

Таблица 1.5 Суммарная нагрузка на освещение микрорайона

Тип освещения	$P_{\text{р.ос.}\Sigma}$ (кВт)	$Q_{\text{р.ос.}\Sigma}$ (кВар)	$S_{\text{р.ос.}\Sigma}$ (кВА)
Наружное (уличное) освещение микрорайона	37,2	10,78	38,73
Внутриквартальное освещение микрорайона	6,58	4,01	7,74
ИТОГО:	43,78	14,79	46,47

При расчете нагрузок для трансформаторных подстанций учтем равномерное распределение осветительной нагрузки (внутриквартальной) между числом проектируемых подстанций в связи со сложностью определения показателей, а наружное освещение запитаем от ближайших к улицам трансформаторных подстанций, при распределении нагрузки учтем какие из трансформаторных подстанций менее нагруженные.

## 2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЧИСЛА И ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

### 2.1 Расчет и выбор трансформаторов устанавливаемых в городских ТП

При невозможности питания электроприемников первой категории от двух независимых источников допускается питание от двух близлежащих одно-трансформаторных или разных трансформаторов двухтрансформаторных ТП, подключенных к разным линиям 10(6) кВ с устройством автоматического включения резервного питания (АВР).

В городских распределительных сетях рекомендуется использовать трансформаторы со схемой соединения обмоток звезда-зигзаг или треугольник-звезда. Трансформаторы 10/0,4 кВ со схемой соединения обмоток звезда-звезда допускается применять в сетях с преобладанием трехфазных электроприёмников и в сетях 6 кВ, переводимых на напряжение 10 кВ. [ 5 п. 3.1.10]

Для выбора числа и мощности трансформаторов ТП на основании технико-экономического сравнения вариантов выполнения сети на плане района города выбирается характерный участок с суммарной нагрузкой 2000...3000 кВт и намечается ряд вариантов схемы в зависимости от плотности нагрузки и характера потребителей. Сравнимые варианты должны быть равнонадёжны. Учитываются экономические показатели сети 0,4кВ, ТП и потери электрической энергии в этих элементах.

При выборе конкурентоспособных вариантов мощности ТП можно пользоваться рекомендациями, полученными из проектной практики. При пятиэтажной застройке и пищеприготовлении на газовых плитах предположительная мощность ТП – 1×400 кВ·А (один трансформатор мощностью 400 кВ·А), при электроплитах – 2×400 кВ·А. При жилых зданиях 9-16 этажей с газовыми плитами – 2×400 кВ·А, а при электроплитах – 2×630 кВ·А.

В районах малоэтажной застройки (до 6 этажей) мощность трансформаторов ТП в зависимости от плотности нагрузки на шинах 0,4 кВ рекомендуется принимать:

Таблица 2.1 – Зависимость мощности трансформаторов в зависимости от плотности нагрузки

Плотность нагрузки в микрорайоне, МВт/км <sup>2</sup>	Мощность трансформаторов в ТП, кВА
1	2
от 0,8 до 1,0	1·160
свыше 1,0 до 2,0	1·250
свыше 2,0 до 5,0	1·400
свыше 5,0 до 8,0	1·630



В районах многоэтажной застройки (9 этажей и выше) при плотности нагрузки 8 МВт/км<sup>2</sup> и более оптимальная нагрузка районной подстанции (РП) должна составлять: при напряжении 10 кВ – 7 МВт; при напряжении 6 кВ – 4 МВт. Рекомендуемая мощность двухтрансформаторных ТП – 2×630 кВ·А. [5 п. 4.3.5]

Согласно методике, приведенной в [6], допускается перегрузка трансформаторов для резервируемых распределительных сетей 0,4 кВ в аварийном режиме на 70-80% выше номинальной мощности. Общая суточная продолжительность перегрузки не должна превышать 6 ч. в течение не более 5 суток. Таким образом коэффициент загрузки трансформатора в аварийном режиме составляет  $K_{з.ав.} = 1,4-1,8$ , а коэффициент загрузки в нормальном режиме  $K_{з.норм.} = 0,7-0,9$ . Трансформаторы могут быть без ущерба для нормального срока службы загружены в течение суток сверх номинальной мощности, если другую часть рассматриваемого периода их загрузка была ниже номинальной. Кроме того, перегрузка трансформаторов допускается и за счет неравномерности нагрузки в течение года. Местоположение, количество и общее число трансформаторов выбираются с учётом расположения потребителей, их мощности, режима потребления, возможной унификации типов трансформаторов ТП, обеспечения равномерной оптимальной нагрузки ТП, в том числе при перспективном строительстве и экономических показателей строительства и эксплуатации.

Согласно, свода правил по проектированию и строительству [7] пункт 5.8: «На встроенных ТП и КТП следует устанавливать не более двух масляных или заполненных негорючим, экологически безопасным жидким диэлектриком трансформаторов мощностью до 1000 кВА каждый. Число сухих трансформаторов не ограничивается, а мощность каждого из них свыше 1000 кВА не рекомендуется.

Для выбора мощности трансформаторов определяется максимальная полная мощность, приходящаяся на подстанцию:

$$S_{p.max} = \sqrt{P_{p.max}^2 + Q_{p.max}^2}, \quad (2.1)$$

где  $P_{p.max}$  суммарная активная мощность, кВт;

$Q_{p.max}$  суммарная реактивная мощность, кВАр.

Суммарная активная мощность определяется по формуле:

$$P_{p.max} = P_{p.max.зд} + P_{p.1}k_{y1} + P_{p.2}k_{y2} + \dots + P_{p.n}k_{yn}, \quad (2.2)$$

где  $P_{p.max.зд}$  наибольшая из электрических нагрузок – суммарного количества квартир на газовых или электрических плитах, питаемый подстанцией, кВт;

$P_{p.1}, P_{p.2}, P_{p.n}$  расчетные нагрузки объектов (общественных зданий), кВт;  
 $k_{y1}, k_{y2}, k_{yn}$  – коэффициенты, учитывающие несовпадение максимумов нагрузки (квартир и общественных зданий).

Суммарная реактивная мощность определяется по формуле:

$$Q_{p.max} = P_{p.max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{cp.vz}, \quad (2.3)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi_{cp.vz}$  - средневзвешенного коэффициента мощности.

Тогда средневзвешенного коэффициента мощности будет определяться по формуле:

$$\operatorname{tg} \varphi_{cp.vz} = \frac{Q_{p.сумм}}{P_{p.сумм}}, \quad (2.4)$$

где  $P_{p.сумм}$  и  $Q_{p.сумм}$  суммарные расчетные нагрузки объектов, кВт и кВАр.

Расчетные суммарные нагрузки объектов будут определяться по формулам:

$$P_{p.сумм} = P_{p.1} + P_{p.2} + \dots + P_{p.n}, \quad (2.5)$$

$$Q_{p.сумм} = Q_{p.1} + Q_{p.2} + \dots + Q_{p.n}, \quad (2.6)$$

где  $P_{p.n}, Q_{p.n}$  расчетные нагрузки объектов, кВт и кВАр.

Единичная мощность трансформатора определяется по формуле:

$$S_{т.ном} \geq \frac{P_{p.max}}{K_{з,доп.ном} \cdot N_{т.опт}}, \quad (2.7)$$

где  $K_{з,доп.ном}$  допустимый коэффициент загрузки трансформатора в период максимума нагрузки, зависит от категории надёжности потребителя,  $K_{з,доп.ном} = 0,7 \dots 0,8$  для второй категории;

$N_{т.опт}$  оптимальное число трансформаторов.

Минимальное экономически выгодное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N_{т.min}^э = \frac{P_{p.max}}{K_{з,доп.ном} \cdot S_{эт}} + \Delta N_{т.}, \quad (2.8)$$

где  $S_{\text{эт}}$  экономическая целесообразная мощность трансформатора,  $S_{\text{эт}} = 630$  кВА;  
 $\Delta N_T$  добавка до ближайшего целого числа.

Минимальное число трансформаторов определяется как максимум из трансформаторов по условиям надёжности и по экономической целесообразности:

$$N_{T.\text{min}} = \max(N_{T.\text{min}}^{\text{э}}; N_{T.\text{min}}^{\text{н}}). \quad (2.9)$$

При условии  $N_{T.\text{min}}^{\text{э}} \leq N_{T.\text{min}}^{\text{н}}$  принимается  $N_{T.\text{опт}} = N_{T.\text{min}}^{\text{н}}$

Оптимальное число трансформаторов находим по формуле:

$$N_{T.\text{опт}} = N_{T.\text{min}} + m, \quad (2.10)$$

где  $m$  добавка до оптимального числа,  $m = f(N_{T.\text{min}}; K_{\text{з.т.доп}}; \Delta N_T)$ , берется из справочной литературы.

Найденное число трансформаторов не может быть меньше, чем число трансформаторов, требуемых по условиям надёжности.

Далее определяем предельную величину реактивной мощности, которую сможет пропустить выбранный трансформатор не перегрузившись в нормальном режиме:

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_{T.\text{опт}} \cdot K_{\text{з.доп.норм}} \cdot S_{T.\text{ном}})^2 - P_{p.\text{max}}^2}. \quad (2.11)$$

Величина  $Q_{1p}$  является расчетной, поэтому в общем случаи реактивная нагрузка трансформаторов  $Q_1$  не равна ей:

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{1p} & \text{если } Q_{1p} < Q_{p.\text{max}} \\ Q_{p.\text{max}} & \text{если } Q_{1p} \geq Q_{p.\text{max}} \end{cases} \quad (2.12)$$

где  $Q_1$  реальная реактивная мощность, проходящая через трансформатор в период максимума нагрузки.

При  $Q_{1p} < Q_{p.\text{max}}$  трансформаторы ТП не могут пропустить всю реактивную нагрузку и поэтому часть её должна быть скомпенсирована с помощью конденсаторов, которые следует установить на стороне низкого напряжения данной ТП.

Мощность этих конденсаторов будет составлять:

$$Q_{\text{ку}} = Q_{\text{р.мах}} - Q_1, \quad (2.13)$$

По определенной мощности одного трансформатора находится ближайшая стандартная мощность трансформатора  $S_{\text{т.ном}}$  и выбирается тип трансформатора. Выбранные трансформаторы проверяются по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режиме соответственно:

$$K_{\text{з.т.норм}} = \frac{\sqrt{P_{\text{р.мах}}^2 + Q_1^2}}{N_{\text{т.опт}} \cdot S_{\text{т.ном}}} \quad (2.14)$$

$$K_{\text{з.т.п/ав}} = \frac{\sqrt{P_{\text{р.мах}}^2 + Q_1^2} \cdot N_{\text{т.вз.рез}}}{N_{\text{т.опт}} \cdot (N_{\text{т.вз.рез}} - 1) \cdot S_{\text{т.ном}}} \quad (2.15)$$

где  $N_{\text{т.вз.рез}}$  число взаимно резервированных трансформаторов городских КТП.

При выходе из строя одного трансформатора другой оставшийся в работе принимает нагрузку подстанции на себя, такие перегрузки являются кратковременными, так как при питании объектов второй категории надежности замена вышедшего из строя трансформатора производится за сутки.

Определим количество ТП и их мощность для микрорайона с  $F_{\text{мкр}}=0,55 \text{ км}^2$  и нагрузкой, показанной в таблице 2.2:

Таблица 2.2 Нагрузка микрорайона суммарная

Улица, номер дома	Рр.зд, кВт	Qр.зд, кВАр	Sp.зд., кВА
Братьев Кашириных, 54	544,68	153,99	566,02
Герцена, 5	247,18	70,09	256,93
Колхозная, 23	19,73	5,72	20,54
Колхозная, 25	63,00	18,27	65,60
Колхозная, 27	72,60	24,22	76,53
Колхозная, 29	19,73	5,72	20,54
Колхозная, 31	81,00	23,49	84,34
Колхозная, 33	54,72	15,87	56,97
Колхозная, 36	480,81	105,70	492,29
Косарева, 50	125,66	38,27	131,36
Косарева, 50а/1	231,37	53,26	237,42
Косарева, 50а/2	259,44	69,15	268,50
Косарева, 52	507,83	134,92	525,45
Косарева, 52б	246,29	69,54	255,92
Косарева, 63	749,97	194,48	774,77
Косарева, 63б	204,26	71,30	216,35

Продолжение таблицы 2.2

Косарева, 63в	132,78	33,54	136,95
Косарева, 71	472,96	127,14	489,75
Косарева, 71а	224,65	57,15	231,81
Косарева, 75	127,82	32,55	131,90
Косарева, 79	81,60	19,81	83,97
Краснознамённая, 28	31,93	11,18	33,83
Краснознамённая, 30	29,81	10,57	31,63
Краснознамённая, 34	28,00	8,12	29,15
Краснознамённая, 40	76,64	25,30	80,71
Краснознамённая, 42	74,97	24,49	78,87
Краснознаменная, 44	248,60	67,92	257,71
Краснознамённая, 46	288,76	74,82	298,30
Оранжевый переулок, 3	179,57	46,39	185,47
Проспект победы, 215	546,57	221,60	589,78
Стартовая, 13	254,41	80,28	266,77
Стартовая, 15	174,18	55,04	182,67
Дальневосточная, 2	255,00	84,15	268,53
Косарева, 50а	38,88	24,11	45,75
Косарева, 50б	215,00	133,30	252,97
Косарева, 52в	178,56	110,71	210,09
Косарева, 52г	25,92	16,07	30,50
Косарева, 56	135,00	83,70	158,84
Косарева, 56/4	16,80	10,42	19,77
Косарева, 56а	198,00	122,76	232,97
Косарева, 95	119,88	74,33	141,05
Косарева, 42	6,86	4,25	8,07
Проспект победы, 213	75,00	46,50	88,25
Проспект победы, 221а	25,00	15,50	29,42
Стартовая, 15а	69,55	43,12	81,84
Уличное освещение	43,78	14,79	46,47
Частный сектор	2520	733,32	2624,5301
Итого	10804,76	3466,91	11347,34

Плотность нагрузки микрорайона определяем по формуле 2.16:

$$\sigma = \frac{P_{\text{р.мкр}}}{F_{\text{мкр}}}, \quad (2.16)$$

$$\sigma = \frac{11,35}{0,55} = 20,64 \frac{\text{МВт}}{\text{км}^2}.$$

Согласно пункту 4.3.3 [5] при плотности нагрузки 8 Мвт/км<sup>2</sup> и более оптимальная мощность двухтрансформаторных ТП в этих районах 2х630 кВА. Определим количество ТП на микрорайон по формуле 2.17:

$$n_{\text{ТП}} = \frac{S_{\text{р.мкр}}}{n_{\text{тр}} S_{\text{тр}} K_{\text{з.доп}}}, \quad (2.17)$$

где  $S_{\text{р.мкр}}$  полная расчетная мощность микрорайона, равная 11347 кВА;

$n_{\text{тр}}$  количество трансформаторов, равным 2;

$S_{\text{тр}}$  мощность трансформаторов, равна 630 кВА;

$K_{\text{з.доп}}$  коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме, равный 0,7.

Тогда, количество двухтрансформаторных ТП по формуле 2.17, будет равным:

$$n_{\text{ТП}} = \frac{11347}{2 \cdot 630 \cdot 0,7} = 12,86 \text{ ед.}$$

Округляя до ближайшего целого числа, получаем приблизительно 13 двухтрансформаторных ТП мощностью 2х630 кВА на микрорайон.

Учтём, что в данном микрорайоне присутствует частный сектор, который составляет существенный процент от всей нагрузки микрорайона. При электроснабжении третьей категории по надежности используют однострансформаторные ТП. В этом случае есть возможность приблизить источник питания (ТП) к потребителю, что снизит потери на передачу электрической энергии.

Далее необходимо распределить потребителей по ТП с учетом ранее выбранной мощности ТП, для этого произведем расчет для ТП №1.

Так как потребители в виде отдельных зданий потребляют большое количество электроэнергии, то на ТП будет располагаться малое количество домов. Так для ТП №1 подключим нагрузку дома по улице Братьев Кашириных 54 (Дом с электрическими плитами) с мощностью  $P_{р.зд}=544,7$  кВт и  $Q_{р.зд}=154$  кВАр, также подключим дом по улице Герцена 5 (Дом с электрическими плитами) с мощностью  $P_{р.зд}=247,2$  кВт и  $Q_{р.зд}=70,1$  кВАр и дом по улице Косарева 52г (Административное здание – офисы) с мощностью  $P_{р.зд}=25,9$  кВт и  $Q_{р.зд}=16,1$  кВАр, а также освещение улицы Оранжевый переулок с мощностью  $P_p=1,8$  кВт и  $Q_p=0,52$  кВАр. Как видно из данных подключаемых потребителей, максимальной нагрузкой обладает дом № 54 с электрическими плитами располагающийся по улице Братьев Кашириных. Тогда коэффициента учитывающие несовпадения максимумов нагрузки для дома №5 будет равным 1, а для дома по улице Косарева 52г коэффициент несовпадения нагрузки будет равным 0,6 и для освещения улицы равным 1.

Тогда по формуле 2.2 расчетная мощность ТП будет:

$$P_{р.мах} = 544,7 + 247,2 \cdot 1 + 25,9 \cdot 0,6 + 1,8 \cdot 1 = 809,2 \text{ кВт.}$$

Расчетные суммарные нагрузки зданий по формулам 2.5 и 2.6 будут равны:

$$P_{р.сумм} = 544,7 + 247,2 + 25,9 + 1,8 = 819,6 \text{ кВт.}$$

$$Q_{р.сумм} = 154 + 70,1 + 16,1 + 0,52 = 240,72 \text{ кВАр.}$$

Тогда средневзвешенный коэффициент реактивной мощности будет равен по формуле 2.4:

$$\text{tg } \varphi_{ср.вз} = \frac{395,99}{812,36} = 0,29.$$

Расчетная реактивная мощность приходящаяся на ТП будет равна по формуле 2.3:

$$Q_{p.\max} = 809,2 \cdot 0,29 = 234,67 \text{ кВАр.}$$

Максимальная полная мощность, приходящаяся на подстанцию по формуле 2.1:

$$S_{p.\max} = \sqrt{809,2^2 + 234,7^2} = 842,5 \text{ кВА.}$$

Минимальное экономически выгодное число трансформаторов определяется по формуле 2.8:

$$N_{T.\min}^{\text{э}} = \frac{809,2}{0,7 \cdot 630} + 0,17 = 2.$$

Минимальное число трансформаторов по формуле 2.9:

$$N_{T.\min} = \max(2; 2) = 2 \Rightarrow N_{T.\text{опт}} = N_{T.\min} = 2.$$

Оптимальное число трансформаторов находим по формуле 2.10:

$$N_{T.\text{опт}} = 2 + 0 = 2.$$

Единичная мощность трансформатора по формуле:

$$S_{T.\text{ном}} \geq \frac{809,2}{0,7 \cdot 2} = 578 \text{ кВА.}$$

Принимаем два трансформатора типа ТМГ - 630/6/0,4 кВ,  $S_{T.\text{ном}} = 630 \text{ кВА.}$

Далее определяем предельную величину реактивной мощности, которую сможет пропустить выбранный трансформатор не перегрузившись в нормальном режиме по формуле 2.11:

$$Q_{1p} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 809,2^2} = 350,9 \text{ квар,}$$

$$Q_{1p} > Q_1,$$

$$350,9 > 234,7.$$



При  $Q_{1p} > Q_1$  трансформаторы городских ТП могут пропустить всю реактивную нагрузку и поэтому установка конденсаторов на стороне низшего напряжения нецелесообразна.

Выбранные трансформаторы проверяются по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режиме соответственно по формулам 2.14 и 2.15:

$$K_{з.т.норм} = \frac{\sqrt{809,2^2 + 234,7^2}}{2 \cdot 630} = 0,67.$$

Проверка трансформаторов по коэффициенту аварийной перегрузки:

Аварийная перегрузка допускается в исключительных условиях (аварийных) в течении ограниченного времени, когда перерыв в энергоснабжении потребителей недопустим. На аварийную перегрузку проверяются трансформаторы, если на подстанции их установлено не менее двух. В качестве аварийного режима рассматривается режим с отключением одного трансформатора.

Определяется коэффициент перегрузки в аварийном режиме:

$$K_{з.т.п/ав} = \frac{\sqrt{809,2^2 + 234,7^2}}{(2 - 1) \cdot 630} = 1,34.$$

Выбранные трансформаторы ТП №1 удовлетворяют условиям проверки на аварийную перегрузку. Выбор и расчет мощности трансформаторов других ТП аналогичен. Расчеты сведены в таблицы 2.3-2.10

В таблице 2.11 приводим трансформаторы

Таблица 2.3 ТП№1

Расчёт нагрузки на ТП1					
Номер дома на плане	$P_p \sum i$ , кВт	$Q_p \sum i$ , кВАр	$K_y$	$tg\phi$ ср.взв.	Категория Электроснабжения
1. Дом с электрическими плитами (Братьев Каширинных, 54)	544,7	154,0	-		2
2. Дом с электрическими плитами (Герцена, 5)	247,2	70,1	1,0		2
3. Административное здание (Косарева, 52г)	25,9	16,1	0,6		2
4. Освещение улицы Оранжерейный переулок	1,8	0,5	1,0		2
Итого	819,6	240,7			0,29
Итого ТП:	809,2	237,6			2
				848,3	

Таблица 2.4 ТП№2

Расчёт нагрузки на ТП2					
Номер дома на плане	$P_p \sum i$ , кВт	$Q_p \sum i$ , кВАр	$K_y$	$tg\phi$ ср.взв.	Категория Электроснабжения
1. Дом с электрическими плитами (Косарева, 52)	507,8	134,9	1,0		2
2. Административное здание - торговля (Косарева, 52)	16,8	10,4	0,8		2
3. Административное здание - торговля (Косарева, 56)	135,0	83,7	0,8		2
4. Жилой дом 2шт. (частный сектор)	30,0	8,8	0,9		3
5. Административное здание - офисы (Косарева, 95)	119,9	74,3	0,6		2
6. Освещение улицы Косарева	4,5	1,3	1,0		2
Итого	814,0	313,5		0,39	
Итого ТП:	732,7	282,2			2
				785,2	

Таблица 2.5 ТП№3

Расчёт нагрузки на ТП3					
Номер дома на плане	$P_p \sum i$ , кВт	$Q_p \sum i$ , кВАр	$K_y$	$tg\phi$ ср.взв.	Категория Электроснабжения
1. Дом с электрическим плитам (Стартовая, 13)	173,8	56,3	1,0		2
2. Дом с электрическими плитам (Оранжевый переулок, 3)	179,6	46,4	1,0		2
3. Административное здание - предприятие торговли (Косарева, 52в)	178,6	110,7	0,8		2
4. Дом с электрическими плитам (Косарева, 52б)	246,3	69,5	1,0		2
Итого	778,2	283,0		0,36	
Итого ТП:	742,5	270,0			2
				790,1	

Таблица 2.6 ТП№4

Расчёт нагрузки на ТП4					
Номер дома на плане	$P_p \sum i$ , кВт	$Q_p \sum i$ , кВАр	$K_y$	$tg\phi$ ср.взв.	Категория Электроснабжения
1. Административное здание - предприятие торговли (Косарева, 52а)	178,6	110,7	0,8		2
2. Дом с газовыми плитам (Стартовая, 15а)	69,6	43,1	0,4		2
3. Административное здание - офисы (Герцена, 5)	254,4	80,3	1,0		2
4. Административное здание - предприятие торговли (Косарева, 50б)	215,0	133,3	0,8		2
5. Освещение улицы Стартовая	1,7	0,5	1,0		2
Итого	719,2	367,9		0,51	
Итого ТП:	598,7	188,2			2
				627,6	

Таблица 2.7ТП№5

Расчёт нагрузки на ТП5					
Номер дома на плане	$P_p \Sigma i$ , кВт	$Q_p \Sigma i$ , кВАр	$K_y$	$tg\phi$ ср.взв.	Категория Электроснабжения
1. Дом с газовыми плитами (Косарева, 50)	125,7	38,3	0,9		2
2. Дом с электрическими плитами (Косарева, 50а/2)	259,4	69,2	1,0		2
3. Административное здание - офисы (Косарева, 50а)	38,9	24,1	0,6		2
4. Дом с электрическими плитами (Косарева, 50а/1)	231,4	53,3	1,0		2
5. Административное здание - предприятие торговли (Проспект Победы, 221а)	25,0	15,5	0,8		2
6. Административное здание - предприятие торговли (Косарева, 72)	6,9	4,3	0,8		2
7. Жилой дом 11шт. (частный сектор)	165,0	48,4	0,9		3
8. Освещение улицы Дальневосточная	1,4	0,4	1,0		2
Итого	853,6	253,3		0,30	
Итого ТП:	802,6	238,2			2
				837,2	

Таблица 2.8ТП№6

Расчёт нагрузки на ТП6					
Номер дома на плане	$P_p \Sigma i$ , кВт	$Q_p \Sigma i$ , кВАр	$K_y$	$tg\phi$ ср.взв.	Категория Электроснабжения
1. Дом с электрическими плитами (Косарева, 71)	473,0	127,1	1,0		2
2. Дом с электрическими плитами (Косарева, 75)	127,8	32,6	1,0		2
3. Дом с электрическими плитами (Косарева, 71а)	224,7	57,2	1,0		2
4. Освещение улицы Речная	1,5	0,4	1,0		2
5. Освещение улицы Авиационная	0,9	0,3	1,0		2

6. Освещение улицы Партизанская	5,7	1,7	1,0		2
7. Освещение улицы Парашютная	3,8	1,1	1,0		2
Итого	837,3	220,3		0,26	
Итого ТП:	837,3	220,3			2
				865,8	

Таблица 2.9 ТП№7

Расчёт нагрузки на ТП7					
Номер дома на плане	$P_p \Sigma i$ , кВт	$Q_p \Sigma i$ , кВАр	$K_u$	tgφ ср.взв.	Категория Электроснабжения
1. Дом с электрическими плитами (Косарева, 63)	750,0	194,5	1,0		2
2. Административное здание - предприятие торговли (Проспект Победы, 213)	75,0	46,5	0,8		2
3. Освещение улицы Электродная	5,3	1,5	1,0		2
Итого	830,2	242,5		0,29	
Итого ТП:	815,2	238,1			2
				849,3	

Таблица 2.10 ТП№8

Расчёт нагрузки на ТП8					
Номер дома на плане	$P_p \Sigma i$ , кВт	$Q_p \Sigma i$ , кВАр	$K_u$	tgφ ср.взв.	Категория Электроснабжения
1. Дом с электрическими плитами (Проспект Победы, 215)	546,6	221,6	1,0		2
2. Дом с электрическими плитами (Косарева, 63б)	204,3	71,3	1,0		2
3. Жилой дом 11шт. (частный сектор)	165,0	48,4	0,9		3
4. Освещение улицы Спорта	4,8	4,4	1,0		2
Итого	920,6	345,7		0,38	
Итого ТП:	904,1	339,5			2
				965,8	

Таблица 2.11 ТП№9

Расчёт нагрузки на ТП9					
Номер дома на плане	$P_{p\Sigma i}$ , кВт	$Q_{p\Sigma i}$ , кВАр	$K_{y}$	$tg\phi$ ср.взв.	Категория Электроснабжения
1. Дом с электрическими плитами (Колхозная, 36)	480,8	105,7	1,0		2
2. Дом с электрическими плитами (Косарева, 63в)	132,8	33,5	1,0		2
3. Дом с газовыми плитами (Колхозная, 23)	19,7	5,7	0,9		3
4. Дом с газовыми плитами (Краснознамённая, 28)	31,9	11,2	0,9		3
5. Дом с газовыми плитами (Колхозная, 25)	63,0	18,3	0,9		2
6. Дом с газовыми плитами (Краснознамённая, 30)	29,8	10,6	0,9		3
7. Дом с газовыми плитами (Колхозная, 27)	72,6	24,2	0,9		2
8. Дом с газовыми плитами (Колхозная, 29)	19,7	5,7	0,9		3
Итого	850,4	214,9		0,25	
Итого ТП:	826,7	208,9			2
				852,7	

Таблица 2.12 ТП№10

Расчёт нагрузки на ТП10					
Номер дома на плане	$P_p \sum i$ , кВт	$Q_p \sum i$ , кВАр	$K_y$	$tg\phi$ ср.взв.	Категория Электроснабжения
1. Дом с газовыми плитами (Краснознамённая, 34)	28,0	8,1	0,9		3
2. Школа (Дальневосточная, 2)	248,6	67,9	0,4		2
3. Дом с газовыми плитами (Колхозная, 31)	81,0	23,5	0,9		2
4. Дом с газовыми плитами (Краснознамённая, 31)	76,6	25,3	0,9		2
5. Дом с газовыми плитами (Краснознамённая, 40)	75,0	24,5	0,9		2
6. Дом с газовыми плитами (Колхозная, 33)	54,7	15,9	0,9		2
7. Дом с электрическими плитами (Краснознамённая, 42)	255,0	84,2	1,0		2
8. Дом с электрическими плитами (Краснознамённая, 46)	288,8	74,8	1,0		2
9. Освещение улицы Колхозная	6,0	1,7	1,0		2
Итого	1113,7	325,9		0,29	
Итого ТП:	933,0	273,0			2
			972,1		

Таблица 2.13 ТП№11

Номер дома на плане	$P_p \sum i$ , кВт	$Q_p \sum i$ , кВАр	$K_y$	$tg\phi$ ср.взв.	Категория Электроснабжения
1. Дом с электрическими плитами (Косарева, 79)	81,6	19,8	1,0	0,28	2
2. Жилой дом 15 шт.(частный сектор)	420,0	123,2	0,9		3
Итого	486,6	138,6			
Итого ТП:	446,1	126,7			2
			463,8		

Таблица 2.14 – ТП №12

Расчёт нагрузки на ТП12					
Номер дома на плане	$P_p \sum i$ , кВт	$Q_p \sum i$ , кВАр	$K_y$	$tg\phi$ ср.взв.	Категория Электроснабжения
1. Жилой дом 34 шт. (частный сектор)	495,0	145,2	1,0		3
Итого	495,0	145,2		0,29	
Итого ТП:	495,0	145,2			3
			515,9		

Таблица 2.15 – ТП №13

Расчёт нагрузки на ТП13					
Номер дома на плане	$P_p \sum i$ , кВт	$Q_p \sum i$ , кВАр	$K_y$	$tg\phi$ ср.взв.	Категория Электроснабжения
1. Жилой дом 34 шт. (частный сектор)	495,0	145,2	1,0		3
Итого	495,0	145,2		0,29	
Итого ТП:	495,0	145,2			3
			515,9		

Таблица 2.15 – ТП №14

Расчёт нагрузки на ТП14					
Номер дома на плане	$P_p \sum i$ , кВт	$Q_p \sum i$ , кВАр	$K_y$	$tg\phi$ ср.взв.	Категория Электроснабжения
1. Жилой дом 34 шт. (частный сектор)	495,0	145,2	1,0		3
Итого	495,0	145,2		0,29	
Итого ТП:	495,0	145,2			3
			515,9		



Таблица 2.16 – Выбор трансформаторов устанавливаемых в ТП

№ ТП	$N_{T \min}^H$	$S_{ЭТ}$	тип тр-ра	$K_{з.до}$ п.нор м	$N_{T.m}^э$ in	$\Delta N_T$	m	$N_{T.о}$ пт	$S_{T.но}$ м	$Q_{1p}$	$Q_1$	$Q_{ку}$	$K_{з.т.н}$ орм	$K_{з.т.п/}$ ав
1	2	630	ТМГ	0,7	1,83	0,17	0,00	2	630	350,86	237,62	0,00	0,67	1,34
2	2	630	ТМГ	0,7	1,62	0,38	0,00	2	630	518,08	276,67	0,00	0,61	1,22
3	2	630	ТМГ	0,7	1,68	0,32	0,00	2	630	476,03	269,98	0,00	0,63	1,25
4	2	400	ТМГ	0,7	1,86	0,14	0,00	2	400	221,00	188,19	0,00	0,78	1,57
5	2	630	ТМГ	0,7	1,90	0,10	0,00	2	630	277,53	208,10	0,00	0,68	1,37
6	2	630	ТМГ	0,7	1,90	0,10	0,00	2	630	277,28	220,28	0,00	0,69	1,37
7	2	630	ТМГ	0,7	1,85	0,15	0,00	2	630	336,67	238,12	0,00	0,67	1,35
8	2	630	ТМГ	0,7	1,81	0,19	0,00	2	630	370,98	307,31	0,00	0,68	1,36
9	2	630	ТМГ	0,7	1,87	0,13	0,00	2	630	307,37	208,94	0,00	0,68	1,35
10	2	630	ТМГ	0,8	1,85	0,15	0,00	2	630	381,54	233,00	0,00	0,76	1,53
11	2	630	ТМГ	0,9	0,79	0,21	0,00	1	630	349,98	138,60	0,00	0,74	-
12	3	630	ТМГ	0,9	0,87	0,13	0,00	1	630	276,52	145,20	0,00	0,82	-
13	3	630	ТМГ	0,9	0,87	0,13	0,00	1	630	276,52	145,20	0,00	0,82	-
14	3	630	ТМГ	0,9	0,87	0,13	0,00	1	630	276,52	145,20	0,00	0,82	-

## 2.2 Расчет потерь в трансформаторах городских ТП

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах ТП с учетом коэффициента загрузки определяются следующим образом

Потери активной мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{XX} + K_{з.т.норм}^2 \cdot \Delta P_{кз}), \quad (2.18)$$

где  $n$  – число ТП в районе;

$\Delta P_{XX}$  – потери холостого хода в трансформаторе кВт;

$K_{з.т.норм}$  – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме;

$\Delta P_{кз}$  – потери короткого замыкания кВт.

Потери реактивной мощности в трансформаторах:

$$\Delta Q_T = \frac{n \cdot S_{т.ном}}{100} \cdot (I_{XX} + K_{з.т.норм}^2 \cdot U_{кз}), \quad (2.19)$$

где  $I_{XX}$  – ток холостого хода;

$S_{т.ном}$  – номинальная мощность трансформатора кВт;

$U_{кз}$  – напряжение короткого замыкания.

Определим потери активной и реактивной мощности в трансформаторах ТП №1:

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах по формулам 2.18 и 2.19 соответственно:

$$\Delta P_T = 2 \cdot (1,00 + 0,67^2 \cdot 8,2) = 9,35 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = \frac{2 \cdot 630}{100} \cdot (0,50 + 0,67^2 \cdot 5,5) = 37,35 \text{ кВАр}.$$

Аналогично определяем потери во всех трансформаторах устанавливаемых на ТП №2№8 полученные данные сводим в таблицу 2.15:

					130302.2018.114.00 ПЗ	44
--	--	--	--	--	-----------------------	----

Таблица 2.15 Потери в трансформаторах городских ТП

№ п/ст	Тип тр-ра	Sном,кВА	N <sub>т.опг</sub>	Kзг норм.	ΔP <sub>xx</sub> , кВт	ΔP <sub>кз</sub> ,кВт	I <sub>xx</sub> , %	U <sub>кз</sub> , %	ΔP <sub>тр</sub> , кВт	ΔQ <sub>тр</sub> , кВАр
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ТМГ	630	2	0,67	1,00	8,20	0,50	5,50	9,35	37,35
2	ТМГ	630	2	0,61	1,00	8,20	0,50	5,50	8,05	31,88
3	ТМГ	630	2	0,63	1,00	8,20	0,50	5,50	8,45	33,55
4	ТМГ	400	2	0,50	1,00	8,20	0,50	5,50	6,07	23,49
5	ТМГ	630	2	0,58	1,00	8,20	0,50	5,50	7,49	29,50
6	ТМГ	630	2	0,69	1,00	8,20	0,50	5,50	9,74	39,02
7	ТМГ	630	2	0,67	1,00	8,20	0,50	5,50	9,45	37,78
8	ТМГ	630	2	0,68	1,00	8,20	0,50	5,50	9,59	38,37
9	ТМГ	630	2	0,68	1,00	8,20	0,50	5,50	9,51	38,04
10	ТМГ	630	2	0,54	1,00	8,20	0,50	5,50	6,86	26,86
11	ТМГ	630	1	0,74	1,00	8,20	0,50	5,50	5,51	22,20
12	ТМГ	630	1	0,8	1,00	8,20	0,50	5,50	6,50	26,38
13	ТМГ	630	1	0,8	1,00	8,20	0,50	5,50	6,50	26,38
14	ТМГ	630	1	0,8	1,00	8,20	0,50	5,50	6,50	26,38
ИТОГО:									100,1	369,0

### 2.3 Центры электрических нагрузок

Конструктивно ТП выполнены в виде отдельно стоящих одноэтажных ТП с кабельными вводами. Для уменьшения приведенных затрат в сети 0,4 кВ ТП располагают как можно ближе к центру электрических нагрузок. Координаты центра нагрузок определяются графо-аналитическим методом по следующим формулам:

$$X_{ц} = \frac{\sum_1^n P_{p\Sigma i} \cdot x_i}{\sum_1^n P_{p\Sigma i}}, \quad (2.20)$$

$$Y_{ц} = \frac{\sum_1^n P_{p\Sigma i} \cdot y_i}{\sum_1^n P_{p\Sigma i}}, \quad (2.21)$$

где  $x_i, y_i$  координаты центра  $i$ -го жилого дома или общественного здания на плане;

$P_{p\Sigma i}$  – суммарная расчётная мощность здания, кВт.

Определим символические центры электрических нагрузок для ТП№1.

Так дом располагающийся по адресу Братьев Кашириных, 54 имеет координаты физического центра в масштабе на карте:  $x=120$  м,  $y=367,55$  м. Дом по адресу Герцена, 5 имеет координаты центра:  $x=206$  м,  $y=457,5$  м. Дом по адресу Косарева, 52г имеет координаты центра:  $x=340$  м,  $y=417,5$  м. Расчетные нагрузки этих зданий приводились выше.

Тогда координаты электрического центра нагрузок этой ТП будут определены по формулам 2.20 и 2.21 соответственно:

$$X_{ц} = \frac{120 \cdot 544,7 + 206 \cdot 247,2 + 340 \cdot 25,9}{544,7 + 247,2 + 25,9} = 153,76 \text{ мм.}$$

$$Y_{ц} = \frac{367,5 \cdot 154 + 457,5 \cdot 70,1 + 417,5 \cdot 25,9}{154 + 70,1 + 16,1} = 396,39 \text{ мм.}$$

Координаты других Тп определяются аналогично. Результаты расчетов заносим в таблицы 2.16 – 2.20.

Таблица 2.16 Центр электрической нагрузки ТП №1

Центр электрической нагрузки ТП1			
Номер дома на плане	$P_p \Sigma i$ , кВт	Координаты центра нагрузки	
		X, м	Y, м
1. Дом с электрическими плитами (Братьев Каширинных, 54)	544,7	120	367,5
2. Дом с электрическими плитами (Герцена, 5)	247,2	206	457,5
3. Административное здание (Косарева, 52г)	25,9	340	417,5
Координаты центра ТП1 :		152,97	396,29

Таблица 2.17 Центр электрической нагрузки ТП №2

Центр электрической нагрузки ТП2			
Номер дома на плане	$P_p \Sigma i$ , кВт	Координаты центра нагрузки	
		X, м	Y, м
1. Дом с электрическими плитами (Косарева, 52)	507,8	452	355
2. Административное здание - торговля (Косарева, 52)	16,8	418	291
3. Административное здание - торговля (Косарева, 56)	135,0	457	297,5
4. Жилой дом (частный сектор)	15	555	356
5. Жилой дом (частный сектор)	15	555	336
6. Административное здание - офисы (Косарева, 95)	119,9	517,5	428
Координаты центра ТП2 :		463,27	354,79

Таблица 2.18 Центр электрической нагрузки ТП №3

Центр электрической нагрузки ТП3			
Номер дома на плане	Р <sub>р</sub> ∑i, кВт	Координаты центра нагрузки	
		X, м	Y, м
1. Дом с электрическими плитами (Стартовая, 13)	173,8	387,5	467,5
2. Дом с электрическими плитами (Оранжевый переулок, 3)	179,6	310	430
3. Административное здание - предприятие торговли (Косарева, 52в)	178,6	372,5	420
4. Дом с электрическими плитами (Косарева, 52б)	246,3	310	351
Координаты центра ТП3 :		341,65	411,08

Таблица 2.19 Центр электрической нагрузки ТП №4

Центр электрической нагрузки ТП4			
Номер дома на плане	Р <sub>р</sub> ∑i, кВт	Координаты центра нагрузки	
		X, м	Y, м
1. Административное здание - предприятие торговли (Косарева, 52а)	178,6	372,5	420
2. Дом с газовыми плитами (Стартовая, 15а)	69,6	120	367,5
3. Административное здание - офисы (Герцена,5)	254,4	206	457,5
4. Административное здание - предприятие торговли (Косарева, 50б)	215,0	393	535
Координаты центра ТП4 :		295,13	462,67

Таблица 2.20 Центр электрической нагрузки ТП №5

Центр электрической нагрузки ТП5			
Номер дома на плане	Р <sub>р</sub> ∑i, кВт	Координаты центра нагрузки	
		X, м	Y, м
1. Дом с газовыми плитами (Косарева, 50)	125,7	435	547,5
2. Дом с электрическими плитами (Косарева, 50а/2)	259,4	313	615
3. Административное здание - офисы (Косарева, 50а)	38,9	340	602,5
4. Дом с электрическими плитами (Косарева, 50а/1)	231,4	375	615
5. Административное здание - предприятие торговли (Проспект Победы, 221а)	25,0	458	867,5

Продолжение таблицы 2.20

6. Административное здание - предприятие торговли (Косарева, 72)	6,9	467	750
7. Жилой дом (частный сектор)	15	397	718
8. Жилой дом (частный сектор)	15	410	737,5
9. Жилой дом (частный сектор)	15	425	757,5
10. Жилой дом (частный сектор)	15	440	777,5
11. Жилой дом (частный сектор)	15	457	800
12. Жилой дом (частный сектор)	15	400	675
13. Жилой дом (частный сектор)	15	420	660
14. Жилой дом (частный сектор)	15	440	645
15. Жилой дом (частный сектор)	15	465	677,5
16. Жилой дом (частный сектор)	15	465	702,5
17. Жилой дом (частный сектор)	15	465	727,5
Координаты центра ТП5 :		369,25	619,45

Таблица 2.21 Центр электрической нагрузки ТП №6

Центр электрической нагрузки ТП6			
Номер дома на плане	$P_p \sum i$ , кВт	Координаты центра нагрузки	
		X, м	Y, м
1. Дом с электрическими плитами (Косарева, 71)	473,0	572	490
2. Дом с электрическими плитами (Косарева, 75)	127,8	615	365
3. Дом с электрическими плитами (Косарева, 71а)	224,7	680	517,5
Координаты центра ТП6:		608,05	478,13

Таблица 2.22 Центр электрической нагрузки ТП №7

Центр электрической нагрузки ТП7			
Номер дома на плане	$P_p \sum i$ , кВт	Координаты центра нагрузки	
		X, м	Y, м
1. Дом с электрическими плитами (Косарева, 63)	750,0	594	660
2. Административное здание - предприятие торговли (Проспект Победы, 213)	75,0	593	867,5
Координаты центра ТП7:		593,91	678,86

Таблица 2.23 Центр электрической нагрузки ТП №8

Центр электрической нагрузки ТП8			
Номер дома на плане	Р <sub>р</sub> ∑i, кВт	Координаты центра нагрузки	
		X, м	Y, м
1. Дом с электрическими плитами (Проспект Победы, 215)	546,6	615	793
2. Дом с электрическими плитами (Косарева, 63б)	204,3	678	658
3. Жилой дом (частный сектор)	15	512,5	622,5
4. Жилой дом (частный сектор)	15	647,5	865
5. Жилой дом (частный сектор)	15	665	865
6. Жилой дом (частный сектор)	15	690	865
7. Жилой дом (частный сектор)	15	690	770
8. Жилой дом (частный сектор)	15	712,5	770
9. Жилой дом (частный сектор)	15	740	865
10. Жилой дом (частный сектор)	15	753	770
11. Жилой дом (частный сектор)	15	717	620
12. Жилой дом (частный сектор)	15	750	678
13. Жилой дом (частный сектор)	15	750	620
Координаты центра ТП8:		643,16	756,23

Таблица 2.23 Центр электрической нагрузки ТП №9

Центр электрической нагрузки ТП9			
Номер дома на плане	Р <sub>р</sub> ∑i, кВт	Координаты центра нагрузки	
		X, м	Y, м
1. Дом с электрическими плитами (Колхозная, 36)	480,8	825	775
2. Дом с электрическими плитами (Косарева, 63в)	132,8	732	720
3. Дом с газовыми плитами (Колхозная, 23)	19,7	935	865
4. Дом с газовыми плитами (Краснознамённая, 28)	31,9	1002	860
5. Дом с газовыми плитами (Колхозная, 25)	63,0	935	807
6. Дом с газовыми плитами (Краснознамённая, 30)	29,8	1002	802
7. Дом с газовыми плитами (Колхозная, 27)	72,6	935	692
8. Дом с газовыми плитами (Колхозная, 29)	19,7	935	632
Координаты центра ТП9:		845,97	794,43

Таблица 2.24 Центр электрической нагрузки ТП №10

Центр электрической нагрузки ТП10			
Номер дома на плане	PpΣi, кВт	Координаты центра нагрузки	
		X, м	Y, м
1. Дом с газовыми плитами (Краснознамённая, 34)	28,0	1002	690
2. Школа (Дальневосточная, 2)	255,0	840	655
3. Дом с газовыми плитами (Колхозная, 31)	81,0	945	521
4. Дом с газовыми плитами (Краснознамённая, 31)	76,6	1002	557
5. Дом с газовыми плитами (Краснознамённая, 40)	75,0	1014	465
6. Дом с газовыми плитами (Колхозная, 33)	54,7	945	400
7. Дом с электрическими плитами (Краснознамённая, 42)	248,6	1008	354
Координаты центра ТП10:		945,03	507,96

Таблица 2.25 Центр электрической нагрузки ТП №11

Центр электрической нагрузки ТП11			
Номер дома на плане	PpΣi, кВт	Координаты центра нагрузки	
		X, м	Y, м
1. Дом с электрическими плитами (Косарева, 79)	81,6	596	275
2. Жилой дом (частный сектор)	15	602,5	225,5
3. Жилой дом (частный сектор)	15	602,5	240
4. Жилой дом (частный сектор)	15	635	225,5
5. Жилой дом (частный сектор)	15	662	295
6. Жилой дом (частный сектор)	15	662	262,5
7. Жилой дом (частный сектор)	15	662	220
8. Жилой дом (частный сектор)	15	690	300
9. Жилой дом (частный сектор)	15	690	250
10. Жилой дом (частный сектор)	15	690	222,5
11. Жилой дом (частный сектор)	15	690	192,5
12. Жилой дом (частный сектор)	15	690	165
13. Жилой дом (частный сектор)	15	717	578
14. Жилой дом (частный сектор)	15	720	538
15. Жилой дом (частный сектор)	15	720	521
16. Жилой дом (частный сектор)	15	720	505
17. Жилой дом (частный сектор)	15	720	488
18. Жилой дом (частный сектор)	15	720	469
19. Жилой дом (частный сектор)	15	724	402



Продолжение таблицы 2.25

20. Жилой дом (частный сектор)	15	724	358
21. Жилой дом (частный сектор)	15	724	337,5
22. Жилой дом (частный сектор)	15	720	303
23. Жилой дом (частный сектор)	15	720	275
24. Жилой дом (частный сектор)	15	720	248
25. Жилой дом (частный сектор)	15	720	220
26. Жилой дом (частный сектор)	15	720	190
27. Жилой дом (частный сектор)	15	720	166
28. Жилой дом (частный сектор)	15	720	148
Координаты центра ТП1:		680	303

Таблица 2.26 – Центр электрической нагрузки ТП №12

Центр электрической нагрузки ТП12			
Номер дома на плане	$P_{\Sigma i}$ , кВт	Координаты центра нагрузки	
		X, м	Y, м
1. Жилой дом (частный сектор)	15	750	584
2. Жилой дом (частный сектор)	15	750	565
3. Жилой дом (частный сектор)	15	750	548
4. Жилой дом (частный сектор)	15	750	527
5. Жилой дом (частный сектор)	15	750	505
6. Жилой дом (частный сектор)	15	750	485
7. Жилой дом (частный сектор)	15	750	470
8. Жилой дом (частный сектор)	15	750	445
9. Жилой дом (частный сектор)	15	750	420
10. Жилой дом (частный сектор)	15	750	400
11. Жилой дом (частный сектор)	15	750	377
12. Жилой дом (частный сектор)	15	750	337,5
13. Жилой дом (частный сектор)	15	750	310
14. Жилой дом (частный сектор)	15	750	275
15. Жилой дом (частный сектор)	15	750	242
16. Жилой дом (частный сектор)	15	750	204
17. Жилой дом (частный сектор)	15	750	167,5
18. Жилой дом (частный сектор)	15	750	135
19. Жилой дом (частный сектор)	15	779	593
20. Жилой дом (частный сектор)	15	779	538
21. Жилой дом (частный сектор)	15	779	515
22. Жилой дом (частный сектор)	15	779	497,5
23. Жилой дом (частный сектор)	15	779	480
24. Жилой дом (частный сектор)	15	779	459
25. Жилой дом (частный сектор)	15	779	435

Продолжение таблицы 2.26

26. Жилой дом (частный сектор)	15	779	410
27. Жилой дом (частный сектор)	15	779	388
28. Жилой дом (частный сектор)	15	779	370
29. Жилой дом (частный сектор)	15	800	352,5
30. Жилой дом (частный сектор)	15	779	340
31. Жилой дом (частный сектор)	15	779	277
32. Жилой дом (частный сектор)	15	779	255
33. Жилой дом (частный сектор)	15	779	237,5
34. Жилой дом (частный сектор)	15	779	207,5
Координаты центра ТП12:		764	393

Таблица 2.27 – Центр электрической нагрузки ТП №13

Центр электрической нагрузки ТП13			
Номер дома на плане	Рр∑i, кВт	Координаты центра нагрузки	
		X, м	Y, м
1. Жилой дом (частный сектор)	15	779	185
2. Жилой дом (частный сектор)	15	779	162
3. Жилой дом (частный сектор)	15	779	120
4. Жилой дом (частный сектор)	15	825	540
5. Жилой дом (частный сектор)	15	825	515
6. Жилой дом (частный сектор)	15	825	493
7. Жилой дом (частный сектор)	15	825	465
8. Жилой дом (частный сектор)	15	825	440
9. Жилой дом (частный сектор)	15	825	423
10. Жилой дом (частный сектор)	15	825	406
11. Жилой дом (частный сектор)	15	825	384
12. Жилой дом (частный сектор)	15	825	360
13. Жилой дом (частный сектор)	15	825	337,5
14. Жилой дом (частный сектор)	15	825	260
15. Жилой дом (частный сектор)	15	825	232
16. Жилой дом (частный сектор)	15	825	180
17. Жилой дом (частный сектор)	15	825	157
18. Жилой дом (частный сектор)	15	825	125
19. Жилой дом (частный сектор)	15	825	97
20. Жилой дом (частный сектор)	15	867	557,5
21. Жилой дом (частный сектор)	15	867	533
22. Жилой дом (частный сектор)	15	867	498
23. Жилой дом (частный сектор)	15	867	475

Продолжение таблицы 2.27

24. Жилой дом (частный сектор)	15	867	452,5
25. Жилой дом (частный сектор)	15	867	435
26. Жилой дом (частный сектор)	15	867	417
27. Жилой дом (частный сектор)	15	867	400
28. Жилой дом (частный сектор)	15	867	377
29. Жилой дом (частный сектор)	15	867	355
30. Жилой дом (частный сектор)	15	867	335
31. Жилой дом (частный сектор)	15	867	307
32. Жилой дом (частный сектор)	15	867	266
33. Жилой дом (частный сектор)	15	867	246
34. Жилой дом (частный сектор)	15	867	225
Координаты центра ТП13:		839	346

Таблица 2.28 – Центр электрической нагрузки ТП №14

Центр электрической нагрузки ТП14			
Номер дома на плане	$P_p \sum i$ , кВт	Координаты центра нагрузки	
		X, м	Y, м
1. Жилой дом (частный сектор)	15	867	208
2. Жилой дом (частный сектор)	15	867	181
3. Жилой дом (частный сектор)	15	867	156
4. Жилой дом (частный сектор)	15	867	112,5
5. Жилой дом (частный сектор)	15	867	83
6. Жилой дом (частный сектор)	15	867	50
7. Жилой дом (частный сектор)	15	885	50
8. Жилой дом (частный сектор)	15	905	567,5
9. Жилой дом (частный сектор)	15	905	537,5
10. Жилой дом (частный сектор)	15	905	512
11. Жилой дом (частный сектор)	15	95	487,5
12. Жилой дом (частный сектор)	15	905	465
13. Жилой дом (частный сектор)	15	905	410
14. Жилой дом (частный сектор)	15	905	380
15. Жилой дом (частный сектор)	15	905	337,5
16. Жилой дом (частный сектор)	15	885	307
17. Жилой дом (частный сектор)	15	905	307
18. Жилой дом (частный сектор)	15	905	282
19. Жилой дом (частный сектор)	15	905	257
20. Жилой дом (частный сектор)	15	905	336
21. Жилой дом (частный сектор)	15	905	215
22. Жилой дом (частный сектор)	15	905	187,5

Продолжение таблицы 2.28

23. Жилой дом (частный сектор)	15	905	162,5
24. Жилой дом (частный сектор)	15	905	117,5
25. Жилой дом (частный сектор)	15	905	50
26. Жилой дом (частный сектор)	15	937	130
27. Жилой дом (частный сектор)	15	937	107,5
28. Жилой дом (частный сектор)	15	937	82,5
29. Жилой дом (частный сектор)	15	937	52,5
30. Жилой дом (частный сектор)	15	963	52,5
31. Жилой дом (частный сектор)	15	1000	130
32. Жилой дом (частный сектор)	15	1000	107,5
33. Жилой дом (частный сектор)	15	1000	82,5
34. Жилой дом (частный сектор)	15	985	52,5
Координаты центра ТП14:		890	222

Трансформаторную подстанцию следует располагать ближе к ЦЭН, так как это позволяет приблизить высокое напряжение к центру потребления электроэнергии и значительно сократить протяженность распределительной сети низкого напряжения, уменьшив тем самым расход проводникового материала и снизить потери электроэнергии.

Однако в городской жилой застройке между зданиями размещаются детские и спортивные площадки, проходят внутрирайонные дороги и коммунальные магистрали, необходимо предусматривать возможность проезда для производства монтажных и ремонтных работ, удобный подход кабельных линий ВН и НН, а также архитектурные требования застройки селитебной зоны. В связи с этим не всегда удается расположить подстанцию в центре электрических нагрузок, поэтому допускается перенос центров ТП на небольшое расстояние.

#### 2.4 Составление картограммы электрических нагрузок

Для графического представления о составе активной мощности потребляемой различного вида зданиями (жилые и общественные), а также о части нагрузки приходящейся на электрическое освещение (внутриквартирное и наружное) на рассматриваемых ТП приводим картограмму на плане.

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генеральном плане окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок трансформатора, а площади окружностей пропорциональны расчетным активным нагрузкам. Каждая окружность делится на секторы, площади которых пропорциональны активным нагрузкам электроприемников с напряжением до 1 кВ и электрического освещения.

Пример для ТП №1:

При этом радиус окружности и углы секторов различной нагрузки для каждого дома определяется по формулам 2.22 2.25 соответственно:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{р.ТП.i}}{\pi \cdot m}} \quad (2.22)$$

$$\alpha_{р.ужд.i} = 360 \cdot \frac{P_{р.жд.i}}{P_{р.ТП.i}} \quad (2.23)$$

$$\alpha_{р.общ.зд.i} = 360 \cdot \frac{P_{р.общ.зд.i}}{P_{р.ТП.i}} \quad (2.24)$$

$$\alpha_{р.осв.i} = 360 \cdot \frac{P_{р.осв.i}}{P_{р.ТП.i}} \quad (2.25)$$

где  $P_{р.ТП.i}$ ,  $P_{р.жд.i}$ ,  $P_{р.общ.зд.i}$ ,  $P_{р.осв.i}$  – суммарные расчетные активные нагрузки соответственно всего ТП, жилого дома до 1 кВ, общественных зданий до 1 кВ, электрического освещения, кВт;

$m$  – масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт·м<sup>2</sup>, определяемого по формуле 2.26:

$$m = \frac{P_{\min.p}}{\pi \cdot R_{\min}^2} \quad (2.26)$$

где  $P_{\min.p}$  – минимальная расчетная активная мощность ТП;

$R_{\min}$  – минимальный принимаемый радиус,  $R_{\min} = 10$  мм.

Тогда минимальный масштаб площади по формуле 2.26 равен:

$$m = \frac{25,9}{3,14 \cdot 10^2} = 0,08 \frac{\text{кВт}}{\text{мм}^2}.$$

Радиус окружности для ТП №1 по формуле 2.22 равен:

$$R_{ТП1} = \sqrt{\frac{819,6}{3,14 \cdot 0,08}} = 56,25 \text{ мм.}$$

Углы секторов для каждого типа нагрузки определяются по формулам 2.23 2.25 соответственно:

$$\alpha_{p.ужд.i} = 360 \cdot \frac{791,9}{819,6} = 347,83$$

$$\alpha_{p.общ.зд.i} = 360 \cdot \frac{25,9}{819,6} = 11,38$$

$$\alpha_{p.осв.i} = 360 \cdot \frac{1,8}{819,6} = 0,79$$

Расчет для остальных ТП аналогичен, все расчеты сводим в таблицу 2.21:

Таблица 2.29 Картограмма нагрузок для рассматриваемых ТП

№ ТП	РрΣТП, кВт	Рр.ж.зд., кВт	Рр.общ.зд, кВт	Рр.осв., кВт	X, мм	Y, мм	m	R, мм	ар.ужд.	ар.общ.зд.	ар.осв.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	819,6	791,9	25,9	1,8	152,97	355,00	0,08	56,25	347,83	11,38	0,79
2	793,0	546,8	271,7	4,5	463,27	354,79	0,08	55,33	248,23	109,7	2,04
3	778,2	599,7	178,6	0,0	341,65	411,08	0,08	54,81	277,42	82,62	0,00
4	719,2	69,6	647,9	1,7	295,13	462,67	0,08	52,70	34,84	324,3	0,85
5	738,1	665,9	70,8	1,4	369,25	619,45	0,08	53,38	324,79	34,53	0,68
6	837,3	826,9	0,0	10,4	608,05	478,13	0,08	56,86	355,53	0,00	4,47
7	830,2	750,0	75,0	5,3	593,91	678,86	0,08	56,62	325,22	32,52	2,30
8	805,1	800,3	0,0	4,8	643,16	756,23	0,08	55,75	357,85	0,00	2,15
9	850,4	850,4	0,0	0,0	845,97	794,43	0,08	57,30	360,00	0,00	0,00
10	1113,7	823,2	288,8	1,7	945,03	507,96	0,08	65,57	266,10	93,35	0,55
11	486,6	486,6	0,0	0,0	680,00	303,00	0,08	43,34	360,00	0,00	0,00
12	495,0	495,0	0,0	0,0	764,00	393,00	0,08	43,72	360,00	0,00	0,00
13	495,0	495,0	0,0	0,0	839,00	346,00	0,08	43,72	360,00	0,00	0,00
14	495,0	495,0	0,0	0,0	890,00	222,00	0,08	43,72	360,00	0,00	0,00

### 3 ТЕХНИКО ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СОПОСТАВЛЕНИЕ СХЕМ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

#### 3.1 Выбор вариантов электроснабжения

Величина напряжения на шинах высокого напряжения РП, находящегося на территории комплекса жилых и общественных зданий, определяется расположением источников питания, уровнями напряжений на них, расстоянием от РП до этих источников и другими факторами.

Построение электрической сети зависит от требований степени надежности электроснабжения, а также от территориального расположения потребителей относительно РП и относительно друг друга. Кроме того, рациональный принцип построения распределительной сети должен учитывать возможность ее систематического развития, т.е. увеличение пропускной способности по мере возрастания электрической нагрузки.

Распределение электроэнергии от РП до потребительских ТП осуществляется по распределительным сетям 10 кВ [5, п. 3.1.4]. Основным принципом построения распределительной сети для электроприемников второй категории надежности электроснабжения является сочетание петлевых схем 10 кВ, обеспечивающих двухстороннее питание каждой ТП, и петлевых схем 0,4 кВ для питания потребителей. Согласно требованиям [5]:

- питающие сети 10 кВ должны сооружаться по схеме с автоматическим резервированием вводов в РП;
- нагрузочная способность линий и трансформаторов должна определяться принятым способом построения распределительной сети, расчетными режимами работы, с учетом перегрузочной способности оборудования и кабелей в послеаварийном режиме;
- РП 10 кВ, как правило, следует выполнять с одной секционированной системой сборных шин с питанием по взаиморезервируемым линиям, подключенным к разным секциям шин, на секционном выключателе должно предусматриваться устройство АВР.

Целесообразность принятия той или иной схемы обосновывается технико-экономическим сравнением вариантов, основной частью которых является расчет кабельных линий.

Распределительные сети напряжением 10 кВ выполняются кабельными линиями. В качестве основного способа прокладки выбирается прокладка кабелей в траншее (в одной траншее до 6 кабелей [8 п. 2.3.25]).

Так как прокладка будет в земле, то необходимо применить бронированные кабели [8 п. 2.3.37] Поскольку в исходных данных не указано, какую коррозионную активность имеет грунт на территории микрорайона, то можно принять, что блуждающие токи присутствуют в грунте, тогда для прокладки в траншее выбираем кабели типа АПвЭБП кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, имеющий алюминиевые жилы, экранированный, с броней из стальных оцинкованных лент, с наружной оболочкой из полиэтилена или сополимера полиэтилена. [9 п. 2.3 таблица 2.2]

Все существующие схемы распределительных сетей условно разделены на группы в зависимости от уровня надежности электроснабжения потребителей, создаваемого данной схемой. Требованиям, предъявляемым к электроснабжению электроприемников II категории, удовлетворяют схемы, в которых восстановление питания потребителей при повреждении сети обеспечивается за счет ввода резервных элементов действиями оперативного персонала. Такие схемы базируются на использовании линий, имеющих двухстороннее питание.

Наиболее приемлемыми с учетом изложенных выше требований в сочетании с простотой организации являются петлевая и двухлучевая схемы [10], представленные соответственно на рисунках 3.1 и 3.2. Еще следует учесть, что опыт эксплуатации петлевых схем показал их невысокую надежность, а так же невозможность использования двухтрансформаторных ТП в петлевых схемах (надежность существенно ниже, чем при соединении в петлю однострансформаторных ТП), что неприемлемо в современном подходе к построению системы электроснабжения. В связи с этим было принято решение использования двойной петли. Разница в этом случае между двойной петлей и двухлучевой схемой будет состоять в наличии ещё одного соединения крайнего потребителя с источником питания РП (кольцо). Такое соединение позволит ещё увеличить надежность, однако будет потрачено больше средств на капитальные вложения. Окупаемость данного решения связана с наличием в кольце места разрыва в нормальном режиме. В этом случае будут меньше потери на передачу электроэнергии.



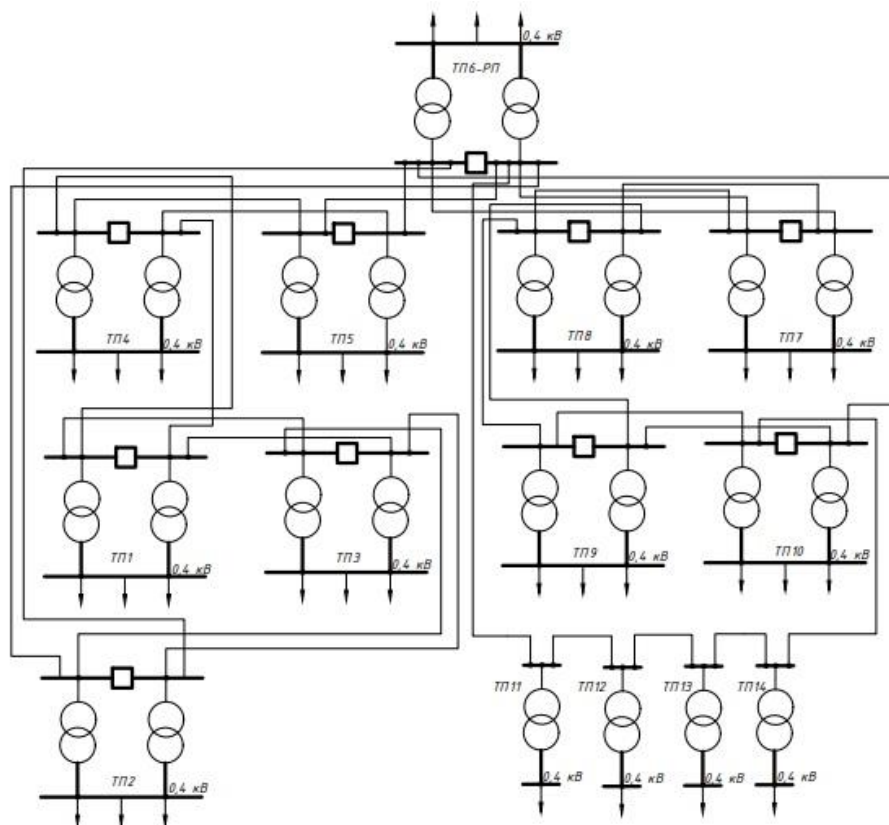


Рисунок 3.1 Кольцевая схема электроснабжения

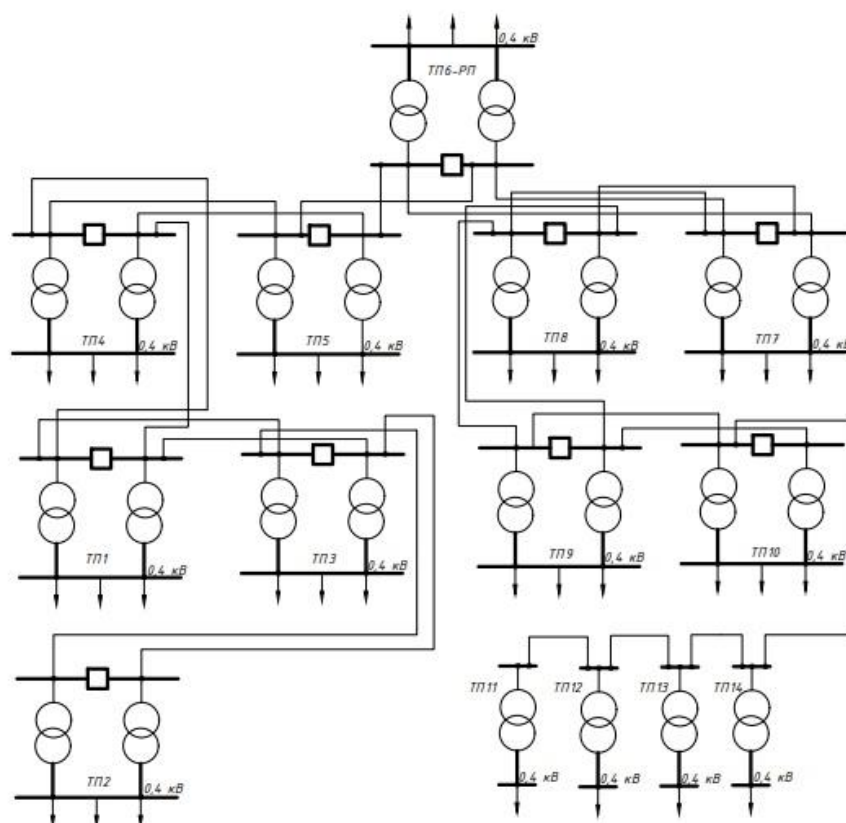


Рисунок 3.2 Двухлучевая схема электроснабжения


Приведу вариант расчетной схемы кольцевой распределительной сети 10 кВ

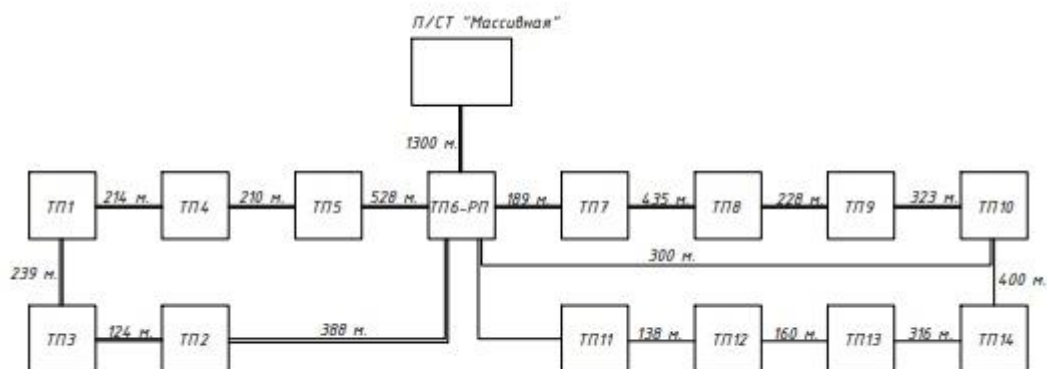


Рисунок 3.3 – Расчетная схема кольцевой распределительной сети 6 кВ

Для нахождения потокораспределения мощности воспользуемся законами Кирхгофа. Расчет произведём в программе Matchcad. Для этого составим системы уравнений.

Двухлучевая схема (рисунок 3.2) относится к числу разомкнутых сетей. В подобных сетях потоки мощности по участкам находятся последовательным суммированием нагрузок потребителей, начиная с более удаленного по отношению к базисному узлу. В данном случае базисным является РП.

Изначально кабельная линия принимается двухпроводной, с учетом необходимости обеспечения резерва.

Система уравнений для двухлучевой схемы имеет вид:

$$\begin{aligned}
 s_{14} - s_1 - s_6 - S_6 &= 0 \\
 s_1 - s_2 - S_5 &= 0 \\
 s_2 - s_3 - S_4 &= 0 \\
 s_4 - s_3 - s_5 &= 0 \\
 s_6 - s_7 - s_7 &= 0 \\
 s_7 - s_8 - s_8 &= 0 \\
 s_8 - s_9 - s_9 &= 0 \\
 s_9 - s_{10} - s_{10} &= 0 \\
 s_{10} - s_{14} - s_{11} &= 0 \\
 s_{11} - s_{13} - s_{12} &= 0 \\
 s_{12} - s_{12} - s_{13} &= 0 \\
 S_2 &= s_5 \\
 S_{11} &= s_{13}
 \end{aligned} \tag{3.1}$$

где  $S_i$  – нагрузка  $i$ -го узла, кВА;  
 $s_i$  – поток мощности через  $i$ -ую линию.

Результаты расчета потоков мощности для двухлучевой схемы в нормальном режиме приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 Потоки мощности в нормальном режиме

Участок трассы	L, км	Потоки мощности, кВА
ТП6 - ТП5	0,528	3881
ТП5 - ТП4	0,210	3044
ТП4 - ТП1	0,214	2417
ТП1 - ТП3	0,239	1575
ТП3 - ТП2	0,124	785
ТП6 - ТП7	0,189	5690
ТП7 - ТП8	0,435	4841
ТП8 - ТП9	0,228	3878
ТП9 - ТП10	0,323	3026
ТП10 - ТП14	0,400	2054
ТП14 - ТП13	0,316	1538
ТП13 - ТП12	0,160	1022
ТП12 - ТП11	0,138	506
ГПП - РТП6	1,300	10435

Аварийный режим в данной схеме представляет собой повреждение одного из кабелей. В этом случае через кабель, оставшийся в работе, протекает удвоенная мощность.

Составим систему уравнений для расчёта кольцевой схемы.

$$\begin{aligned}
 s_{16} + s_6 + s_{15} - s_1 - s_7 - S_6 &= 0 \\
 s_1 - s_2 - S_5 &= 0 \\
 s_2 - s_3 - S_4 &= 0 \\
 s_3 - s_4 - S_1 &= 0 \\
 s_4 - s_5 - S_3 &= 0 \\
 s_5 - S_2 - s_6 &= 0 \\
 s_7 - S_7 - s_8 &= 0 \\
 s_8 - S_8 - s_9 &= 0 \\
 s_9 - S_9 - s_{10} &= 0 \\
 s_{10} - S_{10} - s_{11} &= 0 \\
 s_{11} - S_{14} - s_{12} &= 0 \\
 s_{12} - S_{13} - s_{13} &= 0 \\
 s_{13} - S_{12} - s_{14} &= 0 \\
 s_{14} - S_{11} - s_{15} &= 0 \\
 s_1 \cdot L_1 + s_2 \cdot L_2 + s_3 \cdot L_3 + s_4 \cdot L_4 + s_5 \cdot L_5 + s_6 \cdot L_6 &= 0 \\
 s_7 \cdot L_7 + s_8 \cdot L_8 + s_9 \cdot L_9 + s_{10} \cdot L_{10} + s_{11} \cdot L_{11} + s_{12} \cdot L_{12} + s_{13} \cdot L_{13} \\
 + s_{14} \cdot L_{14} + s_{15} \cdot L_{15} &= 0
 \end{aligned} \tag{3.2}$$

Результаты расчета потоков мощности для двухпетлевой схемы в нормальном режиме приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 Потоки мощности в нормальном режиме

Участок трассы	L, км	Потоки мощности, кВА
ТП6 - ТП5	0,528	1721
ТП5 - ТП4	0,210	884
ТП4 - ТП1	0,214	257
ТП1 - ТП3	0,239	-588
ТП3 - ТП2	0,124	-1376
ТП2 - ТП6	0,388	-2161
ТП6 - ТП7	0,189	2794
ТП7 - ТП8	0,435	1945
ТП8 - ТП9	0,228	982
ТП9 - ТП10	0,323	130
ТП10 - ТП14	0,400	-843
ТП14 - ТП13	0,316	-1359
ТП13 - ТП12	0,160	-1874
ТП12 - ТП11	0,138	-2390
ТП11 - ТП6	0,084	-2896
ГПП - РТП6	1,300	10435

Из выше проведенных расчетов видно, что точка потокораздела находится: На (ТП № 1 и ТП№10). По участкам 1-3 и 10-14 протекает наименьший поток мощности, поэтому в нормальном режиме работы сети мы отключим эти участки. Для дальнейшего выбора сечения кабеля нам следует сейчас рассмотреть послеаварийный режим, в котором повреждается один из кабелей. В послеаварийном режиме питание нагрузки не осуществляется по большому кольцу, т.к. мы используем две петли, а не одну. Через «здоровую» петлю осуществляется дальнейшее снабжение потребителя электроэнергией. Однако из-за отключения участка в одной петле, на этом же участке в другой петле протекает удвоенная мощность, что аналогично случаю с двухлучевой схемой. Питание по большому кольцу будет осуществляться только в случае, если произойдет повреждение сразу трёх кабелей. Этот случай рассматривать не будем, т.к. если предусмотреть возможность этого события и выбрать сечение кабеля под эту нагрузку у нас получится схема гораздо надежнее, чем двухлучевая. А такая надежность не нужна для потребителей 2-ой и 3-ей категории. Однако в этом случае можно сохранить питание для наиболее ответственных потребителей (можно разгрузить часть нагрузки с помощью устройства автоматической разгрузки по току).

### 3.2 Расчет кабельных линий 10 кВ

Городские распределительные и питающие сети 10 кВ выполняются кабельными линиями и представляют собой сети с изолированной нейтралью.

В соответствии с [5 п 7.2.6] сечение кабелей с алюминиевыми жилами при прокладке их в траншее следует принимать не менее 70 мм<sup>2</sup>

Сечение кабелей напряжением 10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потере напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам короткого замыкания.

Расчет проведем для участка ТП6-ТП5 в двухлучевой. Остальные данные занесем в таблицы

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме:

$$I_{p.k} = \frac{S_{p.k}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n}, \quad (3.3)$$

где  $S_{p.k}$  — мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме;

$U_{ном}$  номинальное напряжение сети,  $U_{ном} = 10$  кВ;

$n$  — число кабельных линий.

Тогда расчетный ток на участке ТП4-ТП1 по формуле 3.3 будет равен:

$$I_{p.k} = \frac{3881}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 112 \text{ А.}$$

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока:

$$F_{э} = \frac{I_{p.k}}{j_{э}}, \quad (3.4)$$

где  $j_{э}$  –экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки.

Для жилых комплексов  $T_m = 5300$  ч/год и согласно [8 табл.1.3.36] экономическая плотность тока  $j_{э} = 1,2$  А/мм<sup>2</sup>. Тогда сечение КЛ по экономической плотности тока согласно формуле 3.4 равно:

$$F_{э} = \frac{112}{1,2} = 93,4 \text{ мм}^2.$$

Согласно [9, таблице 2.3] наиболее близкое стандартное сечение 95 мм<sup>2</sup>. Поэтому принимаем кабель АПВБП 3х95 мм<sup>2</sup>. Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки:

$$I'_{доп} = k_{п} k_{t} I_{доп.таб.} > I_{p.k} \quad (3.5)$$

где  $k_{п}$  –поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей;

$k_{t}$  – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель.

Так как на данном участке, кабель пересекает дороги и дома, то согласно [8 п. 2.3.99] при пересечении КЛ дорог, домов и т.д. они должны быть уложены в трубах, а также с учетом пункта [8 п.1.3.17] при смешанной прокладке кабелей, допустимые длительные токи должны приниматься для участка трассы с наихудшими условиями охлаждения, если длина его более 10 м. На данном участке, КЛ прокладывается в трубах 3 раза, что суммарно дает длину более 10 м. Тогда допустимый длительный ток согласно [9 таблица 2.7] для бронированных кабелей проложенных непосредственно в земле в трубах:  $I_{\text{доп.таб.}} = 180 \text{ А}$ , так как среднесуточная температура 15 градусов, а для кабеля токи даны при 20 градусах, то  $k_t = 1,04$ , также кабель на участке трассы проложено два кабеля, то  $k_n = 0,86$ . Тогда допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки, по формуле 3.6 будет равен:

$$I_{\text{доп}} = 0,86 \cdot 1,04 \cdot 180 = 161 \text{ А} > 112 \text{ А}$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{ав}} = k_{\text{ав}} \cdot I_{\text{доп}} > I_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{р.ав}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n}, \quad (3.6)$$

где  $k_{\text{ав}}$  – коэффициент перегрузки, для кабеля АПВБП равен 1,17.

$$I_{\text{ав}} = 1,17 \cdot 161 = 188,4 \text{ А},$$

$$I_{\text{ав}} = \frac{3881}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1} = 224 \text{ А}.$$

Как видно, в аварийном режиме, кабель не проходит по длительно допустимой перегрузке. Поэтому следует увеличить сечение кабеля на этом участке. Принимаем следующую ступень по каталогу – 120 мм<sup>2</sup>. Тогда параметры для данной КЛ будут:  $I_{\text{доп.таб.}} = 232 \text{ А}$ ,  $k_n = 0,86$ , согласно [9 таблица 2.16].

Тогда на участке КЛ ТП4-ТП1 допустимый ток с учетом условий его прокладки будет равен:

$$I_{\text{доп}} = 0,86 \cdot 1,04 \cdot 232 = 207,5 \text{ А} > 112 \text{ А}$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме по формуле 3.6:

$$I_{\text{ав}} = 1,17 \cdot 207,5 = 242,8 \text{ А},$$

$$242,8 \text{ А} > 224 \text{ А}.$$

Также данное [9 п.2.4.4] позволяет нам определить время перегрузки кабеля, чтоб его температура не превысила 90 градусов Целься.

$$t_{\text{пер}} = -\beta \ln \left( 1 - \left( \frac{I_{\text{доп}}}{I_{\text{ав}}} \right)^2 \right), \quad (3.7)$$

где  $\beta$  постоянная времени нагрева в ч, определяемая по [9 таблица 2.24], равная 4,02 для трехжильного кабеля с алюминиевой жилой сечением 120 мм<sup>2</sup>.

Тогда время перегрузки кабеля в аварийном режиме будет определяться по формуле 3.7:

$$t_{\text{пер}} = -4,02 \ln \left( 1 - \left( \frac{207,5}{224} \right)^2 \right) = 7,8 \text{ ч.}$$

В реальности время перегрузки будет другим, так как у нас присутствует переменный график, что будет по разному влиять на нагрев кабельной линии.

Для определения напряжения в узлах электросети воспользуемся методом узловых потенциалов. Расчет произведем в программном обеспечении Mathcad. Для этого составим систему уравнений для потенциалов узлов. Нулевым считается потенциал земли, напряжение ШБМ (за ШБМ принимаем РТП) считается заданным  $U_n$ , потенциалы остальных узлов рассчитываются методом итераций.

Для первой итерации напряжение всех узлов принимается равным напряжению ШБМ  $U_k = U_N$ . По известному напряжению и приведенной комплексной мощности  $P_k + j(Q_k + Q_{k3})$  узла  $k$  вычисляют активную  $G_k = P_k / U_k^2$  и реактивную  $B_k = Q_k / U_k^2$  проводимости нагрузки. Далее вычисляют собственные и общие (взаимные) проводимости узлов:

$$Y_{kk} = G_k - jB_k + \sum_m \frac{1}{R_{(m)} + jX_{(m)}}, \quad (3.8)$$

где  $R_{(m)} + jX_{(m)}$  – сопротивление линии, подходящей к узлу  $k$ ;

$$Y_{ks} = Y_{sk} = -\sum_m \frac{1}{R_{(m)} + jX_{(m)}}, \quad (3.9)$$

где  $R_{(m)} + jX_{(m)}$  – сопротивление линии, соединяющей узлы  $k$  и  $s$ .

Для узла с ШБМ  $Y_{nn} = 1$ ,  $E_n = U_N$ . Все остальные элементы матрицы узловых проводимостей  $Y$  и матрицы источников  $E$  равны 0. Решая систему уравнений  $\mathbf{U} = \mathbf{Y}^{-1}\mathbf{E}$ , получают новые значения потенциалов узлов  $\dot{U}_k$  и повторяют итерацию до тех пор, пока относительная ошибка между старым и новым



значением потенциалов всех узлов будет меньше 0,1%. Для выполнения этого условия достаточно 5-6 итераций.

По известным напряжениям в узлах найдём потерю напряжения в кабельной линии. При этом должно выполняться условие:

$$\Delta U = \frac{U_{\text{ном}} - U_{\text{к}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% \leq \Delta U_{\text{доп.}} = 5\%, \quad (3.10)$$

Тогда потеря напряжения в КЛ по формуле 3.10

$$\Delta U = \frac{10000 - 9947}{10000} \cdot 100\% = 0,53\%.$$

При нахождении падения напряжения на следующем участке следует учесть, что падение напряжения в узле обусловлено не только потерей напряжения в кабельной линии, но и падением напряжения на предыдущем участке. Поэтому надо вычесть из полученной величины значение  $\Delta U$ , рассчитанное для предыдущего участка. Тогда мы получим потерю напряжения именно на данном участке.

Для технико-экономических расчетов необходимо определить величину потерь энергии в кабельных линиях по формуле 3.11. В наибольшей степени потери в линиях передач обусловлены потерями активной мощности за счет нагрева проводников:

$$\Delta W = 3I_{\text{р.к}}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot n_{\text{к}} \cdot \tau, \quad (3.11)$$

где  $\tau$  число часов максимальных потерь, определяемое по формуле 3.11.

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{им.а}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (3.12)$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{5300}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3747 \text{ ч.}$$

Тогда потери энергии в год, на участке ТП6-ТП5 по формуле 3.10 будут равны:

$$\Delta W = \frac{(3 \cdot 112,04^2 \cdot 0,086 \cdot 0,528 \cdot 2 \cdot 3747)}{10^6} = 12,11 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

Расчет для других участков КЛ проводим аналогично. Результаты расчетов для схемы Кольцо сводим в таблицу 3.4, а для расчета двухлучевого режима в таблицу 3.5.

Лист пот таблицу 3.4

					130302.2018.114.00 ПЗ	
						68

Лист пот таблицу 3.5

					130302.2018.114.00 ПЗ	
						69

### 4.3 Технико-экономическое сравнение вариантов

Варианты схем электроснабжения различаются по капитальным затратам и расходам на эксплуатацию. Технико-экономическое сравнение осуществляется на основе приведенных затрат, поскольку данные варианты эквивалентны по экономическому результату.

Приведенные затраты по каждому варианту определяются по формуле 3.11.

$$Z_t = E_H \cdot K_t + I_{Эт} + I_{ПЭЭт}, \quad (3.13)$$

где  $E_H$  нормативный коэффициент эффективности, равный  $E_H = 0,12 \frac{1}{\text{год}}$  [11 таблица 2.23]

$K_t$  капитальные затраты на сооружение объекта, тыс. руб, определяемые по формуле 3.12;

$I_{Эт}$  издержки при эксплуатации, тыс. руб/год, определяемые по формуле 3.13;

$I_{ПЭЭт}$  издержки, связанные с потерями при передаче электроэнергии, тыс. руб/год, определяемые по формуле 3.14.

Капитальные затраты на сооружение объекта, определяются как:

$$K_t = K_{Сб.базис} \cdot I_{ц} \cdot K_{НДС}, \quad (3.14)$$

где  $K_{Сб.базис}$  капиталовложения на объект из сборника укрупненных показателей в базисных ценах, тыс.руб;

$I_{ц}$  индекс цен, которые приводят цены базисного года к текущему, определяется из данных Росстата,  $I_{ц} = 1,05377$  на ноябрь 2018 года [12];

$K_{НДС}$  коэффициент, учитывающий НДС, на ноябрь 2018 года  $K_{НДС} = 1,18$ .

Издержки, связанные с эксплуатацией объекта, определяются как:

$$I_{Эт} = \sum_{i=1}^{n_t} (E_a + E_{тр})_i \cdot K_{ti}, \quad (3.15)$$

где  $E_a$  нормативный коэффициент амортизации, 1/год;

$E_{тр}$  нормативный коэффициент текущего ремонта, 1/год;

$n_t$  число типов оборудования, отличающихся нормативными коэффициентами отчисления, находящихся в эксплуатации на текущий год;

$K_{ti}$  капитальные вложения на  $i$ -ый тип оборудования, тыс. руб.

Издержки, связанные с потерями при передаче электроэнергии, определяются как:

$$I_{\text{ПЭЭт}} = C_0 \cdot \Delta W, \quad (3.16)$$

где  $C_0$  значение тарифа за электроэнергию, определяемого по формуле 3.15,  $\frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$ ;  
 $\Delta W$  потери ЭЭ в линиях и других объектах, которые учитываются при сопоставлении вариантов, кВт · ч.

Значение тарифа за ЭЭ определяется как:

$$C_0 = \left( \frac{\alpha_{\Sigma}}{T_{\text{има}}} + \beta_{\Sigma} \right), \quad (3.17)$$

где  $\alpha_{\Sigma}$  основная ставка двухставочного тарифа,  $\alpha_{\Sigma} = 1226,5 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{мес}}$ ;  
 $\beta_{\Sigma}$  дополнительная плата, обусловленная дополнительными затратами энергоснабжающей организации,  $\beta_{\Sigma} = 1,295 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$ .

Тогда значение тарифа за ЭЭ будет равным по формуле 3.15:

$$C_0 = \left( \frac{1226,5 \cdot 12}{5300} + 1,295 \right) = 4,07 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$$

Приведем пример расчета для участка РП-ТП4 кольцевой схемы.

Капитальные затраты связанные на сооружение КЛ состоящей из двух кабелей АПВБП 3х120, длиной равной 528 м. и стоимость 1581,9 тыс. руб/км [13 таблица 12.01.017] будет равна по формуле 3.14:

$$K_t = 1581,9 \cdot 0,528 \cdot 2 \cdot 1,05377 \cdot 1,18 = 1967 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки, связанные с эксплуатацией объекта, с коэффициентами  $E_a = 0,03$   $E_{\text{тр}} = 0,015$  [11 таблица 2.23], определяются по формуле 3.15:

$$I_{\text{Эт}} = (0,03 + 0,015) \cdot 1967 = 88,51 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{год}}$$

Издержки, связанные с потерями при передаче электроэнергии по формуле 3.16:

$$I_{\text{ПЭЭт}} = 4,07 \cdot 12,11 = 49,27 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{год}}$$

Аналогично определяются затраты и издержки для других участков и другой схемы, результаты расчетов заносим в таблицы 3.6 и 3.7 для двухлучевой схемы и кольцевой соответственно.

Таблица 3.6 Затраты связанные с двухлучевой схемой

Участок цепи (Элемент)	Параметры кабеля(элемента)	L, км	С, тыс. руб/км	К, тыс. руб	Иц.т/Тбаз	Кндс	Кт, тыс. руб
ТП6 - ТП5	2хАПвБП 3х70	0,528	2568	1355,9	1,05377	1,18	1 686,00
ТП5 - ТП4	2хАПвБП 3х70	0,210	2568	539,3			670,57
ТП4 - ТП1	2хАПвБП 3х70	0,214	2568	549,6			683,34
ТП1 - ТП3	2хАПвБП 3х70	0,239	2568	613,8			763,17
ТП3 - ТП2	2хАПвБП 3х70	0,124	2568	318,4			395,95
ТП2 - ТП6	2хАПвБП 3х70	0,388	2568	996,4			1 238,95
ТП6 - ТП7	2хАПвБП 3х70	0,189	2568	485,4			603,51
ТП7 - ТП8	2хАПвБП 3х70	0,435	2568	1117,1			1 389,03
ТП8 - ТП9	2хАПвБП 3х70	0,228	2568	585,5			728,04
ТП9 - ТП10	2хАПвБП 3х70	0,323	2568	829,5			1 031,40
ТП10 - ТП14	АПвБП 3х70	0,400	1284	513,6			638,64
ТП14 - ТП13	АПвБП 3х70	0,316	1284	405,7			504,52
ТП13 - ТП12	АПвБП 3х95	0,160	1415	226,4			281,52
ТП12 - ТП11	АПвБП 3х120	0,138	1498	206,7			257,05
ТП11 - ТП6	АПвБП 3х150	0,084	1619	136,0			169,10
ГПП - РТП6	4хАПвБП 3х240	1,300	7796	10134,8			12 602,10
РП	10 ячеек	1	18660,4	18660,4			23 203,25
					Итого		46 846,14

Продолжение таблицы 3.6

Ен	Еа	Етр	Иэт, тыс. руб	ΔW, МВт*ч/год	СО, руб/кВт*ч	Ипээт, тыс. руб
0,12	0,03	0,015	88,51	12,11	4,07	49,27
			30,18	4,66		18,95
			30,75	4,13		16,82
			34,34	1,96		7,98
			17,82	0,25		1,03
			41,22	5,73		23,34
			87,38	12,52		50,94
			38,22	6,49		26,39
			51,15	7,072		28,78
			33,53	44,606		181,55
			26,49	19,758		80,42
			13,41	4,418		17,98
			11,57	0,934		3,80
			567,09	51,333		208,93
			0,063	0,01		1 479,37
Итого			2 551,04	Итого		716,18

Тогда приведенные затраты для кольцевой схемы по формуле 3.13 будут равны:

$$Z_t = 0,12 \cdot 44080,16 + 2551,04 + 716,18 = 8556,83 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{год}}$$

Таблица 3.7 Затраты связанные с двухпетлевой схемой

Участок цепи (Элемент)	Параметры кабеля(элемента)	L, км	С, тыс. руб/км	К, тыс. руб	Иц.т/Тбаз	Кндс	Кт, тыс. руб
ТП6 - ТП5	2хАПвБП 3х70	0,528	2568	1355,9	1,05377	1,18	1 686,00
ТП5 - ТП4	2хАПвБП 3х70	0,210	2568	539,3			670,57
ТП4 - ТП1	2хАПвБП 3х70	0,214	2568	549,6			683,34
ТП1 - ТП3	2хАПвБП 3х70	0,239	2568	613,8			763,17
ТП3 - ТП2	2хАПвБП 3х70	0,124	2568	318,4			395,95
ТП2 - ТП6	2хАПвБП 3х70	0,388	2568	996,4			1 238,95
ТП6 - ТП7	2хАПвБП 3х70	0,189	2568	485,4			603,51
ТП7 - ТП8	2хАПвБП 3х70	0,435	2568	1117,1			1 389,03
ТП8 - ТП9	2хАПвБП 3х70	0,228	2568	585,5			728,04
ТП9 - ТП10	2хАПвБП 3х70	0,323	2568	829,5			1 031,40
ТП10 - ТП14	АПвБП 3х70	0,400	1284	513,6			638,64
ТП14 - ТП13	АПвБП 3х70	0,316	1284	405,7			504,52
ТП13 - ТП12	АПвБП 3х95	0,160	1415	226,4			281,52
ТП12 - ТП11	АПвБП 3х120	0,138	1498	206,7			257,05
ТП11 - ТП6	АПвБП 3х150	0,084	1619	136,0			169,10
ГПП - РТП6	4хАПвБП 3х240	1,300	7796	10134,8			12 602,10
РП	10 ячеек	1	18660,4	18660,4			23 203,25
Итого							46 846,14



Продолжение таблицы 3.7

Ен	Еа	Етр	Иэт, тыс. руб	$\Delta W$ , МВт*ч/год	СО, руб/кВт*ч	Ипээт, тыс. руб
0,12	0,03	0,015	75,87	5,17	4,07	21,04
			30,18	0,54		2,21
			30,75	0,05		0,19
			34,34	0,27		1,11
			17,82	0,78		3,16
			55,75	5,99		24,37
			27,16	4,88		19,85
			62,51	5,44		22,13
			32,76	0,727		2,96
			46,41	0,018		0,07
			28,74	0,939		3,82
			22,70	15,424		62,78
			12,67	14,866		60,50
			11,57	20,851		84,86
			7,61	18,633		75,84
567,09	66,733	271,60				
	0,063	0,01	1 044,15	-	-	-
Итого			2 108,08	Итого		656,49

Тогда приведенные затраты для двухпетлевой схемы по формуле 3.13 будут равны:

$$Z_t = 0,12 \cdot 46846,14 + 2108,08 + 656,49 = 8386,1 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{год}}$$

Как видно из технико-экономического сравнения, вариант с двумя петлями является наиболее удачным. Поэтому выберем данный вариант для электроснабжения микрорайона.

### 3.4 Расчет распределительной сети 0,4 кВ

Расчет кабельных линий 0.4 кВ аналогичен расчету кабельных линий 10 кВ [10]. Проведем расчет для дома №54 по улице Братьев Кашириных. Так как дом имеет 10 подъездов и довольно большую нагрузку, то пустим на дом 4 кабеля: по 2 независимых магистральных кабеля на 5 подъездов дома. Расчетный ток кабеля в одной линии в нормальном режиме по формуле 3.4:

$$I_{p.k} = \frac{566}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 4} = 204,5 \text{ А.}$$

Сечение кабельной линии зависит от времени использования максимума нагрузки и экономической плотности тока и рассчитывается по формуле 3.5:

$$F_{\text{э}} = \frac{205}{1,2} = 170 \text{ мм}^2.$$

Для жилых комплексов  $T_m = 5300$  ч/год и согласно [8, табл.1.3.36] экономическая плотность тока  $j_{\text{э}} = 1,2$  А/мм<sup>2</sup>.

По результату расчета выбираем кабель, имеющий ближайшее большее стандартное сечение АПвзББШП 4х185 мм<sup>2</sup>. По каталожным данным [15] определяем длительно допустимый ток  $I_{\text{доп}} = 321$  А.

Расчетный допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки рассчитывается по формуле 3.6:

$$I'_{\text{доп}} = 0,84 \cdot 1,04 \cdot 321 = 280 \text{ А} > 204,5 \text{ А}$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме по формуле 3.7:

$$I'_{\text{ав}} = 1,25 \cdot 280 = 350 \text{ А,}$$

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot 204,5 = 409 \text{ А.}$$

$$350 \text{ А} < 409 \text{ А.}$$

Следовательно кабель нужно выбирать сечением 240 мм<sup>2</sup>, длительно допустимый ток  $I_{\text{доп}} = 374$  А.

$$I'_{\text{доп}} = 0,84 \cdot 1,04 \cdot 374 = 327 \text{ А} > 204,5 \text{ А}$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме по формуле 3.7:

$$I'_{\text{ав}} = 1,25 \cdot 327 = 410 \text{ А,}$$

$$I_{ав} = 2 \cdot 204,5 = 409 \text{ А.}$$

$$410 \text{ А} > 409 \text{ А.}$$

Тогда потеря напряжения в КЛ по формуле 3.9

$$\Delta U = \frac{544,7 \cdot 0,125 \cdot 0,025 + 154,0 \cdot 0,077 \cdot 0,025}{4 \cdot 0,4^2 \cdot 1000} \cdot 100\% = 0,31\% < 4\%.$$

Остальные дома считаем аналогично и их результаты сводим в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 Расчет КЛ 0,4 кВ

КЛ	Рр, кВт	Qр, кВАр	Ин, А	Iав, А	Тип и количество кабелей	Идоп, А	Iав, А	ΔU, %
ТП1-54	544,7	154,0	204,50	409,00	4 х АПвзБбШП 4х240 мм2	374	410	0,31
ТП1-5	247,2	70,1	185,66	371,31	2 х АПвзБбШП 4х240 мм2	374	410	0,57
ТП1-52г	25,9	16,1	44,07	-	АПвзБбШП 4х16 мм2	82	106	1,21
ТП2-52	507,8	134,9	189,82	379,63	4 х АПвзБбШП 4х240 мм2	374	410	0,58
ТП2-54	16,8	10,4	28,55	-	АПвзБбШП 4х16 мм2	82	106	0,78
ТП2-56	135,0	83,7	114,77	229,54	2 х АПвзБбШП 4х120 мм2	252	281	0,80
ТП2-95	119,9	74,3	101,92	203,84	2 х АПвзБбШП 4х120 мм2	252	281	0,71
ТП3-13	173,8	56,3	132,00	264,00	2 х АПвзБбШП 4х120 мм2	252	281	0,96
ТП3-3	179,6	46,4	134,03	268,06	2 х АПвзБбШП 4х120 мм2	252	281	0,98
ТП3-52в	178,6	110,7	151,82	303,65	2 х АПвзБбШП 4х150 мм2	283	316	0,89
ТП3-52б	246,3	69,5	184,91	369,82	2 х АПвзБбШП 4х240 мм2	374	410	0,56
ТП4-52а	178,6	110,7	151,82	303,65	2 х АПвзБбШП 4х150 мм2	283	316	0,89
ТП4-15а	69,6	43,1	59,15	118,30	2 х АПвзБбШП 4х50 мм2	139	155	0,97
ТП4-5	254,4	80,3	192,75	385,51	2 х АПвзБбШП 4х240 мм2	374	410	0,59
ТП4-50б	215,0	133,3	182,78	365,56	2 х АПвзБбШП 4х240 мм2	374	410	0,58
ТП5-50	125,7	38,3	94,95	189,89	2 х АПвзБбШП 4х70 мм2	184	205	1,18
ТП5-50а/2	259,4	69,2	193,98	387,96	2 х АПвзБбШП 4х240 мм2	374	410	0,59
ТП5-50а	38,9	24,1	66,13	-	АПвзБбШП 4х16 мм2	82	106	1,81
ТП5-50а/1	231,4	53,3	171,57	343,15	2 х АПвзБбШП 4х185 мм2	321	358	0,83
ТП5-221а	25,0	15,5	42,51	-	АПвзБбШП 4х16 мм2	82	106	1,16
ТП5-72	6,9	4,3	11,75	-	АПвзБбШП 4х16 мм2	82	106	0,32
ТП6-71	473,0	127,1	176,94	353,89	4 х АПвзБбШП 4х240 мм2	374	410	0,27
ТП6-75	127,8	32,6	95,30	190,60	2 х АПвзБбШП 4х120 мм2	252	281	0,69
ТП6-71а	224,7	57,2	167,53	335,07	2 х АПвзБбШП 4х185 мм2	321	358	0,81
ТП7-63	750,0	194,5	186,61	373,22	6 х АПвзБбШП 4х240 мм2	374	410	0,28
ТП7-213	75,0	46,5	63,76	127,52	2 х АПвзБбШП 4х50 мм2	139	155	1,04
ТП8-215	546,6	221,6	142,05	284,11	6 х АПвзБбШП 4х150 мм2	283	316	0,85

Продолжение таблицы 3.8

КЛ	Рр, кВт	Qр, кВАр	Ин, А	Іав, А	Тип и количество кабелей	Ідоп, А	Іав, А	ΔU, %
ТП8-636	204,3	71,3	156,35	312,69	2 х АПвзБбШП 4х150 мм <sup>2</sup>	283	316	0,94
ТП9-36	480,8	105,7	177,85	355,69	4 х АПвзБбШП 4х240 мм <sup>2</sup>	374	410	0,53
ТП9-63в	132,8	33,5	98,96	197,92	2 х АПвзБбШП 4х70 мм <sup>2</sup>	184	205	1,23
ТП9-23	19,7	5,7	29,64	-	АПвзБбШП 4х16 мм <sup>2</sup>	82	106	0,89
ТП9-28	31,9	11,2	48,86	-	АПвзБбШП 4х16 мм <sup>2</sup>	82	106	1,45
ТП9-25	63,0	18,3	47,40	94,80	2 х АПвзБбШП 4х50 мм <sup>2</sup>	139	155	0,84
ТП9-30	29,8	10,6	45,71	-	АПвзБбШП 4х16 мм <sup>2</sup>	82	106	1,36
ТП9-27	72,6	24,2	55,29	110,59	2 х АПвзБбШП 4х50 мм <sup>2</sup>	139	155	0,97
ТП9-29	19,7	5,7	29,64	-	АПвзБбШП 4х16 мм <sup>2</sup>	82	106	0,89
ТП10-34	28,0	8,1	42,12	-	АПвзБбШП 4х16 мм <sup>2</sup>	82	106	1,27
ТП10-2	248,6	67,9	186,20	372,41	2 х АПвзБбШП 4х240 мм <sup>2</sup>	374	410	0,57
ТП10-31	81,0	23,5	60,94	121,88	2 х АПвзБбШП 4х50 мм <sup>2</sup>	139	155	1,08
ТП10-31	76,6	25,3	58,29	116,58	2 х АПвзБбШП 4х50 мм <sup>2</sup>	139	155	1,03
ТП10-40	75,0	24,5	57,01	114,02	2 х АПвзБбШП 4х50 мм <sup>2</sup>	139	155	1,01
ТП10-33	54,7	15,9	41,16	82,32	2 х АПвзБбШП 4х16 мм <sup>2</sup>	82	106	1,24
ТП10-42	255,0	84,2	194,03	388,07	2 х АПвзБбШП 4х240 мм <sup>2</sup>	374	410	0,60
ТП10-46	288,8	74,8	107,78	215,56	4 х АПвзБбШП 4х120 мм <sup>2</sup>	252	281	0,79
ТП11-79	81,6	19,8	60,67	121,34	2 х АПвзБбШП 4х50 мм <sup>2</sup>	139	155	1,08

Особенностью данного микрорайона является наличие одноэтажной застройки (частный сектор). Их питание целесообразно осуществлять по ВЛ с использованием СИП – 2 (Самонесущий изолированный проводник с изолированной нулевой жилой для магистралей воздушных линий электропередачи и линейных ответвлений от ВЛ на номинальное напряжение до 1 кВ. У данного вида СИП нулевая жила является несущей.)

На одну ТП приходится 34 дома с суммарной полной мощностью 516 кВА. Разобьем всю нагрузку ТП на 4 магистрали. Тогда на каждую магистраль будет приходиться 8,5 дома. На двух магистралях нагрузка будет состоять из 9 домов, на двух других из 8. В этом случае ток, протекающий по СИП-2 будет равен:

$$I_p = \frac{S_d \cdot 9}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = \frac{15,6 \cdot 9}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 203 \text{ А}$$

Для СИП-2 3х50+1х54,6 I<sub>дд</sub> = 195 А, а для СИП-2 3х70+1х70 I<sub>дд</sub> = 240 А. Тогда примем для магистрали, питающей нагрузку из 9 домов СИП-2 3х70+1х70, а для магистрали, питающей нагрузку из 8 домов СИП-2 3х50+1х54,6.

## 4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 4.1 Расчет токов КЗ на стороне высокого напряжения

Расчет токов КЗ производим для выбора высоковольтных низковольтных аппаратов, шин, кабелей и другого электрооборудования системы электроснабжения рассматриваемого района.

Мощность короткого замыкания в месте присоединения линии, питающей главную понизительную подстанцию значительно больше мощности, которая поступает потребителям. Поэтому допускается принимать периодическую составляющую тока КЗ от энергосистемы неизменной во времени:  $I_k = I_{п.о} = I_{п.т}$ .

Для расчетов токов короткого замыкания составляется исходная электрическая схема, на которой показываются источники питания точек короткого замыкания, расчетные точки КЗ и токи между ними.

Для определения токов КЗ рассматриваем наиболее тяжелый режим.

Таким характерным режимом является состояние схемы электроснабжения, когда один из трансформаторов ГПП отключен для проведения профилактических мероприятий или аварийного ремонта и включены секционные выключатели 10 кВ ГПП, все электроприёмники питаются от одного трансформатора. По исходным данным, на шинах 10 кВ подстанции «Массивная» величина мощности короткого замыкания составляет 195 МВА.:

Для определения величины тока короткого замыкания на шинах центрального распределительного пункта 10 кВ, необходимо составить схему утяжеленного режима, определить величины мощности короткого замыкания на шинах 110 кВ, определим сопротивления схемы замещения сети и просчитаем токи КЗ для двух точек: К2 и К.

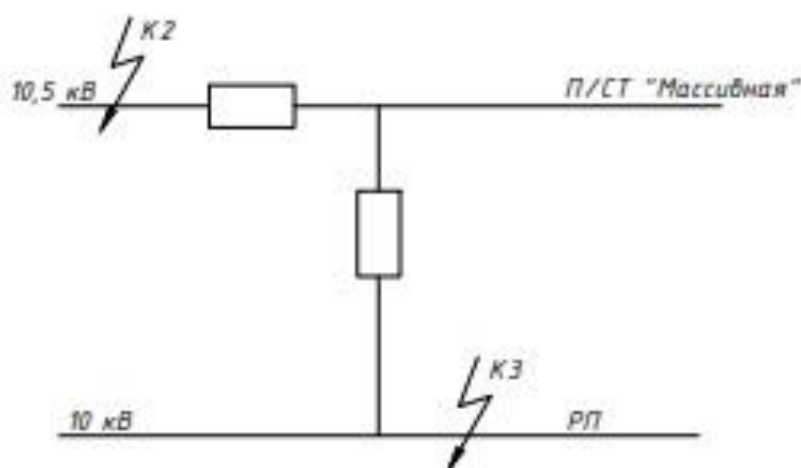


Рисунок 4.1 – Схема электроснабжения для расчета токов КЗ

Принимаем:  $S_6 = 100$  МВА,  $U_6 = 10$  кВ.

Величина базисного тока определяется по формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (4.1)$$

где  $S_6$  – базисная мощность, МВА.

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,8 \text{ кА}$$

Определим сопротивление системы до шин 10 кВ п/ст:

$$X_{c*} = \frac{S_6}{S_{кз(к2)}} = \frac{100}{195} = 0,513 \text{ о. е.}$$

Далее определяем величину тока КЗ в точке К2 по формуле:

$$I_{п0(i)}^{(3)} = \frac{I_6}{X_{\Sigma i}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{ст} \cdot X_{\Sigma i}}, \quad (4.2)$$

где  $X_{\Sigma i}$  – суммарное сопротивление от энергосистемы до точки где считаем КЗ, приведенное к базисным условиям.

$$I_{п0(к2)}^{(3)} = \frac{5,8}{0,513} = 11,3 \text{ кА.}$$

Определяем мощность короткого замыкания в точке К2:

$$S_{кз(i)} = \sqrt{3} \cdot I_{п0(i)}^{(3)} \cdot U_{ст} \quad (4.3)$$

$$S_{кз(к2)} = \sqrt{3} \cdot 11,3 \cdot 10 = 195,7 \text{ МВА}$$

Далее определим ток короткого замыкания в точке КЗ (питание РП по одной кабельной линии) при определении величины сопротивления учитываем комплекс сопротивления:

$$X_{кл*} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \quad (4.4)$$

$$R_{кл*} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \quad (4.5)$$

где  $x_0, r_0$  – удельное индуктивное и активное сопротивление кабельной линии (кабель 2х АПвЭБП 3х240), Ом/км;

$l$  – длина кабельной линии от п/ст. до РП, км.

Тогда комплекс сопротивления будет определяться как:

$$Z_{\Sigma(K3)*} = \sqrt{(X_{\Sigma K2} + X_{кл*})^2 + R_{кл*}^2} \quad (4.6)$$

Определим расчетные величины:

$$X_{кл*} = \frac{0,075}{2} \cdot 1,3 \cdot \frac{100}{10^2} = 0,05 \text{ о. е.}$$

$$R_{кл*} = \frac{0,129}{2} \cdot 1,3 \cdot \frac{100}{10^2} = 0,08 \text{ о. е.}$$

$$Z_{\Sigma(K3)*} = \sqrt{(0,513 + 0,05)^2 + 0,08^2} = 0,569 \text{ о. е.}$$

Далее определяем величину тока КЗ в точке КЗ по формуле 4.2:

$$I_{п0(K3)}^{(3)} = \frac{5,8}{0,569} = 10,2 \text{ кА.}$$

Определяем мощность короткого замыкания в точке КЗ по формуле 4.3:

$$S_{кз(K3)} = \sqrt{3} \cdot 10,2 \cdot 10 = 176,7 \text{ МВА.}$$

Для определения токов короткого замыкания на вводах в трансформаторные подстанции необходимо рассчитать величины сопротивлений кабельных линий участвующих в кольцевой схеме электроснабжения.

Расчет параметров кабельных линий производим по ранее приведенным формулам и сводим в таблицу 4.1:

Таблица 4.1 Расчет сопротивлений КЛ от РП до ТП

Линия	$L_i, \text{ м}$	$r_{0i}, \text{ Ом/км}$	$x_{0i}, \text{ Ом/км}$	$R_i, \text{ Ом}$	$X_i, \text{ Ом}$	$R_i, \text{ о.е.}$	$X_i, \text{ о.е.}$	$Z_i, \text{ о.е.}$
ТП6 - ТП5	0,528	0,568	0,111	0,150	0,029	0,150	0,029	0,153
ТП5 - ТП4	0,210	0,568	0,111	0,060	0,012	0,060	0,012	0,061
ТП4 - ТП1	0,214	0,568	0,111	0,061	0,012	0,061	0,012	0,062
ТП1 - ТП3	0,239	0,568	0,111	0,068	0,013	0,068	0,013	0,069
ТП3 - ТП2	0,124	0,568	0,111	0,035	0,007	0,035	0,007	0,036
ТП2 - ТП6	0,388	0,568	0,111	0,110	0,022	0,110	0,022	0,112
ТП6 - ТП7	0,189	0,568	0,111	0,054	0,010	0,054	0,010	0,055
ТП7 - ТП8	0,435	0,568	0,111	0,124	0,024	0,124	0,024	0,126
ТП8 - ТП9	0,228	0,568	0,111	0,065	0,013	0,065	0,013	0,066
ТП9 - ТП10	0,323	0,568	0,111	0,092	0,018	0,092	0,018	0,093
ТП10 - ТП14	0,400	0,568	0,111	0,227	0,044	0,227	0,044	0,231
ТП14 - ТП13	0,316	0,568	0,111	0,179	0,035	0,179	0,035	0,183
ТП13 - ТП12	0,160	0,411	0,105	0,066	0,017	0,066	0,017	0,068
ТП12 - ТП11	0,138	0,325	0,096	0,045	0,013	0,045	0,013	0,047
ТП11 - ТП6	0,084	0,264	0,092	0,022	0,008	0,022	0,008	0,023

При расчете тока КЗ в кольцевой распределительной сети, необходимо осуществить обрыв кабеля по точке потокораздела мощности определенной ранее и составить схему замещения сети.

При расчете учтем суммарное комплексное сопротивление на шинах РП-ТП6 точка КЗ. Участки кабельной линии ТП1-ТП3 и ТП10-ТП14 разрываем, на них находятся точки потокораздела, определенные ранее.

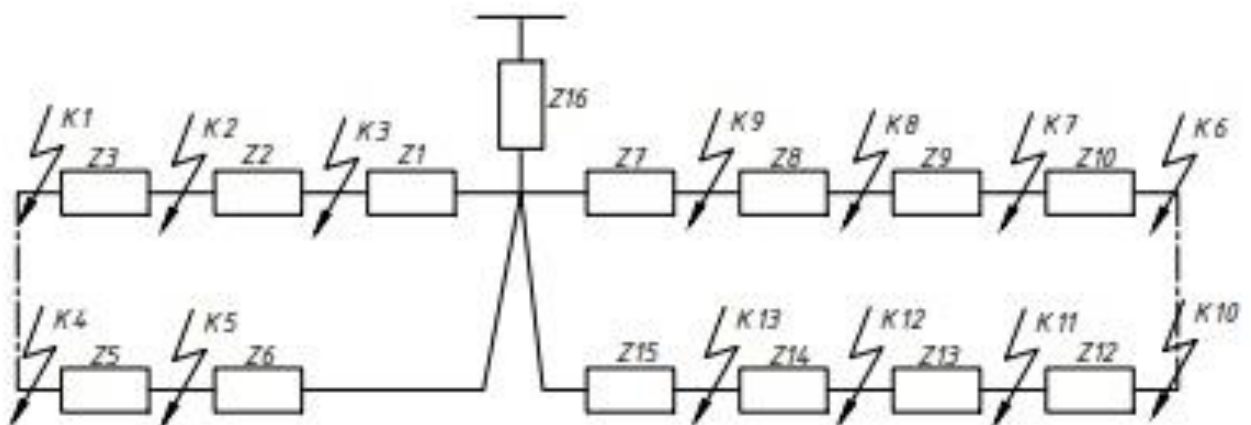


Рисунок 4.2 – Схема замещения кольцевой сети



Приведем пример расчета тока КЗ точке К3:

Сопротивление до точки К3 по формуле 4.6

$$Z_{\Sigma(K4)*} = \sqrt{(0,054 + 0,08)^2 + (0,518 + 0,01)^2} = 0,635 \text{ о. е.}$$

Ток КЗ в точке К3 по формуле 4.2:

$$I_{\text{п0}(K3)}^{(3)} = \frac{5,8}{0,62} = 9,13 \text{ кА.}$$

Мощность КЗ в точке К4 по формуле 4.3:

$$S_{\text{кз}(K4)} = \sqrt{3} \cdot 9,13 \cdot 10 = 158 \text{ МВА.}$$

Для дальнейшего выбора электрооборудования схемы внешнего и внутреннего электроснабжения, а также проверки кабельных линий на термическую стойкость необходимо произвести расчет:

Ударного тока короткого замыкания по формуле:

$$i_{(Ki)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}(Ki)} \quad (4.7)$$

где,  $k_y$  – ударный коэффициент, принимаемы для распределительных сетей 6-10 кВ – 1,38.

Для оценки теплового импульса рассчитываем интеграл Джоуля по формуле:

$$W_K = I_{\text{п0}(Ki)}^2 \cdot (\tau + T_a) \quad (4.8)$$

где,  $I_{\text{п0}(Ki)}$  – действующее значение периодической составляющей тока КЗ для рассматриваемой точки, кА;

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ от эквивалентного источника, принимается равной 0,01 для распределительных сетей 6-10 кВ, с;

$\tau$  – расчетная продолжительность тока КЗ, с.

Для оценки расчетной продолжительности протекания тока КЗ в кольцевой распределительной сети 6 кВ следует учесть:

$$\tau = t_{\text{в.откл.}} + t_3 \quad (4.9)$$

где  $t_{\text{в.откл.}}$  – собственное время отключения выключателя, с;

$t_3$  – минимальное время действия релейной защиты принимаем 0,01, с.

На данном этапе намечаем к установке в ячейках КРУ вакуумные выключатели ВВ/Te1 с полным временем отключения выключателя:

$$t_{в.откл.} = 0,055 \text{ с}$$

$$\tau = 0,055 + 0,01 = 0,065 \text{ с}$$

По приведенным формулам произведем расчет для участка ТП2 ТП1: Ударный ток КЗ в точке К1 по формуле 4.7:

$$i_{(К1)} = 1,38 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,13 = 17,82 \text{ кА.}$$

Тепловой импульс, выделяемый при протекании тока КЗ по формуле 4.8:

$$W_K = 9,13^2 \cdot (0,065 + 0,02) = 22,92 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Далее следует произвести проверку сечений кабельных линий по термической стойкости:

$$F_{пр.тер} = \frac{\sqrt{W_K}}{C} \quad (4.10)$$

где  $C$  – параметр, зависящий от материала токопроводящей жилы кабеля, типа изоляции и напряжения, (принимается 90 – для алюминиевой жилы и кабеля ААШв на 10 кВ и 65 – для кабелей из сшитого полиэтилена, алюминиевой жилой и на напряжение до 35 кВ)

Для точки К1 сечение кабеля по термической стойкости по формуле 4.10:

$$F_{пр.тер К1} = \frac{\sqrt{22,92 \cdot 10^6}}{65} = 73,65 \text{ мм}^2.$$

Расчеты для остальных участков сети проводим аналогично. Для участков находящихся электрически выше конечных участков, к расчетному времени протекания тока КЗ необходимо добавить время ступени селективности, принимаемому равному 0,1 с.

Таблица 4.2 Расчет токов КЗ для участка цепи от РП до ТП1

Линия	$Z_i$ , о.е.	$Z_{\Sigma(i)*}$ , о.е.	$I_{п(i)}^{(3)}$ ,кА	$S_{кз(i)}$ , МВА	$K_{уд(i)}$	$i_{уд(i)}$ , кА	$T_a$ , с	$t_{в.выкл.}$ , кА
ТП6-ТП5	0,153	0,635	9,13	158,11	1,38	17,82	0,01	0,06
ТП5-ТП4	0,061	0,670	8,66	149,98		16,90		
ТП4-ТП1	0,062	0,709	8,19	141,79		15,98		

Продолжение таблицы 4.2

Линия	тв.выкл, кА	tз.min, с	Δt, с	τ, с	Вк, кА <sup>2</sup> *с	C, А <sup>2</sup> *с/мм <sup>2</sup>	Фпр.гр, мм <sup>2</sup>
ТП6-ТП5	0,06	0,01	0,10	0,27	22,92	65,00	73,65
ТП5-ТП4				0,17	13,12		55,73
ТП4-ТП1				0,07	5,03		34,49

Таблица 4.3 Расчет токов КЗ для участка цепи от РП до ТП3

Линия	Z <sub>i</sub> , о.е.	Z <sub>Σ(i)*</sub> , о.е.	I <sup>(3)</sup> <sub>п(i)</sub> ,кА	S <sub>кз(i)</sub> , МВА	K <sub>уд(i)</sub>	i <sub>уд(i)</sub> , кА	Ta, с	тв.выкл, кА
ТП6-ТП2	0,112	0,615	9,44	163,43	1,38	18,41	0,01	0,06
ТП2-ТП3	0,036	0,633	9,16	158,72		17,88		

Продолжение таблицы 4.3

Линия	tз.min, с	Δt, с	τ, с	Вк, кА <sup>2</sup> *с	C, А <sup>2</sup> *с/мм <sup>2</sup>	Фпр.гр, мм <sup>2</sup>
ТП6-ТП2	0,01	0,10	0,17	15,58	65,00	60,73
ТП2-ТП3			0,07	6,30		38,61

Таблица 4.4 Расчет токов КЗ для участка цепи от РП до ТП10

Линия	Z <sub>i</sub> , о.е.	Z <sub>Σ(i)*</sub> , о.е.	I <sup>(3)</sup> <sub>п(i)</sub> ,кА	S <sub>кз(i)</sub> , МВА	K <sub>уд(i)</sub>	i <sub>уд(i)</sub> , кА	Ta, с	тв.выкл, кА
ТП6-ТП7	0,055	0,589	9,85	170,60	1,38	19,22	0,01	0,06
ТП7-ТП8	0,126	0,651	8,91	154,40		17,40		
ТП8-ТП9	0,066	0,690	8,41	145,59		16,40		
ТП9-ТП10	0,093	0,752	7,71	133,55		15,05		

Продолжение таблицы 4.4

Линия	tз.min, с	Δt, с	τ, с	Вк, кА <sup>2</sup> *с	C, А <sup>2</sup> *с/мм <sup>2</sup>	Фпр.гр, мм <sup>2</sup>
ТП6-ТП7	0,01	0,10	0,37	36,38	65,00	92,79
ТП7-ТП8			0,27	21,85		71,92
ТП8-ТП9			0,17	12,36		54,10
ТП9-ТП10			0,065	4,46		32,49

Таблица 4.5 Расчет токов КЗ для участка цепи от РП до ТП11

Линия	$Z_i$ , о.е.	$Z_{\Sigma(i)^*}$ , о.е.	$I_{п(i)}^{(3)}$ ,кА	$S_{кз(i)}$ , МВА	$K_{уд(i)}$	$i_{уд(i)}$ , кА	$T_a$ , с	тв.выкл., кА
ТП6-ТП11	0,023	0,580	10,00	173,26	1,38	19,52	0,01	0,06
ТП11-ТП12	0,047	0,602	9,63	166,82		18,80		
ТП12-ТП13	0,068	0,637	9,10	157,62		17,76		
ТП13-ТП14	0,183	0,747	7,76	134,46		15,15		

Продолжение таблицы 4.5

Линия	$t_{3.min}$ , с	$\Delta t$ , с	$\tau$ , с	$В_k$ , кА <sup>2</sup> *с	$C$ , А <sup>2</sup> *с/мм <sup>2</sup>	$F_{пр.гр}$ , мм <sup>2</sup>
ТП6-ТП11	0,01	0,10	0,37	37,53	65,00	94,24
ТП11-ТП12			0,27	25,51		77,70
ТП12-ТП13			0,165	14,49		58,57
ТП13-ТП14			0,065	4,52		32,71

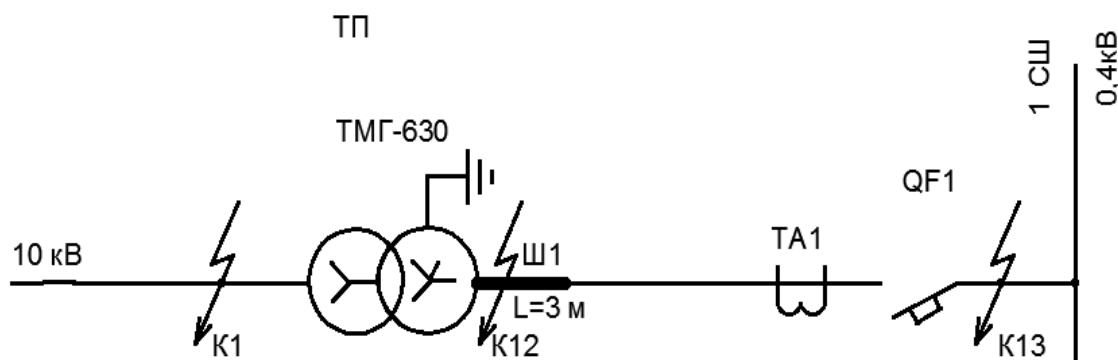
Исходя из расчетов видно, что требуется увеличить сечение на некоторых участках. Итоговые сечения кабелей занесём в таблицу 4.6.

Таблица 4.6 – Итоговые сечения кабелей 10 кВ

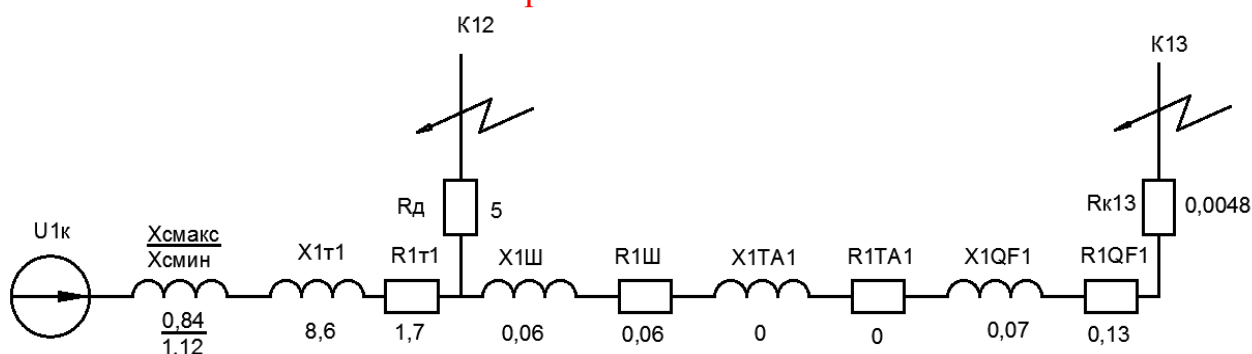
Участкок КЛ	F прин	F' прин
ТП6 - ТП5	70	95
ТП5 - ТП4	70	70
ТП4 - ТП1	70	70
ТП1 - ТП3	70	70
ТП3 - ТП2	70	70
ТП2 - ТП6	70	70
ТП6 - ТП7	70	95
ТП7 - ТП8	70	95
ТП8 - ТП9	70	70
ТП9 - ТП10	70	70
ТП10 - ТП14	70	95
ТП14 - ТП13	70	95
ТП13 - ТП12	95	95
ТП12 - ТП11	120	120
ТП11 - ТП6	150	150

## 4.2 Расчет токов короткого замыкания на низкой стороне

Схема распределительной сети от ТП до ВРУ дома представлена на рисунке 4.3.



**Рисунок 4.3 – Схема замещения для расчета токов КЗ в электрической сети напряжением менее 1 кВ.**



**Рисунок 4.4. – Схема замещения прямой последовательности**

При расчёте токов КЗ в электроустановках до 1000 В необходимо в качестве расчётных сопротивлений принимать индуктивные и активные сопротивления всех элементов цепи, включая активные сопротивления переходных контактов цепи. В случае питания электрических сетей до 1000 В от понижающих трансформаторов при расчёте токов КЗ следует исходить из условия, что подведенное к трансформатору напряжение неизменно и равно номинальному напряжению.

Активное сопротивление линий, индуктивное сопротивление трансформаторов тока, катушек автоматических выключателей, контакторов оказывают значительное влияние на токи КЗ

### 4.2.1 Исходные данные

Трансформатор Т1: тип ТМГ-630/10/0,4, схема соединения обмоток  $\Delta/Y_H$ , напряжение короткого замыкания  $U_K = 5,5 \%$ ; потери короткого замыкания  $\Delta P_K = 10,8$  кВт.

Мощность КЗ на стороне высшего напряжения трансформатора Т1 в точке К1 при максимальном режиме работы составляет  $S_{K3(1)} = 141,8$  МВА (таблица 4.2).

Между трансформатором и вводным выключателем QF1 расположен шино-

провод длиной 3 м. Номинальный ток трансформатора Т1 составляет  $I_{Т.Н} = 909,3$  А, с учетом перегрузки ( $1,4 \cdot I_{Т.Н}$ ) ток трансформатора может достигать величины 1273А. Поэтому в качестве исходных данных возьмем шинопровод ШМА4-1600 на ток 1600 А.

– удельные сопротивления фазы  $R_{1уд.ш} = 0,027$  мОм/м,  $X_{1уд.ш} = 0,014$  мОм/м;

#### 4.2.2 Определение сопротивлений схемы замещения

Схема замещения прямой последовательности для расчета тока трехфазного КЗ представлена на рисунке 4.3.

Сопротивление энергосистемы при максимальном режиме работы:

$$X_{С.МАКС} = \frac{U_{СР.НН}^2}{S_{К1}^{К1}} \quad (4.11)$$

$$X_{С.МАКС} = \frac{400^2}{141,8 \cdot 10^6} = 1,13 \text{ мОм}$$

Сопротивления трансформатора 630 кВА для схемы соединения обмоток  $\Delta/Y_H$  возьмем:  $R_{1Т1} = 3,4$  мОм,  $X_{1Т1} = 13,5$  мОм.

Сопротивление шинопровода между трансформатором и вводным автоматическим выключателем

$$R_{1ш} = R_{1уд.ш} \cdot L \quad (4.12)$$

$$X_{1ш} = X_{1уд.ш} \cdot L \quad (4.13)$$

$$R_{1ш} = 0,027 \cdot 3 = 0,08 \text{ мОм.}$$

$$X_{1ш} = 0,014 \cdot 3 = 0,04 \text{ мОм.}$$

Сопротивление переходных сопротивлений [16]

– шинопровода Ш1 с двух сторон по  $R_{к.ш} = 0,0024$  мОм– суммарное сопротивление переходных контактных сопротивлений **до точки Ж** (учтем только шинопровод Ш1):

$$R_{к.ж} = 2 \cdot 0,0024 = 0,0048 \text{ мОм.}$$

Сопротивление автоматического выключателя QF1 на номинальный ток 1600 А:

$$R_{QF1} = 0,14 \text{ мОм; } X_{QF1} = 0,08 \text{ мОм.}$$

– активное и индуктивное сопротивления трансформатора тока 1600/5 А прием равными нулю в следствии их малости.

Активное сопротивление заземляющей дуги:

– на вводах 10 кВ трансформатора Т1, точка К14 –  $R_{д} = 5$  мОм.

– на шинах РУ-0,4 кВ, точка К14 –  $R_{д} = 4$  мОм.

4.2.3 Определение токов КЗ при максимальном режиме работы энергосистемы

Точка К12:

Сопротивление контура КЗ (прямой последовательности):

– активное

$$R_{1\Sigma.K12} = R_{1T1} + R_{д} \quad (4.14)$$

$$R_{1\Sigma.K12} = 3,4 + 5 = 8,4 \text{ мОм.}$$

– реактивное

$$X_{1\Sigma.K12} = X_{C.MAKC} + X_{1T1} \quad (4.15)$$

$$X_{1\Sigma.K12} = 1,13 + 13,5 = 14,63 \text{ мОм.}$$

– полное

$$Z_{1\Sigma.K12} = \sqrt{R_{1\Sigma.E}^2 + X_{1\Sigma.E}^2} \quad (4.16)$$

$$Z_{1\Sigma.K12} = \sqrt{8,4^2 + 14,63^2} = 16,87 \text{ мОм.}$$

Значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в точке Е:

$$I_{K.MAKC}^{(3)K12} = \frac{U_{CP}}{\sqrt{3} \cdot Z_{1\Sigma.K12}} \quad (4.17)$$

$$I_{K.MAKC}^{(3)K12} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 16,87 \cdot 10^{-3}} = 13689 \text{ А} = 13,7 \text{ кА.}$$

Точка К13:

Сопротивление контура КЗ:

– активное

$$R_{1\Sigma.K13} = R_{1T1} + R_{1Ш} + R_{TA1} + R_{QF1} + R_{K.K13} + R_{д.K13} \quad (4.18)$$

$$R_{1\Sigma.K13} = 3,4 + 0,08 + 0 + 0,14 + 0,0048 + 6 = 9,668 \text{ мОм.}$$

– реактивное

$$X_{1\Sigma.K13} = X_{C.MAKC} + X_{IT1} + X_{IШ} + X_{TA1} + X_{QF1} \quad (4.19)$$

$$X_{1\Sigma.K13} = 1,13 + 13,5 + 0,04 + 0 + 0,08 = 14,75 \text{ мОм.}$$

– полное

$$Z_{1\Sigma.K13} = \sqrt{R_{1\Sigma.K13}^2 + X_{1\Sigma.K13}^2} \quad (4.20)$$

$$Z_{1\Sigma.Ж} = \sqrt{9,668^2 + 14,75^2} = 17,6 \text{ мОм.}$$

Значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в точке Ж:

$$I_{K.MAKC}^{(3)Ж} = \frac{U_{CP3}}{\sqrt{3} \cdot Z_{1\Sigma.Ж}} \quad (4.21)$$

$$I_{K.MAKC}^{(3)K13} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 17,6 \cdot 10^{-3}} = 13122 \text{ А} = 13,1 \text{ кА.}$$

Точка К12:

$$R_{1\Sigma K12} / X_{1\Sigma K12} = 8,4 / 14,63 = 0,57.$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{K.П} \cdot k_{уд} \quad (4.22)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 13,7 \cdot 1,2 = 23,25 \text{ кА}$$

Точка К13:

$$R_{1\Sigma 13} / X_{1\Sigma 13} = 9,7 / 14,75 = 0,65.$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{K.П} \cdot k_{уд} \quad (4.23)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 13,1 \cdot 1,2 = 22,2 \text{ кА}$$

Таблица 4.4 – Токи в сети до 1 кВ

	ТП1	ТП2	ТП3	ТП4	ТП5	ТП7	ТП8	ТП9	ТП1 0	ТП1 1	ТП1 2	ТП1 3	ТП1 4
$I_K^{(3)1}$ , кА	13,6 9	13,8 0	13,7 8	13,7 3	13,7 7	13,8 3	13,7 6	13,7 1	13,6 4	13,8 4	13,8 1	13,7 7	13,6 5
$I_K^{(3)2}$ , кА	13,1 0	13,1 9	13,1 7	13,1 3	13,1 7	13,2 1	13,1 5	13,1 1	13,0 5	13,2 2	13,2 0	13,1 7	13,0 6



Продолжение таблицы 4.4

.	ТП1	ТП2	ТП3	ТП4	ТП5	ТП7	ТП8	ТП9	ТП10	ТП11	ТП12	ТП13	ТП14
I <sub>yi1</sub> , кА	23,23	23,41	23,38	23,31	23,37	23,46	23,34	23,27	23,15	23,48	23,44	23,37	23,16
I <sub>yi1</sub> , кА	22,22	22,38	22,35	22,29	22,35	22,43	22,32	22,26	22,15	22,44	22,40	22,34	22,16

Выводы по разделу:

Произведен расчёт токов короткого замыкания во всех характерных точках системы электроснабжения, благодаря чему стал возможен выбор электрооборудования.

## 5 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

### 5.1. Выбор электрооборудования в РУ-0,4 кВ

Принимаем к установке БКТП 10/0,4 кВ с номинальной мощностью устанавливаемых трансформаторов 630 кВА, типом силового трансформатора ТМГ.

В РУ 0,4 кВ принимаем к установке следующие типы шкафов:

- вводной типа ЩО70;
- линейный типа ЩО70;
- секционный типа ЩО70.

Ошиновка панелей данных шкафов устойчива при ударных токах КЗ до 50 кА. Панели открыты сверху и сзади и предназначены для установки в помещениях с температурой воздуха от  $-40^{\circ}\text{C}$  до  $+40^{\circ}\text{C}$  и относительной влажностью до 80%. Панели допускают одностороннее и двухстороннее обслуживание. В комплект шкафов входят вводной выключатель, секционный выключатель, рубильники, трансформаторы тока, предохранители.

Для примера проведем выбор оборудования для ТП1

#### 5.1.1 Выбор автоматических выключателей

Автоматические выключатели с естественным воздушным охлаждением предназначены для отключения токов КЗ, перегрузок, недопустимых снижениях напряжения, для оперативных включений и отключений электрических цепей на напряжение до 1000 В.

Автоматические выключатели рассчитаны для работы в продолжительном режиме и предназначены для эксплуатации в следующих условиях:

- установка на высоте не более 1000 м над уровнем моря;
- температура окружающей среды изменяется в пределах от  $-40^{\circ}\text{C}$  (без выпадения росы и инея) до  $+40^{\circ}\text{C}$ ;
- относительная влажность не более 90% при  $20^{\circ}\text{C}$  и не более 50% при  $40^{\circ}\text{C}$ ;
- окружающая среда – невзрывоопасная, не содержит токопроводящую пыль в количестве, нарушающем работу выключателя, и агрессивные газы и пары в концентрации, разрушающих металлы и изоляцию;
- место установки автоматического выключателя защищено от попадания воды, масла, эмульсий и т.п.;
- отсутствие непосредственного воздействия солнечной и радиоактивной радиации;
- отсутствие резких толчков (ударов) и сильной тряски;
- вибрация мест крепления с частотой до 100 Гц при ускорении не более 0,7g.

Выбор автоматов производится:

- по напряжению установки  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ ;
- по роду тока и его назначению  $I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}$ ,  $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$ ;

- по конструктивному исполнению;
- по предельно отключаемому току  $I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{отк}}$  ;
- по электродинамической стойкости  $i_y \leq I_{\text{отк}}$ .

### 5.1.2 Выбор вводного выключателя

Выбираем в качестве вводного выключателя ВА-СЭЩ-АС12 трёхполюсный для сетей переменного тока напряжением до 415 В с параметрами:

$$U_{\text{ном}} = 690 \text{ В};$$

$$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А};$$

$$I_{\text{отк}} = 50,5 \text{ кА}.$$

Производим проверку по выше приведённым положениям по выбору автоматов:

Параметры	Сравнение
$U_{\text{ном}} = 380 \text{ В};$	$380 \text{ В} \leq 690 \text{ В};$
$I_{\text{норм}} = \frac{848,3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 612 \text{ А};$	$612 \text{ А} \leq 1250 \text{ А};$
$I_{\text{макс}} = \frac{848,3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1224 \text{ А};$	$1224 \text{ А} \leq 1250 \text{ А};$
$I_{\text{к}}^{(3)K14} = 13,69 \text{ кА};$	$13,69 \text{ кА} \leq 50,5 \text{ кА};$
$i_y = 23,23 \text{ кА}$	$23,23 \text{ кА} \leq 50,5 \text{ кА}.$

Как видно из проверки автоматический выключатель ВА–СЭЩ–АС12 удовлетворяет всем требованиям по выбору автоматических выключателей.

### 5.1.2 Выбор вводного выключателя

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, и который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

При ремонтах разъединитель создаёт видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением, и аппаратами, выведенными в ремонт.

Разъединителями нельзя отключать токи нагрузки, так как контактная система их не имеет дугогасительных устройств и в случае ошибочного отключения токов нагрузки возникает устойчивая дуга, которая может привести к междуфазному короткому замыканию и несчастным случаям с обслуживающим персоналом. Перед операцией разъединителем цепь должна быть разомкнута выключателем.

Однако для упрощения схем электроустановок допускается использовать

разъединители для производства следующих операций:

- отключения и включения нейтралей трансформаторов и заземляющих дугогасящих реакторов при отсутствии в сети замыкания на землю;
- отключения и включения зарядного тока шин и оборудования всех напряжений (кроме батарей конденсаторов);
- отключения и включения нагрузочного тока до 15 А трёхполюсными разъединителями наружной установки при напряжении 10 кВ и ниже;
- разъединителями разрешается отключать и включать незначительный намагничивающий ток силовых трансформаторов и зарядный ток воздушных кабельных линий.

Выбор разъединителей производится:

- по напряжению установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;
- по току  $I_{норм} \leq I_{ном}$ ,  $I_{макс} \leq I_{ном}$ ;
- по конструкции, роду установки;
- по электродинамической стойкости  $i_y \leq I_{дин}$ ;
- по термической стойкости  $B_k \leq I_{терм}^2 t_{терм}$ .

Расчётные условия по выбору разъединителя:

$$\begin{aligned}U_{ном} &= 380 \text{ В}; \\I_{норм} &= 612 \text{ А}; \\I_{макс} &= 1224 \text{ А}; \\i_y &= 23,23 \text{ кА}.\end{aligned}$$

Принимаем к установке разъединитель РЕ19-43 с параметрами:

$$\begin{aligned}U_{ном} &\leq 1000 \text{ В}; \\I_{ном} &= 1600 \text{ А}; \\I_{дин} &= 30 \text{ кА};\end{aligned}$$

Производим проверку по выше приведённым положениям по выбору разъединителя:

$$\begin{aligned}U_{ном} &= 380 \text{ В} \leq 1000 \text{ В}; \\I_{норм} &= 612 \text{ А} \leq 1600 \text{ А}; \\I_{макс} &= 612 \text{ А} \leq 1600 \text{ А}; \\i_y &= 23,23 \text{ кА} \leq 30 \text{ кА}.\end{aligned}$$

Как видно из проверки разъединитель РЕ19-43 удовлетворяет всем требованиям по выбору разъединителей.

#### 5.1.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Он устанавливается на стороне НН понизительного двухмоточного трансформатора. Трансформаторы тока выбираются:

- по напряжению установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;

- по току  $I_{норм} \leq I_{ном}$ ,  $I_{макс} \leq I_{ном}$ .

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

- по конструкции и классу точности;

- по электродинамической стойкости  $i_y \leq I_{дин}$ ;

- по термической стойкости  $B_k \leq I_{терм}^2 t_{терм}$ ;

- по вторичной нагрузке  $Z_2 \leq Z_{2ном}$ ,

где  $Z_2$  - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

В качестве примера приведём пример выбор трансформатора тока для установки в ТП1.

На стороне НН понизительного двухобмоточного трансформатора устанавливаются:

-амперметр типа Э – 335;

-счётчик активной энергии типа СА3 – И 670;

-счётчик реактивной энергии типа СР4 – И 676.

Намечаем к установке трансформатор тока типа ТНШЛ-0,66 с параметрами:

$$U_{ном} = 0,66 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 2500 \text{ А};$$

$$I_{дин} = 30 \text{ кА};$$

$$I_{терм}^2 t_{терм} = 30^2 \cdot 1 = 900 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$Z_{2ном} = 0,8 \text{ Ом (при классе точности 0.5)}.$$

Расчётные данные для выбора трансформатора тока:

$$U_{ном} = 380 \text{ В};$$

$$I_{норм} = 612 \text{ А};$$

$$I_{макс} = 1224 \text{ А};$$

$$I_k^{(3)K14} = 13,69 \text{ кА};$$

$$i_y = 23,23 \text{ кА}.$$

Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов[11]:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пров} + r_{конт}, \quad (5.1)$$

где  $r_{приб}$  - сопротивление приборов, Ом;

$r_{пров}$  - сопротивление проводов, Ом;

$r_{конт}$  - сопротивление контактов, Ом.

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (5.2)$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора, А.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трёх приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов.

Сопротивление соединительных проводов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{F} \quad (5.3)$$

где  $F$  - сечение соединительных проводов,  $\text{мм}^2$  – по условиям прочности сечение не должно быть меньше  $2,5 \text{ мм}^2$  для алюминиевых жил и  $1,5 \text{ мм}^2$  для медных жил;

$L_{\text{расч}}$  - расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока, м.

Длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов (в один конец) можно принять для разных присоединений приблизительно равной 10 м, тогда при включении приборов в полную звезду  $L_{\text{расч}}=30$  м;

$\rho$  - удельное сопротивление материала провода,  $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ .

Принимаем медные провода с  $\rho=0,0175$ ,  $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ . Тогда получаем:

$$r_{\text{конт}}=0,05, \text{ Ом};$$

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 30}{1,5} = 0,35 \text{ Ом}.$$

Найдём  $r_{\text{приб}}$ .

Вторичная нагрузка трансформатора тока представлена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной энергии	СА3-И670	2,5	2,5	2,5
Счетчик реактивной энергии	СР4-И676	2,5	2,5	2,5
Итого:		6,0	6,0	6,0

Загрузка фаз вторичной обмотки трансформатора тока равномерна:

$$S_{\text{приб}} = 6 \text{ ВА};$$

$$I_2=5 \text{ A};$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{6}{25} = 0,24 \text{ Ом};$$

$$z_2=0,24+0,05+0,35=0,64 \text{ Ом}.$$

Производим проверку по выше приведённым положениям по выбору трансформаторов тока:

Параметры	Сравнение
$U_{\text{ном}} = 380 \text{ В};$	$380 \text{ В} \leq 660 \text{ В};$
$I_{\text{норм}} = 612 \text{ А};$	$538 \text{ А} \leq 2500 \text{ А};$
$I_{\text{макс}} = 1224 \text{ А};$	$1077 \text{ А} \leq 2500 \text{ А};$
$I_{\text{к}}^{(3)\text{К14}} = 13,69 \text{ кА}$	$13,69 \text{ кА} \leq 30 \text{ кА};$
$i_{\text{y}} = 23,23 \text{ кА};$	$23,23 \text{ кА} \leq 30 \text{ кА}.$
$z_2=0,64 \text{ Ом}.$	$0,64 \text{ Ом} \leq 0,8 \text{ Ом}.$

Как видно из проверки трансформатор тока удовлетворяет ТНШЛ-0,66 всем требованиям по выбору трансформаторов тока.

## 5.2 Конструкция трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ типа ТМГ-630/10 кВ

Трансформаторная подстанция предназначена для электроснабжения групп зданий, жилищно-коммунальной и общественной застройки города. По надежности обеспечения электроэнергией подстанция удовлетворяет требованиям электроприемников первой и второй категории.

Трансформаторная подстанция размещается в отдельном здании, рассчитана на установку двух трансформаторов мощностью 630 кВА и устройство до четырех кабельных вводов 10 кВ с использованием камер комплектного распределительного устройства серии КСО-202М.

В соответствии с заключением главного санитарно-эпидемиологического управления разрыв между жилой застройкой и ТП, с точки зрения шумов, создаваемых трансформаторами составляет не менее 20 метров.

На напряжении 10 кВ приняты две секции сборных шин, к которым может быть присоединено до четырех линий и два силовых трансформатора мощностью 630 кВА. В РУ-10 кВ в силовых цепях к установке приняты выключатели нагрузки ВНП16.

Заземление каждой секции сборных шин предусматривается стационарными заземляющими ножами разъединителей шинного моста ШМР. Автоматика, защита и измерения на отходящих шинах отсутствуют.

На напряжении 0,4 кВ принята одинарная, секционированная автоматическая на две секции система сборных шин. Питание секций шин осуществляется от силовых трансформаторов, подключенных к щиту 0,4 кВ через автоматы. Присоединение линий к шинам предусматривается через рубильники и

предохранители. Сечение сборных шин 0,4 кВ принимается исходя из мощности силового трансформатора 1000 кВА с учетом перегрузки до 40% с проверкой на динамическую и термическую устойчивость при трехфазном коротком замыкании.

В ТП предусматривается установка следующих измерительных приборов:

- вольтметров на секциях шин 0,4 кВ;
- амперметров на сторонах 0,4 кВ силовых трансформаторов;
- амперметров на отходящих шинах 0,4 кВ.

Автоматика в ТП предусматривается в следующем объеме:

- АВР на шинах 0,4 кВ осуществляется включением секционного автомата при исчезновении напряжения на одной из секций шин 0,4 кВ или отключении одного из силовых трансформаторов.

Предусматривается восстановление схемы при появлении напряжения на обеих секциях.

Вентиляция помещений трансформаторной подстанции естественная, через жалюзи.

Питание сети электроосвещения и обогрева ТП принято от групповых щитков, которые через переключатель могут быть подключены к одному из вводов 0,4 кВ силовых трансформаторов. Защита групповых щитков осуществляется через плавкие предохранители, установленные на внутренней боковой стенке панели вводов. В трансформаторной подстанции предусматривается рабочее освещение на напряжении 220В и ремонтное освещение на напряжение 36В через понижающий трансформатор 220/36В.

Для камер КСО-202 в РУ-10 кВ предусматривается технологический обогрев с помощью электропечей. Включение печей автоматическое при температуре внутри помещения ниже 20°C.

Здание трансформаторной подстанции одноэтажное, внутри которого в отдельных помещениях располагаются: РУ-10 кВ, силовые трансформаторы мощностью 630 кВА и щит 0,4 кВ. Соединение трансформаторов со щитом 0,4 кВ и РУ-10 кВ осуществляется кабелями. Распределительное устройство 10 кВ комплектуется камерами одностороннего обслуживания КСО-202. Камеры в РУ-10 кВ устанавливаются в два ряда. Щит 0,4 кВ комплектуется распределительными панелями ЩО70. В помещении щита 0,4 кВ предусматривается установка панели уличного освещения. В этом же помещении располагаются групповые щитки электроосвещения, обогрева, трансформатор ремонтного освещения 220/36 В.

Вводы линий 10 кВ и 0,4 кВ кабельные. Крепление оборудования и конструкций осуществляется дюбелями, болтами и электросваркой к закладным деталям в стенах и полу, предусмотренных в строительной части.

Заземляющее устройство ТП принято общим для напряжения 10 и 0,4 кВ. Сопротивление заземляющего устройства должно быть работоспособно в любое время года. Заземляющее устройство ТП выполнено в виде замкнутого контура вокруг здания ТП. Искусственное заземляющее устройство выполняется глубинными заземлителями, которые связываются с магистралью заземления в



двух местах.

### 5.3. Выбор электрооборудования в РУ-10 кВ

Выбор электрооборудования на ТП 10/0,4 кВ в РУ 10 кВ обуславливается мощностью устанавливаемых на ТП трансформаторов. На вводе устанавливается силовой выключатель. Разъединители устанавливаются в соседних шкафах.

На стороне ВН устанавливаем шкафы КСО-202М.

Ошиновка панелей данных шкафов устойчива при ударных токах КЗ до 60 кА. Панели открыты сверху и сзади и предназначены для установки в помещениях с температурой воздуха от  $-40^{\circ}\text{C}$  до  $+40^{\circ}\text{C}$  и относительной влажностью до 80%. Панели допускают одностороннее обслуживание.

#### 5.2.1 Выбор силового выключателя

Силовой выключатель представляет собой трёхполюсный коммутационный аппарат переменного тока для напряжения свыше 1000 В, рассчитанный на отключение рабочих токов и токов короткого замыкания.

Выбор силовых выключателей производится:

- по напряжению установки  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$  ;
- по длительному току  $I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}$ ,  $I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}}$ .
- по электродинамической стойкости  $i_y \leq i_{\text{пр.скв}}$ ;  $I_{\text{ПО}}^{(3)} \leq I_{\text{пр.скв}}$ ;
- по термической стойкости  $B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$ .

Расчётные условия для выбора выключателя нагрузки:

$$U_{\text{ном}}=10000 \text{ В};$$

$$I_{\text{норм}}=24,5 \text{ А};$$

$$I_{\text{макс}}=49 \text{ А};$$

$$I_{\text{К}}^{(3)K1}=8,19 \text{ кА};$$

$$i_y=15,98 \text{ кА};$$

Принимаем к установке силовой выключатель ВВТ-10 параметрами:

$$U_{\text{ном}} \leq 10000 \text{ В};$$

$$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А};$$

$$I_{\text{отк}} = 20 \text{ кА};$$

$$I_{\text{пр.скв}}=30 \text{ кА};$$

Производим проверку по выше приведённым положениям по выбору силового выключателя:

1.  $U_{\text{ном}} = 10000 \text{ В} \leq 10000 \text{ В};$
2.  $I_{\text{ном}} = 24,5 \text{ А} \leq 630 \text{ А}$  – в нормальном режиме;
3.  $I_{\text{макс}}=49 \text{ А} \leq 630 \text{ А}$  – в послеаварийном режиме;
4.  $i_y=15,98 \text{ кА} \leq 30 \text{ кА};$
5.  $I_{\text{ПО}}^{(3)}=8,19 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА};$

Как видно из проверки силовой выключатель ВВТ-10 удовлетворяет всем

требованиям по выбору силовых выключателей

### 5.2.2 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей производится:

- по напряжению установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$  ;
- по току  $I_{норм} \leq I_{ном}$  ,  $I_{макс} \leq I_{ном}$ .
- по конструкции, роду установки; - по электродинамической стойкости  $i_y \leq I_{дин}$ ;
- по термической стойкости  $B_k \leq I_{терм}^2 t_{терм}$ .

Пример выбора разъединителя для ТП с установленными трансформаторами 2х630 кВА:

Расчётные условия по выбору разъединителя:

$$U_{ном} = 10000 \text{ В};$$

$$I_{норм} = 24,5 \text{ А};$$

$$I_{макс} = 49 \text{ А};$$

$$i_y = 15,98 \text{ кА};$$

Принимаем к установке разъединитель РВЗ-10/400 с параметрами:

$$U_{ном} \leq 12000 \text{ В};$$

$$I_{ном} = 400 \text{ А};$$

$$I_{дин} = 40 \text{ кА};$$

Производим проверку по выше приведённым положениям по выбору разъединителя:

$$U_{ном} = 10000 \text{ В} \leq 12000 \text{ В};$$

$$I_{норм} = 24,5 \text{ А} \leq 400 \text{ А};$$

$$I_{макс} = 49 \text{ А} \leq 400 \text{ А};$$

$$i_y = 15,98 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}.$$

Как видно из проверки разъединитель РВЗ-10/400 удовлетворяет всем требованиям по выбору разъединителей.

### 5.2.3. Выбор вводного выключателя

Выбор параметров вводного выключателя определяется расчетными значениями токов в нормальном режиме, послеаварийном режиме, а также токов КЗ.

Выбираем в качестве вводного выключателя ВВТ-10 трёхполюсный для сетей переменного тока напряжением до 12 кВ с параметрами:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А};$$

$$I_{\text{отк}} = 20 \text{ кА}.$$

Производим проверку по выше приведённым положениям по выбору автоматов:

Параметры	Сравнение
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$
$I_{\text{норм}} = 24,5 \text{ А}$	$24,5 \text{ А} \leq 630 \text{ А};$
$I_{\text{макс}} = 49 \text{ А}$	$49 \text{ А} \leq 630 \text{ А};$
$I_{\text{к}}^{(3)\text{КЗ}} = 8,19 \text{ кА};$	$8,19 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА};$
$i_{\text{у}} = 15,98 \text{ кА};$	$15,98 \text{ кА} \leq 30 \text{ кА}.$

Как видно из проверки автоматический выключатель ВВТ-10 удовлетворяет всем требованиям по выбору силовых выключателей.

Выводы по разделу:

В данном разделе был произведен выбор всего необходимого оборудования, на высоком и низком напряжении, для электроснабжения микрорайона.

## 6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

### 6.1 Требования к защитам от ОЗЗ в электрических сетях 10 кВ

Правила устройства электроустановок говорят, что защита от ОЗЗ должна быть выполнена в виде [4, п.3.2.96]:

1. Селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на сигнал.

2. Селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности.

3. Устройства контроля изоляции, при этом отыскание поврежденного элемента должно осуществляться специальными устройствами, допускающими отыскание поврежденного элемента поочередным отключением присоединений.

К электрическим сетям напряжением 6–10 кВ, в которых требуется действие защит от ОЗЗ на сигнал, относятся общепромышленные, городские, коммунальные и другие подобные им сети. В электрических сетях, питающих торфоразработки, карьеры, шахты и т.п. по условиям электробезопасности должна выполняться селективная защита от ОЗЗ с действием на отключение поврежденного присоединения без выдержки времени. В электрических сетях напряжением 20–35 кВ защиту от ОЗЗ следует выполнять, как правило, с действием на сигнал. Для осуществления защиты допускается использовать устройство контроля изоляции [4, п.3.2.99]. В настоящее время в России и за рубежом применяются следующие основные разновидности защит от ОЗЗ:

1. Защиты, измеряющие напряжение нулевой последовательности.

2. Ненаправленные защиты, регистрирующие составляющую промышленной частоты тока нулевой последовательности. Используются в электрической сети с изолированной нейтралью и резистивным заземлением нейтрали.

3. Направленные защиты, реагирующие на составляющие промышленной частоты тока и напряжения нулевой последовательности. Применяются только в электрической сети с изолированной нейтралью.

4. Защиты, реагирующие на высшие гармонические составляющие в токе нулевой последовательности. Применяются только в электрической сети с компенсацией ёмкостных токов.

5. Защиты, фиксирующие «наложенный» ток с частотой, отличной от промышленной.

6. Защиты, реагирующие на составляющие тока и напряжения нулевой последовательности в переходном процессе ОЗЗ. Применяются в электрической сети с изолированной или компенсированной нейтралью. Принято различать неселективную и селективную защиту от ОЗЗ. К неселективной относится только первая защита, остальные являются селективными защитами от ОЗЗ. Неселективная защита (сигнализация) формирует

информацию, что в электрической сети, подключенной к определённой секции сборных шин ПС или РП, возникло ОЗЗ без указания повреждённого присоединения и выполняется отдельно для каждой секции сборных шин напряжением 6–10–35 кВ ПС или РП. Селективная защита (сигнализация) от ОЗЗ предназначена указывать присоединение – отходящую от секции сборных шин линию, в которой возникло ОЗЗ.

## 6.2 Неселективная сигнализация на РП

Устройство контроля изоляции (или общая неселективная сигнализация появления ОЗЗ в электрической сети, питаемой от сборных шин подстанции или высоковольтного распределительного пункта) фиксирует факт возникновения ОЗЗ в электрической сети. Устройство подключается к одной из секций сборных шин подстанции, используя информацию о напряжении нулевой последовательности (его ещё называют общей неселективной защитой напряжения нулевой последовательности или 1-й ступенью защиты от ОЗЗ). Практически все устройства контроля изоляции сети напряжением 6–10–35 кВ выполняются с использованием трансформаторов напряжения TV – трехфазных, либо трех однофазных. На сегодняшний день наиболее надёжными являются трансформаторы напряжения типа НАМИ и НАМИТ (трехфазный трансформатор напряжения антирезонансный, измерительный), которые рекомендуется устанавливать на подстанциях и распределительных пунктах электрических сетей напряжением 6–10–35 кВ.

На рисунке 6.1 приведена схема включения устройства контроля изоляции, выполненная с использованием трансформатора напряжения типа НАМИ. Вторичная обмотка TV, соединенная по схеме «разомкнутого треугольника», является фильтром напряжения нулевой последовательности ЗУО. В нормальном режиме работы сети при симметричных напряжениях фаз относительно земли  $U_{At}$ ,  $U_{Bt}$  и  $U_{Ct}$  на выводах этой обмотки напряжение, пропорциональное напряжению нейтрали  $U_N$ , практически отсутствует (имеется только напряжение небаланса, значение которого обычно не превышает 1 В). При возникновении ОЗЗ, например, фазы А напряжение этой фазы относительно земли  $U_{At}$  становится равным нулю (точка «t» перемещается в вершину треугольника А. Напряжения неповрежденных фаз В и С относительно земли  $U_{Bt}$  и  $U_{Ct}$  увеличиваются с фазного значения до линейного, а напряжение на нейтрали сети N становится равным значению фазного напряжения источника питания поврежденной фазы  $U_N = U_A$ . При этом на обмотке, соединённой по схеме «разомкнутого треугольника» напряжение достигает 100 В и защита напряжения нулевой последовательности (для электрической сети с компенсацией ёмкостных токов), имеющая уставку по напряжению  $0,3 \cdot U_{\Phi} = 30$  В, с выдержкой времени 0,5–0,7 с срабатывает на сигнал. В электрической сети с изолированной нейтралью уставку по напряжению иногда снижают до уровня  $0,06 \cdot U_{\Phi} = 10$  В.

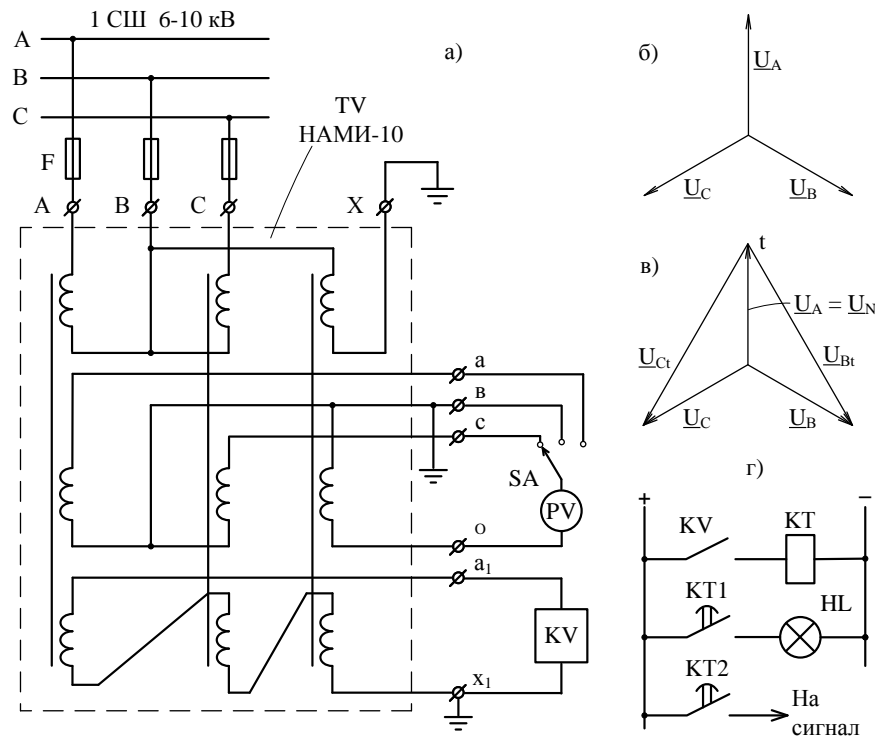


Рисунок 6.1 – Схема включения устройства контроля изоляции (а, г) векторные диаграммы напряжений до ОЗЗ (б) и при ОЗЗ (в)

Дополнительно устройство контроля изоляции позволяет контролировать напряжения фаз сети относительно земли с помощью одного вольтметра PV с переключателем SA, подключаемого к фазам вторичной обмотки трансформатора напряжения TV, соединённой по схеме «звезда с нулём» или с помощью трех вольтметров, постоянно подключенных к этой обмотке. В нормальном, симметричном режиме все три напряжения фаз относительно земли на выводах вторичной обмотки TV, соединенной по схеме «звезда с нулём», одинаковы и равны  $100/\sqrt{3} \approx 57,7$  В. При возникновении ОЗЗ показание вольтметра поврежденной фазы понижается до нуля при металлическом замыкании, а показания вольтметров других фаз увеличиваются до линейного значения – 100 В.

Таким образом, устройство контроля изоляции позволяет, во-первых, выявить появление ОЗЗ с указанием секции сборных шин с повреждённым присоединением, но, не указывая какое из них повреждено (отсюда название «общая неселективная защита»), во-вторых, показать, какая из фаз сети повреждена. После срабатывания защиты на сигнал персонал электрических сетей обязан немедленно приступить к определению присоединения с ОЗЗ.

## 6.2 Селективная сигнализация на РП

Токовые защиты от ОЗЗ в зависимости от вида защищаемой линии электропередачи (воздушные или кабельные) могут получать информацию от

различных схем трансформаторов тока нулевой последовательности (ТТНП) [16, разделы 6.2.6 и 6.2.7].

Для защиты воздушных линий используется фильтр тока нулевой последовательности, состоящий из трёх фазных трансформаторов тока  $TA_A$ ,  $TA_B$ ,  $TA_C$ , вторичные обмотки которых соединены одноимёнными выводами и подключены к реле тока КА (рисунок 6.2, а). Ток, протекающий по реле КА

$$I_{KA} = I_{2.A} + I_{2.B} + I_{2.C} = 3 \cdot I_0,$$

является током нулевой последовательности и в нормальном режиме работы сети равен нулю. При однофазном или двухфазном замыкании на землю появляются токи нулевой последовательности, которые служат в качестве информации для работы релейной защиты.

Для защиты кабельных сетей используется специальная конструкция трансформатора тока, магнитопровод М которого надевается на трёхфазный кабель (рисунок 6.2,б). К вторичной обмотке трансформатора тока подключают устройства защиты и сигнализации КА (рисунок 6.2,в).

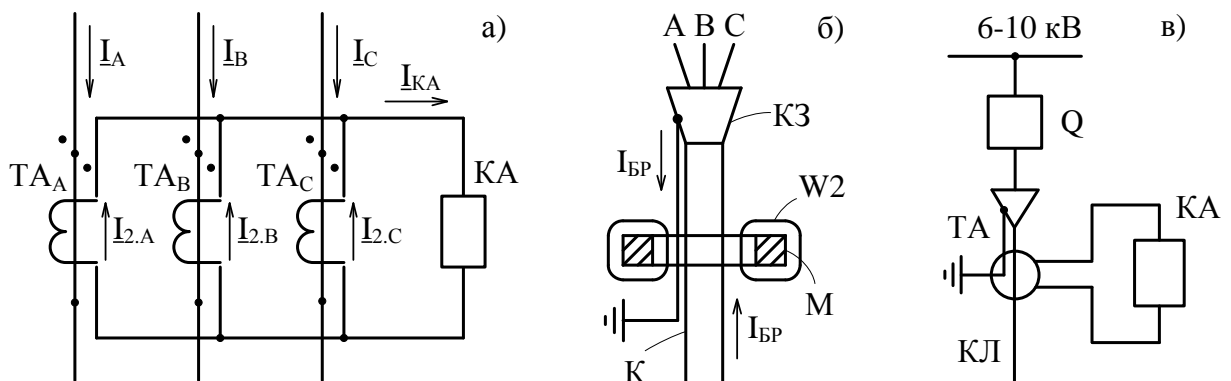


Рисунок 6.2 – Схема питания токовых защит от ОЗЗ

Можно отметить некоторые особенности работы ТТНП, используемых для защиты кабельных линий.

1. По металлическим оболочкам или броне кабелей могут протекать блуждающие токи  $I_{БР}$ , проходя при этом через ТТНП. Для предотвращения возможных ложных срабатываний защиты защитное заземление концевой муфты (разделки) кабеля выполняют изолированным проводом, пропущенным через окно ТТНП и заземленным ниже его. В результате ток  $I_{БР}$  проходит через ТТНП дважды: сначала по броне или оболочке кабеля в одном направлении, а потом возвращается по заземляющему проводнику, – и погрешность от этого тока исчезает. В случаях, когда броня кабеля не заходит в трансформатор тока,

заземляющий броню проводник, заземляют раньше, не пропуская через трансформатор.

2. В случае, если кабельная линия, отходящая от секции сборных шин, состоит из двух и более запараллеленных кабелей, то на каждый кабель устанавливается свой ТТНП. Вторичные обмотки, как правило, соединяют параллельно и подключают к реле тока КА.

3. Данный тип ТТНП может быть использован и для защиты воздушных линий напряжением 6–10 кВ, в этом случае в начале линии предусматривается кабельная вставка, на которую надевается трансформатор тока.

### 6.3 Основные действия оперативного персонала при определении присоединения с ОЗЗ

Однофазные замыкания на землю в электрических сетях напряжением 6–10–35 кВ не сопровождаются большими токами, поэтому Правила технической эксплуатации сетевые и потребительские допускают работу сети при ОЗЗ до его устранения. В тоже время работа электрической сети с ОЗЗ является опасным ненормальным режимом электрической сети, который необходимо ликвидировать в возможно короткие сроки.

О возникновении ОЗЗ персонал электрических сетей (непосредственно на ПС или РП или при дистанционном управлении – по каналам телемеханики) первоначально узнаёт по срабатыванию неселективной сигнализации, измеряющей напряжение нулевой последовательности, получаемое от вторичной обмотки трёхфазного трансформатора напряжения, соединённой по схеме «разомкнутого треугольника». В нормальном режиме работы электрической сети напряжение на нейтрали может изменяться в пределах 0–15 В, а при возникновении ОЗЗ увеличивается до 100 В. Неселективная сигнализация только указывает, на какой из секций сборных шин ПС или РП произошло ОЗЗ.

Определение повреждённого присоединения на ПС или в РП может проходить по двум вариантам:

1. Если на ПС или в РП установлена селективная сигнализация, измеряющая токи, протекающие по ТТНП, установленным в начале каждого присоединения, то данная сигнализация должна указать повреждённое присоединение с однофазным замыканием на землю.

2. Если на ПС или в РП отсутствует селективная сигнализация или она не может определить повреждённое присоединение, то оперативный персонал начинает последовательно отключать по одному присоединению (без нарушения электроснабжения потребителей). При этом возможны ещё два варианта:

– Если после отключения какого-либо присоединения напряжение на нейтрали сохраняется неизменным и равно 100 В, то это говорит о том, что присоединение с ОЗЗ не найдено. Отключенное присоединение подключают к секции сборных шин и переходят к следующему присоединению.



– Если после отключения присоединения напряжение на нейтрали снижается со 100 В практически до 0–15 В, то это является признаком, что отключено присоединение, в котором возникло ОЗЗ.

После определения присоединения с ОЗЗ в электрической сети производят переключения, запитывая потребителя по другим линиям.

Повреждённое присоединение выводят из работы, определяют место повреждения, причину возникновения ОЗЗ и устраняют её – например, на кабеле в месте повреждения устанавливают соединительные муфты, или на воздушной линии заменяют повреждённый изолятор, или проводят какие-то другие восстановительные работы.

Выводы по разделу:

В данном разделе была рассмотрена защита РП от однофазных замыканий на землю с сети 10 кВ. Были рассмотрены основные требования для защиты от ОЗЗ. А так же основные пути обнаружения и локализации аварии.

## 7 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Трансформаторная подстанция – объект повышенной опасности с точки зрения поражения обслуживающего персонала электрическим током, электрической дугой, электромагнитным полем и статическим электричеством. В связи с этим на трансформаторных подстанциях необходимо соблюдать правила технической эксплуатации, техники безопасности и охраны труда.

В современных условиях, при наличии разнообразных опасных для людей воздействий электрического тока, электромагнитного поля, электрических разрядов и электрической дуги необходимо на должном уровне обеспечить защиту персонала электrorаспределительных объектов. Для этого необходимо применить комплексный подход, включающий организационные мероприятия, технические мероприятия по электробезопасности, а также мероприятия, связанные с применением специальных средств защиты.

Согласно ГОСТ 12.1.019.2009 электробезопасность должна обеспечиваться:

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями.

Электроустановки и их части должны быть выполнены таким образом, чтобы работающие не подвергались опасным и вредным воздействиям электрического тока и электромагнитных полей, и соответствовать требованиям электробезопасности.

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям на ТП должны быть применены следующие способы и средства защиты:

- защитные оболочки;
- защитные ограждения ячеек (временные или стационарные);
- безопасное расположение токоведущих частей;
- изоляция токопроводящих частей, изоляция рабочего места;
- предупредительная сигнализация, блокировки, знаки безопасности.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетокопроводящим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, должны быть применены:

- защитное заземление;
- зануление;
- защитное отключение;
- изоляция нетокопроводящих частей;
- контроль изоляции;
- средства индивидуальной защиты(СИЗ).

## 7.1 Планировка ТП

Местоположение ТП, согласно требованиям ПУЭ [4], определяется местоположением центра электрических нагрузок зданий, питающихся от соответствующей ТП, особенностями планировочных решений по микрорайону и маршрутами коммуникаций данного района.

Оборудование ТП располагается таким образом, чтобы обеспечивались возможности выполнения монтажа и ремонта оборудования. Расстояния оборудования [7, глава 4.2] сведены в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Расстояния от токоведущих частей

Наименование расстояния	Фактическое расстояние, мм	Расстояние, согласно ПУЭ, мм
От трансформатора до боковых стен	1066	600
От трансформатора до задних стен	800	600
Ширина свободного коридора между ячейками КСО	1300	1000
Ширина свободного коридора между ячейками ЩО-70	1800	1000

Для облегчения визуального восприятия, арматура изоляторов РУ-10 кВ и шин ТП должна быть окрашена в желтый (фаза А), зеленый (фаза В) и красный (фаза С) цвета [4]. Все кабели ТП в местах присоединения должны иметь таблички с маркой, сечением и адресом.

Вентиляционная система камер трансформаторов обеспечивает отвод выделяемого ими тепла и не связана с другими вентиляционными системами. Стенки вентиляционных каналов и шахт выполнены из материалов с пределом огнестойкости не менее 45 мин. Вентиляционные шахты и проемы расположены таким образом, чтобы в случае образования или попадания в них влаги она не могла стекать на трансформаторы, либо должны быть применены меры для защиты трансформатора от попадания влаги из шахты. Вентиляционные проемы закрыты сетками с размером ячейки не более 1x1 см и защищены от попадания через них дождя и снега [7, глава 4.2].

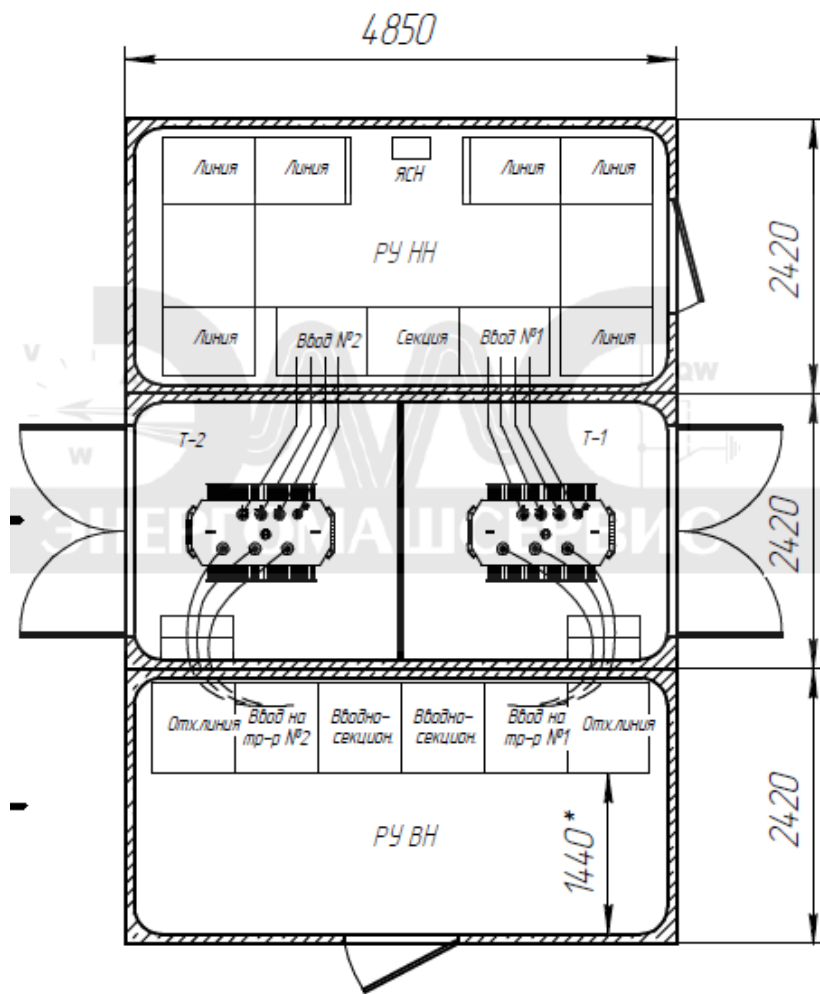


Рисунок 7.1 – ТП, расположение оборудования

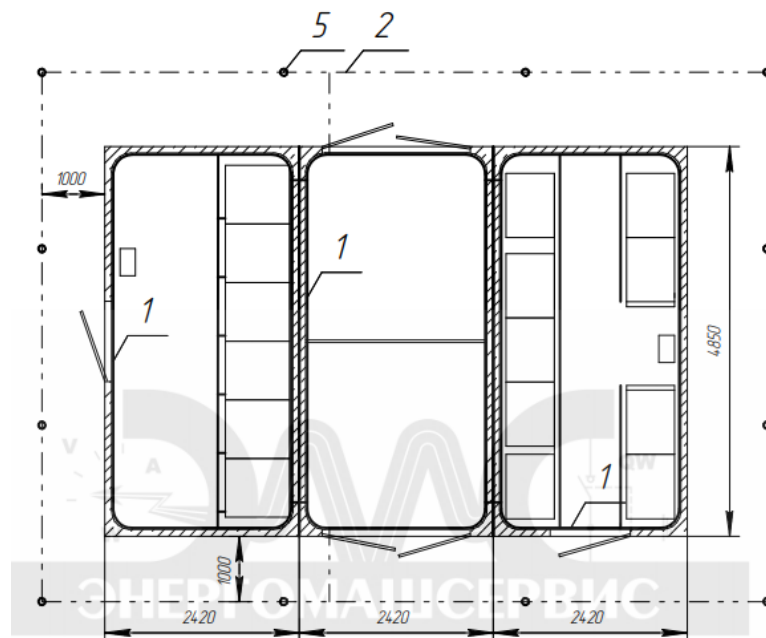


Рисунок 7.2 – Внешний контур заземления ТП

## 7.2 Защитные средства для персонала в ТП

Работы по техническому обслуживанию и текущему ремонту, а также другие виды работ по электрооборудованию выполняются в соответствии с [19]. В связи с опасностью для жизни и здоровья людей при выполнении многих видов работ, системой охраны труда предусматриваются организационные мероприятия по обеспечению их безопасности. Оформление работ нарядом-допуском, распоряжением или в порядке текущей эксплуатации, является основой таких мероприятий.

Все защитные средства, принятые в эксплуатацию, проходят систематическую проверку и испытания. Нормы комплектования средствами защиты персонала показаны в таблицах 7.2 и 7.3 [20].

Таблица 7.2 – Нормы комплектования средствами защиты РУ выше 1 кВ

Наименование средств защиты	Количество
Изолирующая штанга (оперативная или универсальная)	2 шт. на класс напряжения 10 кВ
Указатель напряжения	2 шт. на класс напряжения 10 кВ
Изолирующие клещи (при отсутствии универсальной штанги)	1 шт. на класс напряжения 10 кВ
Диэлектрические перчатки	Не менее 2 пар
Диэлектрические боты (для ОРУ)	1 пара
Переносные заземления	Не менее 2 на класс напряжения 10 кВ
Защитные ограждения (щиты)	Не менее 2 шт.
Плакаты и знаки безопасности (переносные)	По местным условиям
Противогаз изолирующий	2 шт.
Защитные щитки или очки	2 шт.

Таблица 7.3 – Нормы комплектования средствами защиты в РУ до 1кВ

Наименование средств защиты	Количество
Изолирующая штанга (оперативная или универсальная)	По местным условиям
Указатель напряжения	2 шт.
Изолирующие клещи	1 шт.
Диэлектрические перчатки	2 пары
Диэлектрические галоши	2 пары
Диэлектрический ковер или изолирующая подставка	По местным условиям
Защитные ограждения, изолирующие накладки, переносные плакаты и знаки безопасности	По местным условиям
Защитные щитки или очки	1 шт.
Переносные заземления	По местным условиям

Двери РУ–10 и 0,4 кВ, ворота камер трансформаторов выполнены металлическими, закрывающимися на замки. Ключи от электроустановок, а также от распределительных щитов и сборок, находятся у дежурного персонала либо у административно-технического персонала. Ключи пронумерованы, один

комплект запасной. Для предотвращения неправильных операций при обслуживании и ремонте оборудования в РУ-10кВ предусматриваются оперативные блокировки, исключающие возможность:

- включения выключателей нагрузки и разъединители на включенные заземляющие ножи сборных шин;
- включение заземляющих ножей сборных шин на ошиновку, не отделенную разъединителем от ошиновки, находящейся под напряжением.

### 7.3 Молниезащита ТП

Молниезащита ТП осуществляется в соответствии с ПУЭ [7]. ТП находится в Челябинске, с интенсивностью грозовой деятельности 40-60 ч в год. Ожидаемое количество поражений молнией в год определим по выражению 7.1:

$$N = [(S+h) \cdot (L+6h) - 7,7h^2] \cdot n \cdot 10^{-6}, \quad (7.1)$$

где  $S$  – ширина объекта, м;

$h$  – высота объекта, м;

$L$  – длина объекта, м;

$n$  – плотность ударов молнии на  $1 \text{ км}^2$  земной поверхности за год.

$$N = [(4,85 + 2,55) \cdot (7,26 + 6 \cdot 2,55) - 7,7 \cdot 2,55^2] \cdot 4 \cdot 10^{-6} = 0,000468.$$

Здания ТП принадлежат по устройству молниезащиты ко II категории. Для защиты здания ТП от прямых ударов молнии на крыше здания ТП выполняется молниеприемная сетка по периметру крыши с двумя спусками, соединенными с наружным контуром заземления здания ТП. Молниеприёмная сетка выполняется круглой сталью диаметром 8 мм, шаг ячеек сетки 6х6 м, узлы сетки соединены с помощью сварки. Спуски молниеприёмной сетки к наружному контуру заземления ТП выполняются круглой сталью диаметром 8 мм. По стене спуски прикреплены через 0,5 м, до высоты 2 м спуски защищены уголком.

### 7.4 Заземляющее устройство ТП

Для обеспечения нормальной работы и безопасности обслуживания на ТП выполняют заземление: наружный контур заземления, заземляющие проводники, которые прокладывают внутри помещения и по территории ТП. Заземление выполняет функцию рабочего заземления, необходимого по условиям эксплуатации. Для этого все металлоконструкции и металлические части электрооборудования соединяют с заземлением.

Для электроустановок напряжением до 1000 В в сети с глухо заземленной нейтралью сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 2,4 и 8 Ом при линейных напряжениях соответственно 660, 380 и 220 В трехфазной сети или 380, 220 и 127 В для электроустановок однофазного тока. Это сопротивление должно быть обеспечено с учетом естественных заземлений, в том числе

повторных заземлений нулевого провода. При этом сопротивление заземлителя расположенного в непосредственной близости от нейтрали генератора или трансформатора для указанных напряжений должно быть соответственно 15,30 и 60 Ом.

Общее сопротивление растеканию заземлителей (в том числе естественных) всех повторных заземлений нулевого рабочего провода каждой воздушной линии в любое время года для указанных напряжений должно быть не более 5,10 и 20 Ом. При этом сопротивление каждого из повторных заземлителей должно быть естественно не более 15,30 и 60 Ом.

Для электроустановок напряжением до 1000 В в сети с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом. При мощности генератора или трансформатора до 1000 кВА это сопротивление может увеличено до 10 Ом.

В электрической сети напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью сопротивление заземлителей определяется из следующих условий:

если заземляющее устройство одновременно используют для электроустановок напряжением до 1 кВ, то  $R_3 = 125/I_3$ , но при этом необходимо выполнять требования, предъявляемые к заземлению (занулению) электроустановок напряжением до 1 кВ. [ПУЭ глава 1.7].

Для определения сопротивления заземляющего устройства сети напряжением 10 кВ предварительно нужно знать ток однофазного замыкания на землю.

Найдем ток однофазного замыкания на землю, учитывая то, что если к линии W1 подключены ещё какие-то линии (в случае радиально ступенчатой схемы электроснабжения), то по трансформатору тока, установленному в её начале, будут протекать ёмкостный ток линии IC1 плюс ёмкостные токи всех располагаемых ниже линий. Например, по трансформатору тока, установленному в начале линии, питающей распределительный пункт напряжением 10 кВ (РП-10 кВ), будут протекать ёмкостный ток этой линии плюс ёмкостные токи всех линий, отходящих от РП-10 кВ.

$$I_C = I_{C,уд} \cdot l \quad (7.2)$$

где  $I_{C,уд}$  – удельный ёмкостный ток линии;

$l$  – длина кабельной линии.

Данные по удельному ёмкостному току кабельных линий [«Релейная защита и автоматика в СЭС часть 3» - А.М. Ершов, Челябинск, Издательский центр ЮУрГУ 2013 – таблица 18.1].

Таблица 7.4 – Емкостный ток кабельных линий

Название	Сечение	Длина	Удельный емкостный ток	Емкостный ток
ТП6 - ТП5	70	0,528	0,471	0,25
ТП5 - ТП4	70	0,210	0,471	0,10
ТП4 - ТП1	70	0,214	0,471	0,10
ТП1 - ТП3	70	0,239	0,471	0,11
ТП3 - ТП2	70	0,124	0,471	0,06
ТП2 - ТП6	70	0,388	0,471	0,18
ТП6 - ТП7	70	0,189	0,471	0,09
ТП7 - ТП8	70	0,435	0,471	0,20
ТП8 - ТП9	70	0,228	0,471	0,11
ТП9 - ТП10	70	0,323	0,471	0,15
ТП10 - ТП14	70	0,400	0,471	0,19
ТП14 - ТП13	70	0,316	0,471	0,15
ТП13 - ТП12	95	0,160	0,535	0,09
ТП12 - ТП11	120	0,138	0,58	0,08
ТП11 - ТП6	150	0,084	0,671	0,06
ГПП - РТП6	2x240	1,300	0,888	2,31
			Итого	4,22

Тогда сопротивление, требуемое для сети 10 кВ

$$R_z = \frac{125}{I_z} = \frac{125}{4,22} = 29,6 \text{ (Ом)} \quad (7.3)$$

Заземляющее устройство ТП принято общим для напряжения 10 и 0,4 кВ, общее сопротивление заземляющего контура должно быть не более 4 Ом при удельном сопротивлении грунта не более 100 Ом·м. Следовательно, принимаем  $R_z = 4 \text{ Ом}$ . Заземляющее устройство выполняется углубленными заземлителями из полосовой стали 4x40, укладываемой на дно котлована по периметру фундамента здания ТП на расстоянии 1000 мм от фундамента, а также вертикальными электродами диаметром 12 мм, длиной 5 м, расположенными вокруг здания ТП и связанными между собой и с углубленным контуром полосовой сталью 4x40. Связь внутреннего контура заземления ТП с наружным контуром выполняется в 4-х местах полосовой сталью. В качестве магистралей заземления используются все опорные металлоконструкции. Для этой цели все опорные металлоконструкции в местах стыков и в торцах должны быть соединены электросваркой между собой полосовой сталью сечением 4x40 мм.



Сопротивление одного вертикального электрода:

$$r_B = \frac{0,16 \cdot \rho \cdot k_{сез}}{l_B} \cdot \left( \ln\left(\frac{2 \cdot l_B}{d}\right) + \frac{1}{2} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot h + l_B}{4 \cdot h - l_B}\right) \right) \quad (7.4)$$

где  $k_{сез} = 1,2$  – коэффициент, учитывающий сезонное сопротивление земли для 3-ей климатической зоны ;

$h$  – глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины электрода, м.

$$r_B = \frac{0,16 \cdot 100 \cdot 1,2}{5} \cdot \left( \ln\left(\frac{2 \cdot 5}{0,012}\right) + \frac{1}{2} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot 3,3 + 5}{4 \cdot 3,3 - 5}\right) \right) = 27,36 \text{ (Ом)}$$

Суммарное сопротивление вертикальных заземлителей определяется по формуле 8.3:

$$R_B = \frac{r_B}{n \cdot \eta_B} = \frac{27,36}{13 \cdot 0,54} = 3,9 \text{ Ом}, \quad (7.5)$$

где  $n = 13$  – число вертикальных электродов;

$\eta_B$  – коэффициент, учитывающий экранирование электродов соседними. Согласно при 13 вертикальных электродов  $\eta_B = 0,54$ .

Сопротивление заземляющего горизонтального электрода (полосы) где  $k_{сез} = 2$  – коэффициент, учитывающий сезонное изменение сопротивления земли

$$r_\Gamma = \frac{0,16 \cdot \rho \cdot k_{сез}}{l_\Gamma} \cdot \left( \ln\left(\frac{l_\Gamma^2}{0,5 \cdot b_n \cdot t}\right) \right) \quad (7.6)$$

при длине горизонтального электрода  $l_\Gamma = 50$  м для 3-ей климатической зоны;

$b$

$n = 0,04$  м – ширина стальной полосы.

$$r_\Gamma = \frac{0,16 \cdot \rho \cdot k_{сез}}{l_\Gamma} \cdot \left( \ln\left(\frac{l_\Gamma^2}{0,5 \cdot b_n \cdot t}\right) \right) = \frac{0,16 \cdot 100 \cdot 2}{50} \cdot \left( \ln\left(\frac{50^2}{0,5 \cdot 0,04 \cdot 0,8}\right) \right) = 7,65$$

Сопротивление горизонтального электрода в контуре с 13 вертикальными электродами

$$R_\Gamma = \frac{r_\Gamma}{\eta_\Gamma} = \frac{7,65}{0,33} = 23,2 \text{ (Ом)} \quad (7.7)$$

$\eta_\Gamma = 0,33$  – коэффициент, использования соединительной полосы.

Теперь находим сопротивление растеканию принятого нами группового заземлителя

$$R_{гр} = \frac{R_B \cdot R_{Г}}{R_B + R_{Г}} = \frac{3,9 \cdot 23,2}{3,9 + 23,2} = 3,3 \text{ (Ом)} \quad (7.8)$$

Это сопротивление оказывается меньше, чем требуемое  $R_з = 4 \text{ Ом}$ , поэтому принимаем решение уменьшить в контуре заземлителя число вертикальных электродов. Для этого уточняем необходимое сопротивление

$$R'_B = \frac{R_{Г} \cdot R_з}{R_{Г} + R_з} = \frac{4 \cdot 23,2}{23,2 - 4} = 4,8 \text{ (Ом)} \quad (7.9)$$

Уточненное число электродов

$$n'_B = \frac{r_B}{R'_B \cdot \eta_{Г}} = \frac{27,4}{4,8 \cdot 0,54} = 10,48 \text{ (Ом)} \quad (7.10)$$

Таким образом, окончательно принимаем число вертикальных электродов и уточняем результаты расчетов

$$R_B = \frac{r_B}{n \cdot \eta_B} = \frac{27,4}{11 \cdot 0,54} = 4,6 \text{ (Ом)}$$

$$R_{гр} = \frac{R_B \cdot R_{Г}}{R_B + R_{Г}} = \frac{4,6 \cdot 23,2}{4,6 + 23,2} = 3,9 \text{ (Ом)}$$

Это сопротивление меньше требуемого  $R_з = 4 \text{ Ом}$ , но так как разница не велика и она улучшает условия электробезопасности, то этот результат и принимаем. Окончательно: проектируемое заземляющее устройство представляет контур, состоящий из 13 вертикальных стержневых электрода длиной 5 м, диаметром 12 мм и горизонтального электрода в виде стальной полосы 50 м, сечение 4x40 мм, заглубленных в землю на 0,8 м.

## 7.5 Пожарная безопасность на ТП

Согласно РД 34.03.350-98, камеры трансформаторов с маслонаполненными трансформаторами относятся к категории В1 по взрывопожарной и пожарной опасности. Помещения РУ-10 и 0,4 кВ относятся к категории В4 по взрывопожарной и пожарной опасности, так как используются вакуумные выключатели.

Для предупреждения возникновения пожара на трансформаторных подстанциях предусматриваются следующие технические решения и мероприятия:

- здание ТП и камеры трансформаторов собственных нужд выполнены по II степени огнестойкости;
- перекрытие кабельных каналов выполнены съемными плитами из негорючих материалов;
- фундаменты под трансформаторами выполнены из негорючих материалов;
- силовые трансформаторы мощностью 630 кВА оборудованы газовой защитой, срабатывающей на сигнал и отключение;
- электрооборудование и сети в процессе эксплуатации не нагружаются выше допустимых пределов, а при КЗ имеют достаточную термическую стойкость.

Согласно Правилам противопожарного режима в РФ, ТП должна оснащаться пожарным щитом комплектации ЩП-Е, так как категория пожара относится к категории Е (пожар в электроустановках).

Комплектация щита ЩП-Е:

- Щит пожарный закрытый – 1 шт.;
  - Крюк с деревянной рукояткой – 1 шт.;
  - Комплект для резки электропроводов: ножницы диэлектрические, боты диэлектрические, коврик – 1 комплект;
  - Противопожарное полотно – 1 шт.;
  - Лопатка совковая – 1 шт.;
  - Ящик для песка ЯП-0,5 – 1 шт.;
- Огнетушитель ОУ-8 – 1 шт.

Согласно СП 5.13130.2009 в ТП 10/0,4 кВ автоматические системы пожаротушения и пожарной сигнализации предусматриваются, кроме камеры трансформатора, так как это помещение относится к категории В4.

## 7.6 Освещение ТП

В ТП должно быть предусмотрено рабочее освещение на напряжение 220 В и ремонтное освещение на напряжение 36 В. Питание сети электроосвещения принято от группового щитка, который через переключатель ПКП может быть подключен к первой или второй секции шин щита 0.4 кВ. Переключатель и групповой щиток устанавливаются на стене РУ-0.4 кВ. Питание ремонтного освещения предусматривается через понижающий трансформатор 220/36 В.

Общая площадь помещения РУ-10кВ  $S=11,74 \text{ м}^2$ , площадь РУ-0,4кВ  $S=11,74 \text{ м}^2$ , площадь каждой камеры трансформаторов  $S=5,87 \text{ м}^2$ . Высота равна  $h=2,8 \text{ м}$ . Согласно СП52.13330.2011 нормы освещенности в РУ  $E_n = 100 \text{ лк}$ , а в камере трансформатора  $E_n = 50 \text{ лк}$ .

Площадь помещения рассчитывается по формуле:

$$S = b \cdot l, \quad (7.11)$$

где  $b$  – ширина помещения, м;  
 $l$  – длина помещения, м.

Высоту помещений принимаем  $H_p=2,8$  м. Нормы освещенности для РУ 10 и 0,4 кВ  $E_n=100$  лк, для камеры трансформатора  $E_n=50$  лк. Нормы освещенности снижены на одну ступень из-за кратковременного пребывания людей и из-за наличия оборудования, не требующего постоянного обслуживания. Так же следует предусмотреть розеточную сеть 12 В для переносного освещения согласно СП 52.13330.2011

Световой поток вычисляется по формуле:

$$\Phi_p = \frac{E_n \cdot S \cdot K_3 \cdot K_n}{H_p \cdot N \cdot \eta}, \quad (7.12)$$

где  $K_3=1,1$  – коэффициент запаса, учитывающий потерю света от загрязнения, отражения, защитного стекла лампы;

$K_n=1,5$  – коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещенности площади;

$\eta$  – К.П.Д. светильника;

$N$  – число светильников.

Пригодность светильников проверяется по формуле:

$$-0,1 \leq \frac{\Phi_l - \Phi_p}{\Phi_p} \leq 0,2, \quad (7.13)$$

где  $\Phi_l$  – световой поток выбранных ламп светильника, лм;

$\Phi_p$  – расчетный световой поток светильника, лм.

Удельная мощность светильников вычисляется по формуле:

$$\Delta P = \frac{N \cdot P}{S}, \quad (7.14)$$

где  $P$  – мощность одного светильника, Вт.

#### 7.6.1. Расчет освещения в РУ 10 кВ

К установке примем светодиодный светильник серии А-PROM 18/1800 с параметрами:

$\eta=0,45$ ;

$\Phi_l=1800$  лм;

$P=18$  Вт.

Площадь РУ 10 кВ вычисляется по формуле 7.11:

$$S = 4,85 \cdot 2,42 = 11,74 \text{ м}^2.$$

Световой поток по формуле 7.12 равен:

$$\Phi_p = \frac{100 \cdot 11,74 \cdot 1,1 \cdot 1,5}{2,8 \cdot 1 \cdot 0,45} = 1537,4 \text{ лм.}$$

Пригодность светильников по световому потоку по формуле 7.13:

$$-0,1 \leq \frac{1800 - 1537,4}{1537,4} \leq 0,2;$$

$$-0,1 \leq 0,17 \leq 0,2.$$

Рассчитаем удельную мощность данного светильника по формуле 7.14:

$$\Delta P = \frac{1 \cdot 18}{11,74} = 1,5 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}.$$

#### 7.6.2. Расчет освещения в РУ 0,4 кВ

К установке примем светодиодный светильник серии А-PROM 18/1800 с параметрами:

$$\eta = 0,45;$$

$$\Phi_{\text{л}} = 1800 \text{ лм};$$

$$P = 18 \text{ Вт.}$$

Площадь РУ 0,4 кВ вычисляется по формуле 7.11:

$$S = 4,85 \cdot 2,42 = 11,74 \text{ м}^2.$$

Световой поток по формуле 7.12 равен:

$$\Phi_p = \frac{100 \cdot 11,74 \cdot 1,1 \cdot 1,5}{2,8 \cdot 1 \cdot 0,45} = 1537,4 \text{ лм.}$$

Пригодность светильников по световому потоку по формуле 7.13:

$$-0,1 \leq \frac{1800 - 1537,4}{1537,4} \leq 0,2;$$

$$-0,1 \leq 0,17 \leq 0,2.$$

Рассчитаем удельную мощность данного светильника по формуле 7.14:

$$\Delta P = \frac{1 \cdot 18}{11,74} = 1,5 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}.$$

### 7.6.3. Расчет освещения в камере трансформатора

К установке примем светодиодный светильник серии Оптолукс-Техник 6/460 с параметрами:

$$\eta = 0,45;$$

$$\Phi_{л} = 460 \text{ лм};$$

$$P = 6 \text{ Вт.}$$

Площадь камеры трансформатора вычисляется по формуле 7.11:

$$S = 2,43 \cdot 2,42 = 5,87 \text{ м}^2$$

Световой поток по формуле 7.12 равен:

$$\Phi_p = \frac{50 \cdot 5,87 \cdot 1,1 \cdot 1,5}{2,8 \cdot 1 \cdot 0,45} = 384 \text{ лм.}$$

Пригодность светильников по световому потоку по формуле 7.13:

$$-0,1 \leq \frac{460 - 384}{384} \leq 0,2;$$

$$-0,1 \leq 0,19 \leq 0,2.$$

Рассчитаем удельную мощность данного светильника по формуле 7.14:

$$\Delta P = \frac{1 \cdot 6}{5,87} = 0,86 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}.$$

Выводы по разделу

В данном разделе была сделана планировка ТП, рассмотрены СИЗ для персонала, находящегося в ТП, рассчитаны заземляющее устройство, молниезащита и внутреннее освещение ТП, также, были рассмотрены вопросы пожарной безопасности.

## 8 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Цель проекта: обосновать и завершить проект реконструкции системы электроснабжения микрорайона.

Несмотря на то, что проектирование современных систем электроснабжения ведется с использованием основных принципов проектирования, которые были разработаны благодаря многолетнему опыту, возникает вопрос наиболее выбора рациональной схемы электроснабжения. Определение окончательной схемы электроснабжения производят на основании технико-экономического расчета и обоснования.

В данном разделе проводится проектный анализ данной работы. При сравнении двух вариантов схем внешнего электроснабжения, одним из решающих факторов которого являются экономические показатели.

### 8.1 Результаты технико-экономического расчёта

Расчет технико-экономических показателей был произведен в пункте 3.4 проекта. Еще раз сведем расчетные данные в данном пункте и сделаем выводы

Наиболее рациональным вариантом внешнего электроснабжения является тот, который имеет наименьшие приведенные годовые затраты.

Расчетные данные для двух рассматриваемых вариантов приведены в таблице 8.1 [п. 3.4].

Таблица 8.1 – Технико-экономическое сравнение кольцевой и двухлучевой схем электроснабжения

Вариант схемы	Капитальные затраты $K$ , тыс.руб	Потери электроэнергии $\Delta W$ , МВт·ч/год.	Стоимость потерь электроэнергии, $C_э$ , тыс. руб/год	Затраты, 3 тыс.руб/год.
Кольцевая	46 846,14	161,30	656,49	8386,1
Двухлучевая	46 080,16	175,97	716,18	8556,8

### 8.2 Модель SWOT-анализа вариантов технических решений

Сравнительный анализ вариантов осуществляется методом SWOT для рассматриваемых вариантов схем электроснабжения. В сравнительном анализе SWOT приведены матрицы, в квадрантах которых приводятся сильные (S), слабые (W) стороны каждого варианта, а также возможности (O) и угрозы (T) внешней среды при их реализации.

Матрицы SWOT для кольцевой и двухлучевой схем электроснабжения приведены в таблицах 8.2 и 8.3 соответственно.

Таблица 8.2 – Матрица SWOT для двухпетлевой (кольцевой) схемы ЭС

<p><b>S:</b>                  1. Меньшие потери активной мощности;                  2. Выше надежность;                  3. Эффективнее использование пропускной способности кабельной линии.</p>	<p><b>W:</b>                  1. Большие капитальные затраты;                  2. В замкнутом режиме возрастает <math>I_{кз}</math>, что приводит к ужесточению требований к оборудованию.</p>
<p><b>O:</b>                  1. Возможность сохранения питания при обрыве двух питающих линий с одной стороны (например, ковшом, при земляных работах).</p>	<p><b>T:</b>                  1. При расширении сети необходим пересчет потоков мощности и точки потокограда.                  ;</p>

Таблица 8.3 – Матрица SWOT для двухлучевой схемы ЭС

<p><b>S:</b>                  1. Меньшие капитальные затраты;                  2. Проще организация РЗА.</p>	<p><b>W:</b>                  1. Большие потери активной мощности;                  2. Менее эффективно используется пропускная способность кабельной линии.</p>
<p><b>O:</b>                  1. Возможность дополнительного увеличения надежности, если сделать так, чтобы окончание двухлучевой линии снова возвращалось в РП, а в её середине установить нормально разомкнутые аппараты.</p>	<p><b>T:</b>                  1. Угроза потери питания при обрыве двух питающих линий (например, ковшом, при земляных работах)                  ;</p>

Используя сравнительный анализ для рассматриваемых вариантов, было еще раз подтверждено, что наиболее рациональным вариантом является использование двухпетлевой (кольцевой) схемы электроснабжения.

### 8.3 Модель дерева целей повышения энергетической эффективности

Принцип дерева целей заключается в том, что представляет собой структурную модель, которая в свою очередь показывает связь целей и иерархии управления и их влияния на нее.

Для построения данной модели необходимо разбить цель на проектные цели. Модель представлена на рисунке 8.1.

.



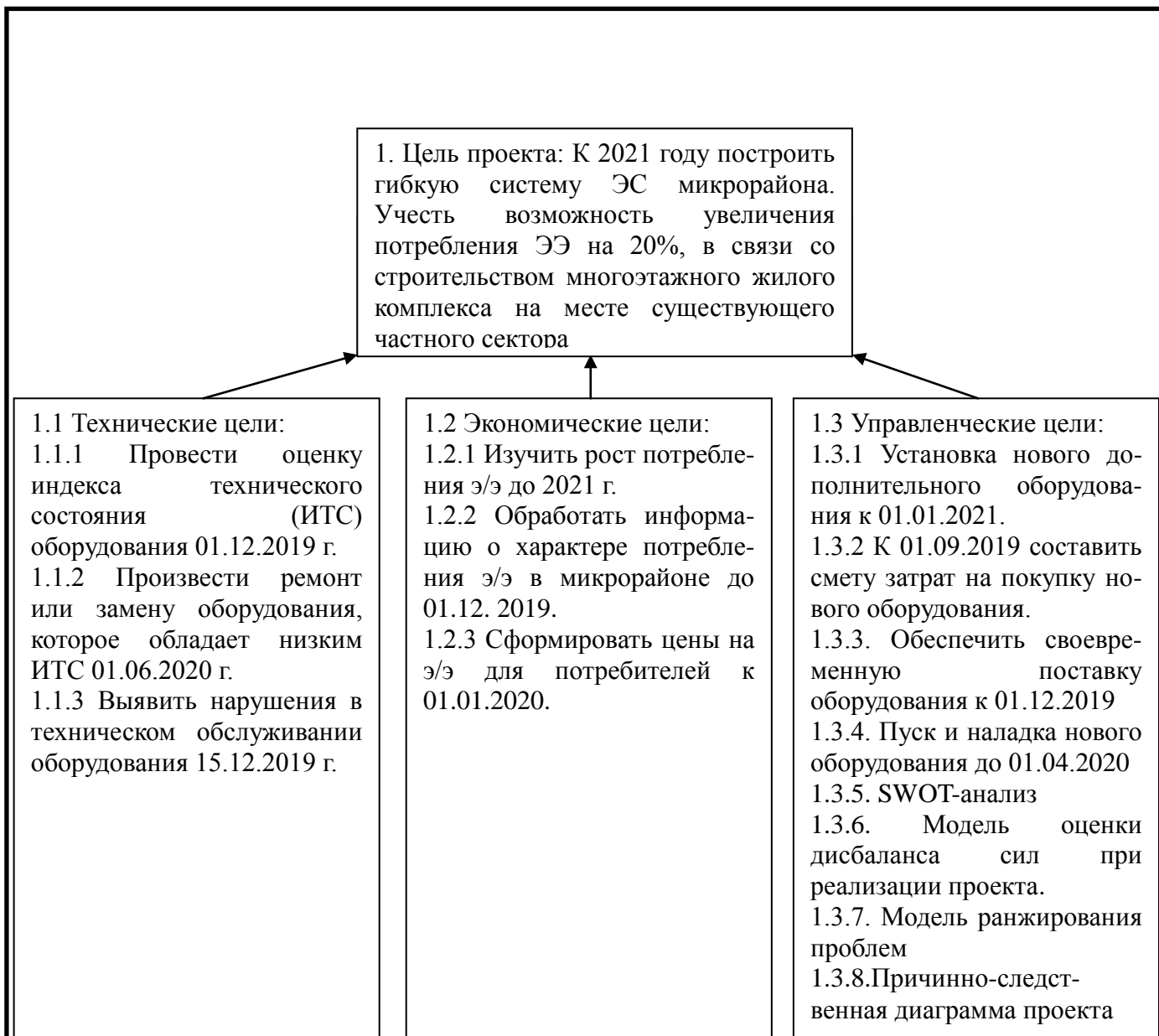


Рисунок 8.1 – Дерево целей проекта

## 9.5 Модель поля сил реализации проекта

Конкретное соотношение сил характеризует дисбаланс интересов лиц, внешних и внутренних факторов, которые оказывают воздействие на состояние предприятия, устойчивость и направленность его развития при реализации проекта.

Для этого составим модель оценки дисбаланса сил, который представлен на рисунке 9.2.

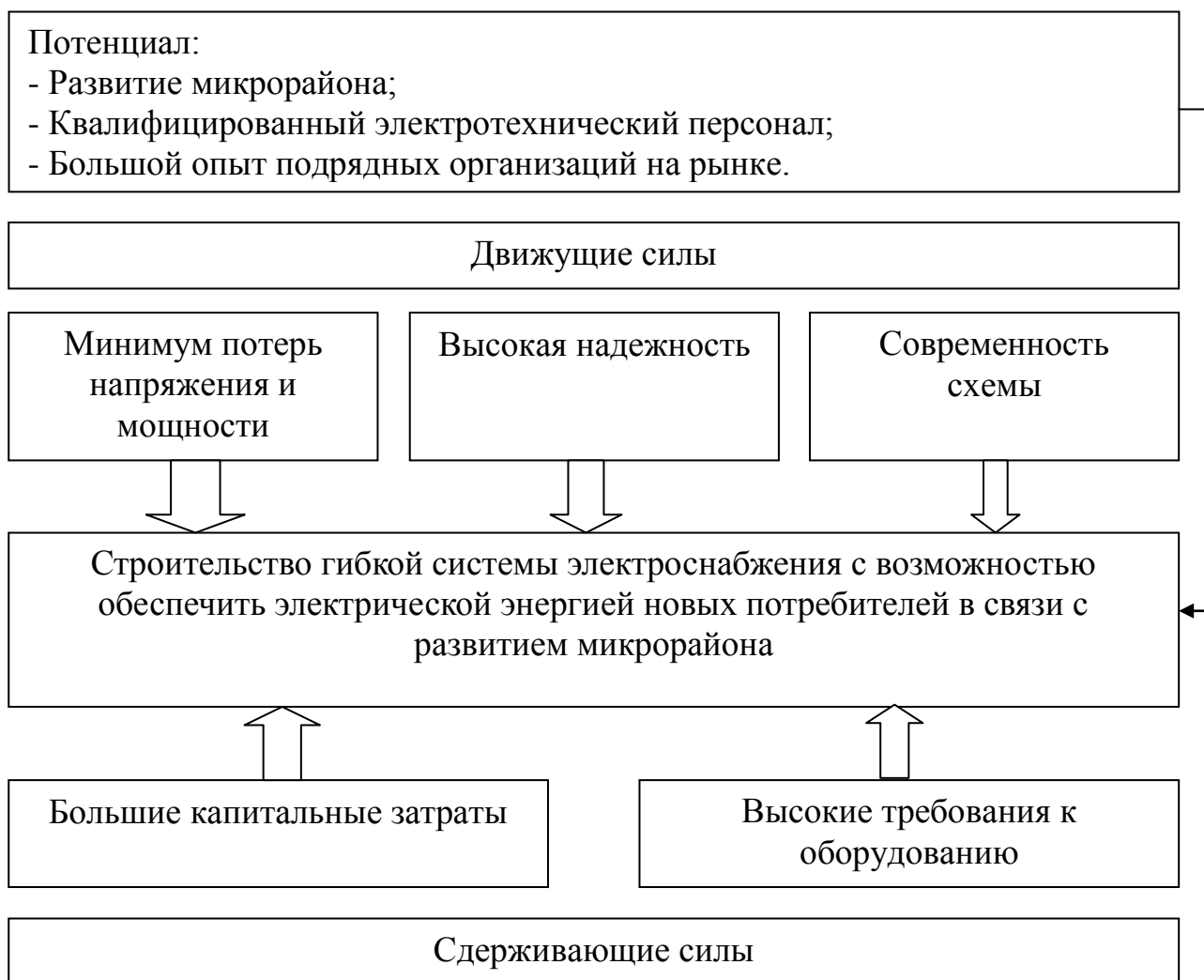


Рисунок 9.2 – Модель оценки дисбаланса сил при реализации проекта

Движущие силы:

Минимум потерь напряжения и мощности – влияние большое, это объясняется тем, что тем самым повышается качество ЭЭ и расходуется меньше средств на оплату «потерянной» ЭЭ;

Высокая надежность – влияние среднее, так как чем выше надежность схемы электроснабжения тем реже у потребителя будут перебои с электрической энергией ;

Современность схемы – влияние среднее, потому что использование современных схем позволяет длительное время обходиться без масштабной модернизации схемы питания.

Сдерживающие силы:

Большие капитальные затраты – влияние большое, это объясняется тем, что удорожание проекта требует больших средств на начальной стадии ;

Высокие требования к оборудованию – влияние среднее, это объясняется тем,

что требуется повышенная динамическая стойкость оборудования в связи с большими токами короткого замыкания, что удорожает проект.

Движущие силы преобладают над сдерживающими, следовательно, проект может быть реализован в срок.

## 9.6 Построение модели ранжирования проблем

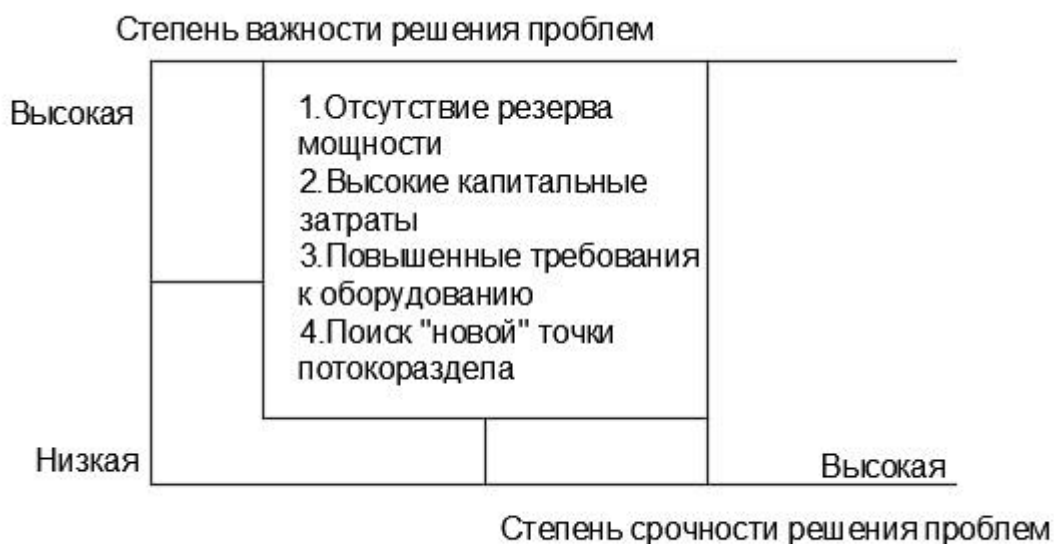


Рисунок 9.3 – Модель ранжирования проблем проекта

Степень важности проблем проекта высокая, так как в случае строительства нового многоэтажного жилого комплекса на месте частного сектора, будет необходим достаточно высокий резерв мощности. В случае успешной реализации проекта появится возможность дальнейшего развития микрорайона.

Степень срочности проблем проекта высокая, так как ежегодно потребление электрической энергии растет в геометрической прогрессии. Решение проблемы с резервом мощности позволит улучшить условия жизни жителей, так как появится возможность строительства нового жилого комплекса, что в последующем повлечет за собой улучшение инфраструктуры микрорайона в целом. Повышенные требования к оборудованию повлекут за собой удорожание проекта, в следствии этого необходимо как можно быстрее найти дополнительный приток капитала до начала модернизации сети. Решение этой проблемы позволит начать быстрее проект по реконструкции сети, что повлечет за собой скорое развитие микрорайона. В следствии модернизации сети появится необходимость пересчета потоков мощности, чтобы установить новую точку потокораздела. Так как в данной точке находится разрыв в нормальном режиме работы сети. Это позволит оптимизировать потери электрической энергии.

## 9.7 Построение причинно-следственной диаграммы

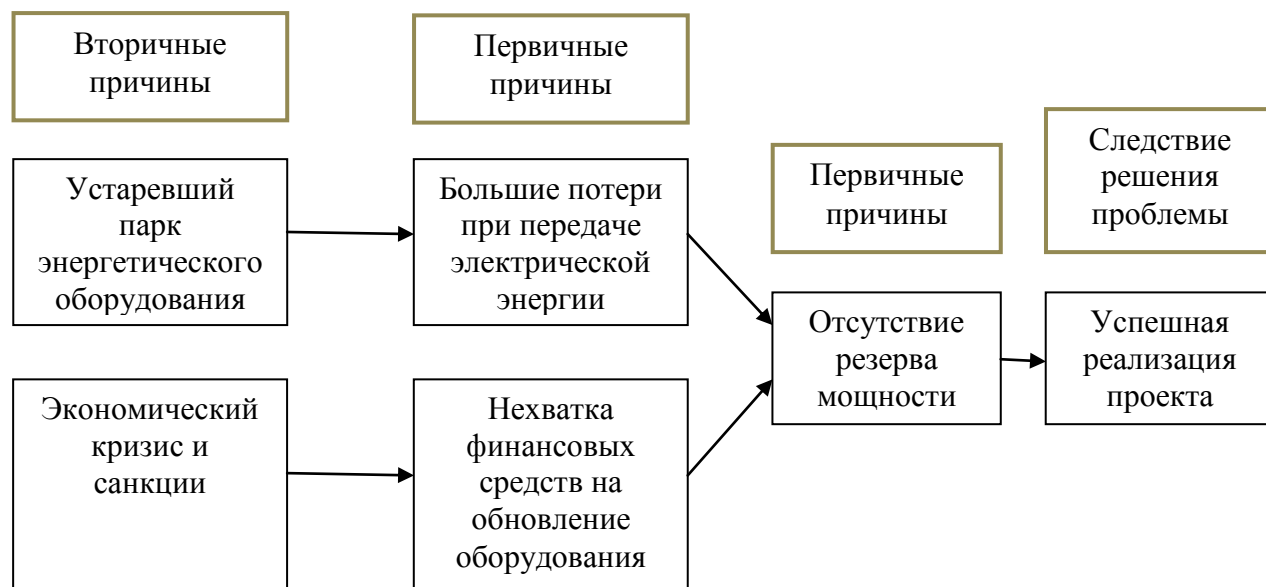


Рисунок 9.4 – Причинно-следственная диаграмма проекта

## 9.8 Планирование мероприятий по реализации целей проекта

При формулировании работ следует использовать формулировки целей по принципам SMART, мероприятия из модели дисбаланса сил для разработки плана реализации в форме графика Ганта.

План реализации проекта представлен в таблице 9.3. Комплекс работ по реализации проекта показан в виде ленточного графика по этапам проектных работ. По этапам назначаются исполнители и ориентировочная продолжительность работ.

План-график Ганта представлен в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – План-график Ганта

Этап работы	Исполнитель	Количество исполнителей	Продолжительность этапа, мес									
			1	2	3	4	5	6	7	8-16		
1. Согласовать планирую реконструкцию с энергоснабжающей организацией	Юридический отдел	1	■									
2. Составить и подписать необходимую документацию	Юридический отдел	1		■								
3. Разработка нескольких вариантов проекта ( )	Проектный отдел	3			■							
4. Составление сметы	Проектный отдел	3			■	■						
5. Сравнение вариантов проекта и выбор наиболее дешевого	Проектный отдел	3					■					
6. Согласование проекта с энергоснабжающей организацией	Главный энергетик.	1					■					
7. Составление запроса(ов) предложений в соответствии с проектом	Тендерный специалист.	1							■			
8. Определение победителя(ей) запроса предложений	Ген. директор	1								■		
9. Проведение СМР и ПНР	Монтажная группа подрядчика	10-15										■

Выводы по разделу

В данном разделе был обоснован выбор электрической схемы на основе SWOT анализа, составлено дерево целей, оценены движущие и сдерживающие силы при реализации проекта и составлен план-график Ганта.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной работе были проведены расчеты электрических нагрузок жилых и общественных зданий, а также электрического освещения улиц и внутридворовых территорий

На основе технико-экономического сравнения вариантов схемы внешнего электроснабжения была выбрана кольцевая схема с напряжением 10 кВ, Были рассчитаны кабельные линии на 10 и 0,4 кВ и определены потери в них.

Была определена мощность и количество трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ с двумя трансформаторами ТМГ-630 кВА, и мощность для трансформаторных подстанций с одним трансформатором ТМГ-630 кВА , а также потери в них для дальнейших технико-эксплуатационных расчетов.

Были определены центры электрических нагрузок и расположены ТП наиболее близки к этим центрам.

Также посчитаны токи КЗ для дальнейшего выбора электрической аппаратуры.

Рассчитана релейная защита проекта, рассмотрена охрана труда и экономическая часть проекта

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СП 256.1325800.2016. Свод правил. Электроустановки жилых и общественных зданий правила проектирования и монтажа. – М.: утв. Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, 2016. – 125 с.
2. <http://dom.mingkh.ru/chelyabinskaya-oblast/chelyabinsk/>
3. СП 52.133302016. Свод правил. Естественное и искусственное освещение. – М.: утв. Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, 2016. – 107 с.
4. Предварительный национальный стандарт. Освещение наружное утилитарное. Требования энергоэффективности. М. Стандартинформ, 2016 22 с.
5. РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. – М.: утв. Министерством топлива и энергетики Российской Федерации, 1994. – 35 с.
6. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. М. Стандартинформ, 2009 36 с.
7. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд.– Изд-во ДЕАН, 2008, 704с
8. Руководство по выбору, прокладке, монтажу, испытаниям и эксплуатации кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение от 6 до 35 кВ/ сост. В. П. Карпушенко, Е.Ю. Чопов, А.Л. Обозный и др. Киев: Изд. Майдан, 2007. – 64 с.
9. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий /Б.И. Кудрин. М.: Интермет Инжиниринг, 2006. – 672 с.
10. Справочник по проектированию электроснабжения: Электроустановки промышленных предприятий / Под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
11. [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_19571/241e2ade795ad93d4d8c3d3a0d45d6522cc7e8f0/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_19571/241e2ade795ad93d4d8c3d3a0d45d6522cc7e8f0/)
12. НЦС 81.02.12.2017. Укрупненные нормативы цены строительства. Сборник №12. Наружные электрические сети. М.: утв. Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской,2017. 13 с.
- 13 НЦС 81.02.21.2017. Укрупненные нормативы цены строительства. Сборник №21. Объекты энергетики. М.: утв. Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской,2017. 41 с.
14. <https://e-kc.ru/price/cable-apvzbbshp>
15. <http://uztt.ru/transformatoryi>
16. Ершов, А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 1: Токи короткого замыкания: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2012. – 168 с.
17. СТО ЮУрГУ 04–2008 Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2008. – 56 с.