

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Электроснабжение района г. Оренбурга

Студент

П.Г. Сковородко

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

С.В. Шлыков

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

Аннотация

Ключевые слова: электроснабжение, район, разработка, мощность, нагрузка, электрическая сеть, линия, подстанция, ток, напряжение, короткое замыкание, релейная защита.

Объект исследования: жилой район г. Оренбурга.

Предмет исследования: разработка системы электроснабжения (СЭС) жилого района.

Цель работы: проектирование СЭС района в соответствии с актуальными требованиями нормативных документов и проектно-технической документации.

Содержание ВКР включает в себя следующие вопросы: систематизацию характеристик района и инфраструктуры, исходных данных для разработки СЭС; определение электрических нагрузок зданий; выбор ТП и силовых трансформаторов; расчет питающей и распределительной сетей, выбор кабелей; определение токов КЗ; выбор аппаратуры защиты линий; проектирование контура заземления ТП; выбор современных терминалов релейной защиты и автоматики, определение требуемых уставок защит.

Бакалаврская работа включает пояснительную записку объемом 45 страниц, содержащую 7 рисунков, 11 таблиц и графическую часть на шести листах формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика района и инфраструктуры, исходные данные для разработки системы электроснабжения.....	5
1.1 Характеристика района и инфраструктуры.....	5
1.2 Исходные данные для разработки системы электроснабжения.....	6
2 Разработка системы электроснабжения района.....	10
2.1 Определение электрических нагрузок	10
2.2 Выбор ТП и силовых трансформаторов	16
2.3 Выбор кабелей сети свыше 1 кВ.....	20
2.4 Выбор кабелей сети до 1 кВ.....	23
2.5 Расчет токов КЗ	26
2.6 Защита линий распределительной сети 0,4 кВ	33
2.7 Проектирование контура заземления ТП	36
3 Выбор терминалов релейной защиты и автоматики, расчет уставок	41
3.1 Релейная защита питающей КЛ 10 кВ	41
3.2 Автоматический ввод резерва (АВР) 0,4 кВ	43
Заключение	46
Список используемых источников.....	47

Введение

В работе рассматривается электроснабжение нового проектируемого жилого района г. Оренбурга.

Объект исследования: СЭС жилого района г. Оренбурга.

Предмет исследования: разработка системы электроснабжения (СЭС) жилого района.

Актуальность проектирования систем электроснабжения (СЭС) жилых комплексов и районов состоит в том, что данные объекты повсеместно и постоянно вводятся в эксплуатацию, которая невозможна без обеспечения их качественного и надежного электроснабжения. Проектирование СЭС данных объектов выполняется группой компетентных специалистов (инженеров-проектировщиков) на основе актуальных нормативных документов и требований застройщика. Таким образом, очевидно, что вопросы разработки СЭС жилых районов являются важными, актуальными и востребованными в настоящее время.

Цель работы: проектирование СЭС района в соответствии с актуальными требованиями нормативных документов и проектно-технической документации.

Задачи работы:

- систематизировать характеристика района и инфраструктуры, исходные данные для разработки СЭС;
- определить электрические нагрузки зданий;
- выбрать ТП и силовые трансформаторы;
- рассчитать питающую и распределительную сети, выбрать кабели;
- определить токи КЗ;
- выбрать аппаратуру защиты линий;
- спроектировать контур заземления ТП;
- провести выбор современных терминалов релейной защиты и автоматики, определить требуемые уставки защит.

1 Характеристика района и инфраструктуры, исходные данные для разработки системы электроснабжения

1.1 Характеристика района и инфраструктуры

Характеристика района и инфраструктуры приводится в соответствии с проектно-технической документацией от застройщика [11].

«В составе инфраструктуры данного района присутствуют следующие типы потребителей электроэнергии: жилые многоквартирные дома, административные здания, детский сад, стадион (помещения), магазины, школа, дом культуры, университет, кафе, офисы, поликлиника. Тип кухонных плит – газовые (здания этажностью до 5 этажей) и электрические (здания этажностью более 5 этажей)» [11].

«Жилые многоквартирные дома представляют собой многоэтажные здания высотой от 3 до 9 этажей. Число подъездов – от 1 до 8. Административное здание имеет этажность 3 этажа. В нем расположены различные государственные службы и офисы других организаций. Детский сад имеет вместимость 250 мест и является двухэтажным зданием. Магазины, имеют этажность от 1 до 2 этажей и предназначены для удовлетворения потребности жителей в необходимых продуктах и других товарах. Школа имеет вместимость 600 мест и является четырехэтажным зданием. Университет имеет вместимость 1000 мест и является двухэтажным зданием. Стадион (помещения) одноэтажные, суммарной площадью 880 м². Дом культуры имеет вместимость 300 мест и является трехэтажным зданием. Кафе имеет вместимость 100 мест и является одноэтажным зданием. Офисы занимают двухэтажное здание и имеют суммарную площадь 210 м². Поликлиника имеет вместимость 150 мест и является двухэтажным зданием.

Большинство зданий являются электроприемниками третьей категории надежности электроснабжения. Жилые дома до 5 этажей относятся к третьей категории надежности. Жилые дома более 5 этажей относятся ко второй

категории надежности. Кафе относится к третьей категории. Административное здание, продовольственные магазины, дом культуры и офисы относятся ко второй категории. Учебные заведения, детский сад, помещения стадиона и поликлиника относятся к первой категории. Требования к системе электроснабжения определяются согласно действующим ПУЭ седьмой редакции. Для потребителей первой и второй категории необходимо использовать двухтрансформаторные ТП, двухцепные питающие КЛ 0,4 кВ, двухсекционные ВРУ 0,4 кВ. Для потребителей третьей категории можно использовать одноцепные питающие КЛ 0,4 кВ и односекционные ВРУ 0,4 кВ. Целесообразно применить кольцевую схему питания ТП района по стороне высокого напряжения, что обеспечит требуемую надежность электроснабжения при минимальных потерях электроэнергии и капиталовложениях в прокладку КЛ» [11].

Далее для проведения расчетов электрических нагрузок жилого района (ЖР) и разработки системы его СЭС, систематизируем исходные данные на проектирование. Необходимо составить перечень зданий с их основными характеристиками и генеральный план района.

1.2 Исходные данные для разработки системы электроснабжения

На генеральном плане ЖР, в масштабе, отмечается расположение всех зданий и их габариты. Далее с учетом документации от застройщика отмечается расположение трансформаторных подстанций (ТП), которые располагаются с учетом гармоничного вписывания в общую инфраструктуру ЖР, отсутствия помех проезду автомобилей и спецтехники.

На основании документации от застройщика составлен генеральный план ЖР, который показан на рисунке 1.

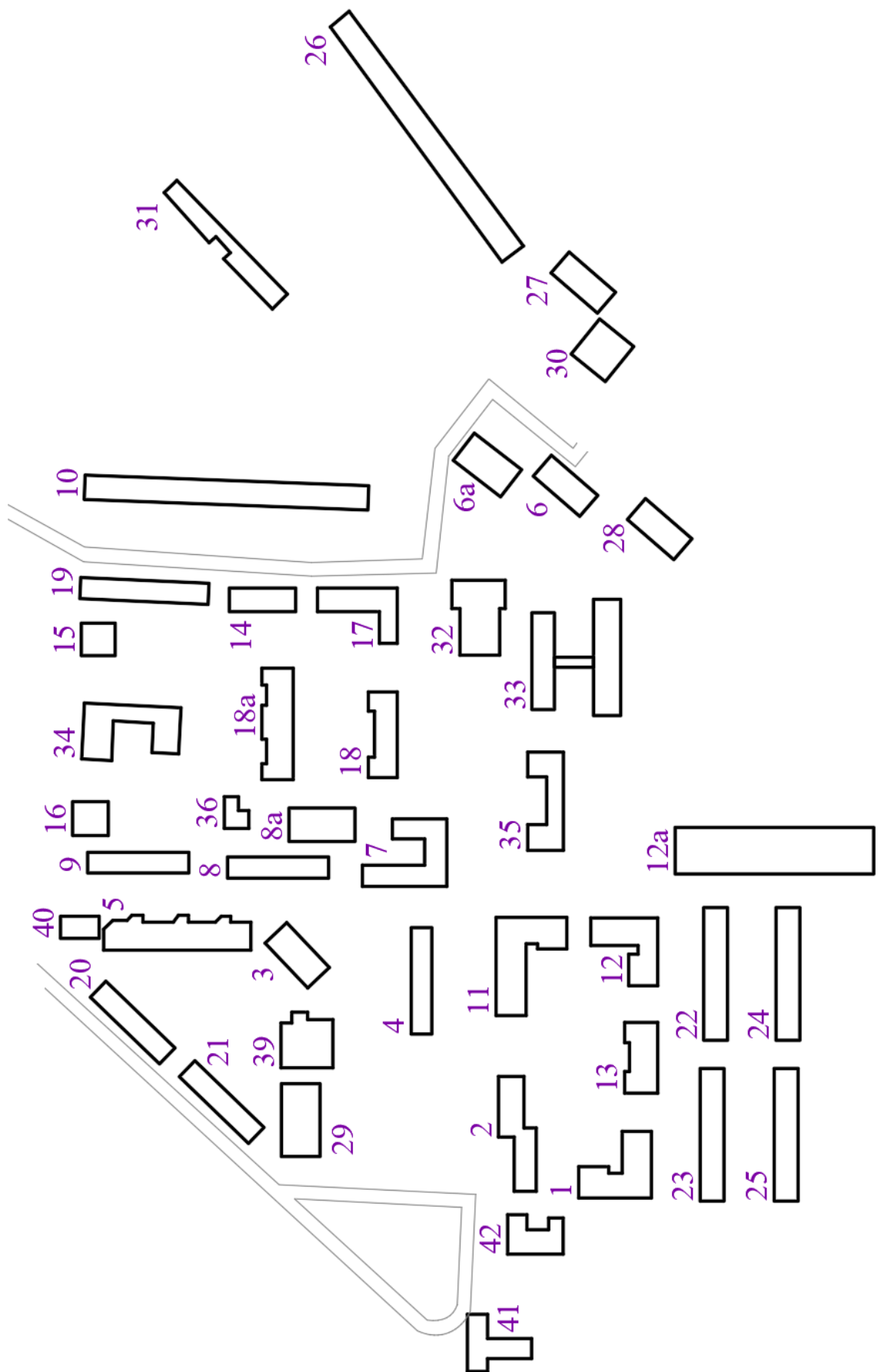


Рисунок 1 – Генеральный план жилого района

Систематизируем здания и их основные параметры (согласно документации от застройщика) в сводной таблице 1.

Таблица 1 – Здания жилого района и их основные параметры

Позиция на генплане	Наименование зданий	Кол-во квартир/ площадь/ число мест	Этажность	Категория
1	Жилой дом	42	3	III
2	Администр. здание	750 м ²	3	II
3	Жилой дом	94	9	II
4	Жилой дом	64	4	III
5	Жилой дом	114	9	II
6	Жилой дом	92	9	II
6а	Магазин	250 м ²	1	III
7	Жилой дом	60	3	III
8	Жилой дом	34	4	III
8а	Жилой дом	110	9	II
9	Жилой дом	34	4	III
10	Жилой дом	140	9	II
11	Жилой дом	50	3	III
12	Жилой дом	26	3	III
12а	Жилой дом	110	9	II
13	Жилой дом	20	3	III
14	Жилой дом	18	3	III
15	Жилой дом	8	4	III
16	Жилой дом	8	4	III
17	Жилой дом	22	4	III
18	Жилой дом	20	4	III
18а	Жилой дом	106	9	II
19	Жилой дом	60	4	III
20	Жилой дом	38	5	III
21	Жилой дом	38	5	III
22	Жилой дом	50	5	III
23	Жилой дом	50	5	III

Продолжение таблицы 1

Позиция на генплане	Наименование зданий	Кол-во квартир/ площадь/ число мест	Этажность	Категория
24	Жилой дом	50	5	III
25	Жилой дом	50	5	III
26	Жилой дом	104	9	II
27	Жилой дом	92	9	II
28	Жилой дом	92	9	II
29	Магазин	810 м ²	1	III
30	Магазин	1050 м ²	2	II
31	Стадион (помещения)	880 м ²	1	I
32	Дом культуры	300 мест	3	II
33	Школа	600 мест	4	I
34	Д/сад	250 мест	2	I
35	Университет	1000 мест	2	I
36	Магазин	80 м ²	1	III
39	Кафе	100 мест	1	III
40	Магазин	105 м ²	2	II
41	Офисы	210 м ²	2	II
42	Поликлиника	150 мест	2	I

Электроприемники ТП (здания) распределяются по ТП с учетом минимизации общей суммарной длины распределительной сети, на генплане намечаются трассы прокладки линий питающей и распределительной сетей.

Вывод по разделу 1.

В данном разделе на основе проектно-технической документации систематизированы характеристика района и инфраструктуры, исходные данные для разработки системы электроснабжения жилого района. Составлен генеральный план жилого района, указано расположение зданий. Таким образом, в разделе подготовлены все необходимые данные и информация для проведения дальнейшей разработки СЭС.

2 Разработка системы электроснабжения района

2.1 Определение электрических нагрузок

«Расчет силовых нагрузок зданий необходим для дальнейшего выбора числа и мощности трансформаторных подстанций, кабелей схемы электроснабжения, расчета токов короткого замыкания и уставок релейной защиты, выбора электрических аппаратов на подстанциях, питающих район, т.е. для всей дальнейшей работы над проектом. Расчет ведется методом коэффициента спроса. Этот метод применяется для расчета электроснабжения крупных предприятий, жилых массивов с большим количеством электроприемников, когда влиянием отдельного электроприемника на общую нагрузку можно пренебречь» [6].

Электрические нагрузки ЖД рассчитываются по удельной мощности на одну квартиру. Нагрузки остальных зданий определяются по удельной мощности на единицу площади или вместимости. Удельные мощности принимаются согласно [10].

Расчетные характеристики зданий сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчетные характеристики зданий

№ здания	Здание	Число кв./ S/ мест	Этажей, шт	Руд, кВт/кв (м ² , место)	cosφ	Число подъездов (входов), шт
1	Жилой дом	42	14	1,19	0,96	2
2	Администр. здание	750 м ²	1	0,11	0,88	2
3	Жилой дом	94	2	1,52	0,98	1
4	Жилой дом	64	9	1,04	0,96	2
5	Жилой дом	114	9	1,47	0,98	6
6	Жилой дом	92	2	1,52	0,98	1
6а	Магазин	250 м ²	9	0,12	0,9	1
7	Жилой дом	60	16	1,05	0,96	1
8	Жилой дом	34	1	1,24	0,96	2

Продолжение таблицы 2

№ здания	Здание	Число кв./ S/ мест	Этажей, шт	Руд, кВт/кв (м ² , место)	cosφ	Число подъездов (входов), шт
8а	Жилой дом	110	9	1,48	0,98	1
9	Жилой дом	34	9	1,24	0,96	2
10	Жилой дом	140	9	1,34	0,98	8
11	Жилой дом	50	2	1,13	0,96	3
12	Жилой дом	26	9	1,39	0,96	2
12а	Жилой дом	110	15	1,48	0,98	4
13	Жилой дом	20	9	1,42	0,96	3
14	Жилой дом	18	9	1,65	0,96	4
15	Жилой дом	8	3	2,4	0,96	1
16	Жилой дом	8	2	2,4	0,96	1
17	Жилой дом	22	9	1,41	0,96	3
18	Жилой дом	20	9	1,42	0,96	2
18а	Жилой дом	106	2	1,41	0,98	2
19	Жилой дом	60	3	1,05	0,96	3
20	Жилой дом	38	4	1,22	0,96	3
21	Жилой дом	38	3	1,22	0,96	3
22	Жилой дом	50	4	1,13	0,96	3
23	Жилой дом	50	4	1,13	0,96	3
24	Жилой дом	50	3	1,13	0,96	3
25	Жилой дом	50	4	1,13	0,96	3
26	Жилой дом	104	4	1,42	0,98	5
27	Жилой дом	92	3	1,52	0,98	1
28	Жилой дом	92	4	1,52	0,98	1
29	Магазин	810 м ²	4	0,12	0,88	1
30	Магазин	1050 м ²	3	0,22	0,8	2
31	Стадион (помещения)	880 м ²	4	0,25	0,85	1
32	Дом культуры	300 мест	4	0,25	0,85	1
33	Школа	600 мест	3	0,22	0,95	3
34	Д/сад	250 мест	4	0,4	0,97	1
35	Университет	1000 мест	4	0,26	0,93	1
36	Магазин	80 м ²	3	0,12	0,9	1
39	Кафе	100 мест	4	0,7	0,95	1
40	Магазин	105 м ²	4	0,22	0,8	1
41	Офисы	210 м ²	3	0,15	0,88	2
42	Поликлиника	150 мест	4	0,56	0,86	1

«Активная нагрузка квартир для жилого дома определяется по формуле [2]:

$$P = P_{уд.кв} \cdot n, \quad (1)$$

где $P_{уд.кв}$ – удельная нагрузка квартиры, кВт;

n – количество квартир, присоединенных к элементу сети, шт» [2].

«Полная нагрузка жилого дома складывается из нагрузки квартир и силовых приемников (лифтов, вентиляции, водяных насосов и др.) и находится согласно выражениям [2]:

$$P_C = P_{P.Л.} + k_{C.ДВ} \cdot \sum_{i=1}^n P_{ДВ.Н} \cdot N_{Э}, \quad (2)$$

$$P_{P.Л.} = k_{C.Л.} \cdot \sum_{i=1}^{nl} P_{n.i}, \quad (3)$$

$$P_P = (P + P_{P.Л.} \cdot N_{П} + P_C \cdot N_{П}) \cdot K_p, \quad (4)$$

где $P_{ДВ.Н}$ – номинальные мощности электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляции и других, равная 1,5 кВт из расчета на один этаж;

n – число двигателей, шт.;

$k_{C.ДВ}$ – коэффициент спроса этих двигателей, принимаемый равным 0,7 для многоэтажного дома в зависимости от числа этажей;

$k_{C.Л.}$ – коэффициент спроса лифтовых установок (при их наличии);

$P_{n.i}$ – установленная мощность электродвигателя i -го лифта, кВт;

P_C – нагрузка силовых электроприемников дома, кВт;

$N_{Э}$ – число этажей, шт.;

$N_{П}$ – число подъездов, шт.;

K_p – расчетный коэффициент, учитывающий разновременность нагрузок, в зависимости от параметров здания» [2].

«Реактивная нагрузка жилого дома:

$$Q_{ж.д} = P_{ж.д} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (5)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – тангенс угла, соответствующий нормативному $\cos \varphi$ электроприемников квартир и силовых электроприемников» [2].

«Полная расчетная мощность жилого дома» [2]:

$$S_{ж.д} = \sqrt{P_{ж.д}^2 + Q_{ж.д}^2}, \quad (6)$$

1) Пример расчета нагрузки для ЖД № 1.

При числе квартир 42, $P_{уд} = 1,19 \text{ кВт} / \text{кв}$ [10].

$$P = 1,19 \cdot 42 = 49,48 \text{ кВт}.$$

В доме нет лифтов, $P_{р.л} = 0 \text{ кВт}$.

Проведем расчеты по формулам (2-6):

$$P'_C = 0,7 \cdot 1,5 \cdot 3 = 3,15 \text{ кВт};$$

$$P_p = (49,98 + 0 + 3,15 \cdot 2) \cdot 0,41 = 23,07 \text{ кВт}.$$

$$Q_p = 23,07 \cdot 0,29 = 6,73 \text{ квар};$$

$$S_p = \sqrt{23,07^2 + 6,73^2} = 24,04 \text{ кВА}.$$

2) Расчет нагрузки по вместимости (пример для дома культуры, 300 мест).

Для дома культуры: $P_{уд} = 0,25 \text{ кВт} / \text{место}$ [10].

$$P = 0,25 \cdot 300 = 75 \text{ кВт}.$$

Проведем расчеты по формулам (2-6):

$$P_{р.л.} = 0 \text{ кВт};$$

$$P_C = 0,7 \cdot 1,5 \cdot 3 = 3,15 \text{ кВт};$$

$$P_p = (75 + 0 + 3,15 \cdot 1) \cdot 0,84 = 65,65 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 65,65 \cdot 0,62 = 40,68 \text{ квар};$$

$$S_p = \sqrt{65,65^2 + 40,68^2} = 77,23 \text{ кВА}.$$

3) Расчет нагрузки по удельной мощности и площади (пример для административного здания, №2 на плане).

Для административного здания:

$$P_{уд.} = 0,11 \text{ кВт} / \text{м}^2 [10].$$

$$P = 0,11 \cdot 750 = 82,5 \text{ кВт}.$$

Проведем расчеты по формулам (2-6):

$$P_{р.л.} = 0 \text{ кВт};$$

$$P_C = 0,7 \cdot 1,5 \cdot 3 = 3,15 \text{ кВт};$$

$$P_p = (82,5 + 0 + 3,15 \cdot 2) \cdot 0,79 = 70,15 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 70,15 \cdot 0,54 = 37,86 \text{ квар};$$

$$S_p = \sqrt{70,15^2 + 37,86^2} = 79,72 \text{ кВА}.$$

Все нагрузки по зданиям определяются аналогично, расчеты сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Результаты расчетов электрических нагрузок района

№ здания	cosφ	tgφ	Кс. дв	P, кВт	Pс, кВт	Kp	Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА
1	0,96	0,29	0,7	49,98	0,0	0,41	23,07	6,73	24,04
2	0,88	0,54	0,7	82,5	0,0	0,79	70,15	37,86	79,72
3	0,98	0,2	0,9	142,88	3,2	0,4	63,27	12,85	64,56
4	0,96	0,29	0,7	66,56	0,0	0,4	29,98	8,75	31,23
5	0,98	0,2	0,9	167,58	18,9	0,4	103,75	21,07	105,87
6	0,98	0,2	0,9	139,84	3,2	0,4	62,06	12,60	63,32
6a	0,9	0,48	0,7	30	0,0	0,81	25,15	12,18	27,95
7	0,96	0,29	0,7	63	0,0	0,4	26,46	7,72	27,56
8	0,96	0,29	0,7	42,16	0,0	0,44	22,25	6,49	23,17
8a	0,98	0,2	0,9	162,8	3,2	0,4	71,24	14,47	72,69
9	0,96	0,29	0,7	42,16	0,0	0,44	22,25	6,49	23,17
10	0,98	0,2	0,9	187,6	25,2	0,4	124,00	25,18	126,53
11	0,96	0,29	0,7	56,5	0,0	0,4	26,38	7,69	27,48
12	0,96	0,29	0,7	36,14	0,0	0,46	19,52	5,69	20,34
12a	0,98	0,2	0,9	162,8	12,6	0,4	89,60	18,19	91,43
13	0,96	0,29	0,7	28,4	0,0	0,49	18,55	5,41	19,32
14	0,96	0,29	0,7	29,7	0,0	0,53	22,42	6,54	23,35
15	0,96	0,29	0,7	19,2	0,0	0,78	18,25	5,32	19,01
16	0,96	0,29	0,7	19,2	0,0	0,78	18,25	5,32	19,01
17	0,96	0,29	0,7	31,02	0,0	0,49	21,37	6,23	22,26
18	0,96	0,29	0,7	28,4	0,0	0,49	18,03	5,26	18,78
18a	0,98	0,2	0,9	149,46	6,3	0,4	72,02	14,63	73,49
19	0,96	0,29	0,7	63	0,0	0,4	30,24	8,82	31,50
20	0,96	0,29	0,7	46,36	0,0	0,42	26,09	7,61	27,17
21	0,96	0,29	0,7	46,36	0,0	0,42	26,09	7,61	27,17
22	0,96	0,29	0,7	56,5	0,0	0,4	28,90	8,43	30,10
23	0,96	0,29	0,7	56,5	0,0	0,4	28,90	8,43	30,10

Продолжение таблицы 3

№ здания	cosφ	tgφ	Кс. дв	P, кВт	Pc, кВт	Kp	Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА
24	0,96	0,29	0,7	56,5	0,0	0,4	28,90	8,43	30,10
25	0,96	0,29	0,7	56,5	0,0	0,4	28,90	8,43	30,10
26	0,98	0,2	0,9	147,68	15,8	0,4	89,67	18,21	91,50
27	0,98	0,2	0,9	139,84	3,2	0,4	62,06	12,60	63,32
28	0,98	0,2	0,9	139,84	3,2	0,4	62,06	12,60	63,32
29	0,88	0,54	0,7	97,2	0,0	0,81	79,58	42,95	90,43
30	0,8	0,75	0,7	231	0,0	0,81	190,51	142,88	238,14
31	0,85	0,62	0,7	220	0,0	0,75	165,79	102,75	195,04
32	0,85	0,62	0,7	75	0,0	0,84	65,65	40,68	77,23
33	0,95	0,33	0,8	132	0,0	0,87	127,37	41,86	134,07
34	0,97	0,25	0,8	100	0,0	0,87	89,09	22,33	91,84
35	0,93	0,4	0,8	260	0,0	0,87	228,29	90,23	245,47
36	0,9	0,48	0,7	9,6	0,0	0,81	8,63	4,18	9,59
39	0,95	0,33	0,7	70	0,0	0,84	59,68	19,62	62,82
40	0,8	0,75	0,7	23,1	0,0	0,81	20,41	15,31	25,52
41	0,88	0,54	0,7	31,5	0,0	0,84	29,99	16,19	34,08
42	0,86	0,59	0,8	84	3,6	0,9	81,00	48,06	94,19
Территория, освещение	0,75	0,88	-	44,57	-	-	44,57	39,30	59,42
Итого	0,92	0,4	-	-	-	-	2570,38	980,18	2786,56

2.2 Выбор ТП и силовых трансформаторов

«При выборе числа и местоположения ТП учитываем планировку застройки и трасс питающих КЛ, а также требования застройщика. Расположение ТП и распределение нагрузки выбираются с учетом

обеспечения минимальной суммарной протяженности КЛ распределительной сети» [4].

Расположение ТП 10/0,4 кВ и зоны охвата их электрических нагрузок показаны на рисунке А.1 (Приложение А). Выбираем четыре современных ТП серии КТПН-10/0,4 с двумя силовыми трансформаторами, т.к. в составе нагрузок имеется нагрузка 2 и 1 категории надежности электроснабжения.

«Оптимальная мощность силовых трансформаторов:

$$S_0 = \frac{S_p}{\beta \cdot N}, \quad (7)$$

где β – нормативный коэффициент загрузки трансформатора;

N – количество трансформаторов, шт;

S_p – расчетная нагрузка потребителей, кВА» [5].

«Допустимая к передаче в сеть 0,4 кВ величина реактивной мощности (РМ):

$$Q_1 = \sqrt{(N \cdot \beta \cdot S_{н.м.})^2 - P_p^2}, \quad (8)$$

где $S_{н.м.}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

P_p – расчетная активная мощность нагрузки ТП, кВт» [12].

«Требуемая для компенсации со стороны 0,4 кВ РМ» [14]:

$$Q_{0,4} = Q_p - Q_1 \quad (9)$$

«При полученном отрицательном значении $Q_{0,4}$, либо менее 50 квар, компенсация реактивной мощности (КРМ) не требуется. Далее, в случае выбора установок КРМ, рассчитывается остаточное значение РМ согласно выражению» [15]:

$$Q_{HH} = Q_p - Q_{БК} \quad (10)$$

Рассмотрим пример выбора трансформаторов ТП-1 (зона охвата нагрузок показана на рисунке А.1, Приложение А, в состав нагрузки также входит освещение территории). Суммарные нагрузки ТП: 524,38 кВт; 195,76 квар; 559,73 кВА.

Проведем расчеты по формулам (7-10).

$$S_o = \frac{559,73}{0,7 \cdot 2} = 399,8 \text{ кВА}$$

На ТП устанавливаются два трансформатора ТМГ12-400/10.

$$Q_1 = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 400)^2 - 524,38^2} = 196,54 \text{ квар}$$

$$Q_{0,4} = 195,76 - 196,54 = -0,78 \text{ квар} < 0$$

КРМ не требуется.

«Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме» [13]:

$$K_3 = \frac{S_{p.комп.}}{S_{н.т.} \cdot N}, \quad (11)$$

$$K_3 = \frac{559,73}{400 \cdot 2} = 0,7$$

«Коэффициент аварийной перегрузки трансформатора» [13]:

$$K_n = \frac{S_{p.комп.}}{S_{н.т.}}, \quad (12)$$

$$K_n = \frac{559,73}{400} = 1,39 \leq 1,4$$

Послеаварийная перегрузка составит 39 %, что менее допустимой 40 % [3].

Для других ТП расчеты аналогичны, результаты в таблице 4.

Таблица 4 – Выбор и проверка трансформаторов ТП 10/0,4 кВ

Подстанция	Рр, кВт	Qр, квар	Sp, кВА	Sp.т, кВА	S.т, кВА	Q1, квар	Qк, квар	Sp.к., кВА	Кп
ТП-1	524,38	195,76	559,73	399,80	400	196,54	-0,78	0,70	1,39
ТП-2	435,22	86,86	443,80	317,00	400	352,40	-265,54	0,55	1,11
ТП-3	546,09	62,20	549,62	392,59	400	124,04	-61,84	0,69	1,37
ТП-4	1064,70	635,36	1239,86	885,62	1000	909,08	-273,72	0,62	1,24

«Активные потери мощности в трансформаторах ТП:

$$\Delta P_m = \Delta P_\kappa / n \cdot [(P_p^2 + Q_p^2) / S_m] + n \cdot \Delta P_{xx}, \quad (13)$$

где ΔP_κ – потери КЗ, кВт;

n – число трансформаторов, шт;

S_m – номинальная мощность, кВА;

ΔP_{xx} – потери ХХ, кВт» [17].

«Реактивные потери мощности в трансформаторах ТП:

$$\Delta Q_m = (U_\kappa / n \cdot 100) \cdot [(P_p^2 + Q_p^2) / S_m] + (n \cdot I_{xx} \cdot S_m) / 100, \quad (14)$$

где U_κ – напряжение КЗ, %;

I_{xx} – ток ХХ, %» [17].

Для ТП-1:

$$\Delta P_m = 4,6 / 2 \cdot [(524,4^2 + 195,8^2) / 0,4^2] + 2 \cdot 0,61 = 2,346 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_m = (4,5 / 2 \cdot 100) \cdot [(524,4^2 + 195,8^2) / 0,4] + (2 \cdot 0,8 \cdot 0,4) / 100 = 24,023 \text{ квар}.$$

Потери мощности для всех ТП и итоговые нагрузки района посчитаны в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчетов потерь мощности для всех ТП и итоговых нагрузок района

№ ТП	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$P_p + \Delta P$, кВт	$Q_p + \Delta Q$, квар	S'_p , кВА
ТП-1	2,346	24,023	526,723	219,780	570,737
ТП-2	1,928	17,479	437,145	104,341	449,425
ТП-3	2,306	23,392	548,394	85,595	555,034
ТП-4	4,820	56,118	1069,518	691,475	1273,580
Σ	11,4	121,01	2581,78	1101,19	2806,8

2.3 Выбор кабелей сети свыше 1 кВ

СЭС района должна соответствовать нормативно-техническим документам и проектной документации [8,10,11]. «Для потребителей первой и второй категории необходимо использовать двухтрансформаторные ТП, двухцепные питающие КЛ 0,4 кВ, двухсекционные ВРУ 0,4 кВ. Для потребителей третьей категории следует использовать одноцепные питающие КЛ 0,4 кВ и односекционные ВРУ 0,4 кВ. Целесообразно применить кольцевую схему питания ТП района по стороне высокого напряжения, что обеспечит требуемую надежность электроснабжения при минимальных потерях электроэнергии и капиталовложениях в прокладку КЛ» [2, 18, 19].

Питающая сеть 10 кВ выполняется кабелями современной марки АПвП, проложенными в траншеях. Схема питающей сети 10 кВ (упрощенная) показана на рисунке 2.

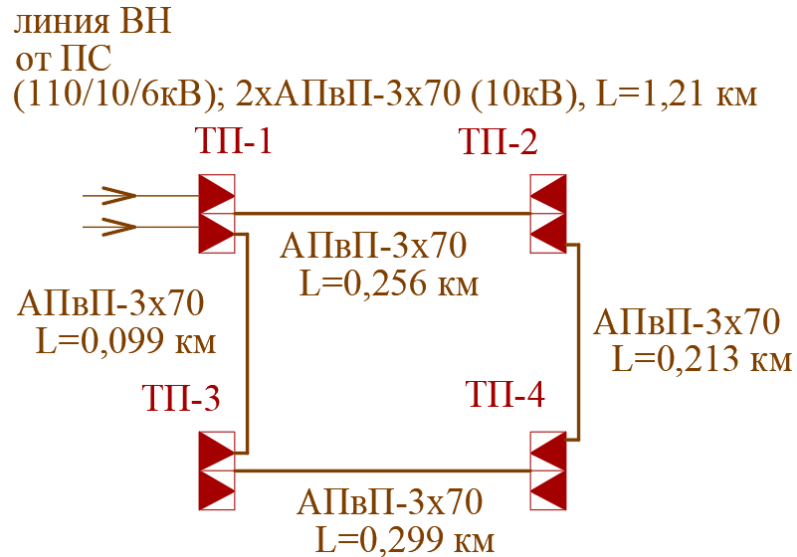


Рисунок 2 – Упрощенная схема питающей сети 10 кВ

«Расчетный рабочий ток питающей линии:

$$I_p = S_p / (\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n), \quad (15)$$

где n – число цепей, шт» [6].

$$I_p = 2806,8 / (\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2) = 81,03 \text{ А.}$$

Ток послеаварийного режима:

$$I_{ав} = 2806,8 / (\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1) = 161,1 \text{ А.}$$

«Экономическое сечение:

$$F_{\text{эк}} = I_p / j_{\text{эк}}, \quad (16)$$

где $j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, А/мм²» [16].

$$F_{\text{эк}} = 81,03 / 1,4 = 57,9 \text{ мм}^2.$$

Учитывая ток послеаварийного режима, выбирается кабель АПвП-3х70, $I_{\text{дон}} = 170 \text{ А}$ [16].

$$I_{\text{ав}} = 161,1 \text{ А} < I_{\text{дон}} = 170 \text{ А}.$$

Сечение проходит по допустимому току.

«Потери напряжения в линии:

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot 100}{U_{\text{н}}} (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi), \quad (17)$$

где I_p – расчетный ток линии, А;

L – длина линии, км;

r_0 и x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления кабелей, Ом/км;

$\cos \varphi$ – средневзвешенный коэффициент мощности нагрузки» [23].

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 161,1 \cdot 1,21 \cdot 100}{10000} (0,443 \cdot 0,92 + 0,086 \cdot 0,392) = 1,5 \%$$

«Потери не должны превышать допустимые 5%» [24]. КЛ 10 кВ питающей сети рассчитываются так же, результаты в таблице 6.

Таблица 6 – Расчет КЛ 10 кВ питающей сети

Участок	S_m , кВА	I_p , А	Сечение кабеля, мм ²	L, м	ΔU , %
ТП1-ТП-2	2806,8	162,1	70	256,1	0,32
ТП2-ТП-4	2806,8	162,1	70	212,6	0,26
ТП3-ТП-4	2806,8	162,1	70	298,5	0,37
ТП1-ТП-3	2806,8	162,1	70	99,5	0,12

Выбранные кабели АПвП-3х70 проходят проверку по допустимому току и потерям напряжения в линиях.

2.4 Выбор кабелей сети до 1 кВ

«Схема распределения сети 0,4 кВ выбирается согласно следующим основным критериям:

1) расположение ТП должно гармонично вписываться в инфраструктуру района и должно обеспечиваться оптимальное расположение по отношению к потребителям 0,4 кВ. Взаимная геометрия расположения подстанций также должна обеспечивать минимальную длину КЛ 10 кВ;

2) должна обеспечиваться требуемая надежность электроснабжения согласно ПУЭ;

3) необходимо обеспечить наименьшую протяженность КЛ 0,4 кВ с целью экономии кабельной продукции и строительно-монтажных работ. Также это обеспечит экономию электроэнергии в дальнейшем» [21, 22].

«Необходимо обеспечить возможность индивидуального отключения зданий» [11]. Исходя из вышеперечисленных критериев выбора, выбирается радиальная схема питающей сети 0,4 кВ. Питающая сеть 0,4 кВ выполняется кабелями современной марки АПвзБШп, проложенными от ТП 10/0,4 кВ до вводных распределительных пунктов (РП) зданий.

Расчет для участка сети ТП-1– здание №1.

Расчетный ток КЛ, по (16):

$$I_{\max} = 24,04 / (\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 1) = 34,69 \text{ А.}$$

Принимаем кабель АПвзБбШп 4×16 (минимальное сечение по условию механической прочности при прокладке в земле [8, 26, 27]). Допустимый ток для данного кабеля равен 90 А [16].

«Индуктивным сопротивлением для сети 0,4 кВ пренебрегаем» [28].

Потери напряжения в линии, по (17):

$$\Delta U_{\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot 34,69 \cdot 0,0545 \cdot 100}{400} (1,94 \cdot 0,96 + 0 \cdot 0,22) = 1,53 \% < 5 \%$$

Для всех КЛ сети 0,4 кВ выбор кабелей и расчеты аналогичны, результаты в таблице 7.

Таблица 7 – Расчет КЛ питающей сети 0,4 кВ

Линия до потребителя №	N цепей	Sм, кВА	Ip, А	Сечение кабеля АПвзБбШп, мм ²	Iдоп.кл, А	L, м	ΔU, %
1	1	24,04	34,69	16	90	54,5	1,53
2	2	79,72	115,06	35	135	17,7	0,35
3	2	64,56	93,19	25	115	38,2	1,87
4	1	31,23	45,08	16	90	19,1	0,35
5	2	105,87	152,81	50	165	106,3	1,05
6	2	63,32	91,40	25	115	28,6	1,38
6а	1	27,95	40,34	16	90	32,7	1,09
7	1	27,56	39,78	16	90	77,7	1,17
8	1	23,17	33,45	16	90	100,2	1,35
8а	2	72,69	104,92	25	115	104,9	1,62
9	1	23,17	33,45	16	90	151,3	1,39

Продолжение таблицы 7

Линия до потребителя №	№ цепей	Sм, кВА	Ip, А	Сечение кабеля АПвзББШп, мм ²	Идоп.кл, А	L, м	ΔU, %
10	2	126,53	182,63	70	200	87,2	1,09
11	1	27,48	39,66	16	90	19,1	0,39
12	1	20,34	29,35	16	90	45,0	1,06
12а	2	91,43	131,97	35	135	136,3	1,33
13	1	19,32	27,88	16	90	25,9	0,58
14	1	23,35	33,71	16	90	33,0	0,90
15	1	19,01	27,44	16	90	42,5	0,59
16	1	19,01	27,44	16	90	93,8	1,38
17	1	22,26	32,14	16	90	100,4	0,96
18	1	18,78	27,11	16	90	103,2	1,13
18а	2	73,49	106,08	25	115	25,1	1,37
19	1	31,50	45,47	16	90	27,9	1,05
20	1	27,17	39,22	16	90	106,3	1,68
21	1	27,17	39,22	16	90	78,4	1,24
22	1	30,10	43,45	16	90	71,4	0,68
23	1	30,10	43,45	16	90	81,8	1,91
24	1	30,10	43,45	16	90	130,0	1,52
25	1	30,10	43,45	16	90	149,0	1,41
26	2	91,50	132,07	35	135	158,8	1,94
27	2	63,32	91,40	25	115	157,4	1,89
28	2	63,32	91,40	25	115	55,2	1,77
29	1	90,43	130,53	35	135	21,7	1,07
30	2	238,14	343,73	185	345	120,5	1,32
31	2	195,04	281,52	150	305	201,0	1,50
32	2	77,23	111,47	25	115	14,2	0,72
33	2	134,07	193,52	70	200	17,9	0,57
34	2	91,84	132,56	35	135	18,7	0,91
35	2	245,47	354,31	240	440	103,6	1,99
36	1	9,59	13,83	16	90	25,2	0,27
39	1	62,82	90,68	25	115	9,8	0,43
40	2	25,52	36,83	16	90	207,2	1,52
41	2	34,08	49,19	16	90	173,1	1,43
42	2	94,19	135,95	50	165	91,3	1,47

Схема прокладки кабельных линий показана на рисунке Б.1, Приложение Б.

2.5 Расчет токов КЗ

«Расчет токов КЗ в ключевых точках электрической сети необходим для выбора и проверки электрооборудования по допустимым параметрам и расчета уставок РЗА. Исходными для расчета являются принятый вариант схемы электроснабжения, выбранные к установке трансформаторы ТП, провода и кабели. Составляется эквивалентная схема замещения, куда вносятся только элементы сети, значимо влияющие на величину токов короткого замыкания, наносятся точки КЗ» [9, 20, 21].

На рисунке 3 представлена схема замещения сети.

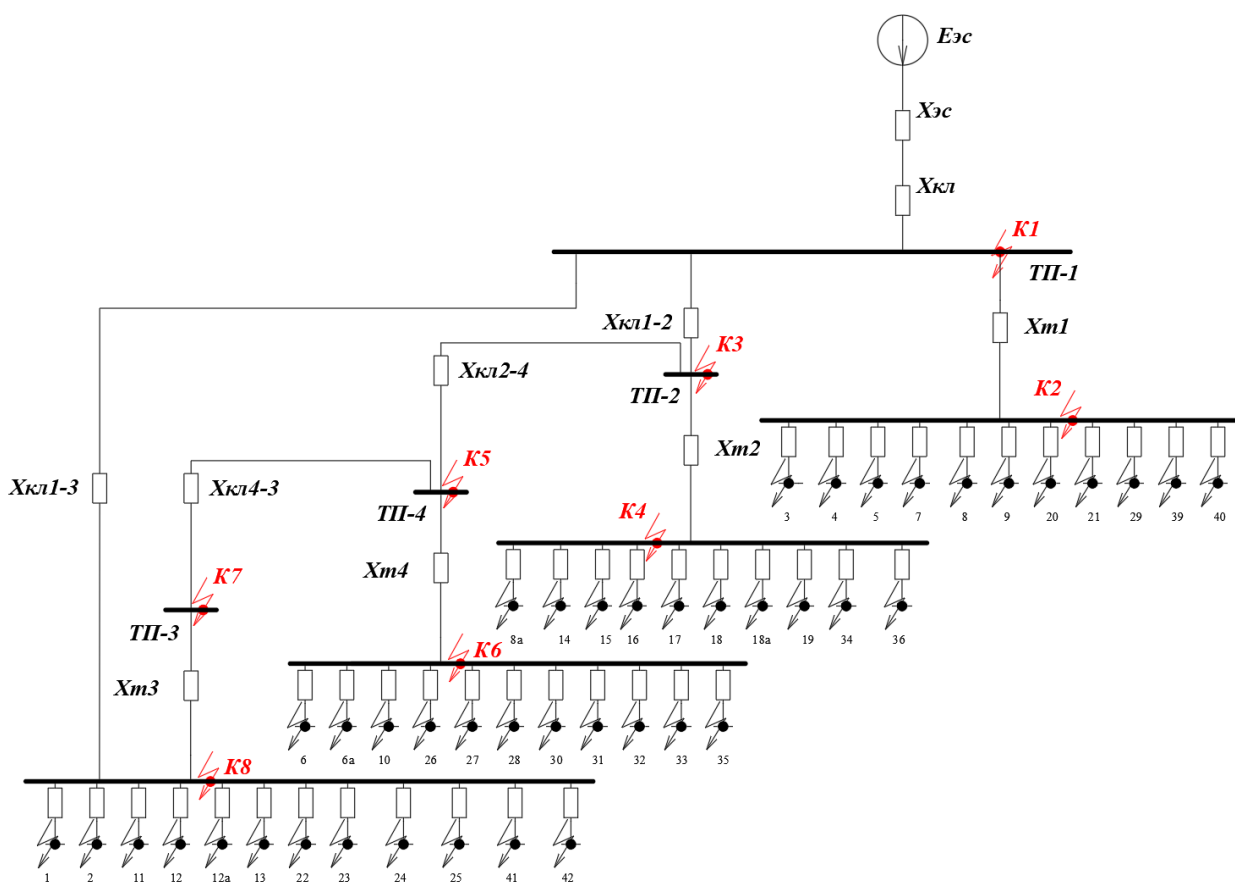


Рисунок 3 – Схема замещения сети

«Полное сопротивление цепи до точки КЗ:

$$z = \sqrt{\Sigma r^2 + \Sigma x^2}, \quad (18)$$

где Σr – активное сопротивление цепи до точки КЗ, Ом;

Σx – индуктивное сопротивление цепи до точки КЗ, Ом» [9].

«Следует иметь в виду, что короткозамкнутая цепь находится под различными номинальными напряжениями. Приведенное сопротивление участков:

$$x^o = x \cdot \left(\frac{U_{\delta}}{U_n} \right)^2, \quad (19)$$

где x – действительное сопротивление участка, Ом;

U_{δ} – среднее напряжение в точке КЗ (базисное), кВ;

U_n – номинальное напряжение приводимого участка, кВ» [9].

Для трансформатора:

$$x_m^o = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{нт}}, \quad (20)$$

«Приведенное сопротивление электрических линий определяется:

$$x_l^o = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\delta}}{U_{нл}} \right)^2, \quad (21)$$

где x_0 – удельное сопротивление провода или жил кабеля, Ом/км;

l – длина линии, км;

$U_{нл}$ – номинальное напряжение приводимого участка, кВ» [9].

«Периодическая слагающая трехфазного тока КЗ» [9]:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3z}}, \quad (22)$$

«Ударный ток КЗ:

$$I_y = I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_y - 1)^2}, \quad (23)$$

где κ_y – ударный коэффициент;

T_a – постоянная затухания апериодической слагающей тока» [9].

$$\kappa_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}; \quad (24)$$

$$T_a = \sum R / 314 \cdot \sum X, \quad (25)$$

«Ток двухфазного КЗ определяется по формуле» [9]:

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot \sqrt{3} / 2, \quad (26)$$

«Ток однофазного КЗ определяется по формуле» [9]:

$$I_{\text{кз}}^{(1)} = 0,55 \cdot I_{\text{кз}}^{(3)}, \quad (27)$$

«Переходное сопротивление в местах присоединения низковольтных проводов учитывается добавкой активного сопротивления 15 мОм и индуктивного 5 мОм» [26]. Сопротивления линий сведены в таблице 8.

Таблица 8 – Сопротивления линий

Участок	L,м	R'(0,4),МОм	X'(0,4),МОм
1	54,5	105,76	26,44
2	17,7	15,77	3,94
3	38,2	49,68	12,42
4	19,1	37,02	9,25
5	106,3	65,91	16,48
6	28,6	35,49	8,87
6a	32,7	63,45	15,86
7	77,7	150,71	37,68
8	100,2	194,33	48,58
8a	104,9	130,13	32,53
9	151,3	293,48	73,37
10	87,2	38,64	9,66
11	19,1	37,02	9,25
12	45,0	87,25	21,81
12a	136,3	121,29	30,32
13	25,9	50,24	12,56
14	33,0	63,98	16,00
15	42,5	82,49	20,62
16	93,8	181,90	45,48
17	100,4	194,86	48,71
18	103,2	200,15	50,04
18a	25,1	31,10	7,77
19	27,9	54,20	13,55
20	106,3	206,23	51,56
21	78,4	152,03	38,01
22	71,4	138,54	34,64
23	81,8	158,64	39,66
24	130,0	252,23	63,06
25	149,0	288,98	72,25
26	158,8	141,31	35,33

Продолжение таблицы 8

Участок	L,м	R'(0,4),мОм	X'(0,4),мОм
27	157,4	195,19	48,80
28	55,2	68,44	17,11
29	21,7	19,29	4,82
30	120,5	20,12	5,03
31	201,0	41,41	10,35
32	14,2	17,63	4,41
33	17,9	7,93	1,98
34	18,7	16,62	4,15
35	103,6	13,36	3,34
36	25,2	48,91	12,23
39	9,8	12,17	3,04
40	207,2	401,88	100,47
41	173,1	335,78	83,95
42	91,3	56,61	14,15
ТП1-ТП-2	256	4,54	1,13
ТП2-ТП-4	213	3,77	0,94
ТП3-ТП-4	298	5,29	1,32
ТП1-ТП-3	99	1,76	0,44
КЛ до ТП-1	1210	10,72	2,68

Сопровитвления трансформаторов сведены в таблице 9.

Таблица 9 – Сопровитвления трансформаторов

Место	R'(10), мОм	X'(10), мОм	R'(0,4), мОм	X'(0,4), мОм
ТП-1	1150	11250	1,840	18,0
ТП-2	1150	11250	1,840	18,0
ТП-3	1150	11250	1,840	18,0
ТП-4	760	6000	1,216	9,6

Расчет для участка ТП-1--1.

Сопровитления КЛ 0,4 кВ до РП здания №1, с учетом переходных сопротивлений контактов:

$$R_{КЛ0,4} = 105,76 + 15 = 120,76 \text{ мОм};$$

$$X_{КЛ0,4} = 26,44 + 5 = 31,44 \text{ мОм}.$$

С учетом сопротивления трансформатора ТП-1, КЛ 10 кВ и сопротивления энергосистемы, суммарные сопротивления до точки КЗ:

$$R_{\Sigma} = 120,76 + 1,84 + 10,72 + 9,05 = 142,3681 \text{ мОм};$$

$$X_{\Sigma} = 31,44 + 5 + 18 + 2,68 + 66,68 = 118,7995 \text{ мОм};$$

$$z = \sqrt{142,3681^2 + 118,7995^2} = 185,4238 \text{ мОм}.$$

Проведем расчет по формулам (22–27):

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{0,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 185,4238} = 1,246 \text{ кА};$$

$$T_a = 142,3681 / (314 \cdot 118,7995) = 0,0382;$$

$$k_y = 1 + e^{\frac{0,01}{0,0382}} = 1,57;$$

$$I_y = 1,246 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,57 - 1)^2} = 1,599 \text{ кА};$$

$$I_{кз}^{(2)} = 1,246 \cdot \sqrt{3} / 2 = 1,079 \text{ кА};$$

$$I_{кз}^{(1)} = 0,55 \cdot 1,246 = 0,685 \text{ кА}.$$

Токи КЗ на остальных участках рассчитываются аналогично, результаты приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты расчетов токов КЗ

Участок / точка КЗ	Zсум, мОм	I ⁽³⁾ кз., кА	Iу., кА	I ⁽²⁾ кз., кА	I ⁽¹⁾ кз, кА
К1	83,0583	2,781	3,419	2,408	-
К2	100,3469	2,301	2,726	1,993	1,266
К3	86,0655	2,683	3,382	2,324	-
К4	103,1292	2,239	2,717	1,939	1,232
К5	97,5435	2,368	3,175	2,050	-
К6	113,7675	2,030	2,627	1,758	1,116
К7	101,6855	2,271	3,092	1,967	-
К8	110,2338	2,095	2,801	1,814	1,152
1	185,4238	1,246	1,599	1,079	0,685
2	109,6247	2,107	2,366	1,824	1,159
3	139,2949	1,658	2,090	1,436	0,912
4	125,4833	1,840	2,179	1,594	1,012
5	150,4482	1,535	1,922	1,329	0,844
6	124,5176	1,855	2,224	1,606	1,020
6а	148,2794	1,558	1,945	1,349	0,857
7	229,9810	1,004	1,328	0,870	0,552
8	272,7817	0,847	1,135	0,733	0,466
8а	210,1053	1,649	2,162	1,428	0,907
9	371,9626	0,931	1,272	0,807	0,512
10	127,0901	1,817	2,191	1,574	0,999
11	125,7599	2,755	3,312	2,385	1,515
12	169,7379	1,361	1,738	1,178	0,748
12а	201,6594	1,718	2,242	1,488	0,945
13	136,8045	1,688	2,073	1,462	0,928
14	148,7459	1,553	1,940	1,345	0,854
15	165,3779	1,396	1,776	1,209	0,768
16	260,5156	0,886	1,185	0,768	0,488
17	273,3048	0,845	1,133	0,732	0,465
18	278,5401	0,829	1,114	0,718	0,456
18а	120,9845	1,909	2,270	1,653	1,050

Продолжение таблицы 10

Участок / точка КЗ	Zсум, мОм	I ⁽³⁾ кз., кА	Iу., кА	I ⁽²⁾ кз., кА	I ⁽¹⁾ кз, кА
19	140,2065	2,471	3,051	2,140	1,359
20	284,5706	0,812	1,092	0,703	0,446
21	231,2660	0,999	1,321	0,865	0,549
22	218,2042	1,588	2,089	1,375	0,873
23	237,7035	0,972	1,289	0,841	0,534
24	330,4800	0,699	0,949	0,605	0,384
25	367,4306	0,943	1,287	0,816	0,519
26	220,8745	1,046	1,378	0,905	0,575
27	273,6311	0,844	1,132	0,731	0,464
28	152,7010	1,512	1,899	1,310	0,832
29	111,8453	2,065	2,390	1,788	1,136
30	255,7785	1,354	1,785	1,173	0,745
31	129,3773	1,785	2,163	1,546	0,982
32	110,6077	2,088	2,406	1,808	1,148
33	103,6490	2,228	2,495	1,930	1,225
34	109,8616	2,102	2,416	1,820	1,156
35	107,4871	2,149	2,447	1,861	1,182
36	135,6789	2,553	3,130	2,211	1,404
39	106,6297	2,166	2,458	1,876	1,191
40	481,8463	0,479	0,662	0,415	0,264
41	414,7262	0,557	0,765	0,482	0,306
42	142,2935	1,623	2,010	1,406	0,893

2.6 Защита линий распределительной сети 0,4 кВ

«Для защиты линий распределительной сети 0,4 кВ требуется выбрать автоматические выключатели. Условия выбора автоматических выключателей» [2,7]:

- «номинальное напряжение аппарата должно соответствовать напряжению сети, либо превышать его» [2, 7]:

$$U_{ном} \geq U_c, \quad (28)$$

- «предельная коммутационная способность (ПКС) аппарата должна превышать максимальный ударный ток КЗ в месте установки» [2]:

$$ПКС > i_y, \quad (29)$$

- «ток уставки теплового расцепителя должен превышать ток нагрузки» [2]:

$$I_{m.p.} > I_p, \quad (30)$$

- «отстройка уставки теплового расцепителя от номинального тока нагрузки» [2]:

$$I_{m.p.} > 1,1 \cdot I_p, \quad (31)$$

«Проверка чувствительности электромагнитного расцепителя» [2]:

$$K_q = \frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{эм.р.}} > 1,1. \quad (32)$$

«Проверка по селективности срабатывания:

$$t_{c.o.} \geq t_{c.o.n.} + \Delta t, \quad (33)$$

где $t_{c.o.n.}$ – максимальное время срабатывания отсечки предыдущей от источника питания защиты, с;

Δt – ступень селективности, с» [17].

Выбор автоматического выключателя для защиты КЛ к зданию №1 согласно (28-33). Выбираем автомат ВА-51-35 на номинальный ток 40 А:

$$U_{ном} = 400 \geq 400 \text{ В};$$

$$1,1 \cdot 34,69 = 38,16 \text{ А};$$

$$I_{м.р.} = 40 > 38,16 \text{ А};$$

$$K_{ч} = \frac{1,08}{0,54} = 2,0 > 1,1;$$

$$ПКС = 20 > 1,6 \text{ кА};$$

$$t_{с.о.} = 0,25 \geq 0,02 + 0,1 = 0,12 \text{ с.}$$

Все условия выбора и проверки выполняются.

Для остальных линий выбор и проверка автоматов аналогичны, результаты сведены в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор и проверка автоматических выключателей

Участок	I_p , А	$1,1 \cdot I_p$, А	$I_{y.}$, кА	$I^{(1)}_{кз}$, кА	Тип автомата	$I_{ном}$, А	$I_{т.р.}$, кА	$I_{э.р.}$, кА	$K_{ч}$	ПКС, кА
1	34,69	38,16	1,60	1,08	ВА-51-35	40	0,04	0,540	2,0	20
2	115,06	126,57	2,37	1,82	ВА-51-35	160	0,16	1,080	1,7	36
3	93,19	102,51	2,09	1,44	ВА-51-35	125	0,13	0,844	1,7	36
4	45,08	49,59	1,92	1,33	ВА-51-35	50	0,05	0,675	2,0	20
5	152,81	168,09	1,92	1,33	ВА-51-35	200	0,20	0,900	1,5	36
6	91,40	100,54	2,22	1,61	ВА-51-35	125	0,13	0,844	1,9	36
6а	40,34	44,37	1,94	1,35	ВА-51-35	50	0,05	0,675	2,0	20
7	39,78	43,76	1,33	0,87	ВА-51-35	50	0,05	0,675	1,3	20
8	33,45	36,79	1,14	0,73	ВА-51-35	40	0,04	0,540	1,4	20
8а	104,92	115,42	2,16	1,43	ВА-51-35	125	0,13	0,844	1,7	36
9	33,45	36,79	1,27	0,81	ВА-51-35	40	0,04	0,540	1,5	20

Продолжение таблицы 11

Участок	I_p, A	$1,1 \cdot I_p, A$	$I_y, кА$	$I^{(1)}_{кз}, кА$	Тип автомата	$I_{ном}, A$	$I_{т.р.}, кА$	$I_{э.р.}, кА$	$K_{ч}$	ПКС, кА
10	182,63	200,89	2,19	1,57	ВА-51-35	250	0,25	1,125	1,4	36
11	39,66	43,63	3,31	2,39	ВА-51-35	50	0,05	0,675	3,5	20
12	29,35	32,29	1,74	1,18	ВА-51-35	40	0,04	0,540	2,2	20
12а	131,97	145,16	2,24	1,49	ВА-51-35	160	0,16	1,080	1,4	36
13	27,88	30,67	2,07	1,46	ВА-51-35	32	0,03	0,432	3,4	20
14	33,71	37,08	1,94	1,34	ВА-51-35	40	0,04	0,540	2,5	20
15	27,44	30,19	1,18	0,77	ВА-51-35	32	0,03	0,432	1,8	20
16	27,44	30,19	1,18	0,77	ВА-51-35	32	0,03	0,432	1,8	20
17	32,14	35,35	1,13	0,73	ВА-51-35	40	0,04	0,540	1,4	20
18	27,11	29,82	1,11	0,72	ВА-51-35	32	0,03	0,432	1,7	20
18а	106,08	116,69	2,27	1,65	ВА-51-35	125	0,13	0,844	2,0	36
19	45,47	50,01	3,05	2,14	ВА-51-35	63	0,06	0,851	2,5	20
20	39,22	43,14	1,09	0,70	ВА-51-35	50	0,05	0,338	2,1	20
21	39,22	43,14	1,32	0,86	ВА-51-35	50	0,05	0,675	1,3	20
22	43,45	47,80	2,09	1,37	ВА-51-35	50	0,05	0,675	2,0	20
23	43,45	47,80	1,29	0,84	ВА-51-35	50	0,05	0,675	1,2	20
24	43,45	47,80	0,95	0,61	ВА-51-35	50	0,05	0,338	1,8	20
25	43,45	47,80	1,29	0,82	ВА-51-35	50	0,05	0,675	1,2	20
26	132,07	145,28	1,38	0,91	ВА-51-35	160	0,16	0,720	1,3	36
27	91,40	100,54	1,13	0,73	ВА-51-35	125	0,13	0,563	1,3	36
28	91,40	100,54	1,90	1,31	ВА-51-35	125	0,13	0,844	1,6	36
29	130,53	143,58	2,39	1,79	ВА-51-35	160	0,16	1,080	1,7	36
30	343,73	378,10	1,78	1,17	ВА-51-35	400	0,40	0,900	1,3	36
31	281,52	309,67	2,16	1,55	ВА-51-35	320	0,32	1,080	1,4	36
32	111,47	122,62	2,41	1,81	ВА-51-35	125	0,13	0,844	2,1	36
33	193,52	212,87	2,49	1,93	ВА-51-35	250	0,25	1,688	1,1	36
34	132,56	145,82	2,42	1,82	ВА-51-35	160	0,16	1,080	1,7	36
35	354,31	389,74	2,45	1,86	ВА-51-35	400	0,40	1,350	1,4	36
36	13,83	15,22	3,13	2,21	ВА-51-35	16	0,02	0,216	10,2	20
39	90,68	99,75	2,46	1,88	ВА-51-35	100	0,10	1,350	1,4	36
40	36,83	40,51	0,66	0,42	ВА-51-35	50	0,05	0,338	1,2	20
41	49,19	54,10	0,76	0,48	ВА-51-35	63	0,06	0,284	1,7	20
42	135,95	149,54	2,01	1,41	ВА-51-35	160	0,16	1,080	1,3	36

2.7 Проектирование контура заземления ТП

Проведем расчет заземления подстанций.

«Максимально допустимое сопротивление со стороны 0,4 кВ $R_3=4$ Ом» [7,8]. «Удельное сопротивление грунта для вертикальных (ВЭ) и горизонтальных (ГЭ) электродов определяется по формуле:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (34)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта (известняк), 2000 Ом · м;

K_c – коэффициент сезонности» [15].

$$\rho_{pe} = 2000 \cdot 1,1 = 2200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$\rho_{pg} = 2000 \cdot 1,4 = 2800 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

«Используем контурное заземление. Для ВЭ используем угловую сталь 50x50 мм, для ГЭ используем полосовую сталь 50x5 мм» [15].

«Сопротивление растеканию для одного ВЭ определяется по формуле:

$$R_{овэ} = \frac{\rho_{pe}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right] \quad (35)$$

где l – длина ВЭ, м;

d – приведенный диаметр ВЭ, м;

t – расстояние от поверхности до центра ВЭ, м.

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (36)$$

где b – ширина уголка, м» [15].

Сопротивление растеканию для одного ВЭ:

$$d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475 \text{ м}$$

$$t = 3 / 2 + 0,8 = 2,3 \text{ м}$$

$$R_{\text{огэ}} = \frac{2200}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 3}{0,0475} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) \right] = 60,962 \text{ Ом}$$

«Расчетное число ВЭ:

$$n' = R_{\text{огэ}} / R_{\text{н}} \quad (37)$$

где $R_{\text{н}} = 4$ Ом – наибольшее допустимое сопротивление заземления, Ом.

$$n' = 60,962 / 4 = 15,2 \approx 16 \text{ шт}$$

Длина ГЭ определяется по формуле:

$$l_2 = 1,05 \cdot a \cdot n' \quad (38)$$

где a – расстояние между ВЭ, м.

$$a = l_{\text{пер}} / n' \quad (39)$$

где $l_{\text{пер}}$ – периметр здания ТП, м» [15].

$$l_{\text{пер}} = 2 \cdot (9,97 + 7,62) = 35,18 \text{ м}$$

$$a = 35,18 / 16 = 2,2 \text{ м}$$

$$l_2 = 1,05 \cdot 2,2 \cdot 16 = 36,96 \text{ м}$$

Схема контура заземления ТП показана на рисунке 4.

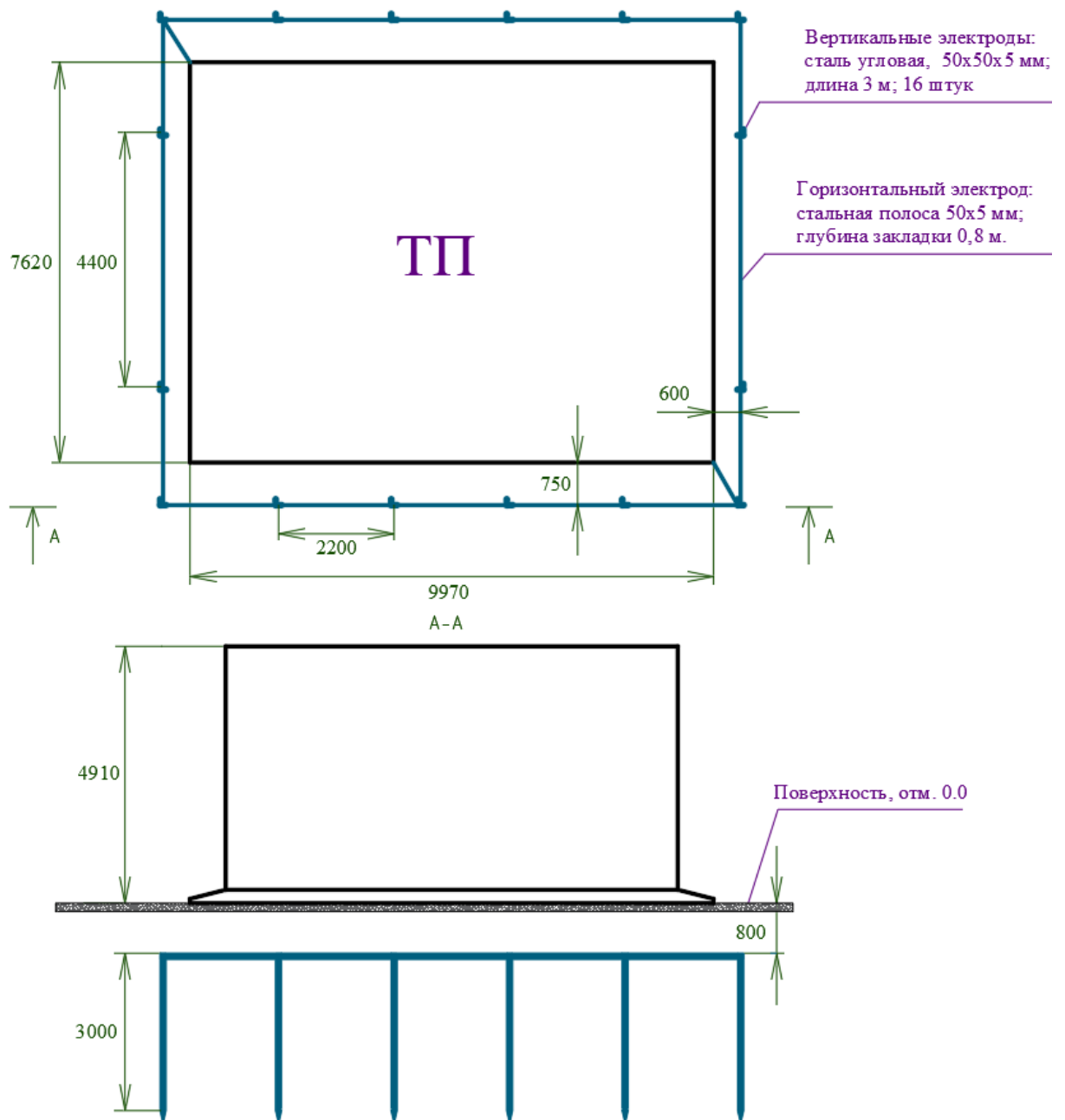


Рисунок 4 – Схема контура заземления ТП

«Сопротивление растеканию ГЭ:

$$R_{\text{эз}} = \frac{\rho_{\text{рз}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{l^2}{d \cdot t} \right) \quad (40)$$

где l – длина ГЭ, м;

d – расчетный диаметр ГЭ, м;

t – расстояние от поверхности до центра ГЭ, м.

$$d = 0,5 \cdot b, \quad (41)$$

где b – ширина полосы, м» [15].

$$d = 0,5 \cdot 0,05 = 0,025 \text{ м}$$

$$t = 0,05 / 2 + 0,8 = 0,825 \text{ м}$$

$$R_{23} = \frac{2800}{2 \cdot 3,14 \cdot 36,96} \cdot \ln \left(\frac{36,96^2}{0,025 \cdot 0,825} \right) = 2,757 \text{ Ом}$$

«Эквивалентное сопротивление группового заземлителя:

$$R_{zp} = \frac{R_{063} \cdot R_{23}}{R_{063} \cdot \eta_6 \cdot n + R_{23} \cdot \eta_2} \quad (42)$$

где η_6 – коэффициент использования ВЭ;

η_2 – коэффициент использования ГЭ» [16].

$$R_{zp} = \frac{60,962 \cdot 2,757}{60,962 \cdot 0,51 \cdot 16 + 2,757 \cdot 0,3} = 3,792 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом}$$

Вывод по разделу 2.

Проведена разработка СЭС жилого района. Определены электрические нагрузки зданий; выбраны ТП и силовые трансформаторы; рассчитаны питающая и распределительная сети, выбраны кабели, проведена проверка линий по потерям напряжения; определены токи КЗ; выбраны аппараты защиты линий распределительной сети, выполнена их проверка по чувствительности срабатывания и допустимым параметрам в рабочих и аварийных режимах; спроектирован контур заземления подстанций, составлена схема контура заземления ТП.

3 Выбор терминалов релейной защиты и автоматики, расчет уставок

3.1 Релейная защита питающей КЛ 10 кВ

Релейная защита питающей КЛ 10 кВ обеспечивается современными терминалами БМРЗ-101-Д-КЛ-01 производства НТЦ «Механотроника». Микропроцессорная часть позволяет задать токи срабатывания программно.

Внешний вид терминала БМРЗ-101-Д-КЛ-01 показан на рисунке 5.



Рисунок 5 – Внешний вид терминала БМРЗ-101-Д-КЛ-01

Рассчитаем уставки предусмотренных видов РЗ.

«Токовая отсечка (ТО):

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (43)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, равен 5,0 для МУ РЗА» [1].

$$I_{C3} \geq 5 \cdot 0,162 = 0,81 \text{ кА}$$

«МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{p.макс} , \quad (44)$$

где $I_{p.макс}$ – расчетный ток КЛ, А» [1].

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 162,051 = 224,966 \text{ А}$$

«Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T} , \quad (45)$$

где $k_{cx} = 1$ – коэффициент схемы подключения ТТ;

n_T – коэффициент трансформации ТТ» [1].

$$I_{CP} = 224,966 \cdot \frac{1}{200/5} = 5,624 \text{ А}$$

«Коэффициент чувствительности защиты» [1]:

$$k_u = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}} , \quad (46)$$

$$k_u = \frac{2408}{224,966} = 10,7 \geq 1,5$$

Защита от замыканий на землю (ЗНЗ).

«Ток срабатывания:

$$I_{C.з.} \geq k_{отс} \cdot k_B \cdot I_C , \quad (47)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, равен 1,2 для МУ РЗА;

k_B – коэффициент броска ёмкостного тока, равен 2,5 для МУ РЗА;

I_C – ёмкостный ток присоединения, А.

$$I_C = I_{CO} \cdot L \cdot m, \quad (48)$$

где I_{CO} – удельный ёмкостный ток кабеля, А/км;

L – длина линии, км;

m – число проводов на фазу, шт» [1].

$$I_C = 1,16 \cdot 1,21 \cdot 1 = 1,404 \text{ А}$$

$$I_{C.з.} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 1,404 = 4,211 \text{ А}$$

3.2 Автоматический ввод резерва (АВР) 0,4 кВ

АВР предназначен для автоматического переключения питания ответственных потребителей на резервный источник при пропадании либо несоответствии норм показателей качества питания с основного источника.

Упрощенная схема АВР 0,4 кВ показана на рисунке 6.

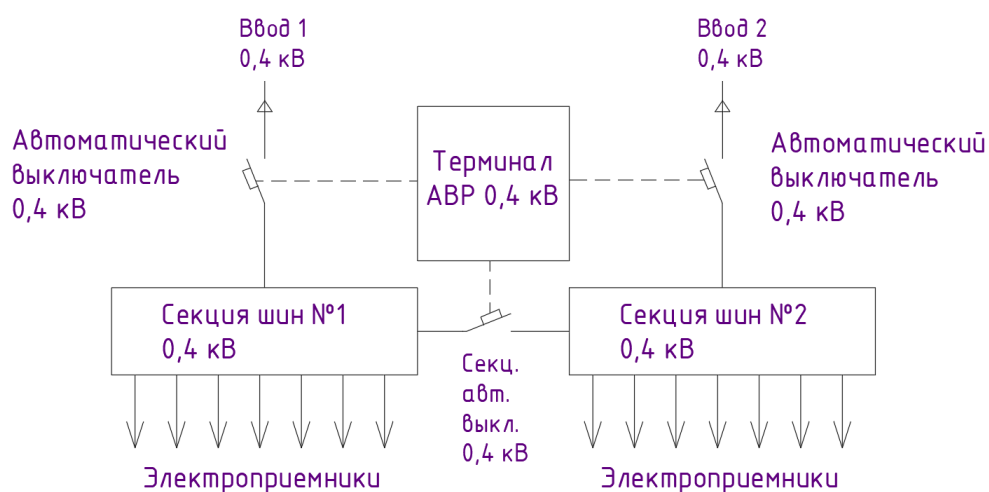


Рисунок 6 – Упрощенная схема АВР 0,4 кВ

АВР на шинах вводных РП 0,4 кВ потребителей 1 категории выполняется на микропроцессорном терминале БМРЗ-107-АВР-20.

«Для обеспечения дистанционного управления и контроля состояния, вводные и секционный автоматические выключатели на вводе 0,4 кВ и секционной перемычке выбираются с электромагнитным приводом. Терминал БМРЗ-107-АВР-20 обеспечивает автоматический ввод резервного источника при пропадании напряжения на одном из питающих вводов и автоматическое восстановление схемы нормального режима питания. В нормальном режиме работы питание подается на оба ввода 0,4 кВ, секционный выключатель отключен. При пропадании напряжения на одном из вводов, АВР отключает выключатель этого ввода (QF1 или QF2) и включает секционный выключатель (QF3). После проведения необходимых ремонтно-восстановительных работ и появлении питания на втором вводе 0,4 кВ, терминал АВР автоматически восстанавливает схему нормального режима питания, включая выключатель ввода (QF1 или QF2) и отключая секционный выключатель (QF3)» [23]. Выбор уставок АВР 0,4 кВ производится в соответствии с инструкцией терминала. «Уставка пускового органа минимального напряжения выбирается по условию:

$$U_{C.P} = 0,7 \cdot U_{НОМ}, \quad (49)$$

где $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение сети, В» [1].

$$U_{C.P0,4} = 0,7 \cdot 380 = 266 \text{ В.}$$

«Напряжение срабатывания максимального реле напряжения, контролирующего наличие напряжения на другой секции» [1]:

$$U_{C.P} = (0,6 \div 0,65) \cdot U_{НОМ}, \quad (50)$$

$$U_{C.P0,4} = (0,6 \div 0,65) \cdot 380 = 228 \div 247 \text{ В.}$$

«Время срабатывания реле времени пускового органа напряжения АВР:

$$t_{C.P.ABP} = t_1 + \Delta t, \quad (51)$$

где t_1 – время срабатывания выключателей на отходящих линиях, с;

Δt – степень селективности, с» [1].

$$t_{C.P.ABP} = 0,05 + 0,5 = 0,55 \text{ с.}$$

Внешний вид терминала БМР3-107-АВР-20 показан на рисунке 7.



Рисунок 7 – Внешний вид терминала БМР3-107-АВР-20

Вывод по разделу 3.

Проведены выбор современных терминалов релейной защиты и автоматики, расчет уставок предусмотренных видов РЗА. Релейная защита питающей КЛ 10 кВ выполнена на микропроцессорном терминале БМР3-101-Д-КЛ-01; автоматический ввод резерва на вводах 0,4 кВ ответственных потребителей выполнен на терминале БМР3-107-АВР-20.

Заключение

Спроектирована система электроснабжения жилого района города Оренбурга, использовались актуальные нормативно-технические документы.

В ходе проектирования решены задачи:

- проанализирована проектно-строительная документация;
- проанализированы основные нормативно-технические документы по разработке СЭС жилых районов;
- систематизированы характеристики района и инфраструктуры, исходные данные для разработки СЭС;
- определены электрические нагрузки зданий;
- выбраны ТП и силовые трансформаторы;
- рассчитаны питающая и распределительная сети, выбраны кабели, проведена проверка линий по потерям напряжения;
- определены токи КЗ;
- выбраны аппараты защиты линий распределительной сети, выполнена их проверка по чувствительности срабатывания и допустимым параметрам в рабочих и аварийных режимах;
- спроектирован контур заземления подстанций, составлена схема контура заземления;
- проведен выбор современных терминалов релейной защиты и автоматики, определены требуемые уставки защит.

Спроектированная СЭС жилого района обеспечит надежное и безопасное электроснабжение потребителей согласно актуальным требованиям нормативно-технических документов, также учтены требования проектно-технической документации от застройщика. Выбранное современное электротехническое оборудование имеет высокие технико-эксплуатационные характеристики, а также требует минимального обслуживания и планового ремонта.

Список используемых источников

1. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах / В.А. Андреев. – М.: Высшая школа, 2017. 256 с.
2. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений / Т.В. Анчарова, Е.Д. Стебунова, М.А. Рашевская. – М.: Инфра-Инженерия, 2016. 416 с.
3. ГОСТ 14209-85. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. – М.: Энергия, 2018. 39 с.
4. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов: Учебное пособие для среднего профессионального образования / Е.А. Конюхова. – М.: ИЦ Академия, 2017. 320 с.
5. Кудрин Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы: Учебное пособие / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина. - М.: МЭИ, 2016. 412 с.
6. Куско А. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии / А. Куско, М. Томпсон. - М.: Додэка XXI, 2016. 336 с.
7. Охрана труда в энергетике: Учебник для техникумов / под ред. Князевского Б.А. – М.: Энергопромиздат, 2017. 376 с.
8. Правила устройства электроустановок, издание 7. – М.: Энергия, 2021. 648 с.
9. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования - М.: Энергия, 2018. 69 с.
10. РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. – Москва: Изд-во стандартов, 2021. – 30 с.
11. Проектно-техническая документация. Электроснабжение жилого района Восточный. – Оренбург, 2021. – 197 с.
12. Фролов Ю. М. Основы электроснабжения / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. – М.: Лань, 2018. 480 с.

13. Хорольский В. Я. Надежность электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. – М.: Форум, Инфра-М, 2017. 128 с.
14. Хорольский В. Я. Эксплуатация систем электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. – М.: Дрофа, 2016. 288 с.
15. Шеховцов В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения / В.П. Шеховцов. – М.: Форум, Инфра-М, 2017. 216 с.
16. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению / В.П. Шеховцов. - М.: Форум, Инфра-М, 2016. 136 с.
17. Юндин М. А. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению / М.А. Юндин, А.М. Королев. - М.: Лань, 2016. 320 с.
18. Biegelmeier G. Electro supply system. – Bulletin. Int. Sek IVSS Verhüt Arbeitsall und Berufskrankh Elek, 2017. 428 p.
19. Dalziel C.F., Lee W. Electricity and power supply – “IEEE Spectrum”, 2018, №2. p. 44-50.
20. Designing a modern substation to minimise cost and time during future upgrades. Sinclair Boy Pienaar. /Dissertation submitted in fulfilment of the requirements for the degree: Master of Engineering in Electrical Engineering /Department of Electrical, Electronic and Computer Engineering, Faculty of Engineering and Information Technology. Central University of Technology, Free State, July 2019.
21. Minimization of active capacity losses in cable power lines of 0.4 kV using optimally distributed compensating devices at petrochemical and oil refining enterprises. E. V. Tumaeva¹, S. S. Kuzin and E. N. Gavrilov. IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering 643, DOI: 10.1088/1757-899X/643/1/012100; 21 September 2019.
22. Vlasyuk, I.V. Paramonov, S.Yu. Belov, S.I. The influence of reactive power compensation on energy saving by agricultural enterprises. AGRIS: International information system for the agricultural science and technology, 2018, P 40–46.
23. Школа электрика. Информационный портал. [Электронный ресурс]. – <http://electricalschool.info/> (дата обращения: 01.10.2021).
24. Энергосети России. Информационный портал. [Электронный ресурс]. – <https://energoseti.ru/> (дата обращения: 02.10.2021).

25. Проектирование электроснабжения. Информационный портал. [Электронный ресурс]. – <http://220blog.ru/> (дата обращения: 03.10.2021).
26. Elec.ru. Электротехнический интернет-портал. [Электронный ресурс]. – <https://www.elec.ru/> (дата обращения: 04.10.2021).
27. Центральный электротехнический портал России и СНГ. [Электронный ресурс]. – <https://elektroportal.ru/> (дата обращения: 06.10.2021).
28. Энергопортал.ру. Специализированный интернет-портал по электрооборудованию и электротехнике. [Электронный ресурс]. – <https://www.energoportal.ru/> (дата обращения: 07.10.2021).

Приложение Б

Схема прокладки кабельных линий

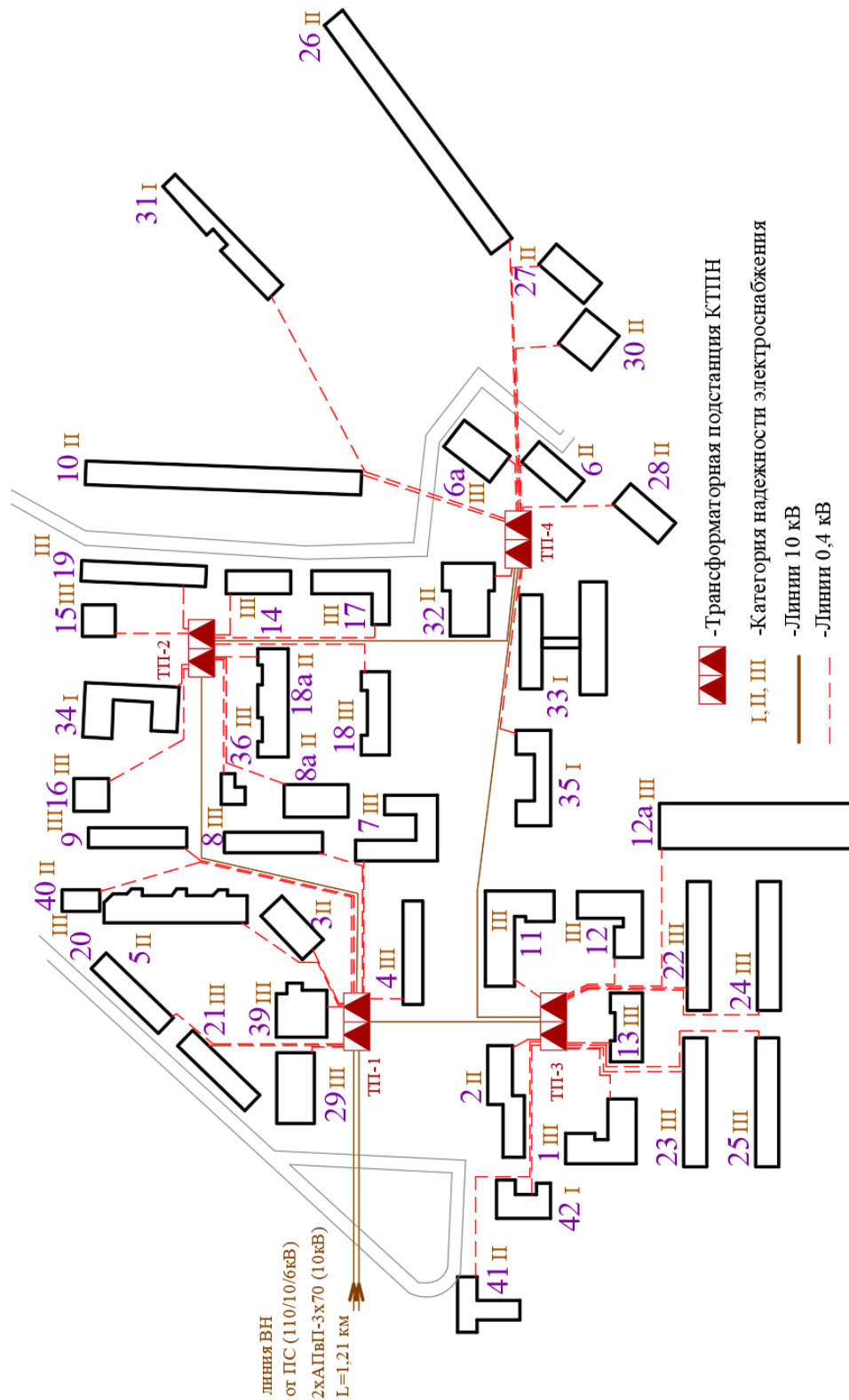


Рисунок Б.1 – Схема прокладки кабельных линий