

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  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ И.М. Кирпичникова  
(подпись)

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Электроснабжение жилого района г. Челябинска, ограниченного улицами: пр-т  
Ленина, Энтузиастов, Витебская, Овчинникова, Воровского, Свердловский пр-т.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ  
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.117.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите  
к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ А.М. Ершов  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Руководитель проекта  
к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ Р.Г. Валеев  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Консультант по БЖД  
к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ И.В.Скуртова  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Автор проекта  
Студент группы П-473

\_\_\_\_\_ Д.Ю.Черненко  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Нормоконтролер  
к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ Р.Г. Валеев  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

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»  
Направление 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ И.М.Кирпичникова

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

### ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента

**Черненко Дарьи Юрьевны**

(фамилия, имя, отчество полностью)

Группа П-473

1 Тема работы

Электроснабжение жилого района г. Челябинска, ограниченного улицами:  
пр-т Ленина, Энтузиастов, Витебская, Овчинникова, Воровского, Свердловский  
пр-т.

Утверждена приказом по университету от 24 апреля 2020г.№ 627

2 Срок сдачи студентом законченной работы 8.06.20

3 Исходные данные к работе

База данных кафедры

---

---

---

---

---

---

---

---



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

1. План генеральный жилого района г. Челябинска ,ограниченного улицами пр-т Ленина, Энтузиастов, Витебская, Овчинникова, Воровского, Свердловский пр-т.

2. Схема принципиальная электрическая электроснабжения

3. Плакат по безопасности жизнедеятельности

4. Конструктивный чертеж БКТП1-630/10/0,4

5. Плакат по релейной защите

6. Плакат по экономической части

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		
БЖД	И.В. Скуртова		

7 Дата выдачи задания «7» февраля 2020 г.

Руководитель

\_\_\_\_\_ (подпись)

Р.Г. Валеев

\_\_\_\_\_ (И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_ (подпись)

Д.Ю. Черненко

\_\_\_\_\_ (И.О. Фамилия)

## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы (проекта)	Отметка о выполнении руководителя
Расчет электрических нагрузок	25.03.20	
Выбор силовых трансформаторов	30.03.20	
Расчет распределительной сети 10 кВ	5.04.20	
Расчет распределительной сети 0,4 кВ	15.04.20	
Релейная защита магистральной линии и трансформатора на стороне ВН	10.05.20	
Вопросы охраны труда и техники безопасности	20.05.20	
Экономическая часть	25.05.20	
Графическая часть	08.06.20	

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_

(подпись)

И.М. Кирпичникова

(И.О. Фамилия)

Руководитель работы

\_\_\_\_\_

(подпись)

Р.Г. Валеев

(И.О. Фамилия)

Студент

\_\_\_\_\_

(подпись)

Д.Ю. Черненко

(И.О. Фамилия)

## АННОТАЦИЯ

Черненко Д.Ю. Электроснабжение жилого района г. Челябинска, ограниченного улицами: пр-т Ленина, Энтузиастов, Витебская, Овчинникова, Воровского, Свердловский пр-т.-Челябинск, ЮУрГУ, ЭФ, 2020, 115 с, ил., библиогр. список – 29 наим., 3 прил., 3 листа чертежей ф.А1

В выпускной квалификационной работе представлен проект электроснабжения района города Челябинска, ограниченного улицами: пр-т Ленина, Энтузиастов, Витебская, Овчинникова, Воровского, Свердловский пр-т.

В ходе проектирования был выполнен расчет электрических нагрузок общественных зданий и жилых домов, а также наружной осветительной сети. Был произведен выбор силовых трансформаторов и выполнено технико-экономическое сравнение трансформаторов с одинаковыми мощностями, но с разными потерями – с пониженными и нормальными. Далее было выбрано оборудование и разработан генеральный план микрорайона. Рассмотрен вопрос организации релейной защиты трансформатора 1600/10/0,4 кВ и магистральной линии.

В разделе безопасность жизнедеятельности были рассмотрены вопросы заземления, освещения и молниезащиты БКТП.

Генплан микрорайона, конструктива БКТП и полная принципиальная схема представлены в графической части. Также представлены демонстративные плакаты по релейной защите и безопасности жизнедеятельности.

					П-473.130302.2020.00.00 ПЗ.КП					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докцм.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>						
<i>Разраб.</i>	<i>Черненко Д.Ю.</i>				Электроснабжение жилого района г. Челябинска, ограниченного улицами: пр-т.Ленина, Энтузиастов, Витебская, Овчинникова ,Воровского и Свердловский пр-т.			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	<i>Валеев Р.Г</i>							В	К	Р
<i>Реценз.</i>					ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ					
<i>Н. Контр.</i>	<i>Валеев</i>									
<i>Утверд.</i>	<i>Кирпичникова</i>									

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА.....	6
СРАВНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ.....	8
ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК .....	9
1.1 Нагрузка жилой части микрорайона .....	9
1.2 Нагрузка общественных зданий .....	17
1.3 Расчет уличного освещения .....	23
2 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	25
3 РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 6 кВ.....	37
3.1 Выбор кабельных линий 6 кВ.....	37
3.2 Расчет токов КЗ в электрических сетях напряжением выше 1 кВ.....	39
4 РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 0,4 кВ.....	40
5 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ .....	60
5.1 Выбор КСО и встроенных коммутационных аппаратов .....	60
5.2 Выбор трансформаторов напряжения.....	68
5.3 Выбор выключателей нагрузки .....	70
6 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ЖИЛОГО ДОМА .....	72
7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА МАГИСТРАЛЬНОЙ ЛИНИИ И ТП НА СТОРОНЕ ВН .....	80
7.1 Описание схемы.....	80
7.2 Организация защиты трансформатора на стороне ВН.....	82
7.3 Защита магистральной линии .....	90
7.4 Защита магистральной линии от ОЗЗ .....	95
8 ВОПРОСЫ БЕЗОПАСНОСТИ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	97
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	113
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	114

					130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ А.....

ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....

					130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5



## ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

1. Объекты электроснабжения – жилые дома, общественные здания и сооружения.

2. Основные потребители электроэнергии – наружное и внутреннее освещение, бытовые электроплиты, электродвигатели лифтов, насосов и вентиляторов.

3. Категория основных потребителей по надежности электроснабжения – I, II. К потребителям I категории относятся:

– противопожарные устройства (пожарные насосы, системы подпора воздуха, пожарной сигнализации и оповещения о пожаре),

– лифты,

– аварийное освещение,

– огни светового ограждения

К потребителям II категории относятся:

– жилые дома с электроплитами

4. Напряжение внутреннего электроснабжения микрорайона 10 кВ.

5. На территории устанавливаются трансформаторные подстанции с трансформаторами типов ТМГ, мощностью 1000 и 630 кВ·А.

6. Электроснабжение микрорайона запроектировано от потребительских трансформаторных подстанций, питание которых осуществляется от существующей подстанции «Западная» путем сооружения РП.

7. БКТП-10 кВ укомплектовано камерами КСО «Новация», РУ-0,4 кВ укомплектовано щитами ЩО-70;

8. Климат – умеренный континентальный, для него характерны значительные колебания температур, холодная зима. Климатические условия достаточно суровы, в зимний период температура воздуха может опускаться до -45 градусов, а летом доходить до +40 градусов.

9. Тип и сечение кабельных линий: АПвВнг-LS с сечением 70, АПвЭБП с сечением 70,185,240 мм<sup>2</sup>

10. На территории устанавливаются трансформаторные подстанции с трансформаторами типов ТМГ, мощностью 1000 и 630 кВ·А.

					130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

## СРАВНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

К сравнению приняты трехфазные двухобмоточные трансформаторы 6/0,4 кВ, мощностью 1000 кВА. Данные взяты из каталогов поставщиков: Минский завод им. Козлова (Беларусь) и Zhejiang Laurence Power Equipment Co., Ltd (Китай) [19 и 32].

Имеющиеся данные позволяют сравнить основные параметры, потери, габариты, массу и цену трансформаторов. Сведение данных в таблицу 1 упрощает сравнительный анализ.

Таблица 1 – Сравнение трансформаторов

Наименование	ТМГ-1000/6	S9 -1000/6
Номинальная мощность, кВА	1000	1000
Номинальная частота, Гц	50	50,60
Ток холостого хода, не более, %	1	1
Потери холостого хода, кВт	1,6	1,7
Потери короткого замыкания, кВт	10,8	10,3
Полная масса, кг	2750	2970
Габаритные размеры: (LxVxH), мм	1720x1135x1860	1750×1080×1650
Ориентировочная цена, тыс. руб	260	390
Срок эксплуатации, лет	25	20

Преимуществом китайского трансформатора являются меньшие габариты, недостатком – высокая цена. На данный момент покупка трансформатора из-за рубежа невыгодна в силу ряда экономических причин. Кроме того, у трансформатора ТМГ выше заявленный срок эксплуатации.

### Выводы по разделу один

На основе сравнительного анализа силовых трансформаторов была выявлена разница в цене и сроке эксплуатации. К установке принимаем трансформатор ТМГ-1000/6/0,4 кВ.

## ВВЕДЕНИЕ

Системой электроснабжения (СЭС) называют совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией. Системы электроснабжения городских сетей создаются для обеспечения питания электроэнергией электроприемников города и должны отвечать определенным технико-экономическим требованиям:

- обладать минимальными затратами при соблюдении всех технических показателей;
- обеспечивать требуемую надежность электроснабжения и надлежащее качество электрической энергии;
- быть удобны в эксплуатации и безопасны в обслуживании;
- иметь достаточную гибкость, позволяющую обеспечивать оптимальные режимы работы как в нормальном, так и в послеаварийном режимах;
- позволять осуществление реконструкций без существенного удорожания первоначального варианта.

Чтобы система электроснабжения удовлетворяла всем предъявляемым к ней требованиям, необходимо при проектировании учитывать большое число различных факторов, то есть использовать системный подход к решению задачи, учитывающий взаимовлияние факторов.

В выпускной квалификационной работе рассматриваются вопросы проектирования электроснабжения района города.

Создание рациональной системы электроснабжения города является сложной задачей, включающей в себя выбор рационального числа трансформаций, выбор рациональных напряжений, правильный выбор места размещения трансформаторных подстанций, рациональный выбор числа и мощности трансформаторов.

Города являются крупными потребителями электрической энергии, так как в них проживает более 60 % населения страны и располагается большое количество промышленных предприятий. Происходит увеличение расхода электроэнергии на бытовые нужды населения, что требует строительства жилья и, соответственно, проектирования и строительства распределительных электрических сетей.

					130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

# 1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

## 1.1 Нагрузка жилой части микрорайона

Расчетные нагрузки потребителей определяются по указаниям РД 34.20.185 – 94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей» [1] и СП-256.1325800.2016 «Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа» [2]. Основные данные жилых зданий сведены в таблицу 1.

Таблица 1.1 – Характеристика жилых зданий

Адрес дома	Кол-во этажей	Кол-во подъездов	Кол-во квартир	Кол-во лифтов
Ленина проспект, 77	6	2	115	0
Энтузиастов,7	5	4	80	0
Сони кривой,50а	16	1	64	2
Сони Кривой,50	5	4	64	0
Проспект Ленина, 73	5	2	124	0
Энгельса,32	5	4	64	0
Энгельса,32а	10	3	77	6
Сони Кривой,46	5	4	80	0
Ленина пр-т,71а	5	6	71	0
Ленина проспект,71	7	11	187	11
Энгельса,69	5	4	67	0
Энгельса,69а	5	5	100	0
Володарского,50	5	4	80	0
Володарского,52а	14	1	12	2
Володарского,52	5	4	80	0
Володарского,50а	9	1	26	1
Энгельса,69б	6	1	24	0
Энгельса,71	5	2	40	0
Сони Кривой,42	5	4	60	0
Сони Кривой,38	5	4	64	0
Сони Кривой,36	6	2	35	0
Сони Кривой,69	9	2	97	2
Сони Кривой,67а	10	1	32	2
Сони Кривой,65	5	4	70	0
Сони Кривой,63	5	4	70	0
Сони Кривой,61	5	4	70	0

Продолжение таблицы 1.1

Адрес дома	Кол-во этажей	Кол-во подъездов	Кол-во квартир	Кол-во лифтов
Сони Кривой,59	5	4	70	0
Сони Кривой,67а	5	6	30	0
Сони Кривой,65а	5	6	90	0
Энгельса,36	5	4	40	0
Энгельса,36а	10	7	168	14
Энтузиастов,13а	9	5	180	5
Энгельса,38	5	4	80	0
Энгельса,40	5	4	70	0
Энгельса,40а	5	4	60	0
Энгельса,42	5	4	70	0
Энгельса,42а	5	2	118	0
Энгельса,44	10	4	160	8
Энгельса,44в	11	1	40	2
Энтузиастов,15	11	4	160	8
Энтузиастов,11в	16	1	59	2
Энгельса,73	5	4	70	0
Сони Кривой,55	5	5	103	0
Сони Кривой,53	5	5	100	0
Сони Кривой,51	5	2	36	0
Сони Кривой,49б	9	1	24	1
Сони Кривой,49	5	2	38	0
Сони Кривой,47	5	6	120	0
Сони Кривой,45	5	6	120	0
Сони Кривой,43	5	6	120	0
Сони Кривой,41	4	2	38	0
Свердловский проспект,78	5	4	80	0
Свердловский проспект,80	5	4	80	0
Свердловский проспект,82	5	3	60	0
Карла Либкнехта,28а	10	1	18	2
Карла Либкнехта,30	5	3	60	0
Сони Кривой,43а	10	1	20	2

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

130302.2020.117.00.00 ПЗ

Лист

10

Продолжение таблицы 1.1

Адрес дома	Кол-во этажей	Кол-во подъездов	Кол-во квартир	Кол-во лифтов
Карла Либкнехта,32	5	4	56	0
Карла Либкнехта,34	5	3	30	0
Сони Кривой,49а	5	6	123	0
Сони Кривой,51а	5	6	124	0
Карла Либкнехта,36а	9	1	18	0
Карла Либкнехта,36	5	3	60	0
Энгельса,75а	5	6	79	0
Энгельса,75	5	4	70	0
Энгельса,77	18	1	64	2
Энгельса,77а	18	1	64	2
Клары Цеткин,70а	2	1	8	0
Южная,4б	5	5	100	0
Южная,4а	5	5	100	0
Южная,4в	10	1	31	2
Южная,2а	5	6	100	0
Карла Либкнехта,9	7	3	67	3
Южная,2	5	6	100	0
Южная,4	5	5	100	0
Клары Цеткин,70б	1	1	2	0
Южная,2б	10	2	40	4
Южная,2в	16	1	80	2
Свердловский проспект,86	9	4	210	4
Южная,1	5	4	79	0
Южная,3	5	4	80	0
Южная,7	5	4	80	0

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

130302.2020.117.00.00 ПЗ

Лист

11

Продолжение таблицы 1.1

Адрес дома	Кол-во этажей	Кол-во подъездов	Кол-во квартир	Кол-во лифтов
Южная,9	5	4	80	0
Курчатова,34	10	5	190	10
Южная,9а	10	1	32	2
Курчатова,30а	11	1	40	2
Курчатова,32	5	4	80	0
Курчатова,30	5	4	80	0
Больничная,12	2	2	8	0
Воровского,26а	5	4	80	0
Свердловский проспект,88	17	2	217	4
Курчатова,24	5	8	120	0

Согласно [2] расчетная нагрузка питающих линий, вводов и на шинах РУ-0,4 кВ ТП от электроприемников квартир  $P_{р.кв}$  кВт, определяется по формуле 1.1

$$P_{р.кв} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв}, \quad (1.1)$$

где  $P_{кв.уд}$  – удельная нагрузка электроприемников квартир, принимаемая по таблице 7.1 [2] в зависимости от числа квартир, присоединенных к линии (ТП), типа кухонных плит, кВт/квартиру;

$n_{кв}$  – количество квартир в доме .

Расчетная реактивная мощность равна

$$Q_{р.кв} = P_{р.кв} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{кв},$$

где  $\operatorname{tg}\varphi_{кв}$  – средневзвешенный коэффициент мощности квартир [2] табл.

2.1.4

Расчетная нагрузка линии питания лифтовых установок по формуле 1.2, кВт:

$$P_{р.л} = k_c \sum_{i=1}^n P_{л}, \quad (1.2)$$

где  $P_{р.л}$  – мощность лифтовых установок;

$k_c$  – коэффициент спроса [2, табл.7.4];

$n$  – количество лифтовых установок;

$P_{л}$  – установленная мощность электродвигателя лифта, кВт.

Расчетная реактивная мощность лифтов равна

$$Q_{р.л} = P_{р.л} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{л}$$

Расчетная электрическая нагрузка жилых домов определяется по формуле 1.3, кВт:

$$P_{р.ж.д} = P_{р.кв} + k_y \cdot P_c, \quad (1.3)$$

где  $k_y$  – коэффициент участия в максимуме нагрузки  $k_y = 0,9$ .

Реактивная нагрузка жилого дома определяется по формуле 1.4, кВар

$$Q_{р.ж.д} = Q_{р.кв} + k_y \cdot Q_c, \quad (1.4)$$

Расчетная полная нагрузка на вводе жилого здания:

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

Расчеты для жилых зданий представим в таблице 1.2.

					130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13



Таблица 1.2 – Нагрузка жилых зданий

Адрес дома	P <sub>кв.заяв</sub> , кВт	P <sub>р.кв.</sub> , кВт	Q <sub>р.кв.</sub> ,кВар	tgφ <sub>кв</sub>	Лифты					P <sub>р.ж.д</sub> , кВт	Q <sub>р.ж.д</sub> ,кВар	S <sub>р.ж.д</sub> , кВА
					P <sub>н.л.</sub> ,кВ	K <sub>с.л.</sub>	P <sub>р.л.</sub> , кВт	Q <sub>р.л.</sub> ,кВар	tgφ <sub>л</sub>			
Ленина проспект, 77	10	144,4	57,1	0,2	0	0	0	0	0	144,4	57,1	155,3
Энтузиастов,7	10	108,2	42,7	0,2	0	0	0	0	0	108,2	42,7	116,3
Сони кривой,50а	10	91,1	36,0	0,2	10,6	0,9	19,1	22,2	1,1	108,4	56,0	122,0
Сони Кривой,50	10	91,1	36,0	0,2	0	0	0	0	0	91,1	36,0	98,0
Проспект Ленина, 73	10	153,8	60,7	0,2	0	0	0	0	0	153,8	60,7	165,3
Энгельса,32	10	91,1	36,0	0,2	0	0	0	0	0	91,1	36,0	98,0
Энгельса,32а	10	105,3	41,6	0,2	10,6	0,65	41,5	48,2	1,1	142,8	85,0	166,1
Сони Кривой,46	10	108,2	42,7	0,2	0	0	0	0	0	108,2	42,7	116,3
Ленина проспект,71а	10	98,8	39,0	0,2	0	0	0	0	0	98,8	39,0	106,3
Ленина проспект,71	10	212,4	83,9	0,2	10,6	0,5	58,6	68	1,1	265,2	145,1	302,3
Энгельса,69	10	94,6	37,4	0,2	0	0	0	0	0	94,6	37,4	101,7
Энгельса,69а	10	128,0	50,6	0,2	0	0	0	0	0	128,0	50,6	137,6
Володарского,50	10	108,2	42,7	0,2	0	0	0	0	0	108,2	42,7	116,3
Володарского,52а	10	30,7	12,1	0,2	10,6	0,9	19,1	22,2	1,1	48,0	32,2	57,8
Володарского,52	10	108,2	42,7	0,2	0	0	0	0	0	108,2	42,7	116,3
Володарского,50а	10	48,9	19,3	0,2	10,6	0,8	8,5	9,8	1,1	56,6	28,2	63,2
Энгельса,69б	10	46,1	18,2	0,2	0	0	0	0	0	46,1	18,2	49,5
Энгельса,71	10	64,0	25,3	0,2	0	0	0	0	0	64,0	25,3	68,8
Сони Кривой,42	10	86,4	34,1	0,2	0	0	0	0	0	86,4	34,1	92,9
Сони Кривой,38	10	91,1	36,0	0,2	0	0	0	0	0	91,1	36,0	98,0
Сони Кривой,36	10	59,5	23,5	0,2	0	0	0	0	0	59,5	23,5	64,0
Сони Кривой,69	10	125,3	49,5	0,2	10,6	0,8	17	19,7	1,1	140,7	67,3	155,9
Сони Кривой,67а	10	56,3	22,2	0,2	10,6	0,8	17	19,7	1,1	71,7	40,1	82,1
Сони Кривой,65	10	98,0	38,7	0,2	0	0	0	0	0	98,0	38,7	105,4
Сони Кривой,63	10	98,0	38,7	0,2	0	0	0	0	0	98,0	38,7	105,4
Сони Кривой,61	10	98,0	38,7	0,2	0	0	0	0	0	98,0	38,7	105,4
Сони Кривой,59	10	98,0	38,7	0,2	0	0	0	0	0	98,0	38,7	105,4
Сони Кривой,67а	10	54,0	21,3	0,2	0	0	0	0	0	54,0	21,3	58,1
Сони Кривой,65а	10	116,3	45,9	0,2	0	0	0	0	0	116,3	45,9	125,0
Энгельса,36	10	64,0	25,3	0,2	0	0	0	0	0	64,0	25,3	68,8
Энгельса,36а	10	196,2	77,5	0,2	10,6	0,4	68,6	79,6	1,16	258,0	149,2	298,0
Энтузиастов,13а	10	207,4	81,9	0,2	10,6	0,7	37,3	43,2	1,16	240,9	120,9	269,6
Энгельса,38	10	108,2	42,7	0,2	0	0	0	0	0	108,2	42,7	116,3
Энгельса,40	10	98,0	38,7	0,2	0	0	0	0	0	98,0	38,7	105,4
Энгельса,40а	10	86,4	34,1	0,2	0	0	0	0	0	86,4	34,1	92,9

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2019.117.00.00 ПЗ

Лист

14

Продолжение таблицы 1.2

Адрес дома	P <sub>кв.заяв.</sub> , кВт	P <sub>р.кв.</sub> , кВт	Q <sub>р.кв.</sub> ,кВар	tgφ <sub>кв</sub>	Лифты					P <sub>р.ж.д.</sub> , кВт	Q <sub>р.ж.д.</sub> ,кВар	S <sub>р.ж.д.</sub> , кВА
					P <sub>н.л.</sub> ,кВ	K <sub>с.л.</sub>	P <sub>р.л.</sub> , кВт	Q <sub>р.л.</sub> ,кВар	tgφ <sub>л</sub>			
Энгельса,42	10	98,0	38,7	0,2	0	0	0	0	0	98,0	38,7	105,4
Энгельса,42а	10	147,3	58,2	0,2	0	0	0	0	0	147,3	58,2	158,3
Энгельса,44	10	189,4	74,8	0,2	10,66	0,5	49	56,8	1,16	233,6	126,0	265,4
Энгельса,44в	10	64,0	25,3	0,2	10,66	0,8	17	19,7	1,16	79,4	43,1	90,3
Энтузиастов,15	10	189,4	74,8	0,2	10,66	0,5	49	56,8	1,16	233,6	126,0	265,4
Энтузиастов,11в	10	85,4	33,7	0,2	10,66	0,9	19,1	22,2	1,16	102,7	53,8	115,9
Энгельса,73	10	98,0	38,7	0,2	0	0	0	0	0	98,0	38,7	105,4
Сони Кривой,55	10	131,0	51,8	0,2	0	0	0	0	0	131,0	51,8	140,9
Сони Кривой,53	10	128,0	50,6	0,2	0	0	0	0	0	128,0	50,6	137,6
Сони Кривой,51	10	60,5	23,9	0,2	0	0	0	0	0	60,5	23,9	65,0
Сони Кривой,49б	10	46,1	18,2	0,2	10,66	0,8	8,5	9,8	1,16	53,8	27,1	60,2
Сони Кривой,49	10	62,3	24,6	0,2	0	0	0	0	0	62,3	24,6	67,0
Сони Кривой,47	10	149,8	59,2	0,2	0	0	0	0	0	149,8	59,2	161,0
Сони Кривой,45	10	149,8	59,2	0,2	0	0	0	0	0	149,8	59,2	161,0
Сони Кривой,43	10	149,8	59,2	0,2	0	0	0	0	0	149,8	59,2	161,0
Сони Кривой,41	10	62,3	24,6	0,2	0	0	0	0	0	62,3	24,6	67,0
Свердловский пр-т,78	10	108,2	42,7	0,2	0	0	0	0	0	108,2	42,7	116,3
Свердловский пр-т,80	10	108,2	42,7	0,2	0	0	0	0	0	108,2	42,7	116,3
Свердловский пр-т,82	10	86,4	34,1	0,2	0	0	0	0	0	86,4	34,1	92,9
Карла Либкнехта,28а	10	37,4	14,8	0,2	10,66	0,8	17	19,7	1,16	52,8	32,6	62,0
Карла Либкнехта,30	10	86,4	34,1	0,2	0	0	0	0	0	86,4	34,1	92,9
Сони Кривой,43а	10	40,5	16,0	0,2	10,66	0,8	17	19,7	1,16	55,8	33,8	65,3
Карла Либкнехта,32	10	82,4	32,6	0,2	0	0	0	0	0	82,4	32,6	88,6
Карла Либкнехта,34	10	54,0	21,3	0,2	0	0	0	0	0	54,0	21,3	58,1
Сони Кривой,49а	10	152,9	60,4	0,2	0	0	0	0	0	152,9	60,4	164,4
Сони Кривой,51а	10	154,0	60,8	0,2	0	0	0	0	0	154,0	60,8	165,5
Карла Либкнехта,36а	10	37,4	14,8	0,2	0	0	0	0	0	37,4	14,8	40,3
Карла Либкнехта,36	10	86,4	34,1	0,2	0	0	0	0	0	86,4	34,1	92,9
Энгельса,75а	10	110,6	43,7	0,2	0	0	0	0	0	110,6	43,7	118,9
Энгельса,75	10	98,0	38,7	0,2	0	0	0	0	0	98,0	38,7	105,4
Энгельса,77	10	91,1	36,0	0,2	10,66	0,9	19,1	22,2	1,16	108,4	56,0	122,0
Энгельса,77а	10	91,1	36,0	0,2	10,66	0,9	19,1	22,2	1,16	108,4	56,0	122,0
Клары Цеткин,70а	10	27,1	10,7	0,2	0	0	0	0	0	27,1	10,7	29,1
Южная,4б	10	128,0	50,6	0,2	0	0	0	0	0	128,0	50,6	137,6
Южная,4а	10	128,0	50,6	0,2	0	0	0	0	0	128,0	50,6	137,6
Южная,4в	10	55,1	21,7	0,2	10,66	0,8	17,056	19,7	1,16	70,4	39,6	80,8
Южная,2а	10	128,0	50,6	0,2	0	0	0	0	0	128,0	50,6	137,6

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2020.117.00.00 ПЗ

Лист

16

Продолжение таблицы 1.2

Адрес дома	P <sub>кв.заяв.</sub> , кВт	P <sub>р.кв.</sub> , кВт	Q <sub>р.кв.</sub> ,кВар	tgφ <sub>кв</sub>	Лифты					P <sub>р.ж.д.</sub> , кВт	Q <sub>р.ж.д.</sub> ,кВар	S <sub>р.ж.д.</sub> , кВА
					P <sub>н.л.</sub> ,кВ	K <sub>с.л.</sub>	P <sub>р.л.</sub> , кВт	Q <sub>р.л.</sub> ,кВар	tgφ <sub>л</sub>			
Карла Либкнехта,9	10	94,6	37,4	0,2	0	0	0	0	0	94,6	37,4	101,7
Южная,2	10	128,0	50,6	0,2	0	0	0	0	0	128,0	50,6	137,6
Южная,4	10	128,0	50,6	0,2	0	0	0	0	0	128,0	50,6	137,6
Клары Цеткин,70б	10	16,0	6,3	0,2	0	0	0	0	0	16,0	6,3	17,2
Южная,2б	10	64,0	25,3	0,2	10,66	0,7	29,8	34,6	1,16	90,9	56,4	107,0
Южная,2в	10	108,2	42,7	0,2	10,66	0,9	19,1	22,2	1,16	125,4	62,8	140,3
Свердловский проспект,86	10	234,4	92,6	0,2	10,66	0,7	29,8	34,6	1,16	261,2	123,7	289,0
Южная,1	10	107,8	42,6	0,2	0	0	0	0	0	107,7	42,6	115,9
Южная,3	10	108,2	42,7	0,2	0	0	0	0	0	108,2	42,7	116,3
Южная,7	10	108,2	42,7	0,2	0	0	0	0	0	108,2	42,7	116,3
Южная,9	10	108,2	42,7	0,2	0	0	0	0	0	108,2	42,7	116,3
Курчатова,34	10	215,8	85,3	0,2	10,66	0,5	53,3	61,8	1,16	263,8	140,9	299,1
Южная,9а	10	56,3	22,2	0,2	10,66	0,8	17	19,7	1,16	71,7	40,1	82,1
Курчатова,30а	10	64,0	25,3	0,2	10,66	0,8	17	19,7	1,16	79,4	43,1	90,3
Курчатова,32	10	108,2	42,7	0,2	0	0	0	0	0	108,2	42,7	116,3
Курчатова,30	10	108,2	42,7	0,2	0	0	0	0	0	108,2	42,7	116,3
Больничная,12	10	27,1	10,7	0,2	0	0	0	0	0	27,1	10,7	29,1
Воровского,26а	10	108,2	42,7	0,2	0	0	0	0	0	108,2	42,7	116,3
Свердловский проспект,88	10	241,3	95,3	0,2	10,66	0,8	34,1	39,5	1,16	272,0	130,9	301,9

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2020.117.00.00 ПЗ

Лист

16

## 1.2 Нагрузка общественных зданий

Нагрузка общественных зданий на 1 этаже жилого дома определяется по формуле 1.5, кВт

$$P_{р.общ.зд} = S_{общ} P_{уд.общ}, \quad (1.5)$$

где  $S_{общ}$  – площадь общественных зданий, м<sup>2</sup>.

$P_{уд.общ}$  – удельная расчетная электрическая нагрузка общественного здания, кВт.

Реактивная нагрузка общественного здания определяется по формуле 1.6, кВар

$$Q_{р.общ.зд} = P_{общ.зд} \operatorname{tg} \varphi_{зд}. \quad (1.6)$$

Расчетная полная нагрузка общественных зданий

$$S_{р.общ.зд} = \sqrt{P_{р.общ.зд}^2 + Q_{р.общ.зд}^2} \quad (1.7)$$

Суммарная нагрузка на здание определяется по формулам 1.8 и 1.9

$$P_{р.зд} = P_{р.макс} + K_1 P_{р1} + K_2 P_{р2} + \dots + K_n P_{рn}, \quad (1.8)$$

где  $P_{р.макс}$  – максимальная из нагрузок здания, кВт;

$P_{р1} \dots P_{рn}$  – расчетные электрические нагрузки всех зданий, кроме здания с наибольшей нагрузкой, кВт;

$K_1 \dots K_n$  – коэффициенты, учитывающие долю электрических нагрузок общественных зданий (помещений) и жилых домов (квартир и силовых электроприемников) в наибольшей расчетной нагрузке  $P_{р.макс}$ , определяемые по [2, табл.7.13].

По формуле 1.2 определим реактивную мощность

$$Q_{р.зд} = Q_{р.макс} + K_1 Q_{р1} + K_2 Q_{р2} + \dots + K_n Q_{рn}, \quad (1.9)$$

где  $Q_{р.макс}$  – максимальная из нагрузок здания, кВар;

$Q_{р1} \dots Q_{рn}$  – расчетные электрические нагрузки всех зданий, кроме здания с наибольшей нагрузкой, кВар

Полная мощность определяется по формуле 1.10, кВА

$$S_{р.тп} = \sqrt{P_{р.зд}^2 + Q_{р.зд}^2}. \quad (1.10)$$

Расчеты для общественных зданий, встроенных в жилые здания представим в таблице 1.3, нагрузку отдельных общественных зданий представим в таблице 1.4.

					130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

Таблица 1.3 – Нагрузка общественных зданий на 1 этаже жилых домов и суммарная нагрузка дома

Адрес дома	S <sub>нежил</sub> , м <sup>2</sup>	P <sub>уд.нежил</sub> , кВт/м <sup>2</sup>	tgφ <sub>нежил</sub>	P <sub>р.общ.</sub> , кВт	Q <sub>р.общ.</sub> , кВар	S <sub>р.общ.</sub> , кВА	P <sub>р.зд.</sub> , кВт	Q <sub>р.зд.</sub> , кВар	S <sub>р.зд.</sub> , кВА
Ленина проспект, 77	2900	0,054	0,75	156,6	117,5	195,8	269,7	127,5	298,3
Энтузиастов, 7	988	0,054	0,75	53,4	40,0	66,7	150,8	66,7	164,9
Сони кривой, 50а	700	0,054	0,75	37,8	28,4	47,3	138,6	73,0	156,7
Сони Кривой, 50	970	0,054	0,75	52,4	39,3	65,5	133,0	59,6	145,8
Проспект Ленина, 73	2300	0,054	0,75	124,2	93,2	155,3	253,1	116,6	278,7
Энгельса, 32	870	0,054	0,75	47,0	35,2	58,7	128,7	57,1	140,8
Энгельса, 32а	1000	0,054	0,75	54,0	40,5	67,5	186,0	109,3	215,7
Сони Кривой, 46	910	0,054	0,75	49,1	36,9	61,4	147,5	64,8	161,1
Ленина проспект, 71а	400	0,054	0,75	21,6	16,2	27,0	116,1	48,8	125,9
Ленина проспект, 71	1800	0,054	0,48	97,2	46,7	107,8	343,0	173,1	384,2
Энгельса, 69	900	0,054	0,48	48,6	23,3	53,9	133,5	51,4	143,0
Энгельса, 69а	960	0,054	0,48	51,8	24,9	57,5	169,5	65,5	181,7
Володарского, 50	930	0,054	0,48	50,2	24,1	55,7	148,3	57,2	159,0
Володарского, 52а	400	0,054	0,48	21,6	10,4	24,0	65,3	38,4	75,7
Володарского, 52	900	0,054	0,48	48,6	23,3	53,9	147,0	56,7	157,6
Володарского, 50а	550	0,054	0,57	29,7	16,9	34,2	80,3	38,4	89,0
Энгельса, 69б	900	0,054	0,57	48,6	27,7	55,9	85,0	34,8	91,8
Энгельса, 71	400	0,054	0,57	21,6	12,3	24,9	81,3	32,7	87,6
Сони Кривой, 42	870	0,054	0,57	47,0	26,8	54,1	124,0	50,2	133,8
Сони Кривой, 38	930	0,054	0,48	50,2	24,1	55,7	131,3	50,5	140,7
Сони Кривой, 36	450	0,054	0,48	24,3	11,7	27,0	78,9	30,5	84,6
Сони Кривой, 69	1500	0,054	0,48	81,0	38,9	89,8	205,5	90,6	224,6
Сони Кривой, 67а	630	0,054	0,48	34,0	16,3	37,7	98,9	49,9	110,7
Сони Кривой, 65	770	0,054	0,48	41,6	20,0	46,1	131,3	50,7	140,7
Сони Кривой, 63	770	0,054	0,48	41,6	20,0	46,1	131,3	50,7	140,7
Сони Кривой, 61	770	0,054	0,75	41,6	31,2	52,0	131,3	57,4	143,3
Сони Кривой, 59	780	0,054	0,75	42,1	31,6	52,7	131,7	57,7	143,8
Сони Кривой, 67а	630	0,054	0,75	34,0	25,5	42,5	81,2	36,6	89,1
Сони Кривой, 65а	1100	0,054	0,75	59,4	44,6	74,3	163,8	72,7	179,2
Энгельса, 36	800	0,054	0,75	43,2	32,4	54,0	98,6	44,7	108,2
Энгельса, 36а	2500	0,054	0,75	135,0	101,3	168,8	366,0	209,9	421,9
Энтузиастов, 13а	1600	0,054	0,75	86,4	64,8	108,0	310,1	159,7	348,8
Энгельса, 38	850	0,054	0,75	45,9	34,4	57,4	144,9	63,4	158,1
Энгельса, 40	700	0,054	0,75	37,8	28,4	47,3	128,2	55,7	139,8
Энгельса, 40а	700	0,054	0,75	37,8	28,4	47,3	116,6	51,1	127,4

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

130302.2020.117.00.00 ПЗ

Лист

18

Продолжение таблицы 1.3

Адрес дома	$S_{\text{нежил}}, \text{м}^2$	$P_{\text{уд.нежил}}, \text{кВт/м}^2$	$\text{tg}\varphi_{\text{нежил}}$	$P_{\text{р.общ.}}, \text{кВт}$	$Q_{\text{р.общ.}}, \text{кВар}$	$S_{\text{р.общ.}}, \text{кВА}$	$P_{\text{р.зд.}}, \text{кВт}$	$Q_{\text{р.зд.}}, \text{кВар}$	$S_{\text{р.зд.}}, \text{кВА}$
Энгельса,42	728,000	0,054	0,75	37,8	28,4	47,3	128,2	55,7	139,8
Энгельса,42а	700	0,054	0,57	49,7	28,3	57,2	187,0	75,2	201,5
Энгельса,44	700	0,054	0,57	75,6	43,1	87,0	294,1	151,9	331,0
Энгельса,44в	920	0,054	0,57	24,3	13,9	28,0	98,8	51,4	111,4
Энтузиастов,15	1400	0,054	0,57	102,6	58,5	118,1	315,7	161,1	354,4
Энтузиастов,11в	450	0,054	0,57	91,8	52,3	105,7	176,1	85,2	195,7
Энгельса,73	1900	0,054	0,57	40,5	23,1	46,6	130,4	52,6	140,6
Сони Кривой,55	1700	0,054	0,57	59,4	33,9	68,4	178,5	72,1	192,5
Сони Кривой,53	750	0,054	0,75	59,6	44,7	74,5	175,7	77,4	192,0
Сони Кривой,51	1100	0,054	0,75	24,6	18,5	30,8	80,2	35,0	87,5
Сони Кривой,49б	1104	0,054	0,75	36,7	27,5	45,9	83,1	43,6	93,9
Сони Кривой,49	456	0,054	0,75	26,5	19,8	33,1	83,5	36,5	91,1
Сони Кривой,47	680	0,054	0,75	59,4	44,6	74,3	197,3	85,9	215,2
Сони Кривой,45	490	0,054	0,75	59,4	44,6	74,3	197,3	85,9	215,2
Сони Кривой,43	1100	0,054	0,75	59,4	44,6	74,3	197,3	85,9	215,2
Сони Кривой,41	1100	0,054	0,75	24,3	18,2	30,4	81,8	35,6	89,2
Свердловский пр-т,78	1100	0,054	0,48	45,4	21,8	50,3	144,4	55,8	154,8
Свердловский пр-т,80	450	0,054	0,48	45,4	21,8	50,3	144,4	55,8	154,8
Свердловский пр-т,82	840	0,054	0,48	36,2	17,4	40,1	115,3	44,5	123,6
Карла Либкнехта,28а	840	0,054	0,48	29,7	14,3	32,9	76,6	41,1	86,9
Карла Либкнехта,30	670	0,054	0,48	36,2	17,4	40,1	115,3	44,5	123,6
Сони Кривой,43а	550	0,054	0,48	54,2	26,0	60,1	99,2	49,4	110,8
Карла Либкнехта,32	670	0,054	0,48	35,6	17,1	39,5	110,9	42,8	118,9
Карла Либкнехта,34	1004	0,054	0,48	41,0	19,7	45,5	86,8	33,1	92,9
Сони Кривой,49а	660	0,054	0,48	53,5	25,7	59,3	195,7	75,8	209,8
Сони Кривой,51а	760	0,054	0,48	53,5	25,7	59,3	196,7	76,2	211,0
Карла Либкнехта,36а	990	0,054	0,48	27,0	13,0	29,9	59,0	22,6	63,2
Карла Либкнехта,36	990	0,054	0,48	35,6	17,1	39,5	114,9	44,4	123,2
Энгельса,75а	500	0,054	0,57	65,4	37,3	75,3	163,0	66,1	175,8
Энгельса,75	660	0,054	0,57	41,4	23,6	47,7	131,1	52,9	141,4
Энгельса,77	1212	0,054	0,57	59,4	33,9	68,4	155,9	76,3	173,6
Энгельса,77а	767	0,054	0,57	59,4	33,9	68,4	155,9	76,3	173,6
Клары Цеткин,70а	1100	0,054	0,57	13,8	7,9	15,9	38,1	15,4	41,1
Южная,4б	1100	0,054	0,57	56,2	32,0	64,6	172,9	69,8	186,5

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

130302.2020.117.00.00 ПЗ

Лист

19

Таблица 1.3 – Продолжение таблицы

Адрес дома	$S_{\text{нежил}}, \text{ м}^2$	$P_{\text{уд.нежил}}, \text{ кВт/м}^2$	$\text{tg}\varphi_{\text{нежил}}$	$P_{\text{р.общ.}}, \text{ кВт}$	$Q_{\text{р.общ.}}, \text{ кВар}$	$S_{\text{р.общ.}}, \text{ кВА}$	$P_{\text{р.зд.}}, \text{ кВт}$	$Q_{\text{р.зд.}}, \text{ кВар}$	$S_{\text{р.зд.}}, \text{ кВА}$
Южная,4а	1040	0,054	0,57	56,2	32,0	64,6	172,9	69,8	186,5
Южная,4в	714	0,054	0,57	38,6	22,0	44,4	101,3	52,7	114,2
Южная,2а	1072	0,054	0,57	57,9	33,0	66,6	174,3	70,4	188,0
Карла Либкнехта,9	1100	0,054	0,57	59,4	33,9	68,4	142,1	57,7	153,4
Южная,2	1060	0,054	0,57	57,2	32,6	65,9	173,8	70,1	187,4
Южная,4	904	0,054	0,57	48,8	27,8	56,2	167,1	67,3	180,1
Клары Цеткин,70б	160	0,054	0,75	8,6	6,5	10,8	22,9	10,2	25,1
Южная,2б	611	0,054	0,75	33,0	24,7	41,2	117,3	71,3	137,2
Южная,2в	956	0,054	0,75	51,6	38,7	64,5	166,7	86,0	187,6
Свердловский проспект,86	1760	0,054	0,75	95,0	71,3	118,8	337,3	166,5	376,1
Южная,1	888	0,054	0,75	48,0	36,0	59,9	146,1	64,1	159,6
Южная,3	888	0,054	0,75	48,0	36,0	59,9	146,5	64,3	160,0
Южная,7	888	0,054	0,75	48,0	36,0	59,9	146,5	64,3	160,0
Южная,9	888	0,054	0,75	48,0	36,0	59,9	146,5	64,3	160,0
Курчатова,34	1630	0,054	0,75	88,0	66,0	110,0	334,2	180,5	379,9
Южная,9а	725	0,054	0,48	39,2	18,8	43,4	103,0	51,3	115,1
Курчатова,30а	420	0,054	0,48	22,7	10,9	25,2	97,5	49,6	109,4
Курчатова,32	900	0,054	0,48	48,6	23,3	53,9	147,0	56,7	157,6
Курчатова,30	1000	0,054	0,48	54,0	25,9	59,9	151,4	58,3	162,2
Больничная,12	372	0,054	0,48	20,1	9,6	22,3	43,1	16,5	46,2
Воровского,26а	1000	0,054	0,48	54,0	25,9	59,9	151,4	58,3	162,2
Свердловский проспект,88	2300	0,054	0,48	124,2	59,6	137,8	371,4	166,7	407,1

Продолжение таблицы 1.4

№ дома	Назначение	F,м <sup>2</sup>	n,место	P.уд.	tgφ	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> ,кВар	S <sub>p</sub> ,кВА
Пр-т Ленина 75	Университет	-	7000	0,25	0,75	1750,0	997,5	2014,3
Сони Кривой 40	Лицей	-	1000	0,25	0,57	250,0	142,5	287,8
Пр-т Ленина 69	Университет	-	5000	0,25	0,57	1250,0	712,5	1438,8
Сони кривой 69а	Адм. здание	384	-	0,054	0,57	20,7	11,8	23,9
Энтузиастов 9а	Адм. здание	920	-	0,054	0,25	49,7	28,3	57,2
Энтузиастов 9	Адм. здание	475	-	0,054	0,57	25,7	14,6	29,5
Энтузиастов 11	Адм. здание	1627	-	0,054	0,57	87,9	50,1	101,1
Энтузиастов 11а	Адм. здание	688	-	0,054	0,57	37,2	21,2	42,8
Сони кривой 65б	Адм. здание	252	-	0,054	0,57	13,6	7,8	15,7
Энтузиастов 11/2	Адм. здание	1428	-	0,054	0,57	77,1	44,0	88,8
Энтузиастов 11б	Адм. здание	462	-	0,054	0,57	24,9	14,2	28,7
Энтузиастов 13б	Адм. здание	352	-	0,054	0,57	19,0	10,8	21,9
Энгельса 38а	Детский сад	-	200	0,46	0,57	92,0	52,4	105,9
Энгельса 38б	Адм. здание	253	-	0,054	0,57	13,7	7,8	15,7
Энгельса 40б	Адм. здание	357	-	0,054	0,57	19,3	11,0	22,2
Энгельса 42б	Адм.здание	620	-	0,054	0,57	33,5	19,1	38,5
Сони кривой 47а	Адм. здание	720	-	0,054	0,25	38,9	22,2	44,8
Энгельса 79	Техникум	-	1500	0,17	0,57	375,0	213,8	431,6
Клары Цеткин 70в	Адм. здание	1125	-	0,054	0,57	60,8	34,6	69,9
Клары Цеткин 70	Адм. здание	2019	-	0,054	0,57	109,0	62,1	125,5
Клары Цеткин 79а	Адм.здание	320	-	0,054	0,43	17,3	9,8	19,9
Энгельса 81а	Склад	10080	-	0,34	0,57	3427,2	1953,5	3944,9
Свердловский пр-т 84а	школа	-	1000	0,17	0,57	250,0	142,5	287,8
Свердловский пр-т 84а/1	Адм. здание	1403	-	0,054	0,48	75,8	43,2	87,2

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



Таблица 1.4 – Продолжение таблицы

№ дома	Назначение	F,м <sup>2</sup>	п,место	P.уд.	tgφ	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> ,кВар	S <sub>p</sub> ,кВА
Южная 5	Детский сад	188		0,46	0,57	92,0	52,4	105,9
Южная 5а	Детский сад	366		0,46	0,57	92,0	52,4	105,9
Курчатова 28	Стоматология	996		0,36	0,57	309,6	176,5	356,4
Курчатова 26	Административное здание	75		0,054	0,57	57,2	32,6	65,9
Курчатова 26а	Административное здание		200 дет кий сад	0,054	0,25	77,8	44,3	89,5
Больничная 18	Колледж	75		0,17	0,57	375,0	213,8	431,6
Воровского 28	Административное здание	75		0,054	0,57	16,7	9,5	19,3
Курчатова 36	Административное здание	50		0,054	0,57	22,0	12,6	25,4
Свердловский проспект 84	Административное здание	90		0,054	0,57	67,0	38,2	77,1

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

### 1.3 Расчет уличного освещения

Расчет наружного и внутриквартального освещения производится с помощью свода правил СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение» [3].

Для проезжей части участков городских улиц и дорог со стандартной геометрией и асфальтобетонным покрытием нормируют: среднюю яркость

дорожного покрытия  $L_{ср}$ , общую  $U_0$  и продольную  $U_1$  равномерности яркости дорожного покрытия, среднюю освещенность дорожного покрытия  $E_{ср}$ , равномерность освещенности  $U_h$ , пороговое приращение яркости  $T_1$  согласно таблице 7.10[3].

Для освещения будем использовать лампы ГКУ11-150-011 с мощностью 150 Вт и  $\cos \varphi = 0,85$ .

Освещение проезжей части определяется по формуле, кВт

$$P_{р.осв.пр} = E_{ср} S_{пр} P_{уд.осв.} \quad (1.12)$$

где  $E_{ср}$  – средняя освещенность дорожного покрытия, лк.

$S_{пр}$  – площадь проезжей части,  $m^2$

$P_{уд.осв.}$  – максимальная относительная удельная мощность при нормируемой освещенности, мВт/(лк· $m^2$ ).

Освещение пешеходной зоны определяется по формуле, кВт

$$P_{р.осв.пеш} = E_{ср} S_{пеш} P_{уд.осв.} \quad (1.12)$$

где  $S_{пеш}$  – площадь пешеходной зоны,  $m^2$ .

Тогда суммарная активная нагрузка определяется, кВт

$$P_{р.осв} = P_{р.осв.пр} + P_{р.осв.пеш} \quad (1.13)$$

где  $P_{р.осв.пр}$  – расчетная активная мощность освещения проезжей части, кВт.

$P_{р.осв.пеш}$  – расчетная активная мощность освещения пешеходной части, кВт.

Реактивная мощность, кВар

$$Q_{р.осв} = P_{р.осв} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (1.14)$$

И полная мощность, кВ·А

$$S_{р.осв} = \sqrt{P_{р.осв}^2 + Q_{р.осв}^2} \quad (1.15)$$

Результаты расчета внесем в таблицу 1.5.

					130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

Таблица 1.5 – Расчет наружного освещения

Название улицы	Категория объектов	Площадь проезжей части, м <sup>2</sup>	Площадь пешеходной части, м <sup>2</sup>	Е <sub>ср</sub> дорожного покрытия проезжей части, лк	Е <sub>ср</sub> дорожного покрытия пешеходной части, лк	Руд.осв., мВт/(лк*м2)	P <sub>р.осв.</sub> , кВт	Q <sub>р.осв.</sub> , кВт*ч	S <sub>р.осв.</sub> , кВА
Сони кривой	Б2,П4	11830	6752	15	4	53	7,371	4,570	8,673
Ленина пр-т	Б2,П4	27136	4245	15	4	53	3,637	2,255	4,280
Витебская	Б2,П4	4368	1086	15	4	53	3,818	2,367	4,492
Свердловский пр-т	В2,П4	34200	4400	10	4	50	1,738	1,077	2,045
Овчинникова	В2,П4	32350	2428	10	4	50	1,011	0,627	1,189
Клары Цеткин	В2,П4	1696		10	4	50	0,784	0,486	0,923
Энгельса	В2,П4	14120	5672	10	4	50	2,646	1,641	3,113
Энтузиастов	Б2,П4	9900	3285	15	4	52	6,572	4,075	7,733
Воровского	В2,П4	4884	900	10	4	50	1,535	0,951	1,806
Карла Либкнехта	В2,П4	2400		10	10	50	1,075	0,667	1,265
Все дворы				2		50	49,90	30,94	58,72

## 2 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Согласно «Инструкции по проектированию городских электрических сетей» РД 34.20.185-94 [1] мощность силовых трансформаторов выбирается исходя из плотности нагрузки.

В городах применяются герметичные масляные трансформаторы (типа ТМГ) или сухие с литой изоляцией (в том числе с обмотками с литой изоляцией – типа ТСЛ) со сниженными потерями (в том числе за счёт применения в трансформаторах магнитопроводов из аморфной стали) [21].

Для экспресс оценки нагрузки микрорайона можно воспользоваться упрощённой формулой

$$P_{р.мкр} = (P_{р.ж.зд.уд.} + P_{общ.зд.уд.}) \cdot S, \quad (2.1)$$

где  $P_{общ.зд.уд.}$  – удельная нагрузка общественных зданий микрорайонного значения, принимаемая  $0,006 \text{ Вт/м}^2$ ;

$P_{р.ж.зд.уд.}$  – удельная нагрузка жилых зданий,  $\text{кВт/м}$ ;

$S$  – общая площадь жилых зданий микрорайона (квартала),  $\text{м}^2$ .

$$P_{р.мкр} = (0,0209 + 0,006) \cdot 510584 \\ = 13734,7 \text{ кВт.}$$

Плотность нагрузки микрорайона

$$\sigma_{мр} = \frac{P_{р.мр}}{F_{мр}}, \quad (2.2)$$

где  $F_{мр}$  – площадь земельного участка, занимаемого микрорайоном,  $\text{км}^2$ .

Для определения плотности нагрузки следует разбить микрорайон на несколько частей. В микрорайоне большая плотность застройки и нет возможности ставить большое количество трансформаторных подстанций с небольшими мощностями, поэтому разделим весь микрорайон таким образом, чтобы потребители получали питание от ТП мощностью  $1000 \text{ кВ}\cdot\text{А}$  и  $1250 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ .

Суммарная нагрузка на ТП определяется по формулам 2.3 и 2.4

$$P_{р.тп} = P_{р.макс} + K_1 P_{р1} + K_2 P_{р2} + \dots + K_n P_{рn}, \quad (2.3)$$

где  $P_{р.макс}$  – максимальная из нагрузок здания,  $\text{кВт}$ ;

$P_{р1} \dots P_{рn}$  – расчетные электрические нагрузки всех зданий, кроме здания с наибольшей нагрузкой,  $\text{кВт}$ ;

$K_1 \dots K_n$  – коэффициенты, учитывающие долю электрических нагрузок общественных зданий (помещений) и жилых домов (квартир и силовых электроприемников) в наибольшей расчетной нагрузке  $P_{р.макс}$ , определяемые по [2, табл.7.13],  $K_1 = 0,4$ ,  $K_2 = 0,9$ .

По формуле 2.2 определим реактивную мощность на ТП

$$Q_{р.тп} = Q_{р.макс} + K_1 Q_{р1} + K_2 Q_{р2} + \dots + K_n Q_{рn}, \quad (2.4)$$

					130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Полная мощность на ТП определяется по формуле 2.5, кВ·А

$$S_{p.тп} = \sqrt{P_{p.тп}^2 + Q_{p.тп}^2}, \quad (2.5)$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах определяются по формулам 2.6 и 2.7 соответственно

$$K_{з.н} = \frac{S_p}{n \cdot S_{н.т}}, \quad (2.6)$$

$$K_{з.п/ав} = \frac{S_p}{(n-1) \cdot S_{н.т}}, \quad (2.7)$$

Потери в трансформаторе вычисляются по формулам 2.8 и 2.9

$$\Delta P_T = n(\Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} k_{з.н}^2); \quad (2.8)$$

$$\Delta Q_T = \frac{S_T}{100} (i_{xx} + k_{з.н}^2 U_{кз}) n. \quad (2.9)$$

Результаты расчета трансформаторных подстанций сведены в таблицу 2.2.

					130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2.2-Нагрузка на ТП

№ ТП	Улица	Назначение	Рр.,кВт	Qр.,кВар	К <sub>несовп</sub>	Р <sub>р.тп</sub> ,кВт	Q <sub>р.тп</sub> ,кВар	S <sub>р.тп</sub> ,кВА
ТП1	Ленина проспект, 77	жилой комплекс	269,72	127,52	1	692,247	326,87	765,54
	Энтузиастов,7	жилой комплекс	150,842	66,732	1			
	Сони кривой,50а	жилой комплекс	138,645	73,041	1			
	Сони Кривой,50	жилой комплекс	133,04	59,57	1			
ТП2	Проспект Ленина, 73	жилой комплекс	253,12	116,63	1	715,265	347,91	795,39
	Энгельса,32	жилой комплекс	128,72	57,14	1			
	Энгельса,32а	жилой комплекс	185,953	109,31	1			
	Сони Кривой,46	жилой комплекс	147,472	64,836	1			
ТП3	Проспект Ленина 75	Университет	1750	997,5	0,6	1050	598,5	1208,6
ТП4	Ленина проспект,71	жилой комплекс	342,959	173,11	1	1175,47	517,71	1284,4
	Энгельса,69	жилой комплекс	133,484	51,365	1			
	Энгельса,69а	жилой комплекс	169,472	65,49	1			
	Володарского,50	жилой комплекс	148,336	57,187	1			
	Володарского,52а	жилой комплекс	65,2692	38,387	1			
	Ленина пр-т	освещение	3,637	2,255	1			
	Володарского,52	жилой комплекс	147,04	56,72	1			
	Володарского,50а	жилой комплекс	80,3152	38,368	1			
	Энгельса,69б	жилой комплекс	84,96	34,823	1			
ТП5	Энгельса,71	жилой комплекс	81,28	32,667	1	1119,25	507,82	1229,1
	Сони Кривой,42	жилой комплекс	123,984	50,195	1			
	Сони кривой 69а	Админ. здание	20,736	11,82	0,6			
	Энтузиастов 9а	Админ.здание	49,68	28,318	0,8			
	Энтузиастов 9	Админ. здание	25,65	14,621	0,8			
	Энтузиастов 11	Админ.здание	87,858	50,079	0,8			
	Энтузиастов 11а	Админ.здание	37,152	21,177	0,8			
	Сони кривой 65б	Админ. здание	13,608	7,7566	1			
	Энтузиастов 11/2	Админ. здание	77,112	43,954	0,8			
	Энтузиастов 11б	Админ. здание	24,948	14,22	0,8			
	Энтузиастов 13б	Админ. здание	19,008	10,835	0,8			
	Сони Кривой,38	жилой комплекс	131,312	50,462	1			
	Сони Кривой,36	жилой комплекс	78,94	30,501	1			
	Сони Кривой,69	жилой комплекс	205,474	90,637	1			
	Сони Кривой,67а	жилой комплекс	98,8864	49,851	1			
Сони Кривой,65	жилой комплекс	131,264	50,685	1				

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

130302.2020.117.00.00 ПЗ

Лист

27

Продолжение таблицы 2.2

№ ТП	Улица	Назначение	P <sub>p.</sub> ,кВт	Q <sub>p.</sub> ,кВар	K <sub>несовп</sub>	P <sub>р.тп</sub> ,кВт	Q <sub>р.тп</sub> ,кВар	S <sub>р.тп</sub> ,кВА
ТП6	Сони Кривой,63	жилой комплекс	131,264	50,685	1			
	Сони Кривой,61	жилой комплекс	131,264	57,421	1			
	Сони Кривой,59	жилой комплекс	131,696	57,664	1			
	Сони Кривой,67а	жилой комплекс	81,216	36,639	1			
	Сони Кривой,65а	жилой комплекс	163,8	72,661	1			
	Энгельса,36	жилой комплекс	98,56	44,72	1			
	Сони кривой	освещение	7,371	4,57	1			
	Энтузиастов	освещение	6,572	4,075	1			
	Энгельса,36а	жилой комплекс	366,009	209,93	1	1117,75	538,36	1240,6
ТП7	Энтузиастов,13а	жилой комплекс	310,059	159,74	1			
	Энгельса 38а	Детский сад	92	52,44	0,8			
	Энгельса 38б	Админ. здание	13,662	7,7873	0,8			
	Энгельса 40б	Админ.здание	19,278	10,988	0,6			
	Энгельса,38	жилой комплекс	144,88	63,378	1			
	Энгельса,40	жилой комплекс	128,24	55,72	1			
	Энгельса,40а	жилой комплекс	116,64	51,138	1			
	Энгельса,42	жилой комплекс	128,24	55,72	1			
	Энгельса,42а	жилой комплекс	187,008	75,16	1			
	Энгельса	освещение	2,646	1,641	1			
ТП8	Энгельса,44	жилой комплекс	294,052	151,88	1			
	Энгельса,44в	жилой комплекс	98,7904	51,397	1			
	Энтузиастов,15	жилой комплекс	315,652	161,11	1			
	Энтузиастов,11в	жилой комплекс	176,141	85,174	1			
	Энгельса,73	жилой комплекс	130,4	52,561	1			
	Сони Кривой,55	жилой комплекс	178,536	72,066	1			

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

130302.2020.117.00.00 ПЗ

Лист

28

Продолжение таблицы 2.2

№ ТП	Улица	Назначение	Р <sub>р.</sub> ,кВт	Q <sub>р.</sub> ,кВар	К <sub>нессовп</sub>	Р <sub>р.тп</sub> ,кВт	Q <sub>р.тп</sub> ,кВар	S <sub>р.тп</sub> ,кВА
ТП9	Сони Кривой,53	жилой комплекс	175,693	77,387	1	817,051	364,28	894,58
	Сони Кривой,51	жилой комплекс	80,1792	34,97	1			
	Сони Кривой,49б	жилой комплекс	83,1312	43,629	1			
	Сони Кривой,49	жилой комплекс	83,488	36,523	1			
	Сони Кривой,47	жилой комплекс	197,28	85,885	1			
	Сони Кривой,45	жилой комплекс	197,28	85,885	1			
ТП10	Сони Кривой,43	жилой комплекс	197,28	85,885	1	779,918	330,16	846,92
	Сони Кривой,41	жилой комплекс	81,76	35,551	1			
	Сони кривой 47а	Административное здание	38,88	22,162	0,6			
	Свердловский проспект,78	жилой комплекс	144,448	55,787	1			
	Свердловский проспект,80	жилой комплекс	144,448	55,787	1			
	Свердловский проспект,82	жилой комплекс	115,344	44,548	1			
	Карла Либкнехта,28а	жилой комплекс	76,5504	41,149	1			
ТП11	Карла Либкнехта,30	жилой комплекс	115,344	44,548	1	805,806	322,61	867,99
	Карла Либкнехта	освещение	1,075	0,667	1			
	Сони Кривой,43а	жилой комплекс	99,2032	49,41	1			
	Карла Либкнехта,32	жилой комплекс	110,944	42,825	1			
	Карла Либкнехта,34	жилой комплекс	86,832	33,15	1			
	Сони Кривой,49а	жилой комплекс	195,682	75,797	1			
	Сони Кривой,51а	жилой комплекс	196,726	76,21	1			
ТП12	Сони Кривой 40	Лицей	170	96,9	0,8	813,538	370,3	893,85
	Энгельса 42б	Административное здание	33,48	19,084	0,8			
	Энгельса 79	Техникум	33,48	19,084	0,8			
	Карла Либкнехта,36а	жилой комплекс	59,04	22,565	1			
	Карла Либкнехта,36	жилой комплекс	114,912	44,392	1			
	Энгельса,75а	жилой комплекс	162,958	66,07	1			
	Энгельса,75	жилой комплекс	131,134	52,875	1			
	Энгельса,77	жилой комплекс	155,925	76,346	1			

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

130302.2020.117.00.00 ПЗ

Лист

29



Продолжение таблицы 2.2

№ ТП	Улица	Назначение	Рр.,кВт	Qp.,кВар	K <sub>несовп</sub>	P <sub>р.тп</sub> ,кВт	Q <sub>р.тп</sub> ,кВар	S <sub>р.тп</sub> ,кВА
ТП13	Клары Цеткин,70а	жилой комплекс	38,1312	15,421	1	801,673	335,74	869,14
	Южная,4б	жилой комплекс	172,928	69,767	1			
	Южная,4а	жилой комплекс	172,928	69,767	1			
	Южная,4в	жилой комплекс	101,251	52,74	1			
	Южная,2а	жилой комплекс	174,31	70,358	1			
	Карла Либкнехта,9	жилой комплекс	142,124	57,683	1			
ТП14	Южная,2	жилой комплекс	173,792	70,136	1	765,047	374,8	851,92
	Южная,4	жилой комплекс	167,053	67,255	1			
	Клары Цеткин	освещение	0,784	0,486	1			
	Клары Цеткин 70в	Адм. здание	60,75	34,628	0,8			
	Клары Цеткин 70	Адм. здание	109,026	62,145	0,8			
	Южная,2б	жилой комплекс	117,258	71,289	1			
	Южная,2в	жилой комплекс	166,728	85,986	1			
	Овчинникова	освещение	1,011	0,627	1			
	дворы	освещение	2,6	1,6	1			
ТП15	Курчатова 26	Адм. здание	57,24	32,627	0,8	802,335	393,39	893,58
	Курчатова 26а	Админ. здание	77,76	44,323	0,8			
	Воровского 28	Админ. здание	16,74	9,5418	0,6			
	Курчатова 36	Админ. здание	22,032	12,558	0,6			
	Свердловский проспект 84	Административное здание	66,96	38,167	0,8			
	Свердловский проспект,86	жилой комплекс	337,255	166,5	1			
	Южная,1	жилой комплекс	146,111	64,14	1			
	Свердловский пр-т	освещение	1,738	1,077	1			
	дворы	освещение	3,6	2,2	1			
	Южная,3	жилой комплекс	146,522	64,302	1			
ТП16	Южная,7	жилой комплекс	146,522	64,302	1	685,05	348,13	768,43
	Курчатова,34	жилой комплекс	334,226	180,51	1			
	Южная,9а	жилой комплекс	102,99	51,328	1			
	Курчатова,30а	жилой комплекс	97,4944	49,618	1			
	Витебская	освещение	3,818	2,367	1			
ТП17	Курчатова,32	жилой комплекс	147,04	56,72	1	1074,51	437,37	1160,1
	Курчатова,30	жилой комплекс	151,36	58,275	1			
	Больничная,12	жилой комплекс	43,1424	16,479	1			
	Воровского,26а	жилой комплекс	151,36	58,275	1			
	Свердловский проспект,88	жилой комплекс	371,365	166,7	1			
	Курчатова,24	жилой комплекс	210,24	80,928	1			

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

130302.2020.117.00.00 ПЗ

Лист

30

Продолжение таблицы 2.2

№ ТП	Улица	Назначение	P <sub>р.</sub> ,кВт	Q <sub>р.</sub> ,кВар	K <sub>несовп</sub>	P <sub>р.ТП</sub> ,кВт	Q <sub>р.ТП</sub> ,кВар	S <sub>р.ТП</sub> ,кВА
ТП18	Воровского	освещение	1,535	0,951	1			
	Свердловский проспект 84а/1	Административное здание	75,762	43,184	0,8			
	Курчатова 28	Стоматология	192,5	109,73	0,8			
	Больничная 18	Колледж	221	125,97	0,8			
	дворы	освещение	3,7	2,3	1			
ТП19	Проспект Ленина 69	Университет	1250	712,5	0,8	396,645	226,35	456,69
						1000	570	1151

Проведем технико-экономические расчеты для выбора типа трансформаторов

Примем к сравнению трансформаторы типа:

– ТМГ –1000/0,4 кВ с параметрами [4]:  $P_{кз} = 10,8$  кВт,  $P_{хх} = 1,6$  кВт,  $u_{кз} = 5,5\%$ ,  $i_{хх} = 1\%$ ;

– ТМГ – 630/0,4 кВ с параметрами [4]:  $P_{кз} = 7,8$  кВт,  $P_{хх} = 1$  кВт,  $u_{кз} = 5,5\%$ ,  $i_{хх} = 1\%$ ;

Трансформаторы ТМГ12 «Трансформер» с пониженными потерями:

– ТМГ12 –1000/0,4 кВ с параметрами [4]:  $P_{кз} = 10,5$  кВт,  $P_{хх} = 1,1$  кВт,  $u_{кз} = 5,5\%$ ,  $i_{хх} = 0,6\%$ ;

– ТМГ12 – 630/0,4 кВ с параметрами [4]:  $P_{кз} = 6,7$  кВт,  $P_{хх} = 0,8$  кВт,  $u_{кз} = 5,5\%$ ,  $i_{хх} = 0,7\%$ ;

Согласно методике, изложенной в [21], определим годовые издержки на потери электроэнергии в трансформаторе, руб., которые состоят из издержек на постоянные (холостого хода) и переменные (нагрузочные) потери, руб./год

$$\Delta W_T = N_T (\Delta P_{хх} T_B + k_{з.н}^2 \Delta P_{кз} \tau) C_{о.э}, \quad (2.10)$$

где  $\tau$  – годовое число часов максимальных потерь активной мощности, ч/год, определяемое из соотношения

$$\tau = (0,124 + \frac{T_M}{10^4})^2 \cdot 8760. \quad (2.11)$$

$C_{о.э}$  – стоимость годовых потерь электроэнергии в рассматриваемых вариантах, руб./год, рассчитываемая по формуле 2.12

$$\tau = \beta + \frac{\alpha}{T_M}, \quad (2.12)$$

где  $\beta$  – дополнительная ставка двухставочного тарифа за потреблённую электроэнергию, руб/(кВт·ч);

$\alpha$  – основная ставка двухставочного тарифа за заявленную максимальную мощность в целом за год, руб./(кВт·год);

$T_M$  – годовое время работы трансформатора, ч.

Срок окупаемости трансформатора с пониженными потерями:

$$T_{окуп} = \frac{K_{з\text{пп}} - K_з}{З_\Sigma}, \quad (2.13)$$

где  $K_з$  – полные капитальные затраты с учетом стоимости оборудования и монтажных работ;

$З_\Sigma$  – стоимость потерь в год, тыс. руб.

Капитальные затраты приведены ниже.

					130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

Трансформатор с нормальными потерями		Трансформатор с пониженными потерями	
$S_{T,ном},$ кВА	Цена, тыс.руб	$S_{T,ном},$ кВА	Цена, тыс.руб
1000	446 000	1000	535 200
630	376 442	630	457 000

Стоимость потерь в год определяется по формуле

$$Z_{\Sigma} = \Delta W_T \cdot C_{0,э}, \quad (2.14)$$

Произведем расчеты и сведем в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Техничко-экономическое сравнение трансформаторов

№ТП	Тип	$N_T$	$k_{э,н}$	$S_{T,ном},$ кВ·А	$\Delta P_{xx}$	$\Delta P_{кз}$	$I_{э,т},$ руб./год	$T_{окуп},$ год
1	ТМГ	2	0,65	1000	1,6	10,8	110854	4
	ТМГ12	2	0,65	1000	1,1	10,5	95706	
2	ТМГ	2	0,6	630	1	7,8	934562	3
	ТМГ12	2	0,6	630	0,8	6,7	87566	

Принимаем к установке трансформаторы типа ТМГ12 –1000/0,4 кВ и ТМГ12 – 630/0,4 кВ.

									Лист
									33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

130302.2020.117.00.00 ПЗ

Таблица 2.4– Расчет трансформаторных подстанций

№ТП	Pp, кВт	Qp, кВар	Sp, кВА	Ст.ном,кВА	Тип	Nтр	N	Кз.т.н	Кз.т.авар	Pxx,кВт	Pкз,кВт	Ixx, %	Uкз, %	ΔPтр,кВт	ΔQтр,кВАр
ТП1	692,2	326,9	765,5	630	ТМГ12	1,7	2	0,6	1,2	0,8	6,7	0,7	5,5	4,1	34,4
ТП2	715,3	347,9	795,4	630	ТМГ12	1,8	2	0,6	1,3	0,8	6,7	0,7	5,5	4,3	36,4
ТП3	1050,0	598,5	1208,6	1000	ТМГ12	1,7	2	0,6	1,2	1,1	10,5	0,6	5,5	6,0	52,2
ТП4	1175,5	517,7	1284,4	1000	ТМГ12	1,8	2	0,6	1,3	1,1	10,5	0,6	5,5	6,5	57,4
ТП5	1119,3	507,8	1229,1	1000	ТМГ12	1,8	2	0,6	1,2	1,1	10,5	0,6	5,5	6,2	53,5
ТП6	1117,8	538,4	1240,6	1000	ТМГ12	1,8	2	0,6	1,2	1,1	10,5	0,6	5,5	6,2	54,3
ТП7	1113,8	517,3	1228,1	1000	ТМГ12	1,8	2	0,6	1,2	1,1	10,5	0,6	5,5	6,2	53,5
ТП8	1193,6	574,2	1324,5	1000	ТМГ12	1,9	2	0,7	1,3	1,1	10,5	0,6	5,5	6,8	60,2
ТП9	817,1	364,3	894,6	630	ТМГ12	2,0	2	0,7	1,4	0,8	6,7	0,7	5,5	5,0	43,8
ТП10	779,9	330,2	846,9	630	ТМГ12	1,9	2	0,7	1,3	0,8	6,7	0,7	5,5	4,6	40,1
ТП11	805,8	322,6	868,0	630	ТМГ12	2,0	2	0,7	1,4	0,8	6,7	0,7	5,5	4,8	41,7
ТП12	813,5	370,3	893,8	630	ТМГ12	2,0	2	0,7	1,4	0,8	6,7	0,7	5,5	5,0	43,7
ТП13	801,7	335,7	869,1	630	ТМГ12	2,0	2	0,7	1,4	0,8	6,7	0,7	5,5	4,8	41,8
ТП14	765,0	374,8	851,9	630	ТМГ12	1,9	2	0,7	1,4	0,8	6,7	0,7	5,5	4,7	40,5
ТП15	802,3	393,4	893,6	630	ТМГ12	2,0	2	0,7	1,4	0,8	6,7	0,7	5,5	5,0	43,7
ТП16	685,1	348,1	768,4	630	ТМГ12	1,7	2	0,6	1,2	0,8	6,7	0,7	5,5	4,1	34,6
ТП17	1074,5	437,4	1160,1	1000	ТМГ12	1,7	2	0,6	1,2	1,1	10,5	0,6	5,5	5,7	49,0
ТП18	396,6	226,4	456,7	400	ТМГ12	1,6	2	0,6	1,1	0,6	4,6	0,8	4,5	2,7	18,1
ТП19	1000,0	570,0	1151,0	1000	ТМГ12	1,6	2	0,6	1,2	1,1	10,5	0,6	5,5	5,7	48,4

Для дальнейшего расчета и правильного выбора расположения трансформаторных подстанций определим центры электрических нагрузок зданий.

Координаты символического центра электрических нагрузок зданий определяются

$$X_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i \cdot P_{p\Sigma i}}{\sum_{i=1}^n P_{p\Sigma i}} \text{ и } Y_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n Y_i \cdot P_{p\Sigma i}}{\sum_{i=1}^n P_{p\Sigma i}}, \quad (2.14)$$

где  $x_i$  – координата центра электрических нагрузок  $i$ -ого здания по оси абсцисс, м;

$y_i$  – координата центра электрических нагрузок  $i$ -ого здания по оси ординат, м;

$P_{p\Sigma i}$  – суммарная расчетная активная нагрузка  $i$ -ого здания, кВт.

Радиус окружности круговой диаграммы электрических нагрузок, м<sup>2</sup>

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{p\Sigma i}}{\pi m}}, \quad (2.15)$$

где  $m$  – масштаб картограммы электрических нагрузок, кВт/мм<sup>2</sup>.

Масштаб картограммы электрических нагрузок находится

$$m = \frac{\min\{P_{p\Sigma i}\}}{\pi R_{\min}^2}, \quad (2.16)$$

где  $R_{\min}$  – минимальный радиус круговой диаграммы для домов с минимальной суммарной электрической нагрузкой, м.

Доля жилых, общественных и осветительной нагрузок в суммарной электрической определяется в соответствии с выражениями

$$\alpha_{жi} = 360^\circ \cdot \frac{P_{р.жi}}{P_{pi}}, \alpha_{общ.и} = 360^\circ \cdot \frac{P_{р.общ.и}}{P_{pi}} \text{ и } \alpha_{освi} = 360^\circ \cdot \frac{P_{р.освi}}{P_{pi}}.$$

Полученные результаты внесем в таблицу 2.4.

Картограммы нагрузок показаны на рисунке 1.А приложения А.

Таблица 2.5– Расчеты для картограммы электрических нагрузок

№ ТП	РрΣТП, кВт	Рр.ж.д., кВт	Рр.общ.зд, кВт	Рр.осв., кВт	X, м	Y, м	R, м	ар.ж.д.	ар.общ.зд.	ар.осв.
1	692,2	692,2	0	0	46	896	11,8	360	0	0
2	715,3	715,3	0	0	320	916	12	360	0	0
3	1750	0	1750	0	186	958	18,8	0	360	0
4	1175,5	1171,8	0	3,6	565	918	15,4	358,9	0	1,1
5	1206,9	851,1	355,7	0	243	726	15,6	253,9	106,1	0
6	1117,8	1103,8	0	13,9	232	653	15	355,5	0	4,4
7	1142,7	1015,1	124,9	2,6	247	507	15,2	319,8	39,3	0,8
8	1193,6	1193,6	0	0	245	473	15,5	360	0	0
10	793,3	759,8	33,48	0	794	692	12,7	344,8	15,1	0
11	805,8	804,7	0	1,07	667	667	12,8	359,5	0	0,48
12	860,9	624	236,96	0	478	643	13,2	260,9	99,08	0
13	801,7	801,7	0	0	630	468	12,7	360	0	0
14	799	624,8	169,7	4,3	642	457	12,7	281,5	76,4	1,98
15	871	629,9	237,4	3,6	757	287	13,3	260,4	98,1	1,48
16	685,1	681,2	0	3,8	526	296	11,8	358	0	2
17	1074,5	1074,5	0	0	703	177	14,7	360	0	0
18	494,5	0	489,2	5,2	658,6	233,7	10	0	356,1	3,8
19	1250	0	1250	0	794	909	15,9	0	360	0

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

### 3 РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 6 кВ

#### Выбор вариантов схемы 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.

Основным принципом построения распределительной сети 10(6) кВ для электроприемников второй категории является сочетание петлевых схем 10(6) кВ, обеспечивающих двухстороннее питание каждой ТП, и петлевых схем 0,38 кВ для питания, потребителей. При этом линии 0,38 кВ в петлевых схемах могут присоединяться к одной или разным ТП. Допускается применение автоматизированных схем (двухлучевых и др.) для питания электроприемников второй категории [1]:

Распределительные сети напряжением 6 кВ выполняются кабельными линиями. В качестве основного способа прокладки выбирается прокладка кабелей в траншее (в одной траншее до 6 кабелей). Поскольку грунт на территории комплекса имеет низкую коррозионную активность, в грунте отсутствуют блуждающие токи и растягивающие усилия, то для прокладки в траншее выбираем кабели типа АПвЭБП.

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.

Результаты расчета приведены в таблице 3.1

#### 3.1 Выбор кабельных линий 6 кВ

В соответствии с [1] сечение кабелей с алюминиевыми жилами при прокладке их в траншее следует принимать не менее 70 мм<sup>2</sup>. Выбор кабельных линий осуществляется по экономической плотности тока, которая устанавливает оптимальное соотношение между затратами цветного металла и потерями электроэнергии в линии в нормальном режиме.

					130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37



Если сечение кабеля меньше значения, выбранного по экономической плотности тока, то возрастают потери электроэнергии. В противоположном случае возрастают затраты цветного металла.

Произведем выбор кабельной линии от источника питания до РП1.

Расчетный ток кабеля в одной линии в нормальном режиме определяется по формуле 3.1

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_k}, \quad (3.1)$$

$$I_p = \frac{5187}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 6} = 83 \text{ A},$$

где  $S_p$  – мощность, передаваемая по линии в нормальном режиме, кВт·А;

$U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение кабельной линии, кВ;

$n_k$  – число параллельных кабелей, уложенных в кабельной линии,  $n_k = 6$ .

Используем кабель типа АПВВнг-LS – силовой кабель с алюминиевыми жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена в оболочке из поливинилхлоридного пластика пониженной пожароопасности с низким дымо- и газовыделением. По каталожным данным [6] определяем длительно допустимый ток  $I_{\text{доп}} = 193 \text{ A}$ .

Расчетный допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки в траншее определяется по формуле 4.3

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{п}} \cdot K_{\text{т}} \cdot I_{\text{доп}} \cdot K_{\text{ав}}, \quad (3.2)$$

где  $K_{\text{п}}$  – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей,  $K_{\text{п}} = 0,8$ ;

$K_{\text{т}}$  – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [7, табл. 3.43.], при прокладке кабелей в земле и нормированной температуре алюминиевых жил с изоляцией из сшитого полиэтилена  $90^\circ\text{C}$  и температуре почвы  $15^\circ\text{C}$ ,  $K_{\text{т}} = 1,04$ ;

$K_{\text{ав}}$  – допустимая кратковременная перегрузка кабеля,  $K_{\text{ав}} = 1,17$ .

$$I'_{\text{доп}} = 0,8 \cdot 1,04 \cdot 193 \cdot 1,17 = 187 \text{ A}.$$

Расчетный допустимый ток кабеля должен быть больше расчетного тока в послеаварийном режиме. В нашем случае послеаварийный режим наступает при отказе одной из 2 цепей, т.е. ток в послеаварийном режиме равняется удвоенному току нормального режима

$$I'_{\text{доп}} > 2I_p, \quad (3.3)$$

$$187 \text{ A} > 166 \text{ A}.$$

Равенство выполняется, отсюда следует, что данное сечение нам подходит.

Потеря напряжения в кабельной линии в нормальном режиме не должна превышать 5%. Потеря напряжения рассчитывается по формуле 4.4

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot l + Q_p \cdot x_0 \cdot l}{n_k \cdot U_{\text{НОМ}}^2} \cdot 100\%, \quad (3.4)$$

где  $P_p$ ,  $Q_p$  – расчетные активная и реактивная нагрузки кабеля;

					130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

$r_0$ ,  $x_0$  – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, определяемое по справочным данным [6], Ом/км ;

$l$  – длина кабельной линии, км.

$$\Delta U = \frac{(4577 \cdot 0,4 \cdot 1 + 2441 \cdot 0,08 \cdot 1) \cdot 10^3}{6 \cdot (6 \cdot 10^3)^2} \cdot 100\% = 0,7\%,$$
$$\Delta U = 0,7\% < \Delta U_{\text{доп}} = 5\%.$$

Если потеря напряжений больше 5 % [6], то необходимо увеличить сечение кабеля, что приводит к дополнительным затратам цветного металла.

Кроме требований на допустимый ток и потерю напряжения, выбранный кабель должен быть проверен на термическую стойкость

Необходимо определить величину потерь мощности в кабельных линиях по формуле 3.5. В наибольшей степени потери в линиях передач обусловлены потерями активной мощности за счет нагрева проводников.

$$\Delta P = 3 \cdot I_p^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot n_k, \quad (3.5)$$

$$\Delta P = 3 \cdot 62^2 \cdot 0,4 \cdot 1 \cdot 6 = 4,6 \text{ кВт.}$$

Результаты расчета кабельных линий для двухлучевой схемы представлены в таблице 3.2 и 3.3

### 3.2 Расчет токов КЗ в электрических сетях напряжением выше 1 кВ

Для упрощения практических расчетов токов КЗ в распределительных электрических сетях напряжением выше 1 кВ принято не учитывать следующие факторы: переходное сопротивление в месте КЗ, сопротивления всех трех фаз трансформаторов, линий, реакторов и других элементов сети считаются одинаковыми, не учитываются токи намагничивания силовых трансформаторов и токи нагрузки. Расчет выполнен по методике описанной в [13].

Произведем выбор кабельной линии от источника питания до РП2.

Расчетный ток кабеля в одной линии в нормальном режиме определяется по формуле 3.6

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_k}, \quad (3.6)$$
$$I_p = \frac{7280}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 8} = 87,5 \text{ А,}$$

где  $S_p$  – мощность, передаваемая по линии в нормальном режиме, кВт·А;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение кабельной линии, кВ;

$n_k$  – число параллельных кабелей, уложенных в кабельной линии,  $n_k = 8$ .

Используем кабель типа АПвВнг-LS– силовой кабель с алюминиевыми жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена в оболочке из поливинилхлоридного пластиката пониженной пожароопасности с низким дымо- и газовыделением. По каталожным данным [6] определяем длительно допустимый ток  $I_{\text{доп}} = 193 \text{ А}$ .

					130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

Расчетный допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки в траншее определяется по формуле 4.3

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{п}} \cdot K_{\text{т}} \cdot I_{\text{доп}} \cdot K_{\text{ав}}, \quad (3.7)$$

где  $K_{\text{п}}$  – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей,  $K_{\text{п}} = 0,8$ ;

$K_{\text{т}}$  – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [7, табл. 3.43.], при прокладке кабелей в земле и нормированной температуре алюминиевых жил с изоляцией из сшитого полиэтилена  $90^{\circ}\text{C}$  и температуре почвы  $15^{\circ}\text{C}$ ,  $K_{\text{т}} = 1,04$ ;

$K_{\text{ав}}$  – допустимая кратковременная перегрузка кабеля,  $K_{\text{ав}} = 1,17$ .

$$I'_{\text{доп}} = 0,8 \cdot 1,04 \cdot 193 \cdot 1,17 = 187 \text{ A.}$$

Расчетный допустимый ток кабеля должен быть больше расчетного тока в послеаварийном режиме. В нашем случае послеаварийный режим наступает при отказе одной из 2 цепей, т.е. ток в послеаварийном режиме равняется удвоенному току нормального режима

$$\begin{aligned} I'_{\text{доп}} &> 2I_{\text{р}}, \\ 187 \text{ A} &> 175 \text{ A.} \end{aligned} \quad (3.8)$$

Равенство выполняется, отсюда следует, что данное сечение нам подходит.

Потеря напряжения в кабельной линии в нормальном режиме не должна превышать 5%. Потеря напряжения рассчитывается по формуле 4.9

$$\Delta U = \frac{P_{\text{р}} \cdot r_0 \cdot l + Q_{\text{р}} \cdot x_0 \cdot l}{n_{\text{к}} \cdot U_{\text{ном}}^2} \cdot 100\%, \quad (3.9)$$

где  $P_{\text{р}}$ ,  $Q_{\text{р}}$  – расчетные активная и реактивная нагрузки кабеля;

$r_0$ ,  $x_0$  – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, определяемое по справочным данным [6], Ом/км ;

$l$  – длина кабельной линии, км.

$$\Delta U = \frac{(6484 \cdot 0,4 \cdot 1 + 3310 \cdot 0,08 \cdot 1) \cdot 10^3}{8 \cdot (6 \cdot 10^3)^2} \cdot 100\% = 0,9\%,$$

$$\Delta U = 0,9\% < \Delta U_{\text{доп}} = 5\%.$$

Если потеря напряжений больше 5 % [6], то необходимо увеличить сечение кабеля, что приводит к дополнительным затратам цветного металла.

Кроме требований на допустимый ток и потерю напряжения, выбранный кабель должен быть проверен на термическую стойкость. Необходимо определить величину потерь мощности в кабельных линиях по формуле 4.10. В наибольшей степени потери в линиях передач обусловлены потерями активной мощности за счет нагрева проводников.

$$\begin{aligned} \Delta P &= 3 \cdot I_{\text{р}}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot n_{\text{к}}, \\ \Delta P &= 3 \cdot 87^2 \cdot 0,4 \cdot 1 \cdot 8 = 9,2 \text{ кВт.} \end{aligned} \quad (3.10)$$

На рисунке 3.2 представлена схема замещения.

						130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			40

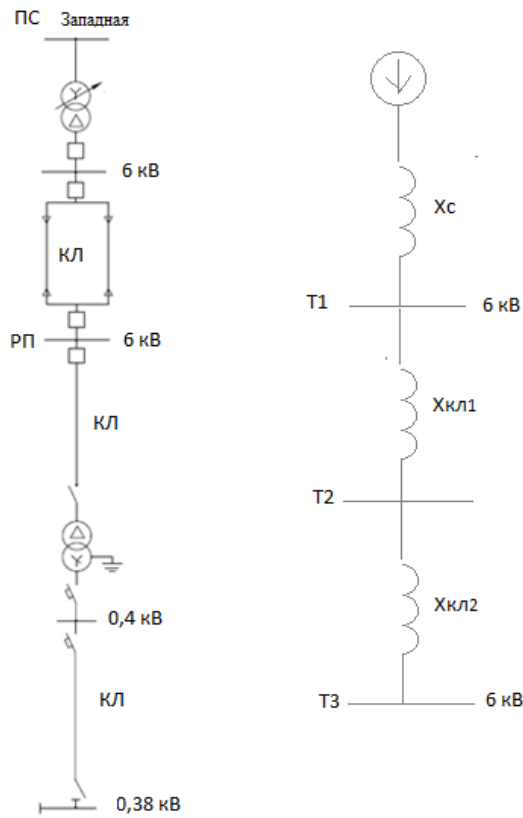


Рисунок 3.2 – Принципиальная схема электрической сети и ее схема замещения

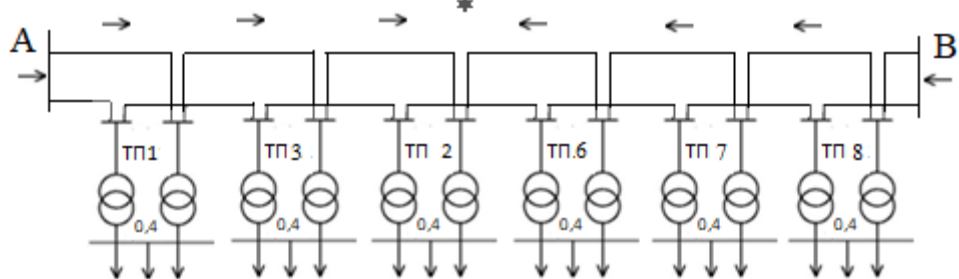


Рисунок 3.3 –Схема электроснабжения в нормальном режиме работы

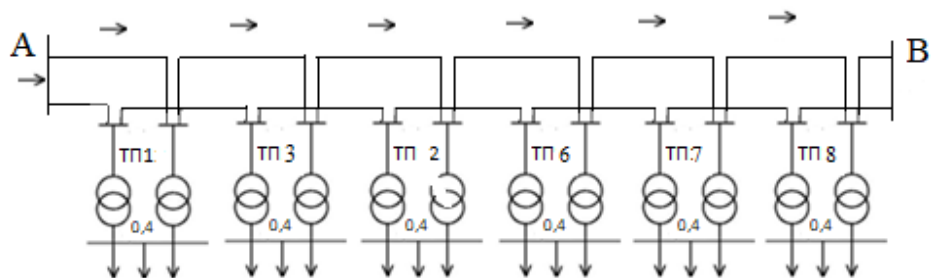


Рисунок 3.4 –Схема электроснабжения в аварийном режиме работы

Таблица 3– Потoki мощности в нормальном режиме

Участок КЛ	L, м	Потоки мощности		
		P, кВт	Q, кВар	S, кВА
РТП-ТП5	95	1119,25	507,82	1229,07
РТП-ТП1	350	2457,51	1273,28	2767,78
ТП1-ТП3	105	1765,26	946,41	2002,96
ТП3-ТП2	85	715,26	347,91	795,39
РТП-ТП6	400	3425,13	1629,82	3793,13
ТП6-ТП7	200	2307,38	1091,46	2552,51
ТП7-ТП8	75	1193,57	574,19	1324,50
РТП-ТП12	335	2989,01	1458,01	3325,65
ТП12-ТП4	300	2175,47	1087,71	2432,24
ТП4-ТП19	185	1000,00	570,00	1151,04
РТП-ТП10	200	2402,78	1017,04	2609,16
ТП10-ТП9	87	1622,86	686,89	1762,24
ТП9-ТП11	115	805,81	322,61	867,99
РТП-ТП13	225	2369,06	1103,92	2613,63
ТП13-ТП14	97	1567,38	768,18	1745,51
ТП14-ТП15	218	802,34	393,39	893,58
РТП-ТП17	165	2156,20	1011,86	2381,82
ТП17-ТП18	115	1081,70	574,48	1224,78
ТП18-ТП16	192	685,05	348,13	768,43

Таблица 3.1 – Поток мощности в аварийном режиме

Участок КЛ	L, м	Потоки мощности		
		P, кВт	Q, кВар	S, кВА
РТП-ТП5	95	1119,25	507,82	1229,07
РТП-ТП1	350	5882,64	2903,10	6559,99
ТП1-ТП3	105	5190,40	2576,23	5794,58
ТП3-ТП2	85	4140,40	1977,73	4588,50
ТП2-ТП6	400	3425,13	1629,82	3793,13
ТП6-ТП7	200	2307,38	1091,46	2552,51
ТП7-ТП8	75	1193,57	574,19	1324,50
РТП-ТП12	335	5391,79	2475,06	5932,73
ТП12-ТП4	300	4578,25	2104,75	5038,88
ТП4-ТП19	185	3402,78	1587,04	3754,68
ТП19-ТП10	200	2402,78	1017,04	2609,16
ТП10-ТП9	87	1622,86	686,89	1762,24
ТП9-ТП11	115	805,81	322,61	867,99
РТП-ТП13	225	4525,26	2115,77	4995,44
ТП13-ТП14	97	3723,58	1780,04	4127,18
ТП14-ТП15	218	2958,54	1405,24	3275,31
ТП15-ТП17	165	2156,20	1011,86	2381,82
ТП17-ТП18	115	1081,70	574,48	1224,78
ТП18-ТП16	192	685,05	348,13	768,43

Таблица 3.2 – Результаты выбора кабельных линий

Участки	$S_p$ , кВА	n	$I_p$ , А	$I_{\text{послеав}}$ , А	$F_{\text{ст.}}$ , мм <sup>2</sup>	Тип и кол-во кабелей
РТП-ТП5	1229,07	2	59,13	118,27	70	2хАПвЭБП(3х70)
РТП-ТП1	6559,99	2	315,62	631,24	240	2хАПвЭБП(3х240)
ТП1-ТП3	5794,58	2	278,79	557,58	240	2хАПвЭБП(3х240)
ТП3-ТП2	4588,50	2	220,76	441,53	240	2хАПвЭБП(3х240)
ТП2-ТП6	3793,13	2	182,50	364,99	240	2хАПвЭБП(3х240)
ТП6-ТП7	2552,51	2	122,81	245,62	185	2хАПвЭБП(3х185)
ТП7-ТП8	1324,50	2	63,73	127,45	70	2хАПвЭБП(3х70)
РТП-ТП12	5932,73	2	285,44	570,88	240	2хАПвЭБП(3х240)
ТП12-ТП4	5038,88	2	242,43	484,87	240	2хАПвЭБП(3х240)
ТП4-ТП19	3754,68	2	180,65	361,29	240	2хАПвЭБП(3х240)
ТП19-ТП10	2609,16	2	125,53	251,07	185	2хАПвЭБП(3х185)
ТП10-ТП9	1762,24	2	84,79	169,57	70	2хАПвЭБП(3х70)
ТП9-ТП11	867,99	2	41,76	83,52	70	2хАПвЭБП(3х70)
РТП-ТП13	4995,44	2	240,34	480,69	240	2хАПвЭБП(3х240)
ТП13-ТП14	4127,18	2	198,57	397,14	240	2хАПвЭБП(3х240)
ТП14-ТП15	3275,31	2	157,58	315,17	185	2хАПвЭБП(3х185)
ТП15-ТП17	2381,82	2	114,60	229,19	185	2хАПвЭБП(3х185)
ТП17-ТП18	1224,78	2	58,93	117,85	70	2хАПвЭБП(3х70)
ТП18-ТП16	768,43	2	36,97	73,94	70	2хАПвЭБП(3х70)

Таблица 3.3 – Проверка кабельных линий

Участки	$I_{\text{доп}}, \text{А}$	$I'_{\text{доп}}, \text{А}$	$K_{\text{ав}}$	$K_{\text{п}}$	$K_{\text{т}}$	$r_0, \text{Ом/км}$	$x_0, \text{Ом/км}$	$L, \text{км}$	$\Delta U, \%$	$\Delta P, \text{кВт}$
РТП-ТП5	193	211,36	1,17	0,9	1,04	0,443	0,080	0,095	0,07	0,44
РТП-ТП1	456	499,37	1,17	0,9	1,04	0,129	0,070	0,350	0,47	13,49
ТП1-ТП3	456	499,37	1,17	0,9	1,04	0,129	0,100	0,105	0,14	3,16
ТП3-ТП2	456	499,37	1,17	0,9	1,04	0,129	0,099	0,085	0,09	1,60
ТП2-ТП6	456	499,37	1,17	0,9	1,04	0,129	0,099	0,400	0,34	5,16
ТП6-ТП7	317	347,15	1,17	0,9	1,04	0,164	0,099	0,200	0,14	1,48
ТП7-ТП8	193	211,36	1,17	0,9	1,04	0,443	0,080	0,075	0,06	0,40
РТП-ТП12	456	499,37	1,17	0,9	1,04	0,129	0,070	0,335	0,40	10,56
ТП12-ТП4	456	499,37	1,17	0,9	1,04	0,129	0,070	0,300	0,31	6,82
ТП4-ТП19	392	429,29	1,17	0,9	1,04	0,129	0,070	0,185	0,14	2,34
ТП19-ТП10	317	347,15	1,17	0,9	1,04	0,164	0,099	0,200	0,14	1,55
ТП10-ТП9	193	211,36	1,17	0,9	1,04	0,443	0,080	0,087	0,09	0,83
ТП9-ТП11	193	211,36	1,17	0,9	1,04	0,443	0,080	0,115	0,06	0,27
РТП-ТП13	456	499,37	1,17	0,9	1,04	0,129	0,070	0,225	0,23	5,03
ТП13-ТП14	456	499,37	1,17	0,9	1,04	0,129	0,070	0,097	0,08	1,48
ТП14-ТП15	317	347,15	1,17	0,9	1,04	0,164	0,099	0,218	0,19	2,66
ТП15-ТП17	317	347,15	1,17	0,9	1,04	0,164	0,099	0,165	0,10	1,07
ТП17-ТП18	193	211,36	1,17	0,9	1,04	0,443	0,080	0,115	0,08	0,53
ТП18-ТП16	193	211,36	1,17	0,9	1,04	0,443	0,080	0,192	0,09	0,35



Таблица 3.4 – Расчет сопротивлений кабельных линий для двухлучевой схемы

Линия	$L_i$ , км	$r_{0i}$ , Ом/км	$x_{0i}$ , Ом/км	$R_i$ , о.е.	$X_i$ , о.е.	$Z_i$ , о.е.
РТП-ТП5	0,095	0,443	0,080	0,053	0,010	0,054
РТП-ТП1	0,350	0,129	0,070	0,057	0,031	0,065
ТП1-ТП3	0,105	0,129	0,100	0,017	0,013	0,022
ТП3-ТП2	0,085	0,129	0,099	0,014	0,011	0,017
ТП2-ТП6	0,400	0,129	0,099	0,065	0,050	0,082
ТП6-ТП7	0,200	0,164	0,099	0,041	0,025	0,048
ТП7-ТП8	0,075	0,443	0,080	0,042	0,008	0,043
РТП-ТП12	0,335	0,129	0,070	0,054	0,030	0,062
ТП12-ТП4	0,300	0,129	0,070	0,049	0,026	0,055
ТП4-ТП19	0,185	0,129	0,070	0,030	0,016	0,034
ТП19-ТП10	0,200	0,164	0,099	0,041	0,025	0,048
ТП10-ТП9	0,087	0,443	0,080	0,049	0,009	0,049
ТП9-ТП11	0,115	0,443	0,080	0,064	0,012	0,065
РТП-ТП13	0,225	0,129	0,070	0,037	0,020	0,042
ТП13-ТП14	0,097	0,129	0,070	0,016	0,009	0,018
ТП14-ТП15	0,218	0,164	0,099	0,045	0,027	0,053
ТП15-ТП17	0,165	0,164	0,099	0,034	0,021	0,040
ТП17-ТП18	0,115	0,443	0,080	0,064	0,012	0,065
ТП18-ТП16	0,192	0,443	0,080	0,107	0,019	0,109

Таблица 3.5 – Результаты расчетов кабельных линий на термическую стойкость для двухлучевой схемы

Линия	$Z_i$ , о.е.	$Z_{\Sigma(i)^*}$ , о.е.	$I_{п(i)}^{(3)}$ , кА	$S_{кз(i)}$ , МВА	$i_{уд(i)}$ , кА	$B_k$ , кА <sup>2</sup> · с	$F_T$ , мм <sup>2</sup>
РТП-ТП5	0,054	0,990	9,26	101,04	1,369	78,88	98,68
РТП-ТП1	0,065	1,054	8,69	94,84	1,369	69,50	92,63
ТП1-ТП3	0,022	1,076	8,52	92,94	1,369	66,74	90,77
ТП3-ТП2	0,017	0,952	9,63	105,08	1,369	85,31	102,62
ТП2-ТП6	0,082	1,034	8,87	96,75	1,369	72,32	94,49
ТП6-ТП7	0,048	0,984	9,31	101,62	1,369	80,72	99,83
ТП7-ТП8	0,043	0,978	9,37	102,21	1,369	77,61	97,89
РТП-ТП12	0,062	0,998	9,18	100,22	1,369	69,65	92,73
ТП12-ТП4	0,055	1,053	8,70	94,95	1,369	65,34	89,81
ТП4-ТП19	0,034	1,087	8,43	91,96	1,369	79,78	99,25
ТП19-ТП10	0,048	0,984	9,31	101,62	1,369	72,35	94,51
ТП10-ТП9	0,049	1,033	8,87	96,77	1,369	64,01	88,90
ТП9-ТП11	0,065	1,099	8,34	91,02	1,369	59,43	85,66
РТП-ТП13	0,042	1,140	8,04	87,70	1,369	57,60	84,33
ТП13-ТП14	0,018	1,158	7,91	86,34	1,369	52,71	80,66
ТП14-ТП15	0,053	1,211	7,57	82,59	1,369	49,40	78,10
ТП15-ТП17	0,040	1,251	7,33	79,96	1,369	44,63	74,23
ТП17-ТП18	0,065	1,316	6,96	76,00	1,369	38,07	68,55
ТП18-ТП16	0,109	1,425	6,43	70,19	1,369	38,07	68,55

#### 4 РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 0,4 КВ

Выбираем кабель типа АПвБбШв - силовой кабель для стационарной прокладки с алюминиевыми токопроводящими жилами в изоляции из сшитого вулканизированного полиэтилена, с защитным покровом из двух стальных оцинкованных лент, которые перекрывают друг друга, и внешней оболочке из ПВХ пластика, применяется для передачи и распределения электроэнергии.

Согласно указаниям [21], число вводно-распределительных устройств, предназначенных для приёма электроэнергии от городской сети и распределения её по потребителям зданий, выбирается по соображениям обеспечения надёжности электроснабжения с учётом конструкции здания и по построению схемы внешнего электроснабжения.

Количество ВРУ в доме определяется следующими критериями:

1. Четыре-пять подъездов пятиэтажного жилого дома питаются от одного ВРУ.

2. В девятиэтажном жилом доме ВРУ устанавливается на два подъезда.

3. В 16–25-этажном доме в каждом подъезде устанавливается одно или два ВРУ в зависимости от количества квартир на этаже – одно ВРУ при 4-6 квартирах на этаже, два ВРУ – при большем числе квартир на этаже.

4. Если в доме на 1–2-м этаже располагаются магазины, различные учреждения и прочее, то для их электроснабжения устанавливается отдельное ВРУ (исходя из условий разделения питания, учёта электроэнергии и пр.).

В зданиях до 9 этажей ставятся ВРУ с вводной и распределительной панелью, если в здании свыше 10 этажей, то устанавливаются ВРУ с вводной, распределительной панелями и АВР. ВРУ выбираем по расчетному току кабельной линии в нормальном режиме.

Примем к установке ВРУ производственной компании РиМ-Мет [22]

Произведем расчеты для выбора сечения кабеля и количества ВРУ для всех зданий и занесем в таблицу 4.1.

										Лист
										48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Таблица 4.1 – Результаты выбора кабельных линий 0,4 кВ

Адрес	№ВРУ	Sp.з.д., кВар	Кол-во ВРУ	Ip, А	Тип кабелей	Idоп, А	Ip.ав, А	Гдоп, А	го, Ом/км	хо, Ом/км	L, км	ΔU, %	ТИП ВРУ
Ленина п-т, 77	ВРУ1-1	155,30	1	112,08	2хАПвБбШв (4х150)	254	224,16	231,80	0,21	0,06	0,08	0,84	ВРУ3-14
	ВРУ1-2	195,75	1	141,27	2хАПвБбШв (4х240)	337	282,54	307,55	0,13	0,06	0,09	0,73	ВРУ3-14
Энтузиастов,7	ВРУ1-3	116,29	1	83,93	2хАПвБбШв (4х95)	199	167,85	181,61	0,34	0,06	0,09	1,05	ВРУ1-18-80 с АВР
	ВРУ1-4	66,69	1	48,13	2хАПвБбШв (4х35)	114	96,26	104,04	0,92	0,06	0,09	1,37	ВРУ1-18-80 с АВР
Сони кривой,50а	ВРУ1-5	122,03	1	88,07	2хАПвБбШв (4х95)	199	176,13	181,61	0,34	0,06	0,09	1,07	ВРУ3-14
	ВРУ1-6	47,25	1	34,10	2хАПвБбШв (4х25)	94	68,20	85,78	1,28	0,07	0,10	1,57	ВРУ3-14
Сони Кривой,50	ВРУ1-7	97,99	1	70,72	2хАПвБбШв (4х70)	165	141,43	150,58	0,46	0,06	0,10	1,38	ВРУ3-14
	ВРУ1-8	65,48	1	47,25	2хАПвБбШв (4х35)	114	94,51	104,04	0,92	0,06	0,10	1,58	ВРУ3-14
П-т Ленина, 73	ВРУ1-9	165,32	1	119,31	2хАПвБбШв (4х185)	290	238,62	264,65	0,17	0,06	0,10	0,93	ВРУ3-14
	ВРУ2-1	155,25	1	112,04	2хАПвБбШв (4х150)	254	224,08	231,80	0,21	0,06	0,10	0,99	ВРУ3-14
Энгельса,32	ВРУ2-2	97,99	1	70,72	2хАПвБбШв (4х70)	165	141,43	150,58	0,46	0,06	0,1	1,38	ВРУ3-14
	ВРУ2-3	58,73	1	42,38	2хАПвБбШв (4х25)	94	84,76	85,78	1,28	0,07	0,11	2,15	ВРУ3-14
Энгельса,32а	ВРУ2-4	166,15	1	119,91	2хАПвБбШв (4х185)	290	239,81	264,65	0,17	0,06	0,12	1,10	ВРУ1-18-80 с АВР
	ВРУ2-5	166,15	1	119,91	2хАПвБбШв (4х185)	290	239,81	264,65	0,17	0,06	0,3	2,75	ВРУ1-18-80 с АВР
	ВРУ2-6	67,50	1	48,71	2хАПвБбШв (4х35)	114	97,43	104,04	0,92	0,06	0,10	1,63	ВРУ1-18-80 с АВР
Сони Кривой,46	ВРУ2-7	116,29	1	83,93	2хАПвБбШв (4х95)	199	167,85	181,61	0,34	0,06	0,10	1,23	ВРУ3-14
	ВРУ2-8	61,43	1	44,33	2хАПвБбШв (4х35)	114	88,66	104,04	0,92	0,06	0,10	1,49	ВРУ3-14
Пр-т Ленина 75	ВРУ3-1	201,43	1	145,37	2хАПвБбШв (4х240)	337	290,74	307,55	0,13	0,06	0,10	0,90	ВРУ3-14
	ВРУ3-2	201,43	1	145,37	2хАПвБбШв (4х240)	337	290,74	307,55	0,13	0,06	0,10	0,90	ВРУ3-14
	ВРУ3-3	201,43	1	145,37	2хАПвБбШв (4х240)	337	290,74	307,55	0,13	0,06	0,10	0,90	ВРУ3-14
	ВРУ3-4	201,43	1	145,37	2хАПвБбШв (4х240)	337	290,74	307,54	0,13	0,05	0,08	0,72	ВРУ3-14
	ВРУ3-5	201,43	1	145,37	2хАПвБбШв (4х240)	337	290,74	307,54	0,13	0,05	0,08	0,72	ВРУ3-14

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

130302.2020.117.00.00 ПЗ

Лист

49

Продолжение таблицы 4.1

Адрес	№ВРУ	Sp.з.д., кВар	Кол- во ВРУ	Ip, А	Тип кабелей	Idоп, А	Ip.ав, А	Гдоп, А	го, Ом/км	хо, Ом/км	L, км	ΔU, %	ТИП ВРУ
	ВРУ3-6	201,43	1	145,37	2хАПвБбШв (4х240)	337	337,00	290,74	307,55	0,13	0,06	0,08	ВРУ3-14
	ВРУ3-7	201,43	1	145,37	2хАПвБбШв (4х240)	337	337,00	290,74	307,55	0,13	0,06	0,08	ВРУ3-14
	ВРУ3-8	201,43	1	145,37	2хАПвБбШв (4х240)	337	337,00	290,74	307,55	0,13	0,06	0,07	ВРУ3-14
	ВРУ3-9	201,43	1	145,37	2хАПвБбШв (4х240)	337	337,00	290,74	307,55	0,13	0,06	0,07	ВРУ3-14
	ВРУ3-10	201,43	1	145,37	2хАПвБбШв (4х240)	337	337,00	290,74	307,55	0,13	0,06	0,07	ВРУ3-14
Ленина пр-т,71	ВРУ4-1	151,15	1	109,09	2хАПвБбШв (4х150)	254	254,00	218,17	231,80	0,21	0,06	0,10	ВРУ3-14
	ВРУ4-2	151,15	1	109,09	2хАПвБбШв (4х150)	254	254,00	218,17	231,80	0,21	0,06	0,10	ВРУ3-14
	ВРУ4-3	107,82	1	77,81	2хАПвБбШв (4х95)	199	199,00	155,62	181,61	0,34	0,06	0,08	ВРУ3-14
Энгельса,69	ВРУ4-4	101,72	1	73,41	2хАПвБбШв (4х70)	165	165,00	146,82	150,58	0,46	0,06	0,10	ВРУ3-14
	ВРУ4-5	53,91	1	38,91	2хАПвБбШв (4х25)	94	94,00	77,81	85,78	1,28	0,07	0,10	ВРУ3-14
Энгельса,69а	ВРУ4-6	137,62	1	99,32	2хАПвБбШв (4х120)	226	226,00	198,64	206,25	0,27	0,06	0,11	ВРУ3-14
	ВРУ4-7	57,50	1	41,50	2хАПвБбШв (4х25)	94	94,00	83,00	85,78	1,28	0,07	0,11	ВРУ3-14
Володарског50	ВРУ4-8	116,29	1	83,93	2хАПвБбШв (4х95)	199	199,00	167,85	181,61	0,34	0,06	0,11	ВРУ3-14
	ВРУ4-9	55,71	1	40,20	2хАПвБбШв (4х25)	94	94,00	80,40	85,78	1,28	0,07	0,11	ВРУ3-14
Володарского, 52а	ВРУ4-10	57,77	1	41,69	2хАПвБбШв (4х25)	94	94,00	83,39	85,78	1,28	0,07	0,11	ВРУ1-18-80 с АВР
	ВРУ4-11	23,96	1	17,29	2хАПвБбШв (4х10)	54	54,00	34,58	49,28	3,16	0,07	0,10	ВРУ1-18-80
Володарског52	ВРУ4-12	116,29	1	83,93	2хАПвБбШв (4х95)	199	199,00	167,85	181,61	0,34	0,06	0,10	ВРУ3-14
	ВРУ4-13	53,91	1	38,91	2хАПвБбШв (4х25)	94	94,00	77,81	85,78	1,28	0,07	0,10	ВРУ3-14
Володарского, 50а	ВРУ4-14	63,20	1	45,61	2хАПвБбШв (4х35)	114	114,00	91,22	104,04	0,92	0,06	0,10	ВРУ3-14
	ВРУ4-15	34,19	1	24,67	2хАПвБбШв(4х16)	71	71,00	49,34	64,79	1,98	0,07	0,10	ВРУ3-14
Энгельса,69б	ВРУ4-16	49,54	1	35,76	2хАПвБбШв (4х25)	94	94,00	71,51	85,78	1,28	0,07	0,10	ВРУ3-14
	ВРУ4-17	55,94	1	40,37	2хАПвБбШв (4х25)	94	94,00	80,74	85,78	1,28	0,07	0,10	ВРУ3-14
Энгельса,71	ВРУ5-1	68,81	1	49,66	2хАПвБбШв (4х35)	114	114,00	99,32	104,04	0,92	0,06	0,10	ВРУ3-14
	ВРУ5-2	24,86	1	17,94	2хАПвБбШв (4х10)	54	54,00	35,89	49,28	3,16	0,07	0,10	ВРУ3-14

Продолжение таблицы 4.1

Адрес	№ВРУ	Sp.з.д., кВар	Кол- во ВРУ	Ip, А	Тип кабелей	Idоп, А	Ip.ав, А	I'доп, А	го, Ом/км	хо, Ом/км	L, км	ΔU, %	ТИП ВРУ
С.Кривой,42	ВРУ5-3	92,90	1	67,04	2хАПвБбШв (4х70)	165	134,08	150,58	0,46	0,06	0,12	1,57	ВРУ3-14
	ВРУ5-4	54,08	1	39,03	2хАПвБбШв (4х25)	94	78,05	85,78	1,28	0,07	0,11	2,13	ВРУ3-14
С. кривой 69а	ВРУ5-5	23,87	1	17,23	2хАПвБбШв (4х10)	54	34,45	49,28	3,16	0,07	0,17	3,53	ВРУ3-14
Энтузиастов 9а	ВРУ5-6	57,18	1	41,27	2хАПвБбШв (4х25)	94	82,54	85,78	1,28	0,07	0,13	2,66	ВРУ3-14
Энтузиастов 9	ВРУ5-7	29,52	1	21,31	2хАПвБбШв (4х10)	54	42,61	49,28	3,16	0,07	0,11	2,82	ВРУ3-14
Энтузиастов 11	ВРУ5-8	101,13	1	72,98	2хАПвБбШв (4х70)	165	145,97	150,58	0,46	0,06	0,15	2,04	ВРУ3-14
Энтузиастов 11а	ВРУ5-9	42,76	1	30,86	2хАПвБбШв(4х16)	71	61,72	64,79	1,98	0,07	0,10	2,34	ВРУ3-14
С. кривой 65б	ВРУ5-10	15,66	1	11,30	2хАПвБбШв (4х10)	54	22,61	49,28	3,16	0,07	0,10	1,36	ВРУ3-14
Энтузиастов 11/2	ВРУ5-11	88,76	1	64,06	2хАПвБбШв (4х70)	165	128,11	150,58	0,46	0,06	0,10	1,19	ВРУ3-14
Энтузиастов 11б	ВРУ5-12	28,72	1	20,72	2хАПвБбШв (4х10)	54	41,45	49,28	3,16	0,07	0,10	2,50	ВРУ3-14
Энтузиастов 13б	ВРУ5-13	21,88	1	15,79	2хАПвБбШв (4х10)	54	31,58	49,28	3,16	0,07	0,09	1,71	ВРУ3-14
С.Кривой,38	ВРУ5-14	97,99	1	70,72	2хАПвБбШв (4х70)	165	141,43	150,58	0,46	0,06	0,19	2,62	ВРУ3-14
	ВРУ5-15	55,71	1	40,20	2хАПвБбШв (4х25)	94	80,40	85,78	1,28	0,07	0,18	3,71	ВРУ3-14
С.Кривой,36	ВРУ5-16	63,97	1	46,17	2хАПвБбШв (4х35)	114	92,34	104,04	0,92	0,06	0,17	2,99	ВРУ3-14
	ВРУ5-17	26,95	1	19,45	2хАПвБбШв (4х10)	54	38,91	49,28	3,16	0,07	0,1	2,43	ВРУ3-14
С. Кривой,69	ВРУ5-18	155,95	1	112,55	2хАПвБбШв (4х150)	254	225,09	231,80	0,21	0,06	0,10	1,05	ВРУ3-14
	ВРУ5-19	89,85	1	64,84	2хАПвБбШв (4х70)	165	129,68	150,58	0,46	0,06	0,10	1,24	ВРУ3-14
С.Кривой,67а	ВРУ5-20	82,10	1	59,25	2хАПвБбШв (4х50)	132	118,51	120,46	0,64	0,06	0,10	1,51	ВРУ1-18-80 с АВР
	ВРУ5-21	37,74	1	27,23	2хАПвБбШв(4х16)	71	54,47	64,79	1,98	0,07	0,10	2,14	ВРУ1-18-80
С.Кривой,65	ВРУ5-22	105,37	1	76,04	2хАПвБбШв (4х95)	199	152,09	181,61	0,34	0,06	0,10	1,11	ВРУ3-14
	ВРУ5-23	46,12	1	33,28	2хАПвБбШв (4х25)	94	66,57	85,78	1,28	0,06	0,1	1,7	ВРУ3-14
С.Кривой,63	ВРУ6-1	105,36	1	76,04	2хАПвБбШв (4х95)	199	152,08	181,6	0,34	0,06	0,1	1,11	ВРУ3-14
	ВРУ6-2	46,12195	1	33,28	2хАПвБбШв (4х25)	94	66,57	85,78	1,28	0,06	0,18	3,07	ВРУ3-14
Сони Кривой,61	ВРУ6-3	105,36	1	76,04297	2хАПвБбШв (4х95)	199	152	181,6	0,34	0,06	0,18	2	ВРУ3-14

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

130302.2020.117.00.00 ПЗ

Лист

51

Продолжение таблицы 4.1

Адрес	№ВРУ	Sp.з.д., кВар	Кол- во ВРУ	Ip, А	Тип кабелей	Идоп, А	Ип.ав, А	Гдоп, А	го, Ом/км	хо, Ом/км	L, км	ΔU, %	ТИП ВРУ
	ВРУ6-4	51,98	1	37,51	2хАПвБбШв (4х25)	94,00	75,02	85,78	1,28	0,07	0,10	1,73	ВРУ3-14
Сони Кривой,59	ВРУ6-5	105,37	1	76,04	2хАПвБбШв (4х95)	199,00	152,09	181,61	0,34	0,06	0,20	2,23	ВРУ3-14
	ВРУ6-6	52,65	1	38,00	2хАПвБбШв (4х25)	94,00	75,99	85,78	1,28	0,07	0,15	2,63	ВРУ3-14
С.Кривой,67а	ВРУ6-7	58,06	1	41,90	2хАПвБбШв (4х25)	94,00	83,80	85,78	1,28	0,07	0,13	2,87	ВРУ3-14
	ВРУ6-8	42,53	1	30,69	2хАПвБбШв(4х16)	71,00	61,38	64,79	1,98	0,07	0,18	3,89	ВРУ3-14
С. Кривой,65а	ВРУ6-9	125,02	1	90,23	2хАПвБбШв (4х95)	199,00	180,45	181,61	0,34	0,06	0,19	2,51	ВРУ3-14
	ВРУ6-10	74,25	1	53,59	2хАПвБбШв (4х50)	132,00	107,17	120,46	0,64	0,06	0,10	1,30	ВРУ3-14
Энгельса,36	ВРУ6-11	68,81	1	49,66	2хАПвБбШв (4х35)	114,00	99,32	104,04	0,92	0,06	0,10	1,93	ВРУ3-14
	ВРУ6-12	54,00	1	38,97	2хАПвБбШв (4х25)	94,00	77,94	85,78	1,28	0,07	0,10	1,83	ВРУ3-14
Энгельса,36а	ВРУ6-13	74,51	1	53,77	2хАПвБбШв (4х50)	132,00	107,54	120,46	0,64	0,06	0,10	1,36	ВРУ1-18-80
	ВРУ6-14	74,51	1	53,77	2хАПвБбШв (4х50)	132,00	107,54	120,46	0,64	0,06	0,10	1,36	ВРУ1-18-80
	ВРУ6-15	74,51	1	53,77	2хАПвБбШв (4х50)	132,00	107,54	120,46	0,64	0,06	0,07	3,66	ВРУ1-18-80
	ВРУ6-16	74,51	1	53,77	2хАПвБбШв (4х50)	132,00	107,54	120,46	0,64	0,06	0,08	4,19	ВРУ1-18-80
	ВРУ6-17	168,75	1	121,78	2хАПвБбШв (4х185)	290,00	243,57	264,65	0,17	0,06	0,19	1,72	ВРУ1-18-80
Энтузиастов,13а	ВРУ7-1	89,85	1	64,84	2хАПвБбШв (4х70)	165,00	129,69	150,58	0,46	0,06	0,09	1,11	ВРУ3-14
	ВРУ7-2	89,85	1	64,84	2хАПвБбШв (4х70)	165,00	129,69	150,58	0,46	0,06	0,08	0,99	ВРУ3-14
	ВРУ7-3	89,85	1	64,84	2хАПвБбШв (4х70)	165,00	129,69	150,58	0,46	0,06	0,20	2,46	ВРУ3-14
	ВРУ7-4	108,00	1	77,94	2хАПвБбШв (4х95)	199,00	155,88	181,61	0,34	0,06	0,30	3,12	ВРУ3-14
Энгельса 38а	ВРУ7-5	105,90	1	76,42	2хАПвБбШв (4х95)	199,00	152,85	181,61	0,34	0,06	0,40	4	ВРУ3-14
Энгельса 38б	ВРУ7-6	15,73	1	11,35	2хАПвБбШв (4х10)	54,00	22,70	49,28	3,16	0,07	0,07	0,96	ВРУ3-14
Энгельса 40б	ВРУ7-7	22,19	1	16,01	2хАПвБбШв (4х10)	54,00	32,03	49,28	3,16	0,07	0,10	1,93	ВРУ3-14
Энгельса,38	ВРУ7-8	116,2	1	83,93	2хАПвБбШв (4х95)	199,00	167,85	181,61	0,34	0,06	0,30	3,69	ВРУ3-14
	ВРУ7-9	57,38	1	41,41	2хАПвБбШв (4х25)	94,00	82,81	85,78	1,28	0,07	0,10	1,93	ВРУ3-14
Энгельса,40	ВРУ7-10	105,37	1	76,04	2хАПвБбШв (4х95)	199,00	152,09	181,61	0,34	0,06	0,10	1,13	ВРУ3-14

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

130302.2020.117.00.00 ПЗ

Лист

52

Продолжение таблицы 4.1

Адрес	№ВРУ	Sp.з.д., кВар	Кол- во ВРУ	Ip, А	Тип кабелей	Идоп, А	Ип.ав, А	Гдоп, А	го, Ом/км	хо, Ом/км	L, км	ΔU, %	ТИП ВРУ
	ВРУ7-11	47,25	1,00	34,10	2хАПвБбШв (4х25)	94,00	68,20	85,78	1,28	0,07	0,10	1,32	ВРУ3-14
Энгельса,40а	ВРУ7-12	92,90	1,00	67,04	2хАПвБбШв (4х70)	165,00	134,08	150,58	0,46	0,06	0,10	1,59	ВРУ3-14
	ВРУ7-13	47,25	1,00	34,10	2хАПвБбШв (4х25)	94,00	68,20	85,78	1,28	0,07	0,10	2,58	ВРУ3-14
Энгельса,42	ВРУ7-14	40,00	1,00	28,87	2хАПвБбШв(4х16)	71,00	57,74	64,79	1,98	0,07	0,10	1,59	ВРУ3-14
	ВРУ7-15	47,25	1,00	34,10	2хАПвБбШв (4х25)	94,00	68,20	85,78	1,28	0,07	0,10	1,09	ВРУ3-14
Энгельса,42а	ВРУ7-16	158,34	1,00	114,27	2хАПвБбШв (4х150)	254,00	228,54	231,80	0,21	0,06	0,10	2,07	ВРУ3-14
	ВРУ7-17	57,18	1,00	41,27	2хАПвБбШв (4х25)	94,00	82,54	85,78	1,28	0,07	0,20	2,21	ВРУ3-14
Энгельса,44	ВРУ8-1	132,70	1,00	95,77	2хАПвБбШв (4х120)	226,00	191,54	206,25	0,27	0,06	0,20	2,34	ВРУ1-18-80 с АВР
	ВРУ8-2	87,02	1,00	62,80	2хАПвБбШв (4х70)	165,00	125,60	150,58	0,46	0,06	0,20	2,21	ВРУ1-18-80 с
	ВРУ8-3	132,70	1,00	95,77	2хАПвБбШв (4х120)	226,00	191,54	206,25	0,27	0,06	0,04	0,49	ВРУ1-18-80 с
Энгельса,44в	ВРУ8-4	90,29	1,00	65,16	2хАПвБбШв (4х70)	165,00	130,33	150,58	0,46	0,06	0,12	2,97	ВРУ1-18-80 с
	ВРУ8-5	27,97	1,00	20,19	2хАПвБбШв (4х10)	54,00	40,37	49,28	3,16	0,07	0,12	2,55	ВРУ1-18-80 с
Энтузиастов,15	ВРУ8-6	132,70	1,00	95,77	2хАПвБбШв (4х120)	226,00	191,54	206,25	0,27	0,06	0,12	1,35	ВРУ1-18-80 с
	ВРУ8-7	132,70	1,00	95,77	2хАПвБбШв (4х120)	226,00	191,54	206,25	0,27	0,06	0,12	0,80	ВРУ1-18-80 с
	ВРУ8-8	118,10	1,00	85,23	2хАПвБбШв (4х95)	199,00	170,46	181,61	0,34	0,06	0,07	0,83	ВРУ1-18-80 с
Энтузиастов,11в	ВРУ8-9	115,93	1,00	83,66	2хАПвБбШв (4х95)	199,00	167,33	181,61	0,34	0,06	0,10	1,07	ВРУ1-18-80 с
	ВРУ8-10	105,67	1,00	76,26	2хАПвБбШв (4х95)	199,00	152,52	181,61	0,34	0,06	0,06	0,67	ВРУ1-18-80
Энгельса,73	ВРУ8-11	105,37	1,00	76,04	2хАПвБбШв (4х95)	199,00	152,09	181,61	0,34	0,06	0,09	1,50	ВРУ3-14
	ВРУ8-12	46,62	1,00	33,64	2хАПвБбШв (4х25)	94,00	67,29	85,78	1,28	0,07	0,20	2,41	ВРУ3-14
Сони Кривой,55	ВРУ8-13	140,87	1,00	101,66	2хАПвБбШв (4х120)	226,00	203,32	206,25	0,27	0,06	0,25	3,9	ВРУ3-14
	ВРУ8-14	68,37	1,00	49,34	2хАПвБбШв (4х35)	114,00	98,69	104,04	0,92	0,06	0,10	1,18	ВРУ3-14
Сони Кривой,53	ВРУ9-1	137,62	1,00	99,32	2хАПвБбШв (4х120)	226,00	198,64	206,25	0,27	0,06	0,14	1,79	ВРУ3-14
	ВРУ9-2	74,52	1,00	53,78	2хАПвБбШв (4х50)	132,00	107,56	120,46	0,64	0,06	0,11	1,96	ВРУ3-14
Сони Кривой,51	ВРУ9-3	65,03	1,00	46,93	2хАПвБбШв (4х35)	114,00	93,86	104,04	0,92	0,06	0,10	1,32	ВРУ3-14

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

130302.2020.117.00.00 ПЗ

Лист

53



Продолжение таблицы 4.1

Адрес	№ВРУ	Sp.з.д., кВар	Кол- во ВРУ	Ip, А	Тип кабелей	Идоп, А	Ип.ав, А	Гдоп, А	го, Ом/км	хо, Ом/км	L, км	ΔU, %	ТИП ВРУ
	ВРУ9-4	30,78	1,00	22,21	2хАПвБбШв (4х10)	54,00	44,43	49,28	3,16	0,07	0,10	2,47	ВРУ3-14
С.Кривой,49б	ВРУ9-5	60,20	1,00	43,45	2хАПвБбШв (4х35)	114,00	86,89	104,04	0,92	0,06	0,12	1,92	ВРУ3-14
	ВРУ9-6	45,90	1,00	33,13	2хАПвБбШв (4х25)	94,00	66,25	85,78	1,28	0,07	0,08	1,22	ВРУ3-14
Сони Кривой,49	ВРУ9-7	67,01	1,00	48,36	2хАПвБбШв (4х35)	114,00	96,71	104,04	0,92	0,06	0,10	1,84	ВРУ3-14
	ВРУ9-8	33,08	1,00	23,87	2хАПвБбШв (4х10)	54,00	47,74	49,28	3,16	0,07	0,17	4,52	ВРУ3-14
Сони Кривой,47	ВРУ9-9	161,02	1,00	116,21	2хАПвБбШв (4х185)	290,00	232,41	264,65	0,17	0,06	0,30	2,72	ВРУ3-14
	ВРУ9-10	74,25	1,00	53,59	2хАПвБбШв (4х50)	132,00	107,17	120,46	0,64	0,06	0,08	1,02	ВРУ3-14
Сони Кривой,45	ВРУ9-11	161,02	1,00	116,21	2хАПвБбШв (4х185)	290,00	232,41	264,65	0,17	0,06	0,18	1,63	ВРУ3-14
	ВРУ9-12	74,25	1,00	53,59	2хАПвБбШв (4х50)	132,00	107,17	120,46	0,64	0,06	0,18	2,30	ВРУ3-14
Сони Кривой,43	ВРУ10-1	161,02	1,00	116,21	2хАПвБбШв (4х185)	290,00	232,41	264,65	0,17	0,06	0,08	0,72	ВРУ3-14
	ВРУ10-2	74,25	1,00	53,59	2хАПвБбШв (4х50)	132,00	107,17	120,46	0,64	0,06	0,28	3,57	ВРУ3-14
Сони Кривой,41	ВРУ10-3	67,01	1,00	48,36	2хАПвБбШв (4х35)	114,00	96,71	104,04	0,92	0,06	0,10	1,84	ВРУ3-14
	ВРУ10-4	30,38	1,00	21,92	2хАПвБбШв (4х10)	54,00	43,84	49,28	3,16	0,07	0,11	2,69	ВРУ3-14
Соникривой 47а	ВРУ10-5	38,54	1,00	27,81	2хАПвБбШв(4х16)	71,00	55,62	64,79	1,98	0,07	0,11	2,32	ВРУ3-14
Свердловский пр-т,78	ВРУ10-6	116,29	1,00	83,93	2хАПвБбШв (4х95)	199,00	167,85	181,61	0,34	0,06	0,11	1,35	ВРУ3-14
	ВРУ10-7	50,31	1,00	36,31	2хАПвБбШв (4х25)	94,00	72,62	85,78	1,28	0,07	0,11	2,05	ВРУ3-14
Свердловский пр-т,80	ВРУ10-8	116,29	1,00	83,93	2хАПвБбШв (4х95)	199,00	167,85	181,61	0,34	0,06	0,11	1,35	ВРУ3-14
	ВРУ10-9	50,31	1,00	36,31	2хАПвБбШв (4х25)	94,00	72,62	85,78	1,28	0,07	0,11	2,05	ВРУ3-14
Свердловский пр-т,82	ВРУ10-10	92,90	1,00	67,04	2хАПвБбШв (4х70)	165,00	134,08	150,58	0,46	0,06	0,11	1,44	ВРУ3-14
	ВРУ10-11	40,13	1,00	28,96	2хАПвБбШв(4х16)	71,00	57,93	64,79	1,98	0,07	0,07	1,59	ВРУ3-14
Карла Либкнехта,28а	ВРУ10-12	62,04	1,00	44,78	2хАПвБбШв (4х35)	114,00	89,55	104,04	0,92	0,06	0,17	2,69	ВРУ1-18-80
	ВРУ10-13	32,94	1,00	23,78	2хАПвБбШв (4х10)	54,00	47,55	49,28	3,16	0,07	0,09	2,67	ВРУ1-18-80
Карла Либкнехта,30	ВРУ11-1	92,90	1,00	67,04	2хАПвБбШв (4х70)	165,00	134,08	150,58	0,46	0,06	0,17	2,22	ВРУ3-14
	ВРУ11-2	40,13	1,00	28,96	2хАПвБбШв(4х16)	71,00	57,93	64,79	1,98	0,07	0,11	2,50	ВРУ3-14

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

130302.2020.117.00.00 ПЗ

Лист

54

Продолжение таблицы 4.1

Адрес	№ВРУ	Sp.з.д., кВар	Кол- во ВРУ	Ip, А	Тип кабелей	Idоп, А	Ip.ав, А	Гдоп, А	го, Ом/км	хо, Ом/км	L, км	ΔU, %	ТИП ВРУ
Сони Кривой,43а	ВРУ11-3	65,26	1,00	47,10	2хАПвБбШв (4х35)	114,00	94,20	104,04	0,92	0,06	0,20	3,34	ВРУ1-18-80 с АВР
	ВРУ11-4	60,14	1,00	43,40	2хАПвБбШв (4х35)	114,00	86,80	104,04	0,92	0,06	0,10	1,61	ВРУ1-18-80 с АВР
Карла Либкнехта,32	ВРУ11-5	88,63	1,00	63,96	2хАПвБбШв (4х70)	165,00	127,93	150,58	0,46	0,06	0,10	1,25	ВРУ3-14
	ВРУ11-6	39,53	1,00	28,53	2хАПвБбШв(4х16)	71,00	57,06	64,79	1,98	0,07	0,10	2,24	ВРУ3-14
Карла Либкнехта,34	ВРУ11-7	58,06	1,00	41,90	2хАПвБбШв (4х25)	94,00	83,80	85,78	1,28	0,07	0,07	1,54	ВРУ3-14
	ВРУ11-8	45,52	1,00	32,85	2хАПвБбШв (4х25)	94,00	65,71	85,78	1,28	0,07	0,07	1,18	ВРУ3-14
Сони Кривой,49а	ВРУ11-9	164,41	1,00	118,65	2хАПвБбШв (4х185)	290,00	237,31	264,65	0,17	0,06	0,10	0,92	ВРУ3-14
	ВРУ11-10	59,30	1,00	42,80	2хАПвБбШв (4х25)	94,00	85,59	85,78	1,28	0,07	0,10	2,19	ВРУ3-14
Сони Кривой,51а	ВРУ11-11	165,53	1,00	119,46	2хАПвБбШв (4х185)	290,00	238,93	264,65	0,17	0,06	0,10	0,93	ВРУ3-14
	ВРУ11-12	59,30	1,00	42,80	2хАПвБбШв (4х25)	94,00	85,59	85,78	1,28	0,07	0,10	2,19	ВРУ3-14
Сони Кривой 40	ВРУ12-1	195,68	1,00	141,22	2хАПвБбШв (4х240)	337,00	282,44	307,55	0,13	0,06	0,10	0,88	ВРУ3-14
Энгельса 42б	ВРУ12-2	38,54	1,00	27,81	2хАПвБбШв(4х16)	71,00	55,62	64,79	1,98	0,07	0,10	2,11	ВРУ3-14
Энгельса 79	ВРУ12-3	38,54	1,00	27,81	2хАПвБбШв(4х16)	71,00	55,62	64,79	1,98	0,07	0,10	2,11	ВРУ3-14
Карла Либкнехта,36а	ВРУ12-4	40,25	1,00	29,05	2хАПвБбШв(4х16)	71,00	58,10	64,79	1,98	0,07	0,10	2,35	ВРУ3-14
	ВРУ12-5	29,95	1,00	21,61	2хАПвБбШв (4х10)	54,00	43,23	49,28	3,16	0,07	0,10	2,70	ВРУ3-14
Карла Либкнехта,36	ВРУ12-6	92,90	1,00	67,04	2хАПвБбШв (4х70)	165,00	134,08	150,58	0,46	0,06	0,10	1,31	ВРУ3-14
	ВРУ12-7	39,53	1,00	28,53	2хАПвБбШв(4х16)	71,00	57,06	64,79	1,98	0,07	0,10	2,24	ВРУ3-14
Энгельса,75а	ВРУ12-8	118,92	1,00	85,82	2хАПвБбШв (4х95)	199,00	171,64	181,61	0,34	0,06	0,10	1,26	ВРУ3-14
	ВРУ12-9	75,33	1,00	54,37	2хАПвБбШв (4х50)	132,00	108,73	120,46	0,64	0,06	0,10	1,38	ВРУ3-14
Энгельса,75	ВРУ12-10	105,37	1,00	76,04	2хАПвБбШв (4х95)	199,00	152,09	181,61	0,34	0,06	0,09	1,00	ВРУ3-14
	ВРУ12-11	47,67	1,00	34,41	2хАПвБбШв (4х25)	94,00	68,81	85,78	1,28	0,07	0,09	1,54	ВРУ3-14

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

130302.2020.117.00.00 ПЗ

Лист

55

Продолжение таблицы 4.1

Адрес	№ВРУ	Sp.з.д., кВар	Кол- во ВРУ	Ip, А	Тип кабелей	Idоп, А	Ip.ав, А	Гдоп, А	го, Ом/км	хо, Ом/км	L, км	ΔU, %	ТИП ВРУ
Энгельса,77	ВРУ12-12	122,03	1,00	88,07	2хАПвБбШв (4х95)	199,00	176,13	181,61	0,34	0,06	0,08	1,01	ВРУ1-18-80 с АВР
	ВРУ12-13	68,37	1,00	49,34	2хАПвБбШв (4х35)	114,00	98,69	104,04	0,92	0,06	0,08	1,42	ВРУ1-18-80 с АВР
Энгельса,77а	ВРУ12-14	122,03	1,00	88,07	2хАПвБбШв (4х95)	199,00	176,13	181,61	0,34	0,06	0,10	1,26	ВРУ1-18-80 с АВР
	ВРУ12-15	68,37	1,00	49,34	2хАПвБбШв (4х35)	114,00	98,69	104,04	0,92	0,06	0,10	1,78	ВРУ1-18-80 с АВР
Клары Цеткин,70а	ВРУ13-1	29,11	1,00	21,01	2хАПвБбШв (4х10)	54,00	42,01	49,28	3,16	0,07	0,08	2,16	ВРУ3-14
	ВРУ13-2	15,91	1,00	11,48	2хАПвБбШв (4х10)	54,00	22,97	49,28	3,16	0,07	0,13	1,80	ВРУ3-14
Южная,4б	ВРУ13-3	137,62	1,00	99,32	2хАПвБбШв (4х120)	226,00	198,64	206,25	0,27	0,06	0,13	1,53	ВРУ3-14
	ВРУ13-4	64,64	1,00	46,65	2хАПвБбШв (4х35)	114,00	93,30	104,04	0,92	0,06	0,21	3,52	ВРУ3-14
Южная,4а	ВРУ13-5	137,62	1,00	99,32	2хАПвБбШв (4х120)	226,00	198,64	206,25	0,27	0,06	0,20	2,35	ВРУ3-14
	ВРУ13-6	64,64	1,00	46,65	2хАПвБбШв (4х35)	114,00	93,30	104,04	0,92	0,06	0,10	1,68	ВРУ3-14
Южная,4в	ВРУ13-7	80,76	1,00	58,28	2хАПвБбШв (4х50)	132,00	116,56	120,46	0,64	0,06	0,10	1,49	ВРУ1-18-80 с АВР
	ВРУ13-8	44,38	1,00	32,03	2хАПвБбШв(4х16)	71,00	64,06	64,79	1,98	0,07	0,10	2,43	ВРУ1-18-80 с АВР
Южная,2а	ВРУ13-9	137,62	1,00	99,32	2хАПвБбШв (4х120)	226,00	198,64	206,25	0,27	0,06	0,11	2,44	ВРУ3-14
	ВРУ13-10	66,63	1,00	48,09	2хАПвБбШв (4х35)	114,00	96,17	104,04	0,92	0,06	0,13	2,25	ВРУ3-14
Карла Либкнехта,9	ВРУ13-11	101,72	1,00	73,41	2хАПвБбШв (4х70)	165,00	146,82	150,58	0,46	0,06	0,12	1,72	ВРУ3-14
	ВРУ13-12	68,37	1,00	49,34	2хАПвБбШв (4х35)	114,00	98,69	104,04	0,92	0,06	0,2	3,99	ВРУ3-14
Южная,2	ВРУ14-1	137,62	1,00	99,32	2хАПвБбШв (4х120)	226,00	198,64	206,25	0,27	0,06	0,09	1,06	ВРУ3-14
	ВРУ14-2	65,89	1,00	47,55	2хАПвБбШв (4х35)	114,00	95,10	104,04	0,92	0,06	0,15	2,57	ВРУ3-14
Южная,4	ВРУ14-3	137,62	1,00	99,32	2хАПвБбШв (4х120)	226,00	198,64	206,25	0,27	0,06	0,20	2,35	ВРУ3-14
	ВРУ14-4	56,19	1,00	40,55	2хАПвБбШв (4х25)	94,00	81,10	85,78	1,28	0,07	0,10	2,01	ВРУ3-14
Клары Цеткин 70в	ВРУ14-5	69,93	1,00	50,46	2хАПвБбШв (4х35)	114,00	100,93	104,04	0,92	0,06	0,10	1,82	ВРУ3-14

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

130302.2020.117.00.00 ПЗ

Лист

56

Продолжение таблицы 4.1

Адрес	№ВРУ	Ср.з.д., кВар	Кол- во ВРУ	Ip, А	Тип кабелей	Idоп, А	Ip.ав, А	Гдоп, А	го, Ом/км	хо, Ом/км	L, км	ΔU, %	ТИП ВРУ
Клары Цеткин 70	ВРУ14-6	125,49	1,00	90,57	2хАПвБбШв (4х95)	199,00	181,13	181,61	0,34	0,06	0,10	1,28	ВРУ3-14
Клары Цеткин 79а	ВРУ14-7	19,89	1,00	14,35	2хАПвБбШв (4х10)	54,00	28,71	49,28	3,16	0,07	0,10	1,73	ВРУ3-14
Южная 5	ВРУ14-8	105,90	1,00	76,42	2хАПвБбШв (4х95)	199,00	152,85	181,61	0,34	0,06	0,10	1,08	ВРУ3-14
Клары Цеткин,70б	ВРУ14-9	17,20	1,00	12,42	2хАПвБбШв (4х10)	54,00	24,83	49,28	3,16	0,07	0,10	1,59	ВРУ3-14
	ВРУ14-10	10,80	1,00	7,79	2хАПвБбШв (4х10)	54,00	15,59	49,28	3,16	0,07	0,10	0,87	ВРУ3-14
Южная,2б	ВРУ14-11	106,97	1,00	77,20	2хАПвБбШв (4х95)	199,00	154,39	181,61	0,34	0,06	0,10	1,07	ВРУ1-18-80 с АВР
	ВРУ14-12	41,24	1,00	29,76	2хАПвБбШв(4х16)	71,00	59,53	64,79	1,98	0,07	0,10	2,09	ВРУ1-18-80 с АВР
Южная,2в	ВРУ14-13	140,25	1,00	101,22	2хАПвБбШв (4х120)	226,00	202,44	206,25	0,27	0,06	0,10	1,18	ВРУ1-18-80 с АВР
	ВРУ14-14	64,53	1,00	46,57	2хАПвБбШв (4х35)	114,00	93,14	104,04	0,92	0,06	0,10	1,56	ВРУ1-18-80 с АВР
Курчатова 26	ВРУ15-1	62,16	1,00	44,86	2хАПвБбШв (4х35)	114,00	89,71	104,04	0,92	0,06	0,15	2,8	ВРУ3-14
Курчатова 26а	ВРУ15-2	89,51	1,00	64,59	2хАПвБбШв (4х70)	165,00	129,19	150,58	0,46	0,06	0,16	1,92	ВРУ3-14
Воровского 28	ВРУ15-3	19,27	1,00	13,91	2хАПвБбШв (4х10)	54,00	27,81	49,28	3,16	0,07	0,20	3,35	ВРУ3-14
Курчатова 36	ВРУ15-4	25,36	1,00	18,30	2хАПвБбШв (4х10)	54,00	36,60	49,28	3,16	0,07	0,16	3,53	ВРУ3-14
Свердловский проспект 84	ВРУ15-5	77,07	1,00	55,62	2хАПвБбШв (4х50)	132,00	111,25	120,46	0,64	0,06	0,23	3,25	ВРУ3-14
Свердловский проспект,86	ВРУ15-6	144,52	1,00	104,30	2хАПвБбШв (4х150)	254,00	208,60	231,80	0,21	0,06	0,10	0,97	ВРУ3-14
	ВРУ15-7	144,52	1,00	104,30	2хАПвБбШв (4х150)	254,00	208,60	231,80	0,21	0,06	0,10	0,97	ВРУ3-14
	ВРУ15-8	118,80	1,00	85,74	2хАПвБбШв (4х95)	199,00	171,47	181,61	0,34	0,06	0,10	1,14	ВРУ3-14
Южная,1	ВРУ15-9	115,85	1,00	83,61	2хАПвБбШв (4х95)	199,00	167,22	181,61	0,34	0,06	0,10	1,22	ВРУ3-14
	ВРУ15-10	59,94	1,00	43,26	2хАПвБбШв (4х35)	114,00	86,52	104,04	0,92	0,06	0,10	1,45	ВРУ3-14
Южная,3	ВРУ15-11	116,29	1,00	83,93	2хАПвБбШв (4х95)	199,00	167,85	181,61	0,34	0,06	0,10	1,23	ВРУ3-14
	ВРУ15-12	59,94	1,00	43,26	2хАПвБбШв (4х35)	114,00	86,52	104,04	0,92	0,06	0,30	4,35	ВРУ3-14

Продолжение таблицы 4.1

Адрес	№ВРУ	Ср.з.д., кВар	Кол- во ВРУ	Ip, А	Тип кабелей	Idоп, А	Ip.ав, А	Idоп, А	го, Ом/км	хо, Ом/км	L, км	ΔU, %	ТИП ВРУ
Южная,7	ВРУ16-1	116,29	1,00	83,93	2хАПвБбШв (4х95)	199,00	167,85	181,61	0,34	0,06	0,20	2,46	ВРУ3-14
	ВРУ16-2	59,94	1,00	43,26	2хАПвБбШв (4х35)	114,00	86,52	104,04	0,92	0,06	0,17	2,47	ВРУ3-14
Южная,9	ВРУ16-3	116,29	1,00	83,93	2хАПвБбШв (4х95)	199,00	167,85	181,61	0,34	0,06	0,07	0,86	ВРУ3-14
	ВРУ16-4	59,94	1,00	43,26	2хАПвБбШв (4х35)	114,00	86,52	104,04	0,92	0,06	0,10	1,45	ВРУ3-14
Свердловский проспект 84а	ВРУ16-5	195,68	1,00	141,22	2хАПвБбШв (4х240)	337,00	282,44	307,55	0,13	0,06	0,10	0,88	ВРУ3-14
Курчатова,34	ВРУ16-6	99,69	1,00	71,95	2хАПвБбШв (4х70)	165,00	143,90	150,58	0,46	0,06	0,10	1,35	ВРУ1-18-80 с АВР
	ВРУ16-7	99,69	1,00	71,95	2хАПвБбШв (4х70)	165,00	143,90	150,58	0,46	0,06	0,10	1,35	ВРУ1-18-80 с АВР
	ВРУ16-8	99,69	1,00	71,95	2хАПвБбШв (4х70)	165,00	143,90	150,58	0,46	0,06	0,10	1,35	ВРУ1-18-80 с АВР
	ВРУ16-9	110,03	1,00	79,40	2хАПвБбШв (4х95)	199,00	158,81	181,61	0,34	0,06	0,10	1,06	ВРУ1-18-80 с АВР
Южная,9а	ВРУ16-10	82,10	1,00	59,25	2хАПвБбШв (4х50)	132,00	118,51	120,46	0,64	0,06	0,10	1,51	ВРУ1-18-80 с АВР
	ВРУ16-11	43,43	1,00	31,34	2хАПвБбШв(4х16)	71,00	62,68	64,79	1,98	0,07	0,09	2,22	ВРУ1-18-80 с АВР
Курчатова,30а	ВРУ16-12	90,29	1,00	65,16	2хАПвБбШв (4х70)	165,00	130,33	150,58	0,46	0,06	0,08	0,98	ВРУ1-18-80 с АВР
	ВРУ16-13	25,16	1,00	18,16	2хАПвБбШв (4х10)	54,00	36,31	49,28	3,16	0,07	0,15	3,40	ВРУ1-18-80 с АВР
Курчатова,32	ВРУ17-1	116,29	1,00	83,93	2хАПвБбШв (4х95)	199,00	167,85	181,61	0,34	0,06	0,03	0,37	ВРУ3-14
	ВРУ17-2	53,91	1,00	38,91	2хАПвБбШв (4х25)	94,00	77,81	85,78	1,28	0,07	0,12	2,39	ВРУ3-14
Курчатова,30	ВРУ17-3	116,29	1,00	83,93	2хАПвБбШв (4х95)	199,00	167,85	181,61	0,34	0,06	0,12	1,48	ВРУ3-14
	ВРУ17-4	59,90	1,00	43,23	2хАПвБбШв (4х35)	114,00	86,46	104,04	0,92	0,06	0,12	1,92	ВРУ3-14
Больничная,12	ВРУ17-5	29,11	1,00	21,01	2хАПвБбШв (4х10)	54,00	42,01	49,28	3,16	0,07	0,12	3,24	ВРУ3-14
	ВРУ17-6	22,28	1,00	16,08	2хАПвБбШв (4х10)	54,00	32,16	49,28	3,16	0,07	0,10	2,01	ВРУ3-14
Воровского,26а	ВРУ17-7	116,29	1,00	83,93	2хАПвБбШв (4х95)	199,00	167,85	181,61	0,34	0,06	0,15	1,84	ВРУ3-14
	ВРУ17-8	59,90	1,00	43,23	2хАПвБбШв (4х35)	114,00	86,46	104,04	0,92	0,06	0,2	3,7	ВРУ3-14

Продолжение таблицы 4.1

Адрес	№ВРУ	Ср.з.д., кВар	Кол- во ВРУ	Ip, А	Тип кабелей	Idоп, А	Ip.ав, А	Гдоп, А	го, Ом/км	хо, Ом/км	L, км	ΔU, %	ТИП ВРУ
Свердловский проспект,88	ВРУ17-9	150,94	1	108,93	2хАПвБбШв (4х150)	254	217,86	231,80	0,21	0,06	0,15	1,52	ВРУ1-18-80 с АВР
	ВРУ17-10	150,94	1	108,93	2хАПвБбШв (4х150)	254	217,86	231,80	0,21	0,06	0,07	0,71	ВРУ1-18-80 с АВР
	ВРУ17-11	137,77	1	99,42	2хАПвБбШв (4х120)	226	198,85	206,25	0,27	0,06	0,1	1,16	ВРУ1-18-80 с АВР
Курчатова,24	ВРУ17-12	161,02	1	116,21	2хАПвБбШв (4х185)	290	232,41	264,65	0,17	0,06	0,1	0,91	ВРУ3-14
	ВРУ17-13	83,86	1	60,52	2хАПвБбШв (4х70)	165	121,04	150,58	0,46	0,06	0,08	0,92	ВРУ3-14
Свердловский проспект 84а/1	ВРУ18-1	87,21	1	62,94	2хАПвБбШв (4х70)	165	125,87	150,58	0,46	0,06	0,075	0,88	ВРУ3-14
Курчатова 28	ВРУ18-2	221,58	1	159,91	2хАПвБбШв (4х240)	417	319,82	380,55	0,13	0,06	0,075	0,75	ВРУ3-14
Больничная 18	ВРУ18-3	254,38	1	183,58	2хАПвБбШв (4х240)	417	367,17	380,55	0,13	0,06	0,08	0,91	ВРУ3-14
Проспект Ленина 69	ВРУ19-1	179,85	1	129,80	2хАПвБбШв (4х185)	290	259,59	264,65	0,17	0,06	0,2	1,99	ВРУ3-14
	ВРУ19-2	179,85	1	129,80	2хАПвБбШв (4х185)	290	259,59	264,65	0,17	0,06	0,1	1,00	ВРУ3-14
	ВРУ19-3	179,85	1	129,80	2хАПвБбШв (4х185)	290	259,59	264,65	0,17	0,06	0,3	2,99	ВРУ3-14
	ВРУ19-4	179,85	1	129,80	2хАПвБбШв (4х185)	290	259,59	264,65	0,17	0,06	0,3	2,99	ВРУ3-14
	ВРУ19-5	179,85	1	129,80	2хАПвБбШв (4х185)	290	259,59	264,65	0,17	0,06	0,1	1,00	ВРУ3-14
	ВРУ19-6	179,85	1	129,80	2хАПвБбШв (4х185)	290	259,59	264,65	0,17	0,06	0,07	0,70	ВРУ3-14
	ВРУ19-7	179,85	1	129,80	2хАПвБбШв (4х185)	290	259,59	264,65	0,17	0,06	0,08	0,80	ВРУ3-14
	ВРУ19-8	179,85	1	129,80	2хАПвБбШв (4х185)	290	259,59	264,65	0,17	0,06	0,34	3,3	ВРУ3-14

## 5 ВЫБОР ЭЛЕКТРОБОРУДОВАНИЯ

### 5.1 Выбор КСО и встроенных коммутационных аппаратов

Наметим к установке КСО-298 .Изготовленная компанией Электроцит Самара сборная камера с односторонним обслуживанием, сможет выступить как надежный и бесперебойный элемент в системе энергообеспечения для самых разных объектов: от городских сетей до подстанций в добывающих отраслях промышленности [14]. Каталожные данные приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Каталожные данные камеры одностороннего обслуживания

Наименование	Размерность	Величина
Номинальное напряжение КСО	кВ	6,3
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	-
Номинальный ток главных цепей ячейки и сборных шин КСО	А	630
Ток термической стойкости при длительности протекания 3 с	кА	20
Ток электродинамической стойкости	кА	51
Время протекания тока термической стойкости, с:		
• камер с выключателем нагрузки	с	1
• остальных камер		3
• заземляющих разъединителей		1

Выбранные ячейки КРУ должны удовлетворять следующему условию:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}} \quad (5.1)$$

где  $I_{\max}=503$  А – наибольший ток послеаварийного (ремонтного) режима .

Подставив числовые значения в формулу, получим

$$I_{\max}=354 < I_{\text{ном}}=630.$$

Наметим к установке в ячейках вводных выключателей вакуумные выключатели типа ВВЕ-СЭЩ 1-6кВ/800А на номинальный ток 800 А, в ячейках отходящих линий – выключатели типа ВВЕ-СЭЩ 1-6кВ/630А на номинальный ток 630 А. Секционный выключатель ВВЕ-СЭЩ 1-6кВ/800А.Каталожные данные вакуумных выключателей представлены в таблице 5.2 [15].

Таблица 5.2 – Каталожные данные выключателей

Наименование	Размерность	ВВЕ-СЭЦ	ВВЕ-СЭЦ
Номинальное напряжение	кВ	6	
Наибольшее рабочее напряжения	кВ	-	
Номинальный ток	А	800	630
Номинальный ток отключения	кА	20	20
Токи включения: •Наибольший пик •Начальное действующее значение периодической составляющей	кА кА	50 20	50 20
Ток электродинамической стойкости	кА	50	50
Ток термической стойкости	кА	20	20
Время протекания тока термической стойкости	С	3	
Собственное время отключения, не более	с	0,04	

Произведем расчет для выключателя отходящих линий:

Расчётное время отключения (от начала КЗ до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов) определяется по формуле

$$\tau = t_{з\ min} + t_{с.в} \quad (5.3)$$

где  $t_{з\ min} = 0,01$  с – минимальное время действия релейной защиты.

$$\tau = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с}$$

Проверка по напряжению

$$U_{ВН} \leq U_{ном} \quad (5.4)$$

Проверка на симметричный ток отключения

$$I_{пт} \leq I_{откл.ном} \quad (5.5)$$

где  $I_{пт}$  – действующее значение периодической составляющей тока КЗ по расчёту в точке  $K_2$ .

Проверка на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов

$$i_{ат} \leq i_{а.ном} \quad (5.6)$$



где  $i_{ат}$  – аperiodическая составляющая тока КЗ, кА;  $i_{а.ном}$  – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключающем токе, кА.

Аperiodическая составляющая тока КЗ определяется по формуле

$$i_{ат} = \sqrt{2} I_{пт} e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (5.7)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключающем токе определится по формуле

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} I_{откл.ном} \frac{\beta_n}{100\%} \quad (5.8)$$

где  $\beta = 30\%$  – допустимое относительное содержание аperiodической составляющей.

Проверка на электродинамическую стойкость выключателя

$$I_{п0} \leq I_{дин} \quad (5.9)$$

$$i_{уд} \leq i_{дин} \quad (5.10)$$

где  $i_{дин}$  – нормативные токи, электродинамическая составляющая.

$$i_{уд} = \sqrt{2} I_{п0} k_y \quad (5.11)$$

где  $k_y = 1,369$  – ударный коэффициент.

Проверка на термическую стойкость выключателя

$$W_k^{расч} \leq W_k \quad (5.12)$$

где  $W_k$  – тепловой импульс тока КЗ, кА<sup>2</sup>с;  $W_k^{расч}$  – расчётный тепловой импульс тока КЗ, кА<sup>2</sup>с;  $I_{тер} = 20$  кА – предельный ток термической стойкости,  $t_{тер} = 3$  с – длительность протекания тока термической стойкости.

$$W_k^{расч} = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a) \quad (5.13)$$

Выбранный выключатель удовлетворяет всем предъявляемым требованиям.

$$W_k = I_{тер}^2 t_{тер} \quad (5.14)$$

Данные выключателя и расчета сведем в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Сравнение расчетных данных с каталожными

Условия выбора	Расчетные данные	Справочные данные
$U_{ВН} \leq U_{ном}$	6,3	6,3
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	9,79	20
$i_{ат} \leq i_{а.ном}$	0,09	8,48
$I_{п0} \leq I_{дин}$	9,7	50
$i_{уд} \leq i_{дин}$	18,9	50
$V_{к}^{расч} \leq V_{к}$	13,4	1200

Выбранный выключатели типа удовлетворяет всем предъявляемым требованиям.

Все последующие расчеты будем проводить аналогично.

Намечаем к установке разъединитель РВЗ-10(6)/630 УХЛ2.

Обеспечивает надежную передачу номинального тока. Создает видимый разрыв на участке воздушных линий напряжением 6-10 кВ промышленной частоты 50, 60 Гц.

Каталожные данные разъединителей представлены в таблице 5.4 [16].

Таблица 5.4 – Каталожные данные разъединителей типа РВЗ-10(6)/630 УХЛ2

Наименование	Размерность	Величина
Номинальное напряжение	кВ	6
Номинальный ток	А	630
Ток термической стойкости	кА	20
Ток электродинамической стойкости	кА	50
Время протекания тока термической стойкости	с	3

Сравнение данных с расчетными приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Сравнение расчетных данных с каталожными

Условия выбора	Расчетные данные	Справочные данные
$U_{ВН} \leq U_{ном}$	6,3	6,3
$I_{max} \leq I_{ном}$	503	630
$i_{уд} \leq i_{дин}$	18,9	50
$V_{к}^{расч} \leq V_{к}$	13,4	1200

## 5.1 Выбор средств измерения и контроля

В схему проектируемой подстанции на стороне НН необходимо установить следующие приборы с. 366[17]:

- в цепь шин 6,3кВ: вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения линейных напряжений;
- в цепь секционного выключателя РУ: амперметр;
- в цепь потребительских линий 6,3кВ: амперметр, расчётные счётчики активной и реактивной энергии.

На рисунке 5.1 показано расположение контрольно-измерительных приборов в цепи РУ 6,3 кВ.

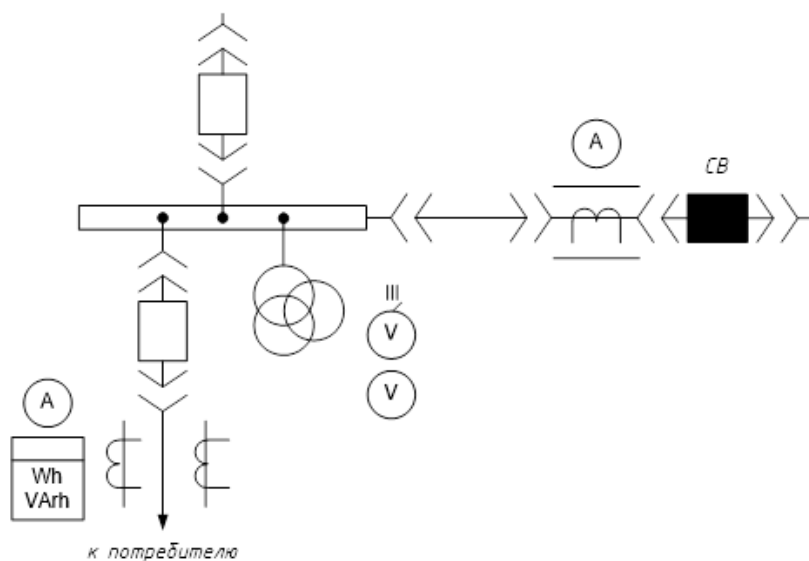


Рисунок 5.1– Расположение контрольно-измерительных приборов в цепи РУ  
Выбор трансформаторов тока.

Для КСО возможна установка опорного трансформатора тока ТОЛ–СЭЩ, он обеспечивает передачу сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления. Наметим к установке в ячейках вводных выключателей КСО ТТ типа ТОЛ–СЭЩ 6,3-0,5/10Р-800 на номинальный первичный ток 800А, в ячейках отходящих линий – ТОЛ–СЭЩ 6,3-0,5/10Р-400 на номинальный ток 400 А. В ячейке секционного выключателя – ТОЛ–СЭЩ 6,3-0,5/10Р-800 на номинальный ток 800 А. Каталожные данные трансформаторов тока внесем в таблицу 5.5.

					130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Таблица 5.5 – Каталожные данные ТТ

Наименование	Размерность	Величина	
		ТОЛ-СЭЩ -6,3-0,5/10Р-800	ТОЛ-СЭЩ -6,3-0,5/10Р-400
Номинальное напряжение	кВ	6,3	
Номинальный первичный ток	А	800	400
Номинальный вторичный ток	А	5	
Номинальная вторичная нагрузка для класса точности 0,5	В·А	30	
Ток термической стойкости	кА	40	
Время протекания тока термической стойкости	с	3	
Ток электродинамической стойкости	кА	100	

Проверим ТТ по расчётным условиям. Формулы, по которым производится проверка, уже были описаны.

Проверка по длительному току по формуле (5.15)

$$I_{\max} < I_{\text{ном}}, \quad (5.15)$$

Проверка по электродинамической стойкости по формуле (6.16)

$$I_{\text{уд}} < i_{\text{дин}}, \quad (5.16)$$

Проверка по термической стойкости по формуле (5.17)

$$B_{\text{красч}} < B_{\text{к}}, \quad (5.17)$$

Составим таблицу 5.6 и сравним параметры выбранных трансформаторов тока с расчётными значениями.

Таблица 5.6 – Расчётные и каталожные данные трансформаторов тока

Параметр	Расчётные данные		Каталожные данные		Условие выбора
	Вводной и секционный.	Ячеек и отходящих линий	ТОЛ-СЭЩ -6,3-0,5/10Р-800	ТОЛ-СЭЩ -6,3-0,5/10Р-400	
$U_{уст}, \text{кВ}$	6,3		6,3		$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном}, \text{А}$	177	166	800	400	$I_{ном} \leq I_{ном}$
$I_{max}, \text{А}$	354	332			$I_{max} \leq I_{ном}$
$i_{уд}, \text{кА}$	18,9	16,7	100	100	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_k, \text{кА}^2\text{с}$	13,4	68,5	4800	4800	$B_k^{расч} \leq B_k$

Выбранный ТТ подходит по всем параметрам.

Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке в цепи секционного выключателя. Данные приведены в таблице 5.7.

Произведём проверку ТТ по вторичной нагрузке.

На рисунке 5 покажем размещение приборов в цепи СВ, в таблицу 20 сведём данные о приборах и нагрузку по фазам.

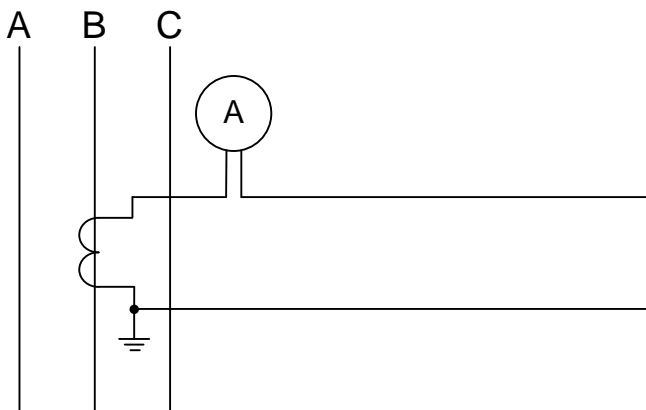


Рисунок 5.2 – Размещение приборов в цепи секционного выключателя

Таблица 5.7 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока в цепи секционного выключателя

Прибор	Тип	Клас с точн ости	Нагрузка фазы, В·А		
			А	В	С
Амперметр	Э- 335	1,0	–	0,5	–
Итого			–	0,5	–

Общее сопротивление приборов определяется по формуле

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (5.18)$$

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

$I_{2\text{ном}} = 5\text{А}$  – номинальный вторичный ток по [12].

Чтобы трансформатор тока работал в заданном классе точности, необходимо чтобы выполнялось условие:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (5.19)$$

где  $r_{\text{пр}}$  – сопротивление соединительных проводов, Ом;  $r_{\text{к}}$  – переходное сопротивление контактов, Ом;

$Z_{2\text{ном}} = 0,8\text{ Ом}$  – номинальная нагрузка ТТ для класса точности 0,5 [12].

Допустимое сечение соединительных проводов определится как:

$$q = \frac{\rho l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} \quad (5.20)$$

где  $\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$  – удельное сопротивление материала провода, я применяются провода с алюминиевыми жилами;  $l_{\text{расч}}$  – расчётная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока.

Подставив числовые значения в формулы получим:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом},$$

$$r_{\text{пр}} \leq 0,8 - 0,02 - 0,05 = 0,73 \text{ Ом}.$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 110}{0,7} = 4,45 \text{ мм}^2.$$

По условиям прочности [5] выбираем контрольный кабель с алюминиевыми жилами сечением  $5 \text{ мм}^2$ .

Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке в цепи потребительских линий.

Произведём проверку ТТ по вторичной нагрузке.

На рисунке 5.3 покажем размещение приборов в цепи СВ, в таблицу 6.8 сведём данные о приборах и нагрузку по фазам.

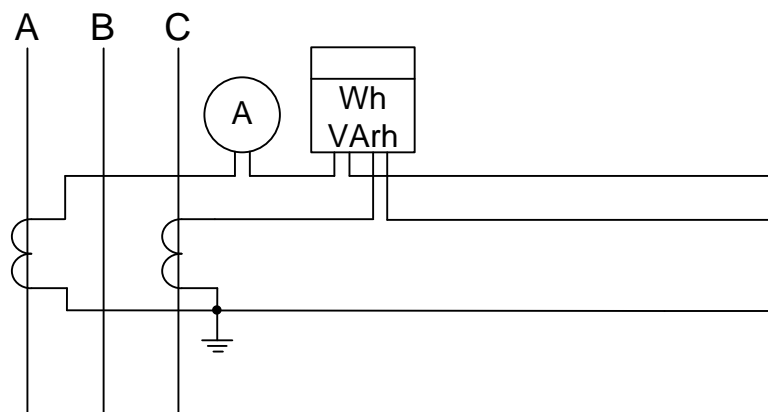


Рисунок 5.3 – Размещение приборов в цепи потребительских линий

Таблица 5.8 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока в цепи секционного выключателя

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, В·А		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	–	–
Счётчик активной и реактивной энергии	EA05	0,5	2,0	–	–
Итого			2,5	0,5	2,0

Подставив числовые значения в формулы приведенные выше получим:

$$r_{\text{приб}} = \frac{2,5}{5^2} = 0,1 \text{ Ом,}$$

$$r_{\text{пр}} \leq 0,8 - 0,1 - 0,05 = 0,65 \text{ Ом.}$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 55}{0,6} = 2,6 \text{ мм}^2.$$

По условиям прочности [5] выбираем контрольный кабель с алюминиевыми жилами сечением 4 мм<sup>2</sup>.

### 5.2 Выбор трансформаторов напряжения

Наметим к установке ТН типа ЗНОЛ-СЭЩ-06.Каталожные данные ТТ представлены в таблице 6.9 [15].

Произведём проверку ТН по вторичной нагрузке. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 5.10.

Таблица 5.9 – Каталожные данные трансформаторов напряжения РУ типа ЗНОЛ-СЭЦ-06

Наименование	Размерность	Величина
Номинальное напряжение обмотки: – первичной – вторичной основной – вторичной дополнительной	В	6300/ $\sqrt{3}$ 100/ $\sqrt{3}$ 100
Количество вторичных обмоток – основная – дополнительная	–	1 1
Номинальная мощность вторичной обмотки для класса точности 0,5	В·А	50
Предельная мощность вне класса точности	В·А	400

Таблица 5.10 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения РУ

Прибор	Тип	Мощность одной обмотки, В·А	Число обмоток	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							$P$ , Вт	$Q$ , В·А
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	–
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	–
Счётчик активной и реактивной энергии	ЕА05	2,0	2	0,38	0,925	6	9	22
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	1	2	–
Вольтметр регистрирующий	Н-344	10	1	1	0	1	10	–
Итого							27	22

Нагрузка измерительных приборов

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(27^2 + 22^2)} = 35 \text{ ВА.}$$



Сравнивая полученное значение с каталожным [15] видим, что номинальная мощность вторичной обмотки для класса точности 0,5 превышает мощность нагрузки:

$$S_{2\Sigma} = 35 \leq S_{2\text{ном}} = 50 \text{ ВА.}$$

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем предъявляемым требованиям.

### 5.3 Выбор выключателей нагрузки

Выключатель нагрузки представляет собой трёхполюсный коммутационный аппарат переменного тока для напряжения свыше 1000 В, рассчитанный на отключение рабочих токов, порядка номинального, и снабжённый приводом для неавтоматического или автоматического управления. Выключатели нагрузки не предназначены для отключения токов КЗ, но включающая их способность соответствует электродинамической стойкости при КЗ.

Выключатели нагрузки применяются в присоединениях силовых трансформаторов на стороне высшего напряжения вместо силовых выключателей, если это возможно по условиям работы электроустановки.

Поскольку они не рассчитаны на отключение тока КЗ, функции автоматического отключения трансформатора в случае КЗ возлагаются на плавкие предохранители.

Выбор выключателей нагрузки производится:

- по напряжению установки

$$U_{\text{вн}} \leq U_{\text{ном}} ;$$

- по длительному току

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}.$$

- по электродинамической стойкости

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.скв}};$$

- по термической стойкости

$$W_{\text{к}} \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}.$$

К установке выбираем ВНА–6–400 по каталогу [18]:

Таблица 5.11 – Сравнение выключателя нагрузок

Условия выбора	Расчетные данные	Справочные данные
$U_{\text{вн}} \leq U_{\text{ном}}$	6,3	6,3

$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}$	332	400
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	16,7	51
$B_{\text{к}}^{\text{расч}} \leq B_{\text{к}}$	68,5	400

Ко всем кабелям устанавливаем, подходящим к трансформатору, устанавливаем данный выключатель нагрузки.

## 6 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ЖИЛОГО ДОМА

Выбор рассмотрим на примере дома 69 по ул. Сони Кривой, который имеет 9 этажей и два подъезда

В подвальном этаже здания устанавливается вводно-распределительное устройство (ВРУ) для присоединения внутренних электрических сетей здания к внешним питающим линиям, а также для распределения электрической энергии внутри здания и защиты отходящих линий от перегрузок и КЗ. От общедомового ВРУ получают питание:

- вертикальные питающие магистрали (стояки);
- электродвигатели силового оборудования (насосы, лифты);
- линии рабочего и аварийного освещения;
- коммерческие помещения, расположенные внутри данного жилого дома.

Питание электроприемников здания осуществляется двумя взаиморезервируемыми кабелями 2хАПвБбШв(4х150). Для защиты внешних сетей на вводах установлены автоматические выключатели.

Квартира.

Расчётная нагрузка квартиры определяется количеством электроприёмников, мощностью и спецификой их работы (включения). Наиболее мощными электроприёмниками являются электроплита и стиральная машина, которые могут находиться во включенном состоянии от 0,5 до 2 часов. В этот промежуток времени могут включаться микроволновые печи, электрочайники и прочее. С учётом этого расчётная нагрузка в проектах типовых домов принимается равной 10 кВт.

Мощности отдельных электроприёмников и расчётная нагрузка квартиры необходимы для выбора сечения проводов и коммутационных аппаратов. Так, для рассмотренной квартиры групповые сети освещения выполняют кабелем с медными жилами типа ВВГнг-LS-3х1,5 мм<sup>2</sup>, сети штепсельных розеток – кабелем ВВГнг-LS-3х2,5 мм<sup>2</sup>, сети для питания электроплит кабелем ВВГнг-LS3х6 мм<sup>2</sup>, стиральных машин кабелем ВВГнгLS-3х4 мм<sup>2</sup>. Ввод в квартиру от этажного щитка выполняют кабелем ВВГнг-LS-3х10 мм<sup>2</sup>.

В этажном щитке устанавливается вводной автоматический выключатель типа ВА-63 с номинальным током теплового расцепителя 50 А. Для защиты сетей освещения и электроплиты автоматические выключатели типа ВА47-29 с номинальными токами тепловых расцепителей соответственно 10 А и 40 А, для защиты сетей розеток и стиральной машины – дифференциальные автоматические выключатели типа АДТ32 с номинальными токами тепловых расцепителей соответственно 16 А и 25 А и уставками дифференциального тока 30 мА устройства защитного отключения.

					130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

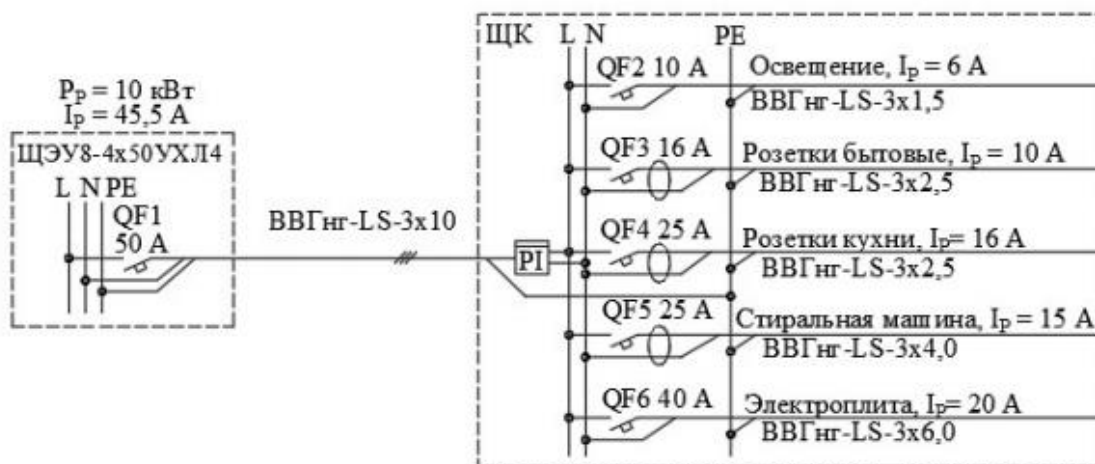


Рисунок 7.2 – Принципиальная схема квартирного щита

К питающим горизонтальным линиям, отходящим от ВРУ, подключаются стояки. Определим токи, которые протекают по фазам стояков жилого дома

$$I_{ст1} = I_{ст2} = \frac{P_{р.ст.}}{\sqrt{3}U_{л}\cos\varphi} = \frac{98000}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,98} = 152 \text{ A}$$

Для защиты линии стояков выбираем предохранитель ПН2 -250/160 [33].

$$I_{ном.пл.} = 160 \text{ A} > 152 \text{ A}$$

По току нагрузки и из условий допустимого нагрева выбираем сечение проводов для стояков, выполненных проводами марки ВВГнг – LS 5x70 мм<sup>2</sup> с допустимым током 196 А [34]. Для выбранной марки проводов выполняется условие:

$$I_{ст.} \leq I_{доп.}$$

Произведем расчет потери напряжения во внутридомовых сетях, без учета индуктивного сопротивления проводов:

$$\Delta U = \frac{P \cdot \rho \cdot L}{F \cdot U_{л}^2} \cdot 100,$$

где L – расчетная длина проводов; м;  $\rho = 0,018$  – удельное сопротивление материала жилы провода, для меди, Ом·мм<sup>2</sup> /м; F – сечение проводника, мм<sup>2</sup> . Произведем расчет падения напряжения в вертикальном стояке, идущем от ВРУ до этажного щита последнего этажа. Примем длину стояка равной  $L = 2,8 \cdot 9 = 25,2$  м, расстояние от ВРУ до вертикального стояка 5 м.

$$\Delta U_{ст} = \frac{98000 \cdot 0,018 \cdot 30,2}{(0,38 \cdot 10^3)^2 \cdot 70} = 0,5 \%$$

Рассчитаем горизонтальную питающую линию от вертикального стояка до этажного щита. При числе квартир, равном 4(2-5 эт.):

$$I_{р.щэ} = \frac{P_{р.щэ}}{\sqrt{3} \cdot U_{л}\cos\varphi} = \frac{34,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,98} = 53,5 \text{ A}$$

При числе квартир, равном 5(6-9 эт.):

$$I_{p.щэ} = \frac{P_{p.щэ}}{\sqrt{3} \cdot U_{л} \cdot \cos\varphi} = \frac{36,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,98} = 56,2 \text{ А}$$

Для защиты горизонтального стояка и отходящих от него линий к квартирам, в этажном щите установим автоматический выключатель ВА47-29 3Р 63А [35].

По току нагрузки и из условий допустимого нагрева выбираем сечение горизонтальных питающих линий, выполненных проводами марки ВВГнг – LS 5x16 мм<sup>2</sup> с допустимым током 78 А [34]. Для выбранной марки проводов выполняется условие:

$$\begin{aligned} I_{p.щэ} &\leq I_{доп}; \\ 53,5 \text{ А} &\leq 78 \text{ А}. \\ 56,2 \text{ А} &\leq 78 \text{ А}. \end{aligned}$$

Произведем расчет падения напряжения на горизонтальном участке, приняв длину участка равной  $L = 5 \text{ м}$ .

$$\Delta U_{ст}(4 \text{ кв}) = \frac{34,5 \cdot 10^3 \cdot 0,018 \cdot 5}{(0,38 \cdot 10^3)^2 \cdot 16} = 0,13 \%$$

$$\Delta U_{ст}(5 \text{ кв}) = \frac{36,3 \cdot 10^3 \cdot 0,018 \cdot 5}{(0,38 \cdot 10^3)^2 \cdot 16} = 0,14 \%$$

В выбранном здании находятся два лифта. Расчетная нагрузка для кабеля, питающего одну лифтовую установку равна 5,6 кВт.

Расчетный ток КЛ, питающих лифтовые установки

$$I_{p.л1} = I_{p.л2} = \frac{P_{p.л.}}{\sqrt{3} U_{л} \cos\varphi} = \frac{5600}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 10^3 \cdot 0,65} = 13 \text{ А}$$

По расчетному току в питающих линиях выбираем токи плавких вставок по условию:

$$\begin{aligned} I_{вс.н} &\geq \frac{I_{пуск}}{2,5} \\ I_{пуск.дв.} &= (5 \dots 7) I_{p.л} = 65,5 \text{ А} \\ I_{вс.н} &= 16 \geq \frac{65,5}{2,5} = 26 \text{ А} \end{aligned}$$

Для защиты кабельной линии, питающей одну лифтовую установку, устанавливаем предохранители ПН2 -100/31,5 [33].

По току нагрузки и из условий допустимого нагрева выбираем сечение проводов для лифтовых установок, выполненных проводами марки ВВГнг – LS 5x4 мм<sup>2</sup> с допустимым током 33 А [34]. Для выбранной марки проводов выполняется условие:

$$\begin{aligned} I_{p.л} &\leq I_{доп}; \\ 13 \text{ А} &\leq 33 \text{ А}. \end{aligned}$$

Выбор электрооборудования осветительной сети дома. Согласно [36], при отсутствии данных о количестве осветительных приборов, установленных в тамбурах и на лестничных площадках, расчет их суммарной мощности ( $\Sigma P$ ) допускается производить по формуле

$$\Sigma P = \Delta P \cdot \Sigma F,$$

где  $\Delta P = 0,01$  – удельная мощность освещения тамбуров и лестничных площадок, кВт/м<sup>2</sup>;  $\Sigma F = 300$  – суммарная площадь лестничных площадок и тамбуров в 1 подъезде, м<sup>2</sup>.

$$\Sigma P = 0,01 \cdot 300 = 3 \text{ кВт.}$$

Рассчитаем ток линии, питающей внутридомовое освещение 1 подъезда:

$$I_{\text{осв.дом}} = \frac{33 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,22 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = 8,2 \text{ А}$$

По току нагрузки и из условий допустимого нагрева для проводников, питающих освещение общедомового назначения, выбираем сечение, выполненное проводами марки ВВГнг – LS3x1,5 мм<sup>2</sup> с допустимым током 21 А. [34].

Для защиты линии рабочего освещения устанавливаем предохранитель ПН2-100/10 [33].

Под аварийное освещение выделим 10% светильников от общего числа внутридомового освещения. Тогда расчетная нагрузка на линию составит:

$$I_{\text{ав.осв.дом}} = \frac{0,1 \cdot 3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,22 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = 0,82 \text{ А}$$

По току нагрузки и из условий допустимого нагрева для проводников, питающих аварийное освещение общедомового назначения, выбираем сечение, выполненное проводами марки ВВГнг – LS3x1,5 мм<sup>2</sup> с допустимым током 21 А. [45]. Для защиты линии аварийного освещения устанавливаем предохранитель ПН2-100/6 [33].

Питание непроизводственного магазина Для потребителей, расположенных внутри жилых зданий и не относящихся к потребителям общедомового назначения, необходима установка отдельного ВРУ на 1 этаже жилого дома. Расчетный ток питающего магазин кабеля

$$I_{\text{р.общ.зд.}} = \frac{P_{\text{р.общ.зд.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{л}} \cdot \cos \phi} = \frac{12 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,9} = 19,9 \text{ кА}$$

По току нагрузки и из условий допустимого нагрева выбираем сечение проводов для лифтовых установок, выполненных проводами марки ВВГнг – LS 5x2,5 мм<sup>2</sup> с допустимым током 25 А [34]. Для выбранной марки проводов выполняется условие:

$$I_{\text{р.общ.зд.}} \leq I_{\text{доп.}}; \\ 19,9 \text{ А} \leq 45 \text{ А.}$$

Для защиты линии установим предохранитель типа ПН2- 100/20 [33].

$$I_{\text{вс.н}} = 20 \text{ А} \geq I_{\text{р.общ.зд.}} = 19,9 \text{ А.}$$

						130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			75

На рисунке 6.3 показана схема электроснабжения дома.

В таблице 6.19 представлена электротехническая ведомость внутридомового ВРУ

Линия	Расчётные величины		Проводка		L, м	ΔU, %	Защитные аппараты		Место уст. защ. аппарата
	P <sub>p</sub> , кВт	I <sub>p</sub> , А	Марка и сечение	I <sub>зд</sub> , А			Тип	I <sub>уст</sub> , А	
Ввод в ВРУ	130,32	97,54	2хАПвБШв(4х120)	226	270	0,62	ВА88-32 3P 100А	100	ТП13, ВРУ
Стояк 1	98,1	152	ВВГнг – LS(5х70)	196	25,2	0,53	ПН2- $\frac{250}{160}$	160	ВРУ
Стояк 2	98,1	152	ВВГнг – LS(5х70)	196	25,2	0,53	ПН2- $\frac{250}{160}$	160	ВРУ
Горизонтальный стояк (на 4 кв)	34,52	53,52	ВВГнг – LS(5х16)	75	5	0,13	ВА47-29 3P 63А	63	ЩЭ
Горизонтальный стояк (на 5 кв)	36,3	56,28	ВВГнг – LS(5х16)	75	5	0,14	ВА47-29 3P 63А	63	ЩЭ
Лифт 1	5,6	13,1	ВВГнг – LS(5х4)	33	40	0,69	ПН2- $\frac{100}{31,5}$	31,5	ВРУ
Лифт 2	5,6	13,1	ВВГнг – LS(5х4)	33	40	0,69	ПН2- $\frac{100}{31,5}$	31,5	ВРУ
Внутридомовое освещение	3	8,28	ВВГнг – LS(3х1,5)	19	-	-	ПН2- $\frac{100}{6}$	6	ВРУ
Аварийное освещение	0,3	0,828	ВВГнг – LS(3х1,5)	19	-	-	ПН2- $\frac{100}{6}$	6	-
Коммерческие помещения	11,66	19,7	ВВГнг – LS(5х2,5)	25	10	0,58	ПН2- $\frac{100}{20}$	250	ВРУ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

130302.2020.117.00.00 ПЗ

Лист

77

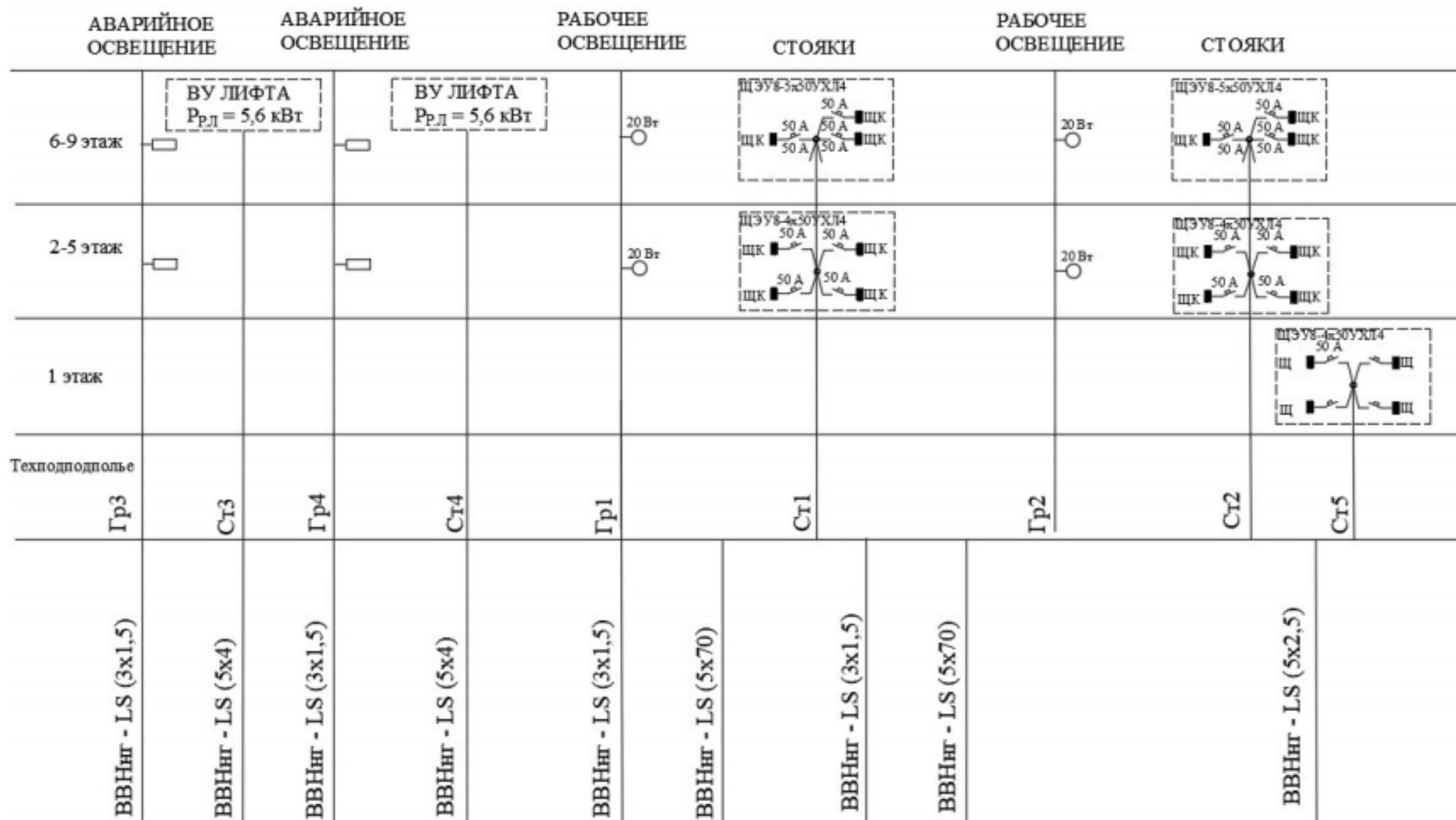
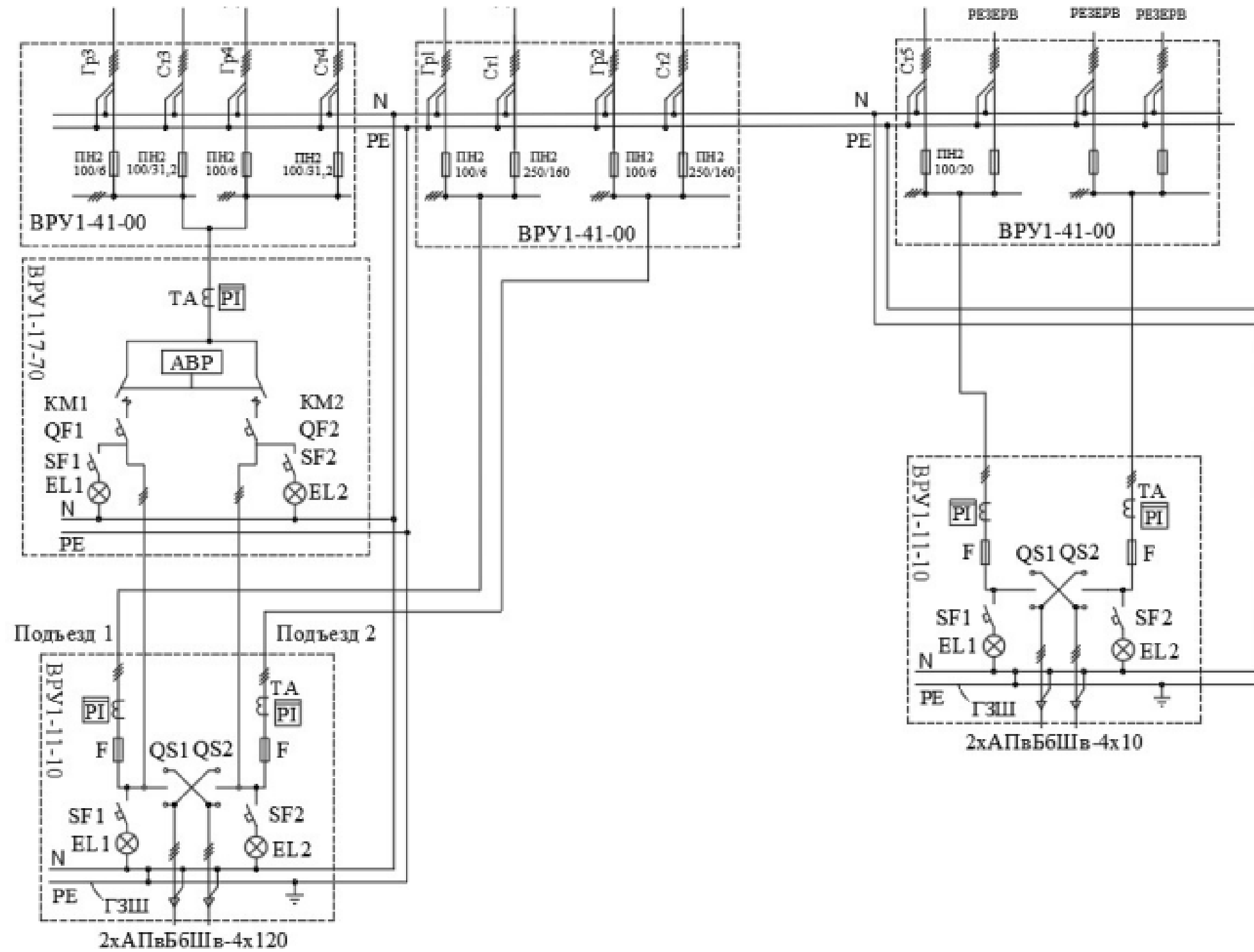


Рисунок 6.3 – Схема электроснабжения дома

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата





Окончание рисунка 6.3

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

130302.2020.117.00.00 ПЗ

## 7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА МАГИСТРАЛЬНОЙ ЛИНИИ И ТП НА СТОРОНЕ ВН

### 7.1 Описание принципиальной электрической схемы рассматриваемого фрагмента системы электроснабжения

На рис. 7.1, представлен фрагмент электрической сети, для которого необходимо рассчитать релейную защиту.

На магистральных линиях для защиты от многофазных КЗ устанавливается, как правило, двухступенчатая токовая защита, состоящая из селективной защитой с обратно зависимой время-токовой характеристикой и мгновенной токовой отсечки.

Согласно ПУЭ [8], кабельные линии 10 кВ должны иметь защиту от ОЗЗ в виде:

- селективной защиты, действующей на сигнал;
- селективной защиты, действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности;
- устройства контроля изоляции.

От первой секции сборных шин 1СШ распределительного пункта РП по первой магистральной линии, состоящей из двух кабельных линий КЛ7, КЛ9, питаются трансформаторы Т7, Т9. От второй 2СШ РП по второй магистральной

линии, состоящей также из двух кабельных линий КЛ8, КЛ10, питаются трансформаторы Т8, Т10 (рис. 7.1).

На рис. 8.1 для защиты силового трансформатора со стороны ВН установлен выключатель Q17, три фазных трансформатора тока ТА11 и устройство защиты Seram – блок Т20. Входы блока Т20 соединены с трансформаторами тока ТА11 для получения информации о токах, протекающих по стороне высшего напряжения силового трансформатора. Выходы блока Т20 связаны с электромагнитом отключения выключателя 17. Со стороны НН установлены вводные автоматические выключатели QF1 типа Compact NS1000.

На схеме показаны нагрузочные токи со стороны ВН - рабочий максимальный  $I_{раб.макс.кл9}$  и пиковый  $I_{пик.кл9}$  токи, равные токам на стороне ВН трансформатора Т9. При включении трансформатора Т9 может появляться бросок тока намагничивания  $I_{нам.т9}$ . Также показаны значения токов КЗ для характерных точек СЭС, которые представлены в таблице 8.

Таблица 7 – значения токов КЗ в характерных точках СЭС

	Место точек расчета КЗ			
	Г	Д	Е	Ж
$I_{к.макс}^{(3)}$ , кА	12,28	11,36	28,86	28,617
$I_{к.мин}^{(2)}$ , кА	6,079	5,81	23,8	23,5
$I_{к.мин}^{(1)}$ , кА	-	-	9,859	9,790

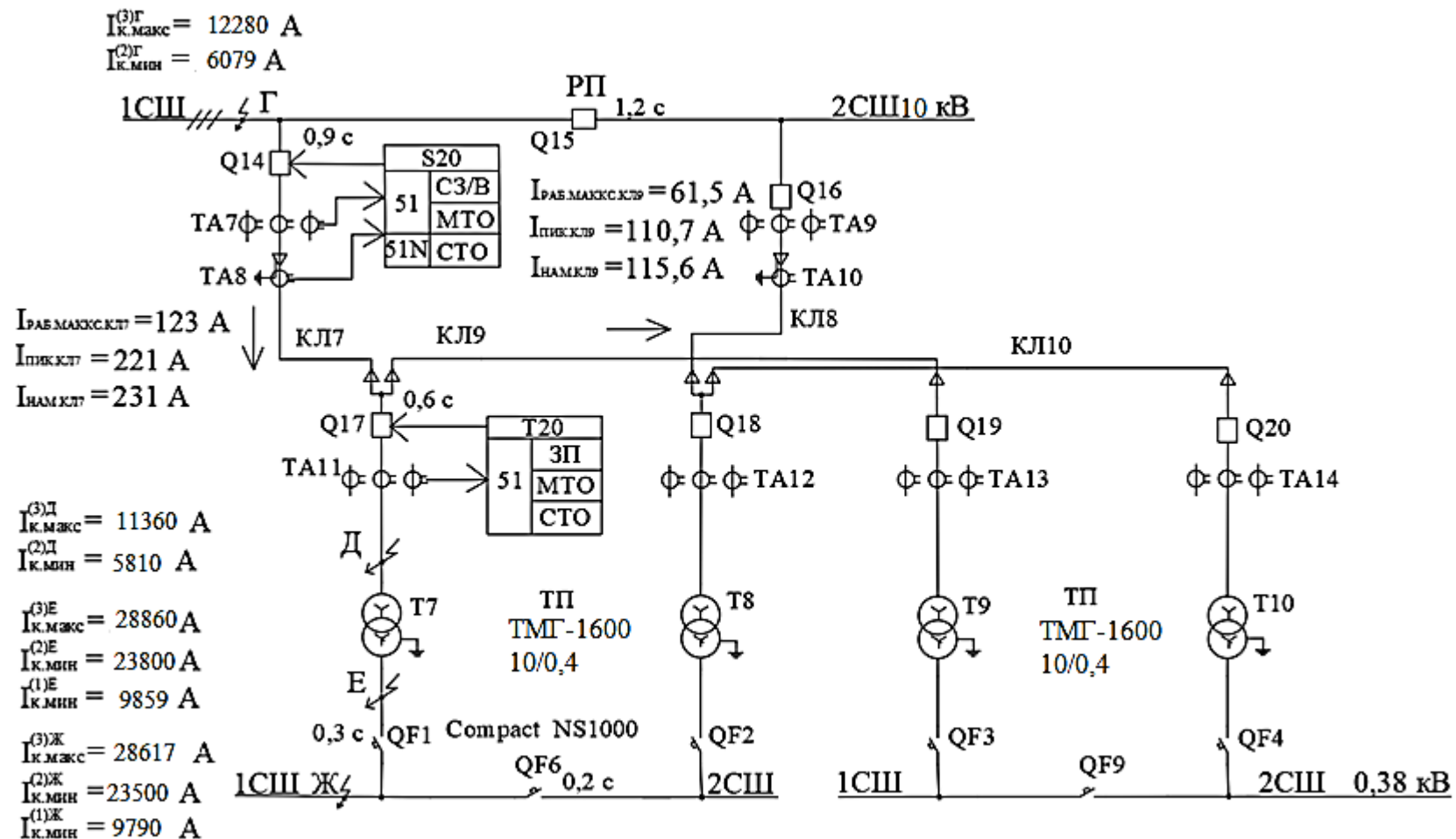


Рисунок 7.1 – Организация защиты трансформатора ТМГ –1600/10/0,4 кВ на стороне ВН и КЛ, питающей ТП

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

130302.2020.117.00.00 ПЗ

Лист

81

## 7.2 Организация защиты трансформатора на стороне ВН

На рис.7.1 показана организация релейной защиты трансформаторной подстанции со стороны ВН.

Максимально токовая защита блока Т20 (функция 51, код ANSI), реализующая защиту от перегрузки, селективную токовую отсечку и мгновенную токовую отсечку, должна быть согласована с защитными время-токовыми характеристиками микропроцессорного расцепителя Micrologic 5.0 А автоматического выключателя QF1, которые приведены в табл. 8.5 и показаны на карте селективности, построенной для напряжения 10 кВ (рис. 8.5).

Вычислим номинальный ток понижающего трансформатора ТМ-1600 10/0,4 кВ.

$$I_{Т.Н}^{ВН} = \frac{S_{Т.Н}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{1600 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 92,3 \text{ А};$$
$$I_{\text{раб.макс}}^{ВН} = 1,6 \cdot I_{Т.Н}^{ВН} = 1,6 \cdot 92,3 = 147,8 \text{ А}.$$

### 7.2.1 Защита от перегрузки.

Для реализации этой защиты используем типовые ВТХ с зависимой от тока выдержкой времени. Ток срабатывания защиты от перегрузки на стороне ВН трансформатора выбирается наибольшим из следующих трёх условий:

7.2.1.1 Ток срабатывания защиты от перегрузки должен быть отстроен от максимального рабочего тока трансформатора на стороне ВН

$$I_{r.Q17} \geq \frac{K_{н.о}}{K_b} \cdot I_{\text{раб.макс}}^{ВН} = \frac{1,05}{0,935} \cdot 147,8 = 165,9 \text{ А}.$$

7.2.1.2 Уставка тока  $I_S^B$  защиты от перегрузки на стороне ВН трансформатора должна быть отстроена от защиты от перегрузки выключателя QF1

$$I_{r.Q17} \geq K_{н.согл} \cdot I_{c.пред} = K_{н.согл} \cdot \frac{I_{r.QF1}}{K_{тн}} = 1,3 \cdot \frac{3800}{15} = 329,3 \text{ А}.$$

7.2.1.3 Сделаем дополнительную проверку на согласование с нижестоящей защитой.

$$I_d = 1,2 \cdot \frac{I_{r.QF1}}{K_u} = 1,2 \cdot \frac{3800}{15} = 304 \text{ А}.$$

Ток срабатывания  $I_{r.Q17}$  должен превышать с запасом значение тока  $I_d$  на величину погрешности защиты, устанавливаемой на стороне ВН. Погрешность работы устройств защиты Seram составляет не более 1–3 %. Возьмём 10 %-й запас, т.е.

$$I_{r.Q17} \geq 1,1 \cdot I_d = 1,1 \cdot 304 = 334,4 \text{ А}.$$

Из трёх значений, определённых по пунктам 7.2.1.1, 7.2.1.2, 7.2.1.3, выбираем в качестве уставки тока защиты от перегрузки наибольшее  $I_S = I_{r.Q17} = 335 \text{ А}$ .

7.2.1.4 Проверим чувствительность защиты от перегрузки. Она должна быть чувствительна к токам двухфазного и однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора Т7 в минимальном режиме работы сети. Ток однофазного КЗ меньше тока двухфазного КЗ. При использовании трёхфазной схемы соединения трансформаторов тока и измерительных органов блока Т20 в полную звезду и при

схеме соединения обмоток Y/Y<sub>H</sub>-0 силового трансформатора Т7 коэффициент чувствительности для однофазного КЗ на стороне НН трансформатора Т7 можно записать

$$K_{ч.зп}^{(1)} = \frac{2 \cdot I_{к.мин}^{(1)Ж}}{3 \cdot I_{с.з} \cdot K_u} = \frac{2 \cdot 9790}{3 \cdot 335 \cdot 15} = 1,2 \leq K_{ч.доп} = 3.$$

Следовательно, защита от перегрузки имеет недостаточную чувствительность к минимальному току однофазного КЗ на сборных шинах 0,4 кВ ТП. Защита будет чувствовать ток при  $I_{к.мин}^{(1)Ж} = 22612$  А.

7.2.1.5 Построим обратно-зависимую ВТХ. ВТХ защиты от перегрузки выключателя Q17 должна пройти через точку Б, отстоящую от точки А на ступень селективности  $\Delta t = 0,3$  с. Координаты точки А равны  $I^A = 3800$ А/12,5 кА и  $t^A = 12$  с. Следовательно, координаты точки Б будут

$$t^B = t^A + \Delta t = 12 + 0,3 = 12,3 \text{ с}; \quad I^B = I^A = 3800 \text{ А}.$$

Кратность тока в точке Б будет равна

$$I_*^B = \frac{I^B}{I_S \cdot K_u} = \frac{3800}{200,6} = 18,9.$$

Терминалы Seram имеют несколько типов кривых отключения, например, кривые МЭК SIT, VIT и EIT. Сначала выбираем рекомендуемый тип кривой SIT (табл. 7.1).

Рассчитываем коэффициент  $T_{MS}^B$  для кривой, проходящей через точку Б

$$T_{MS}^B = \frac{t(I_*^B) \cdot [(I_*^B)^\alpha - 1]}{K} = \frac{12,3 \cdot [(18,9)^\alpha - 1]}{0,14} = 5,3.$$

Рассчитаем несколько точек кривой  $t_{с.з}^B = f(I_*^B)$ , проходящей через точку Б по формуле

$$t_{с.з}^B(I_*^B) = \frac{K \cdot T_{MS}^B}{(I_*^B)^\alpha - 1}.$$

Расчеты сведем в таблицу 7.1

Таблица 7.1 - Время-токовая характеристика защиты от перегрузки, установленной на выключателе Q17

Тип кривой	K	$\alpha$	$I_S = I_{r.Q17}$ , А	$t^B$ , с	$I_*^B$ , А	$T_{MS}^B$	$t_{с.з}^B$ , с, при разных $I_*^B$ , о.е/А					
							<u>4</u>	<u>5</u>	<u>6</u>	<u>10</u>	<u>15</u>	<u>20</u>
							802,56	1003,2	1203,8	2006,4	13009,6	4012,8
SIT	0,14	0,02	200,64	12,3	18,9	5,3	26,5	23,18	20,6	15,7	13,49	12,16

Наносим полученную ВТХ SIT на карту селективности (рис. 7.2). Видим, что она пересекается с защитными ВТХ QF1, выбираем характеристику VIT. Снова рассчитаем несколько точек кривой  $t_{с.з}^B = f(I_*^B)$ , проходящей через точку Б. Построив новую характеристику VIT (рис. 7.2), видим пересечение с защитными ВТХ QF1, выбираем характеристику EIT расчеты сводим в табл. 7.2.

Полученная кривая ЕИТ снова пересекает защитные ВТХ QF1, поэтому строим персонализированную кривую отключения (рис. 7.5) и занесем данные в таблицу 7.3.

Таблица 7.2 - Время-токовая характеристика защиты от перегрузки, установленной на выключателе Q17

Тип кривой	К	$\alpha$	$I_S=I_{r.Q1}$ 7, А	$t^B$ , с	$I_*^B$ , А	$T_{MS}^B$	$t_{с.з.}^B$ , с, при разных $I_*^B$ , о.е./А					
							$\frac{4}{802,5}$ 6	$\frac{5}{1003,}$ 2	$\frac{6}{1203,}$ 8	$\frac{10}{2006,}$ 4	$\frac{15}{3009,}$ 6	$\frac{20}{4012,}$ 8
VIT	13, 5	1	200,64	12, 3	7,97	16, 3	73,35	55	44,01	24,45	15,7	11,6
EIT	80	2	200,64	12, 3	7,97	54, 7	291,7 3	182,3	125	44,2	19,27	10,96

Таблица 7.3-Персонализированная ВТХ защиты от перегрузки

Персонализированная кривая отключения								
$I_*^B$ , А	200	250	300	400	500	600	1000	2000
$t_{с.з.}^B$ , с	10000	450	180	60	30	17	6	5

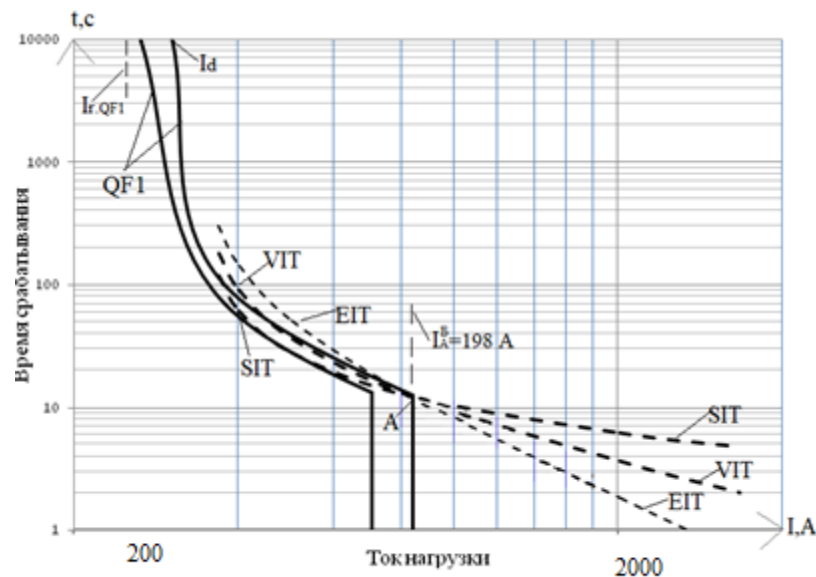


Рисунок 7.2 - Карта селективности защиты силового трансформатора напряжением 10/0,4 кВ мощностью 1600 кВА

Далее проверим выполнение условия селективности в точке А' (рис. 8.5). Время срабатывания селективной токовой отсечки в этой точке равно  $t^{A'} = 0,32$  с. Рассчитаем время срабатывания защиты от перегрузки, реализуемой с помощью кривой SIT, при токе  $I^{A'} = 440$  А/6,6 кА

$$I_{*}^{B'} = \frac{I^{B'}}{I_S \cdot K_u} = \frac{6600}{200,64 \cdot 15} = \frac{440}{200,64} = 2,1.$$

$$t_{c.з}^B(2,1) = \frac{0,14 \cdot 1,6}{2,1 - 1} = 22,4 \text{ с},$$

что значительно больше времени срабатывания защиты выключателя QF1 в точке A' –  $t^{A'} = 0,32 \text{ с}$ , т.е. условие селективности соблюдается и для этой точки.

#### 7.2.2 Селективная токовая отсечка.

Ток срабатывания селективной токовой отсечки выбирается наибольшим, исходя из следующих двух условий:

7.2.2.1 Отстройки от максимально возможного тока нагрузки – пикового тока на стороне ВН

$$I_{c.co} = I_{sd.Q17} \geq \frac{K_{н.о}}{K_B} \cdot I_{пик}^{ВН} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 2,55 \cdot 147,8 = 443,4 \text{ А}.$$

7.2.2.2 Должна быть согласована с нижестоящей селективной токовой отсечкой выключателя QF1

$$I_{c.co} = I_{sd.Q17} \geq K_{н.согл} \cdot I_{c.co.пред} = K_{н.согл} \cdot \frac{I_{sd.QF1}}{K_u} = 1,3 \cdot \frac{11400}{15} = 988 \text{ А}.$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов по п. 7.2.2.1, 7.2.2.2. Получаем, что  $I_{sd.Q17} = 988 \text{ А}$ .

7.2.2.3 Время срабатывания селективной токовой отсечки принимается по условию селективности на ступень больше по отношению к предыдущей защите

$$t_{sd.Q17} = t_{sd.QF1} + \Delta t = 0,3 + 0,3 = 0,6 \text{ с};$$

7.2.2.4 Проверим чувствительность селективной токовой отсечки. Она должна быть чувствительна к току однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора в минимальном режиме работы сети.

$$K_{ч.co}^{(1)} = \frac{2 \cdot I_{к.мин}^{(1)Ж}}{3 \cdot I_{c.co} \cdot K_u} = \frac{2 \cdot 9790}{3 \cdot 988 \cdot 15} = 0,4 \leq K_{ч.доп} = 1,5.$$

Следовательно, селективная отсечка имеет недостаточную чувствительность к минимальному току однофазного КЗ на сборных шинах 0,4 кВ ТП. Защита будет чувствовать ток при  $I_{к.мин}^{(1)A} = 33345 \text{ А}$ .

#### 7.2.3 Мгновенная токовая отсечка

Ток срабатывания  $I_{i.Q17}$  МТО выбирается наибольшим, исходя из следующих трёх условий:

7.2.3.1 Отстройки от максимального тока трехфазного КЗ на выводах 0,4 кВ трансформатора Т7

$$I_{c.мо} = I_{i.Q17} \geq K_{н.о} \cdot I_{к.макс}^{(3)A.ВН} = 1,15 \cdot \frac{28617}{K_u} = 2193,9 \text{ А}.$$

7.2.3.2 Отстройки от бросков тока намагничивания трансформатора Т7 при его включении

$$I_{c.мо} = I_{i.Q17} \geq I_{нам} = K_{н.о} \cdot I_{Т.Н}^{ВН} = 3 \cdot 92,3 = 276,9 \text{ А}.$$

7.2.3.3 Согласования с нижестоящей мгновенной токовой отсечкой выключателя QF1

$$I_{с.мо} = I_{i.Q17} \geq K_{н.согл} \cdot I_{с.мгн.пред} = K_{н.согл} \cdot \frac{I_{i.QF1}}{K_{ТН}} = 1,3 \cdot \frac{6600}{K_{ТН}} = 572A.$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов по п. 7.2.3.1, 7.2.3.2 и 7.2.3.3. Получаем, что  $I_{с.мо} = I_{i.Q17} = 2194 A$ .

Мгновенная токовая отсечка имеет независимую от тока характеристику, срабатывает без выдержки времени и действует на отключение трансформатора. Постоянная минимальная выдержка времени перед отключением составляет 50 мс.

7.2.3.4 Мгновенная токовая отсечка должна быть проверена на чувствительность к току однофазного КЗ в минимальном режиме работы сети в месте установки защиты, т.е. на выводах ВН трансформатора Т7

$$K_{ч.мо}^{(1)} = \frac{I_{к.мин}^{(1)Д}}{I_{с.мо}} = \frac{5810}{2194} = 2,6 \geq K_{ч.доп} = 2.$$

Следовательно, мгновенная токовая отсечка чувствительна к минимальному току двухфазного КЗ на выводах 10 кВ трансформатора Т7.

Все расчетные данные сведем в табл. 7.5. По результатам расчета строим ВТХ защиты трансформатора на стороне ВН (рис. 7.5)

#### 7.2.4 Защита от тепловой перегрузки (ANSI 49RMS).

Защита используется для защиты кабелей напряжением 6–10 кВ и силовых трансформаторов напряжением 6–10/0,4 кВ на основе измерений фазных токов.

Эта защита основана на формировании тепловой модели, которая применяется для вычисления нагрева с помощью измерений тока. Для этой функции защиты используется действующее значение трехфазного тока, который учитывает все гармоники до 13-й включительно при частоте сети 50 Гц.

Для выполнения функции защиты требуются три уставки:

1. Максимально допустимый ток, который соответствует максимальной термической устойчивости защищаемого устройства.
2. Уставка по постоянным времени нагрева и охлаждения устройства.
3. Аварийная ступень, выраженная в процентах от максимально допустимого нагрева (уставка сигнализации).

На рис. 7.3 показан алгоритм действия защиты 49RMS. Три фазных тока подаются на вход устройства защиты, которое сначала определяет эквивалентный ток  $I(t)$ .

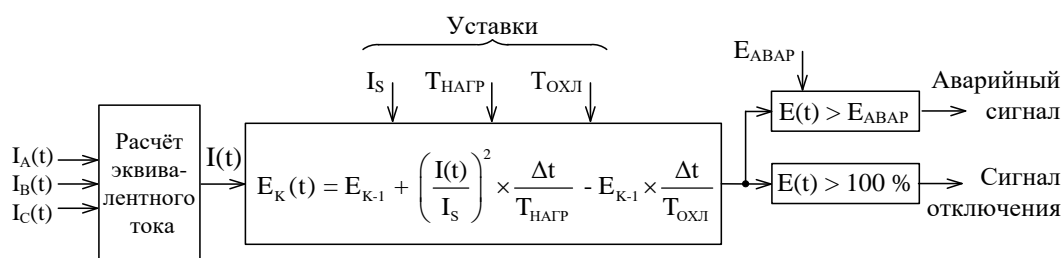


Рис. 7.3 - Алгоритм действия защиты 49RMS

В блоке расчёта нагрева задаются уставки:



– Максимальный допустимый ток  $I_S$ , который может достигать до 240 % номинального тока кабеля или трансформатора.

– Постоянные нагрева  $T_{НАГР}$  и охлаждения  $T_{ОХЛ}$  кабеля или трансформатора. Типовые значения постоянных времени для подземных кабелей составляют 20–60 минут, для наружных – 10–40 минут. Для силовых трансформаторов сетей среднего напряжения типовые значения постоянных времени составляют 20–40 минут.

Уставка аварийного нагрева  $E_{АВАР} = 50–100$  % задаётся на один из входов блока аварийной сигнализации. Если нагрев кабеля или силового трансформатора превышает предельное значение, равное 100 %, то устройство защиты формирует сигнал на их отключение.

Спецификация на элементы схемы защиты трансформатора представлена в таблице 7.4. Схема защиты трансформатора изображена рис. 7.4

Таблица 7.4 – Спецификация на элементы схемы защиты трансформатора

Позиционное обозначение	Наименование	Кол-во	Примечание
SQ1	Путевой выключатель конечный	5	
YAC	Электромагнит включения	1	
SF	Автоматический выключатель	1	
YAT	Электромагнит отключения	1	
ВН0	Переключатель	1	
HLR	Лампа сигнальная	1	Красная
HLG	Лампа сигнальная	1	Зеленая
HLW	Лампа сигнальная	1	Желтая

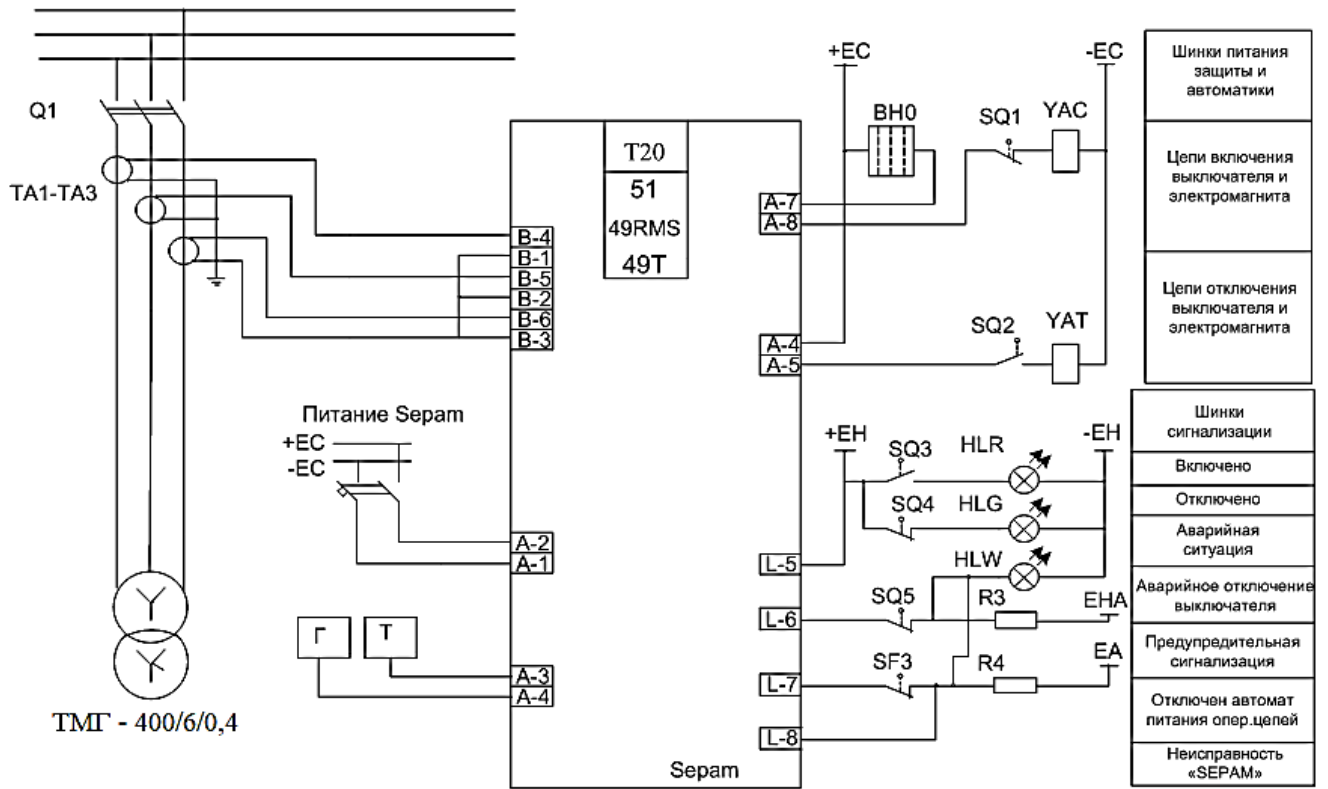


Рисунок 7.4 - Схема защиты трансформатора с использованием терминала Sepam T20

Таблица 7.5 - Параметры автоматических выключателей, защищающих ТП 10/0,4 кВ

Место установки защиты	Выключатель, тип, расцепитель	I <sub>РАБ.МАКС</sub> , А/А	I <sub>н</sub> , А/А	Защита от перегрузки							I <sup>(1)Ж</sup> <sub>к.мин</sub> , А/кА	K <sub>ч.ЗП</sub>
				I <sub>r</sub> , А/А	t, с I <sub>нд</sub> , А/А о.е.	t, с I <sub>d</sub> , А/А о.е.	t <sub>r</sub> , с I, А/кА о.е.	Время срабатывания Δt <sub>r</sub> , с при значениях тока, А/кА, отнесенного к току I <sub>r</sub>				
Выключатель на стороне 6 кВ	Q17	246,33	–	200,6	–	–	<u>5,2</u> <u>840</u> 10	–	–	–	<u>227,8</u> 9,790	1,3
Вводной выключатель на стороне 0,4 кВ	QF1 Compact NS1000, Micrologic5.0 A	<u>246,33</u> 927	<u>66,67</u> 1000	<u>63,33</u> 950	<u>10000</u> <u>66,5</u> <u>997,5</u> 1,05	<u>10000</u> <u>182,4</u> <u>1140</u> 1,2	<u>4 с</u> <u>380</u> <u>5,7</u> 6	<u>70–100</u> <u>95</u> <u>1,425</u> 1,5·I <sub>r</sub>	<u>3,2–4</u> <u>380</u> <u>5,7</u> 6·I <sub>r</sub>	<u>2,16–2,7</u> <u>456</u> <u>6,84</u> 7,2·I <sub>r</sub>	–	–

Продолжение таблицы 7.5

Место установки защиты	Селективная токовая отсечка							Мгновенная токовая отсечка						
	K <sub>СЗП</sub>	I <sub>пик</sub> , А/кА	I <sub>sd</sub> , А/кА	ΔI <sub>sd</sub> , А/кА	t <sub>sd</sub> , с	Δt <sub>sd</sub> , с	I <sup>(1)Ж</sup> <sub>к.мин</sub> , А/кА	K <sub>ч.СО</sub>	I <sub>i</sub> , А/кА	ΔI <sub>i</sub> , А/кА	I <sup>(2)Д</sup> <sub>к.мин</sub> , А/кА	K <sub>ч.МО</sub>	I <sup>(3)Д</sup> <sub>к.мин</sub> , А/кА	I <sub>сн</sub> , кА
Выключатель на стороне 6 кВ	2,5	157,08	739	–	0,6	–	<u>227,8</u> 9,79	0,55	882	–	5,81	6,5	11,36	–
Вводной выключатель на стороне 0,4 кВ	2,5	<u>157,08</u> 2356,2	<u>11400</u> 2,85	<u>162–198</u> 2,565–3,135	0,3	<u>0,23</u> 0,32	–	–	<u>400</u> 6	<u>360–440</u> 5,4–6,6	–	–	<u>766,4</u> 11,36	50

### 7.3 Защита магистральной линии

Защита, установленная на выключателе Q14. Согласно ПУЭ отходящая от РП линия должна иметь две ступени защиты от КЗ (селективную защиту с зависимой или независимой от тока выдержкой времени и мгновенную токовую отсечку) и защиту от однофазных замыканий на землю.

Для релейной защиты каждой магистральной линии устанавливается устройство Seram типа S20, которое получает информацию от фазных трансформаторов тока ТА1 и трансформатора тока нулевой последовательности ТА2. Выход устройства S20 связан с соленоидом отключения выключателя Q14 (рис.7.6).

#### 7.3.1 Селективная защита с зависимой от тока выдержкой времени

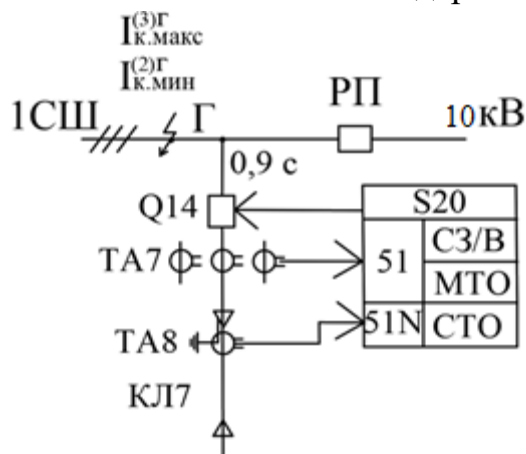


Рисунок 7.6 – Защита отходящей от РП линии 10 кВ

7.3.1.1 Уставка тока срабатывания должна быть отстроена от максимально возможного тока нагрузки пикового тока. Для этого рассчитаем максимальный рабочий ток, протекающий по КЛ7:

$$I_{РАБ.МАКС.Q14} = 2 \cdot I_{РАБ.МАКС.T7} = 2 \cdot 92,37 = 184,74 \text{ А.}$$

Тогда:

$$I_{ПИК.Q14} = K_{СЗП} \cdot I_{РАБ.МАКС.Q14} = 1,8 \cdot 184,74 = 369,48 \text{ А,}$$

где  $K_{СЗП} = 1,8$  – коэффициент самозапуска на этом уровне СЭС.

Ток срабатывания защиты по условию отстройки от максимально возможного тока нагрузки – пикового тока:

$$I_{с.сз.Q14} = I_{sd.Q14} = \frac{K_{н.о}}{K_{в}} \cdot I_{пик.Q14} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 369,48 = 434,68 \text{ А.}$$

7.3.1.2 Уставка тока селективной защиты на выключателе Q14 должны быть согласована у уставкой селективной токовой отсечки нижестоящей защиты на выключателе Q17:

$$I_{sd.Q14} \geq K_{н.согл} \cdot I_{sd.Q17} = 1,3 \cdot 739 = 960,7 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчётный ток срабатывания селективной защиты принимаем наибольший из токов, определённых по п. 7.3.1.1 и 7.3.1.2, т.е.  $I_{sd.Q14} = 961 \text{ А.}$

					130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

7.3.1.3 Уставка времени селективной защиты на выключателе Q14 должна быть согласована с уставкой времени нижестоящей селективной токовой отсечки на выключателе Q17:

$$t_{sd.Q14} = t_{sd.Q17} + \Delta t = 0,6 + 0,3 = 0,9 \text{ с}$$

7.3.1.4 Коэффициент чувствительности защиты при выполнении ею основной функции определяется при двухфазном металлическом КЗ в конце защищаемой линии КЛ7 перед трансформатором Т7 (рис. 8.1) в минимальном режиме и вычисляется по выражению:

$$K_{ч.КЗ}^{(2)Д} = \frac{I_{К.МИН}^{(2)Д}}{I_{sd.Q14}} = \frac{5810}{961} = 6,04 \geq K_{ч.доп} = 1,5$$

Коэффициент чувствительности защиты при выполнении ею функции дальнего резервирования защиты автоматического выключателя на стороне НН трансформатора проверка определяется по минимальному току КЗ за трансформатором Т7 (точка Ж).

$$K_{ч.КЗ}^{(1)} = \frac{2 \cdot I_{К.МИН}^{(1)Ж}}{3 \cdot I_{sd.Q14} \cdot K_U} = \frac{2 \cdot 9790}{3 \cdot 961 \cdot 15} = 0,45 \leq K_{ч.доп} = 1,2$$

Проведённые расчёты показывают, что селективная защита, установленная на секционном выключателе Q14 РП, имеет достаточную чувствительность для защиты кабельной линии КЛ7, но уже не чувствует минимальный ток за трансформатором Т7, поэтому допускается не резервировать отключения КЗ за трансформатором.

7.3.1.5 Рассчитаем зависимую время-токовую характеристику рассматриваемой селективной защиты. При уставке тока  $I_{sd.Q14} = 961 \text{ А}$  кривая должна пройти через точку Q14 с координатами – уставка времени  $t_{sd.Q14} = 0,9 \text{ с}$  при токе  $I_*^{Q14} = 10 \cdot I_{sd.Q14} = 9610 \text{ А}$ . Выбираем тип характеристики СИТ и рассчитываем коэффициент  $T_{MS}$  и время срабатывания защиты  $t_{sd}$

$$T_{MS}^N = \frac{t^N(I_*^N) \cdot [(I_*^N)^\alpha - 1]}{K} = \frac{t^N(I_*^N) \cdot ((I_*^N)^{0,02} - 1)}{0,14},$$

$$t_{sd}^N(I_*^N) = \frac{K \cdot T_{MS}^N}{(I_*^N)^\alpha - 1} = \frac{0,14 \cdot T_{MS}^N}{(I_*^N)^{0,02} - 1}.$$

Рассчитаем коэффициент  $T_{MS}$

$$T_{MS}^{Q14} = \frac{0,9 \cdot ((10)^{0,02} - 1)}{0,14} = 0,303.$$

Определим время срабатывания защиты  $t_{sd}$  при кратности тока  $I_*^{Q14} = 1,1$

$$t_{sd}^{Q14}(1,1) = \frac{0,14 \cdot 0,303}{(1,1)^{0,02} - 1} = 22,2 \text{ с}$$

Дальнейшие расчёты точек защитной характеристики сведём в таблицу 8.5

7.3.2 Мгновенная токовая отсечка. Уставка выбирается наибольшей, исходя из следующих 3 условий:

7.3.2.1 Уставка тока мгновенной токовой отсечки, защищающей магистральную линию, питающей несколько ТП, определяется с учётом

									Лист
									91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2020.117.00.00 ПЗ				

отстройки от максимального тока трёхфазного КЗ  $I_{к.макс}^{(3)Ж}$  на выводах 0,4 кВ трансформатора Т7 трансформаторной подстанции ТП1:

$$I_{с.мо.Q14} = I_{i.Q14} \geq K_{н.о} \cdot I_{к.макс}^{(3)Ж.ВН} = 1,15 \cdot \frac{28617}{K_u} = 2193,97 \text{ А.}$$

7.3.2.2 Отстройки от бросков тока намагничивания трансформатора Т7 при его включении

$$I_{с.мо} = I_{i.Q14} \geq I_{нам} = K_{отс} \cdot 2 \cdot I_{ТН}^{ВН} = 3 \cdot 92,37 = 277,11 \text{ А.}$$

7.3.2.3 Согласования с нижестоящей мгновенной токовой отсечкой выключателя QF1

$$I_{с.мо} = I_{i.Q14} \geq K_{н.согл} \cdot I_{i.Q17} = 1,3 \cdot 2194 = 2852,2 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчётный ток срабатывания мгновенной токовой отсечки принимаем наибольший из токов, определённых по пунктам 7.3.2.1, 7.3.2.2 и 7.3.2.3 –  $I_{i.Q14} = 1147 \text{ А.}$

7.3.2.4 Мгновенная токовая отсечка имеет независимую от тока характеристику, срабатывает без выдержки времени ( $t_{i.Q14} = 0 \text{ с}$ ) и действует на отключение выключателя Q14.

7.3.2.5 Чувствительность мгновенной токовой отсечки. Она должна чувствовать минимальный ток двухфазного КЗ в месте установки защиты, т.е. на сборных шинах РП, от которого питается магистральная линия КЛ7–КЛ9 в минимальном режиме работы сети. Коэффициент чувствительности отсечки:

$$K_{ч.сз}^{(2)} = \frac{I_{к.мин}^{(2)Г}}{I_{i.Q14}} = \frac{6079}{2853} = 2,13 \geq K_{ч.доп} = 1,5.$$

Следовательно, мгновенная токовая отсечка чувствительна к минимальному току двухфазного КЗ на сборных шинах РП.

Все расчетные данные сведем в таблицу 7.7. На рис. 7.8 приведена карта селективности защит магистральной линии на напряжение 10 кВ. На рис. 7.7 приведена схема защиты кабельной линии с использованием терминала Seram S20.

						130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			92

Таблица 7.7– Параметры автоматических выключателей электрической сети 10 кВ

Место установки защиты (выключатель)	$I_{р.макс}, А$	Селективная защита														МТО			
		$K_{сзп}$	$I_{пик}, А$	$I_{sd}, А$	Уставки времени		Тип кривой	$T_{MS}^N$	$t_{с.з}, с, \text{ при разных } I^*, А$						$K_{оч.сз}$	$K_{рез.сз}$	$I_i, А$	$I_{к.мин}^{(2)}, кА$	$K_{ч.мо}$
					$t_{sd}, с$	$10 \cdot I_{sd}, А$			1,1	2	3	6	10	20					
Q14	77	11,8	369	961	0,9	3540	SSIT	0,302	22,16389,4	3,0708	1,91062	1,152124	0,93540	0,687080	25,5	0,43	1147	9500	8,28
Q17	61,6	22,55	157	272	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,55	–	882	–	9,84

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

130302.2020.117.00.00 ПЗ

Лист

94

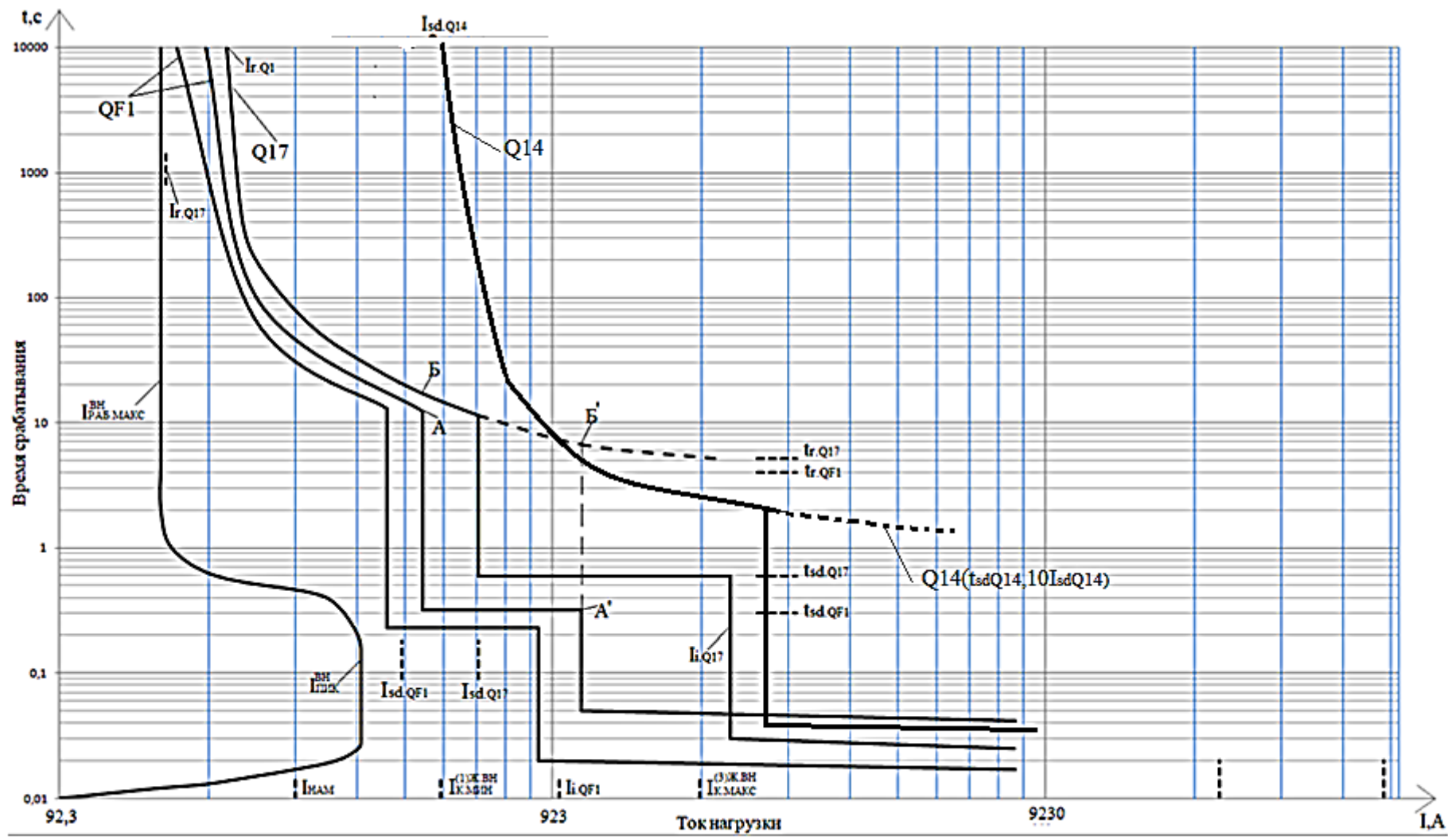


Рисунок 7.8 – Карта селективности

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

130302.2020.117.00.00 ПЗ



## 7.4 Защита магистральной линии от ОЗЗ

Для защиты линии от ОЗЗ используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защиту от однофазных замыканий на землю осуществим с помощью функции 51N устройства Seram S20.

Линии КЛ7 и КЛ9 выполнены кабелями из сшитого полиэтилена. К каждой секции сборных шин 10 кВ РП подключены кабели с ёмкостными токами по 5,1 А. Удельные ёмкостные токи взяты из табл.8.2 [2].

Собственный ёмкостный ток какой-либо кабельной линии определяется по выражению:

$$I_{Ci} = I_{удi} \cdot L_{КЛi},$$

где  $I_{удi}$  – удельный ёмкостный ток кабельной линии, А/км;  $L_{КЛi}$  – длина линии, км.

Расчетное значение тока ОЗЗ электрической сети, состоящей из n кабельных линий, определяется по выражению:

$$I_{OЗЗ} = \sum I_{Ci} = \sum_{i=1}^n I_{удi} \cdot L_{КЛi}.$$

Результаты расчёта тока ОЗЗ сведены в таблицу 7.8.

Таблица 7.8 – Результаты расчета тока ОЗЗ

Обозначение линии	Сечение	Изоляция	Удельный ёмкостный ток линии $I_{удi}$ , А/км	Длина линии $L_i$ , км	Ёмкостный ток линии $I_{Ci}$ , А
КЛ7	3x70	СПЭ	1,578	0,5	0,789
КЛ9	3x70	СПЭ	1,578	0,5	0,789
$I_{\sum OЗЗ}^{1СШ.РП}$	–	-	–	–	5,1
	Ток однофазного замыкания на землю 1-й СШ $I_{OЗЗ}$ , А				6,6

Для защиты линии от ОЗЗ используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защиту от однофазных замыканий на землю осуществим с помощью функции 51N устройства Seram S20 – рисунок 8.9.

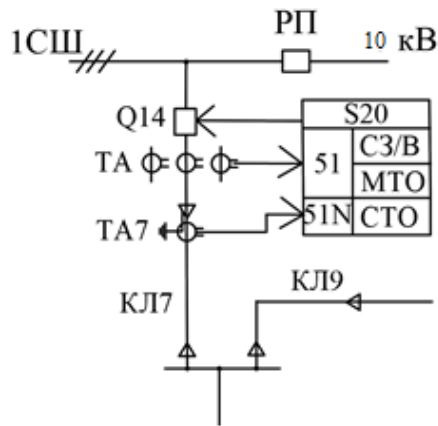


Рисунок 7.9 – Защита КЛ7 и КЛ9 от ОЗЗ

Ток срабатывания защиты  $I_{C.з.кЛ7}$  отстраивается от ёмкостного тока, протекающего в нормальном режиме работы сети через трансформатор тока нулевой последовательности ТА7 защищаемой линии. Для магистральной линии собственный ток защищаемого присоединения  $I_{C.зп.кЛ7,9}$  будет равен сумме ёмкостных токов всех линий, из которых состоит магистраль  $I_{C.зп.кЛ7,9} = I_{C.кЛ7} + I_{C.кЛ9}$ .

Таким образом,  
образом,

$$I_{C.з.кЛ7,9} \geq K_{н.с} \cdot K_{бр} \cdot (I_{C.зп.кЛ7} + I_{C.зп.кЛ9}) = \\ = K_{н.с} \cdot K_{бр} \cdot (I_{удкЛ7} \cdot L_{кЛ7} + I_{удкЛ9} \cdot L_{кЛ9});$$

$$I_{C.з.кЛ7,9} \geq 1,2 \cdot 1 \cdot (1,578 \cdot 0,5 + 1,578 \cdot 0,5) = 1,2 \cdot 1 \cdot 1,578 = 1,89 \text{ А.}$$

Проверим чувствительность выбранной защиты

$$K_{ч.кЛ7,9} = \frac{I_{ОЗЗ} - I_{C.зп.кЛ7,9}}{I_{C.з.кЛ7,9}} = \frac{27,42 - 1,578}{1,89} = 13,6 \geq K_{ч.доп} = 1,5.$$

Следовательно, защита магистральной линии от ОЗЗ имеет достаточную чувствительность.

Выводы по разделу 7

В данном разделе была выполнена защита магистральной линии и трансформатора на стороне ВН.

## 8 ВОПРОСЫ ОХРАНЫ ТРУДА И ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ

### 8.1 Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции

Рассматриваемый микрорайон находится в г.Челябинск. Климат умеренно-континентальный.

Объект защиты - комплектная трансформаторная подстанция.БКТП будет одноэтажной, блочного типа, внутри которой располагаются в отдельных помещениях два силовых трансформатора ТМГ-630/6/0,4 кВА , распределительное устройство высокого напряжения 6 кВ и распределительное устройство низкого напряжения 0,4 кВ. Отсек силового трансформатора должен быть отделен от отсеков РУВН и РУНН сплошной перегородкой с огнестойкостью не менее 45 мин.

РУ-6 кВ комплектуются камерами сборными одностороннего обслуживания КСО-398М . РУ-0,4 кВ комплектуются панелями ЩО-70 с автоматическими выключателями.

Местоположение ТП выбирается согласно центру электрических нагрузок зданий, питающихся от соответствующей ТП, маршрутами коммуникаций и розы ветров данного района.

Установка или смена силового трансформатора будет производиться через ворота отсека. Силовой трансформатор будет установлен на основании с направляющими, прикрепленными к полу блока. В полу, под трансформатором, будет установлен маслоприемник, что обеспечит слив полного объема масла в маслосборник, располагаемый под отсеком трансформатора, при повреждении бака трансформатора и будет препятствовать его растеканию за пределы подстанции. Для вентиляции блока и охлаждения силового трансформатора будут предусмотрены жалюзи, исключающие попадание дождя и снега в блок.[8]

На стороне 0,4 кВ силовых трансформаторов в БКТП установлены вольтметры и амперметры. Вводы линий 6 кВ и 0,4 кВ выполнены кабелями. Крепление оборудования осуществляется с помощью болтов, дюбелей и электросварки к закладным деталям в полу и стенах, предусмотренных при строительстве объекта. Крепление труб электропроводки и светильников освещения в БКТП осуществляется с помощью металлоконструкций шинных мостов. Для безопасного обслуживания электропроводки и светильников шинные мосты закрыты кожухом.

На проектированном объекте особое внимание должно быть уделено технике безопасности и охраны труда.

Вредные и опасные факторы в БКТП:

#### 1. Физического происхождения:

– электрические;

					130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

- термические;
- механические.

2. Химического происхождения:

- взрывоопасные вещества;
- горючие вещества.

Обеспечение охраны окружающей среды при проектировании объектов и их эксплуатации

Вокруг устанавливаемых БКТП существует охранная зона. В охранных зонах запрещено осуществлять любые действия, которые могут привести к повреждению или уничтожению объектов электросетевого хозяйства, а также нарушить безопасную работу этих объектов, повлечь причинение вреда здоровью граждан, их жизни и имуществу.

Размещение трансформаторных подстанций соответствует требованиям СанПиН 2.2.1/2.1.1.1.1200-03[29] в жилом микрорайоне, расстояние от ТП до общественных и жилых зданий должно быть не менее 10 м.

БКТП являются источником шума в микрорайоне. Уровень шума трансформатора при прохождении сертификации измеряется на предприятиях завода-изготовителя. Этот уровень зависит от класса напряжения трансформатора, видов его охлаждения и типовой мощности. Согласно рекомендациям завода-изготовителя, корпус БКТП для предотвращения вибрации, выставляется на заранее подготовленную площадку из армированного бетона. При проектировании БКТП заводом-изготовителем предусматривается жесткое крепление трансформатора болтами к площадке, после его монтажа в помещении трансформаторного отсека БКТП. Данные крепления должны проверяться на предмет протяжки болтового соединения при каждом профилактическом осмотре. При невыполнении этих требований трансформатор может сместиться, что приведет к нарушению целостности присоединения шинопроводов к выводам трансформатора и созданию аварийных ситуаций. В жилых микрорайонах предусматривается ряд искусственных мероприятий по защите от шума, создаваемого масляными трансформаторами:

- высадка растений, устойчивых к условиям воздушной среды в городах;
- экранирование БКТП.

## 8.2 Требования безопасности к устройству электроустановок, мероприятиям и выбору защитных мер по электробезопасности

Заземление должно обеспечивать защиту людей от электротравм при прикосновении к металлическим токопроводящим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции. Заземление выполняет функцию рабочего заземления, необходимого по условиям эксплуатации. Это необходимо для нормальной работы и обеспечения безопасности обслуживания БКТП. Для этого все металлоконструкции и металлические части электрооборудования, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции соединены с заземлением.

Заземляющее устройство БКТП является общим для напряжений 10 кВ и 0,4 кВ. В любое время года сопротивление заземляющего устройства не должно быть более 4 Ом. Заземляющее устройство рассчитывается для БКТП привязанной к конкретным условиям эксплуатации.

Окна и проемы соединены сваркой с внутренним контуром заземления, металлический каркас каждого модуля соединён сваркой с рамками окон и проемов. Все металлические токопроводящие части установленного внутри БКТП оборудования, которые могут оказаться под напряжением, присоединены к контуру заземления болтовым соединением или непосредственно сваркой.

В соответствии с требованиями в ТП предусмотрены две площадки для присоединения к внешнему контуру заземления. Нанесен знак «Заземление», выполненный и находящийся рядом с площадками. Защищаются и покрываются токопроводящей смазкой для защиты от коррозии все места присоединения.

На ячейках вводных РУ ВН и НН обозначены предусмотренные для присоединения переносного заземления места, необходимые для наладки и испытания эксплуатируемого оборудования.

Вся связанная между собой арматура оболочки БКТП выведена на закладную деталь, которая в свою очередь приварена к контуру заземления.

### Электрозащитные средства

Средства защиты БКТП выбирается согласно инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках (СО 153-34.03.603-2003) [24]. Средства защиты приведены в таблице 8.1. При работе в электроустановках используются:

- средства защиты от поражения электрическим током (электрозащитные средства);

- средства индивидуальной защиты в соответствии с государственным стандартом (средства защиты головы, глаз и лица, рук, органов дыхания, от падения с высоты, одежда специальная защитная).

					130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

Таблица 8.1-Средства защиты для оперативно-выездной бригады

Наименование средств защиты	Количество
Изолирующие штанги(оперативные или универсальные)	1 шт. на каждый класс напряжения
Указатели напряжения до и выше 1000 В	2 шт. на каждый класс напряжения
Сигнализаторы напряжения индивидуальные	1 шт.на каждого работающего
Изолирующие клещи на напряжение выше 1000 В(при отсутствии универсальной штанги)	1 шт.на каждый класс напряжения(при наличии соответствующих предохранителей)
Изолирующие клещи на напряжение до 1000 В	По местным условиям
Диэлектрические перчатки	Не менее 2 пар
Диэлектрические боты	2 пары
Изолирующий инструмент	1 комплект
Электроизмерительные клещи	По местным условиям

Продолжение таблицы 8.1- Средства защиты для оперативно-выездной бригады

Переносные заземления	По местным условиям,но не менее 2 шт.
Диэлектрические ковры и изолирующие накладки	По местным условиям
Защитные щитки или очки	2 шт.
Плакаты и знаки безопасности(переносные)	По местным условиям
Указатель напряжения для проверки совпадения фаз	По местным условиям
Защитные каски	1 шт. на каждого работающего
Респираторы	По местным условиям
Предохранительный пояс	То же

Средства защиты, изолирующие устройства и приспособления для работ под напряжением следует содержать в сухом, проветриваемом помещении. [24]

Расчет заземляющего устройства:

										Лист
										100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

130302.2020.117.00.00 ПЗ

Устройство защитного заземления является основной защитной мерой и представляет собой преднамеренное соединение с землей металлических частей электроустановки, которые могут оказаться под напряжением при повреждении изоляции сетей или электроприемников.

В разделе будет выполнен расчет заземления ТП 6/0,4 с двумя трансформаторами ТМГ-630.

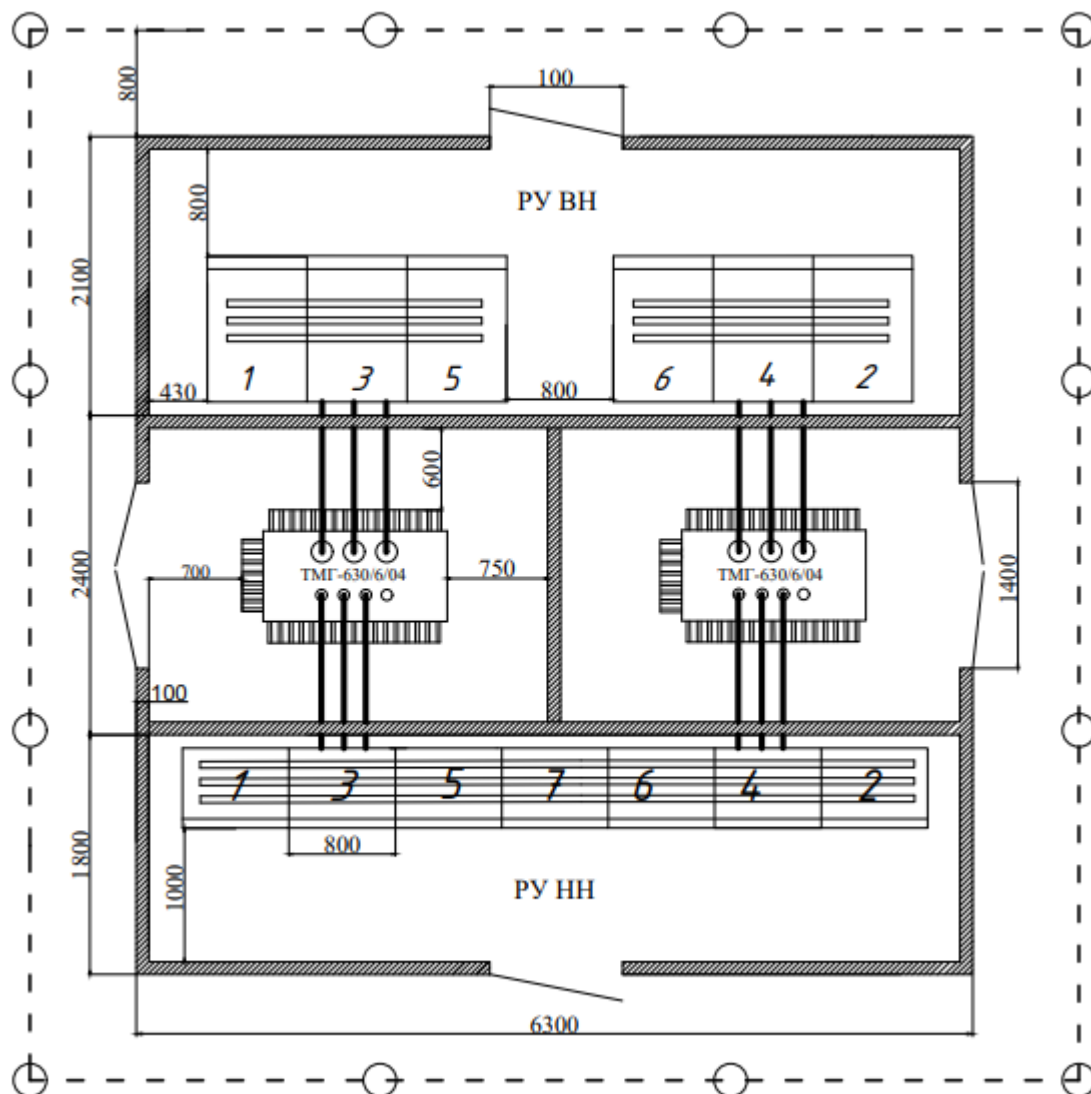


Рисунок 8.1- Конструктив БКТП

По ПУЭ сопротивление заземляющего устройства для электроустановок напряжением выше 1 кВ составляет 10 Ом, для электроустановок напряжением ниже 1 кВ – 4 Ом. Так как заземляющее устройство одно для установок напряжением 10 кВ и 0,4 кВ, принимаем меньшее сопротивление заземляющего устройства  $R_z = 4 \text{ Ом}$ .

Вертикальные заземлители (стальные стержни диаметром 20 мм и длиной 3 м) погружены в грунт на глубину 0,7 м и приварены к горизонтальным электродам, выполненные стальной полосой 40x4 мм на расстоянии не менее 300 мм от фундамента.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

$$R_B = \frac{\rho_{p.B}}{2\pi l} \left( \ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4t + l}{4t - l} \right)$$

где  $l$  – длина электрода,  $l=3$  м;  $d$  – диаметр электрода,  $d=0,02$  м;  $t$  – расстояние от поверхности земли до середины электрода находится по формуле:

$$t = \frac{l}{2} + p$$

$$t = \frac{3}{2} + 0,7 = 2,2 \text{ м}$$

$$R_B = \frac{100}{2\pi \cdot 3} \left( \ln \frac{2 \cdot 3}{0,02} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 28,4 \text{ Ом}$$

Сопротивление растеканию горизонтально проложенной стальной полосы  $40 \times 4$  мм, связывающей вертикальные электроды прямоугольного сечения между собой определяется по формуле:

$$R_\Gamma = \frac{\rho_{p.\Gamma}}{2\pi l} \left( \ln \frac{l^2}{0,5 \cdot b \cdot t} \right)$$

где  $l$  – общая длина горизонтальных электродов, м;  $t$  – расстояние до поверхности земли, м;  $b$  – ширина полосы электрода,  $b=0,04$  м.

$$R_\Gamma = \frac{100}{2\pi \cdot 31,6} \left( \ln \frac{31,6^2}{0,5 \cdot 0,04 \cdot 0,7} \right) = 5,6 \text{ Ом}$$

Эквивалентное сопротивление всего заземляющего устройства:

$$R_\Sigma = \frac{R_B \cdot R_\Gamma}{R_B \cdot \eta_\Gamma + R_\Gamma \cdot \eta_B \cdot n_B}$$

где  $\eta_\Gamma$  – коэффициент использования горизонтальных электродов, зависит от количества полос, их длины и расстояния между полосами ;

$\eta_B$  – коэффициент использования вертикальных электродов, определяемый исходя из числа вертикальных электродов и отношения расстояния между вертикальными электродами к их длине ;

$n_B$  – число вертикальных электродов .

					130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102



$$R_{\Sigma} = \frac{25,4 \cdot 3,37}{25,4 \cdot 0,326 + 3,37 \cdot 0,6 \cdot 12} = 3,2 \text{ Ом}$$

Сопротивление растеканию заземлителя в сетях до 1 кВ не должно превышать 4 Ом. Данное условие выполняется:  $R_{\Sigma} = 3,2 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом}$ . Следовательно, установленных заземлителей на ТП достаточно.

Вследствие длительного опасного и вредного воздействия на людей электромагнитных полей могут появиться профессиональные заболевания, мерам по защите от которых уделяется особое внимание.

В БКТП применяются различные способы и средства обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям:

- безопасное расположение токоведущих частей;
- изоляция токоведущих частей;
- защитные оболочки.
- изоляция рабочего места;
- малое напряжение;
- защитное отключение;
- предупредительная сигнализация, блокировка, знаки безопасности, плакаты.

Виды применяемых изоляций для токоведущих частей:

Рабочая изоляция - это изоляция, обеспечивающая нормальную работу и защиту от поражения электрическим током. К рабочей изоляции относятся пропиточные лаки и компаунды, изоляция жил кабеля и проводов внутренних соединений, эмаль;

Дополнительная изоляция — это изоляция, служащая для защиты при косвенном прикосновении, независима от рабочей.

Двойная изоляция — это изоляция где каждый электроприемник имеет две не зависимые одна от другой рабочую и дополнительную изоляцию. Достигается путем покрытия металлических корпусов и рукояток электрооборудования слоем электроизоляционного материала и применением изолирующих ручек;

Усиленная изоляция — это изоляция, обеспечивающая такую же степень защиты от поражения электрическим током, как и двойная изоляция.

Предупредительные плакаты или знаки предназначены для предупреждения как обслуживающего персонала, так и посторонних об опасности приближения к оборудованию и частям электроустановок, находящимся под напряжением.

Защита от прямого прикосновения в БКТП. К ней относятся: токоведущие части на ТП полностью покрытые изоляцией, которая может быть устранена только разрушением, а также все заводские изделия, соответствующие стандартам на это оборудование.

Обеспечение охраны труда при эксплуатации электроустановок

Согласно нормам, все ТП комплектуются защитными средствами и медицинскими изделиями, предназначенными для оказания первой помощи

						130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			103

работникам. Все принятые в эксплуатацию средства защиты, подвергаются систематическим проверкам и испытаниям.

Оперативное управление и обслуживание БКТП, в том числе подготовка рабочего места, осмотры, выполнение работ в порядке текущей эксплуатации, допуск и надзор за работающими, оперативные переключения, должны осуществляться работниками из числа оперативного персонала. В электроустановках напряжением выше 1000В работники, единолично обслуживающие ТП, а также работники из числа оперативного персонала, и старшие по смене должны иметь группу по электробезопасности не менее IV, остальные работники - группу III.

При выполнении многих видов работ, связанных с опасностью для жизни и здоровья людей, системой охраны труда предусматриваются организационные мероприятия по обеспечению их безопасности. Основой таких мероприятий является оформление работ специальным документом, нарядом-допуском или распоряжением

При выполнении работ по распоряжению число работников, не должно быть больше трех. Если есть необходимость задействования большего количества лиц, то выполняемая работа производится по наряду-допуску.

Виды работ, выполняемых по наряду-допуску:

- неотложные работы, более 1 часа по времени, с участием более трех работников.;

- работы на сборных шинах распределительных устройств, присоединениях, по которым возможна подача напряжения на сборные шины;

- перекладка кабелей, если они находится под напряжением;

- испытание электрооборудования, в том числе вне электроустановок с использованием передвижных испытательных установок;

- работы требующие изменения технологической схемы или режима работы оборудования;

- работы во вторичных цепях, при их расположении в распределительных устройствах в том числе в устройствах релейной защиты и автоматики;

- обслуживание осветительных устройств, расположенных на потолке

Работы, проводимых в порядке текущей эксплуатации, для которых не требуется оформления каких-либо указаний, целевого инструктажа, допуска, дополнительных распоряжений:

- ремонт контакторов, пускателей, автоматических выключателей, пусковых кнопок, рубильников, щитов;

- замена ламп, чистка светильников, ремонт осветительной арматуры, электропроводки;

- смена предохранителей в сборках, щитах;

- установка, снятие электросчетчиков, средств измерения, других приборов.

- проверка отсутствия напряжения в осветительной цепи, коммутационной аппаратуре до 1000В;

					130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

– замена пробочных предохранителей.

Все работы, выполненные в порядке текущей эксплуатации, должны записываться в оперативный журнал. При наличии вышестоящего работника из числа оперативного персонала, необходимо уведомить его о характере работы месте ее проведения, времени начала, окончания. Буквенно-цифровые и цветовые обозначения одноименных шин в каждой электроустановке должны быть одинаковыми. Шины при переменном трехфазном токе должны быть обозначены: шины фазы А – желтым цветом; шины фазы В – зеленым цветом; шины фазы С – красным цветом.

Проводники защитного заземления, а также нулевые защитные проводники в РУ-0,4 кВ с глухозаземленной нейтралью, в том числе шины, должны иметь бук

-венное обозначение РЕ и цветовое обозначение чередующимися продольными или поперечными полосами одинаковой ширины желтого и зеленого цветов.

Нулевые рабочие (нейтральные) проводники должны обозначаться буквой N и голубым цветом. Совмещенные защитные и нулевые рабочие проводники должны иметь буквенное обозначение PEN и цветовое обозначение: голубой цвет по всей длине и желто-зеленые полосы на концах.

					130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

### 8.3 Молниезащита

Молниезащита ТП осуществляется в соответствии с ПУЭ. [8] Для зданий и сооружений прямоугольной формы ожидаемое количество  $N$  поражений здания молнией в год определяется по формуле

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

где  $h$  – наибольшая высота здания или сооружения,  $h = 4,3$  м;  $S$  – ширина здания,  $S = 6,3$  м;  $L$  – длина здания,  $L = 6,3$  м;  $n$  – среднегодовое число ударов молнии в  $1 \text{ км}^2$  земной поверхности (удельная плотности ударов молнии в землю) в месте нахождения здания или сооружения. Трансформаторная подстанция расположена на территории района со среднегодовой интенсивностью грозовой деятельности  $DГ = 40-60$  ч/год. Согласно РД 34.21.122-87, для среднегодовой интенсивности грозовой деятельности  $DГ = 40-60$  ч/год соответствует значение удельной плотности ударов молнии в землю равное  $n = 4$  удар/ $\text{км}^2$  год

$$N = [(6,3 + 6 \cdot 4,3)(6,3 + 6 \cdot 4,3) - 7,7 \cdot 4,3^2] \cdot 4 \cdot 10^{-6} = 0,003$$

Здание трансформаторной подстанции принадлежит по устройству молниезащиты ко II категории. Защита здания ТП от прямых ударов молнии выполняется с помощью молниеприёмной сетки, расположенной на крыше ТП. Молниеприемная сетка должна быть выполнена из стальной проволоки диаметром не менее 6 мм, шаг ячеек сетки  $6 \times 6$  м, узлы сетки соединены с помощью сварки. Токоотводы от металлической кровли или молниеприемной сетки должны быть проложены к заземлителям не реже чем через 25 м по периметру здания В качестве заземлителей защиты от прямых ударов молнии во всех возможных случаях следует использовать железобетонные фундаменты зданий и сооружений. При невозможности использования фундаментов предусматриваются искусственные заземлители. Молниезащиту трансформаторной подстанции выполняют следующим образом: с диаметрально противоположных сторон выполняют связь кровли с наружным контуром заземления, т.е. в местах ввода стальной полосы в здание ТП.[27]

### 8.4 Пожарная безопасность

8.4.1 Определение категорий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности

В соответствии с РД 34.03.350-98 трансформаторные камеры с маслонаполненными трансформаторами относятся к категории пожароопасности В1 (из-за наличия горячего масла), помещения РУ-10 кВ и РУ-0,4 кВ относятся к категории В4 (из-за наличия горючих веществ в малом количестве) [25].

					130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

#### 8.4.2 Требования пожарной безопасности к трансформаторам

Двери всех трансформаторных помещений должны быть выполнены из негорючих материалов и открываться наружу или в другое помещение, не связанное с постоянным пребыванием людей и не являющееся эвакуационным путем. Надежная эксплуатация трансформаторов и их пожарная безопасность должны обеспечиваться: - содержанием в исправном состоянии устройств охлаждения, регулирования и защиты оборудования; - качественным выполнением ремонтов основного и вспомогательного оборудования, устройств автоматики и защиты. Маслоприемные устройства под трансформаторами должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения. Запрещается при пожаре на трансформаторе сливать масло из корпуса, так как это может привести к распространению огня на его обмотку и затруднить тушение пожара.

В местах установки пожарной техники должны быть оборудованы и обозначены места заземления. Запрещается включение в эксплуатацию трансформаторов на электростанциях и подстанциях, если не обеспечена полная готовность к работе установок пожаротушения, предусмотренных проектом. Необходимо свести к минимуму выделение токсичных газов и непрозрачного дыма из трансформатора в случае пожара.

В соответствии с РД 34.03.350-98 трансформаторные камеры с маслонаполненными трансформаторами относятся к категории пожарной опасности В1 (из-за наличия горючего масла), помещения РУ-10 кВ и РУ-0,4 кВ (с элегазовым оборудованием и масляным выключателем) относятся к категории В4 (из-за наличия горючих веществ в малом количестве) [25]

Помещения категории В1 должны быть оборудованы автоматической пожарной сигнализацией.

#### 8.4.3 Выбор первичных средств пожаротушения, обоснование и выбор автоматических систем пожаротушения

По СП 5.13130.2009 трансформаторная подстанция относится к производственным надземным помещениям, поэтому необходима установка УАПС.

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

– электрооборудование и сети в процессе эксплуатации не нагружаются выше допустимых пределов, а при КЗ имеют достаточную термическую стойкость;

– фундаменты под трансформаторы выполнены из негорючих материалов. – здание ТП и камеры трансформаторов собственных нужд

					130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

выполнены по II степени огнестойкости. – перекрытие кабельных каналов выполнены съемными плитами из негорючих материалов в уровень с чистым полом помещения;

– в целях своевременного извещения о пожаре в ТП должна быть УАПС - совокупность технических средств для обнаружения пожара, обработки, представления в заданном виде извещения о пожаре, специальной информации и (или) выдачи команд на включение автоматических установок пожаротушения и технические устройства.

Вблизи средств связи должны быть вывешены таблички о порядке действия при пожаре. Согласно Правилам противопожарного режима в РФ, ТП должна оснащаться пожарным щитом комплектации ЩП-Е, так как категория пожара относится к категории Е .

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.

					130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

## 8.5 Освещение

На электрических подстанциях городского типа разделяют следующие виды освещения: рабочее, ремонтное и аварийное. Рабочее освещение основной вид освещения и выполняется оно во всех помещениях подстанции, а также на их наружных территориях. Рабочее освещение создает на рабочих поверхностях в помещениях и на открытых участках территории требуемую для работы освещенность. При наличии в помещениях аварийного освещения требуемая освещенность создается обоими видами освещения. Установки рабочего освещения работают на напряжении 380 и 220 В. Для их питания используют сети с заземленной нейтралью.

Ремонтное освещение необходимо для освещения мест непосредственно связанных с работой персонала на подстанции и выполняется переносными светильниками. Для подключения этих светильников к сети в помещениях подстанций устанавливаются розетки, которые питаются от сети рабочего освещения. При этом учитывают неблагоприятные условия работы: стесненные места, некомфортное положение работающего персонала, а также соприкосновение с металлическими заземленными поверхностями.

Питание для сети ремонтного освещения выполняется от стационарных понижающих трансформаторов с вторичным напряжением 12 В, или от переносных трансформаторов, которые подключаются к розеткам 220—127 В. Вилки выполняются таким образом, чтобы не допустить их включение в розетки с большим напряжением, чем указано на вилке осветительного прибора. В подстанциях городского типа – РП и ТП аварийное освещение не выполняется.

По СП 52.13330.2016 нормам освещенности ТП и разряду зрительной работы VIII [3, табл. 4.1], принимаем  $E_H = 50$  лк.

Световой поток определяется:

$$\Phi = \frac{E_H \cdot S \cdot k_z \cdot z}{\eta \cdot N}$$

где  $E$  - заданная минимальная освещенность, лк;  $k_z$  - коэффициент запаса;  $S$  - освещаемая площадь, м<sup>2</sup>;  $z$  - коэффициент использования светового потока;  $N$  - число светильников;  $\eta$  - коэффициент использования светового потока.

Примем к установке промышленный светильник светодиодный Faros FI 105 с ударопрочным защитным стеклом [28]. Основные характеристики светильника представлены в таблице 15.3.

$$N = \frac{E_H \cdot S \cdot k_z \cdot z}{\eta \cdot \Phi} = \frac{50 \cdot 12,2 \cdot 1,4 \cdot 1,5}{0,28 \cdot 2700} = 1,6$$

					130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

$$N = \frac{E_H \cdot S \cdot k_3 \cdot z}{\eta \cdot \Phi} = \frac{50 \cdot 6,6 \cdot 1,4 \cdot 1,5}{0,28 \cdot 2700} = 0,9$$

$$N = \frac{E_H \cdot S \cdot k_3 \cdot z}{\eta \cdot \Phi} = \frac{50 \cdot 10 \cdot 1,4 \cdot 1,5}{0,28 \cdot 2700} = 1,4$$

К установке в помещении РУ 0,4 кВ принимаем светильники в количестве 2 штук.

Выводы по разделу девять

В данном разделе был произведён расчёт заземляющего устройства, освещения трансформаторной подстанции, рассмотрены организационные мероприятия по обеспечению электробезопасности и пожарной безопасности.

					130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110



## 9 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

В условиях мирового дефицита энерго мощностей и постоянного роста энергопотребления вопрос об экономии энергии приобретает все большую актуальность. Разработка ресурсосберегающего оборудования – основная задача, которую ставят перед собой ведущие производители электротехники в Европе. Этот вопрос – один из первостепенных и для России, где с каждым годом на эксплуатацию устаревшего электрооборудования требуется все больше средств.

Цена трансформатора с уменьшенными потерями будет выше обычного примерно на 15-20%. Поэтому он будет давать экономию не сразу, а через 2-3 года.

Потери холостого хода и короткого замыкания в трансформаторах серии ТМГ 12 снижены на 30% по сравнению с трансформаторами других серий и производителей за счет того, что:

- производятся из специальных сортов высококачественных кремнистых сталей, имеющих наибольшее сопротивление и пониженные потери на гистерезис (перемагничивание);

- для изготовления используется большее количество материала, который оптимально распределен между массой магнитопровода и обмотки;

- конструкция магнитопровода производится по самой передовой технологии Star-lap, и состоит из пластин с косыми стыками, без отверстий в активной стали;

- толщина пластин не превышает 0,3 мм, а сами пластины лакируются для изоляции друг от друга;

- сборка трансформатора производится высококвалифицированным персоналом на оборудовании ведущих мировых производителей, что исключает любые возможные механические повреждения стали и обеспечивает минимизацию потерь.

Низкие потери холостого хода и короткого замыкания делают трансформаторы ТМГ12:

- Энергосберегающими:

Годовая экономия на потерях в трансформаторах ТМГ 12 мощностью 630 кВ А составит 6,7 тыс. кВт ч, а в ТМГ 12 мощностью 1000 кВ А составит 5,4 тыс. кВт ч.

- Быстро окупаемыми:

Разница в цене между минским трансформатором ТМГ 12 с трансформаторами более ранних серий составляет около 10 %. Срок окупаемости дополнительных вложений с учетом этой разницы для ТМГ 12 мощностью 630 кВ А составит менее 1 года, а для ТМГ 12 мощностью 1000 кВ А – менее 2 лет.

- Малозумными

					130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

Улучшенные шумовые характеристики - дополнительное преимущество снижению потерь холостого хода и короткого замыкания.

С целью повышения энергетической эффективности оборудования и электрических сетей, а также сокращения затрат электроснабжения рассмотрим технико-экономическое сравнение двух трансформаторов ТМГ и ТМГ12.

– ТМГ –1000/0,4 кВ с параметрами [4]:  $P_{кз} = 10,8$  кВт,  $P_{хх} = 1,6$  кВт,  
 $u_{кз} = 5,5$  %,  $i_{хх} = 1$  %;

– ТМГ – 630/0,4 кВ с параметрами [4]:  $P_{кз} = 7,8$  кВт,  $P_{хх} = 1$  кВт,  $u_{кз} = 5,5$  %,  $i_{хх} = 1$  %;

Трансформаторы ТМГ12 «Трансформер» с пониженными потерями:

– ТМГ12 –1000/0,4 кВ с параметрами [4]:  $P_{кз} = 10,5$  кВт,  $P_{хх} = 1,1$  кВт,  
 $u_{кз} = 5,5$  %,  $i_{хх} = 0,6$  %;

– ТМГ12 – 630/0,4 кВ с параметрами [4]:  $P_{кз} = 6,7$  кВт,  $P_{хх} = 0,8$  кВт,  $u_{кз} = 5,5$  %,  $i_{хх} = 0,7$  %;

					130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении выпускной квалификационной работы на тему «Электроснабжение района г. Челябинска, ограниченного улицами: пр-р Ленина, Энтузиастов, Витебская, Овчинникова, Воровского, Свердловский пр-т» был произведен расчет электрических нагрузок жилых и общественных зданий, освещения. Найдены потоки мощности и по ним выбраны кабельные линии на 6 кВ, потери напряжения в кабельных линиях не превышают 5%.

Трансформаторные подстанции были выбраны двухтрансформаторные. На основании технико-экономического сравнения вариантов выбраны трансформаторы с пониженными потерями.

После расчетов было определено, что для данного микрорайона наиболее выгодно применение 19 трансформаторных подстанций. С учетом допустимого коэффициента перегрузки трансформаторов в послеаварийном режиме, объекты электроснабжения в микрорайоне были распределены между принятыми трансформаторными подстанциями.

Определено наиболее выгодное месторасположение трансформаторных подстанций - в центре электрических нагрузок, относительно которого с учетом архитектурных соображений и требований пожарной безопасности, определилось действительное месторасположение трансформаторных подстанций.

Для питания электроприемников были выбраны кабельные линии, по соответствующим расчетным электрическим нагрузкам линий в нормальных и послеаварийных режимах работы на основе технических ограничений допустимого нагрева и допустимых потерь напряжения.

Также был произведен расчет кабелей на 0,4 кВ и выбраны ВРУ для зданий.

Выполнен расчет релейной защиты магистральной линии и трансформатора на стороне ВН. Построена карта селективности.

Расписаны требования безопасности к устройству трансформаторных подстанций, мероприятия и выбор защитных мер по электробезопасности. Выполнен расчет заземляющего устройства для БКТП, их освещения.

					130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. – М.: утв. Министерством топлива и энергетики Российской Федерации, 1994. – 35 с.
- 2 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.
- 3 СП 52.133302016. Свод правил. Естественное и искусственное освещение. – М.: утв. Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, 2016. – 107 с.
- 4 Уральский завод трансформаторных технологий. – [http://uztt.ru/transformatoryi\\_silovyye\\_tipa\\_tmz](http://uztt.ru/transformatoryi_silovyye_tipa_tmz).
- 5 Комиссарова, Е.Д. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие для самостоятельной работы студентов / Е.Д. Комиссарова, А.В. Коржов. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2007. – 72 с.
- 6 Интернет – ресурс: [https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovyye/s-izolyacziej-iz-sshitogo-polietilena-\(6kv\)/apvvnng-ls-6kv/](https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovyye/s-izolyacziej-iz-sshitogo-polietilena-(6kv)/apvvnng-ls-6kv/)
- 7 Справочник по проектированию электрических сетей. / Под ред. Д. Л. Файбисовича и др. М: Издательство НЦ ЭНАС, 2006. – 376 с.
- 8 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд.– Изд-во ДЕАН, 2008, 704с
- 9 Справочник по проектированию электроснабжения: Электроустановки промышленных предприятий / Под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 10 Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». – М.: Изд-во «Холдинг МРСК», 2012. – 71 с.
- 11 Кабели низковольтные – <https://cable.ru/cable/group-avvg.php>.
- 12 Гайсаров Р.В. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2002. – 59 с.
- 13 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.
- 14 Интернет – ресурс: <https://electroshield.nt-rt.ru/images/manuals/ksom.pdf>
- 15 Интернет – ресурс: <https://www.electroshield.ru/upload/iblock/6d3/RE.PDF>
- 16 Интернет – ресурс: <http://www.matic.ru/accessories/disconnecting-switch-rvz/>

					130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

17 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – 3-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1987.

18 Интернет – ресурс: <https://tmtrade.ru/vyklyuchateli-nagruzki-6-10-kv>

19 Интернет – ресурс: <http://uralen.ru/catalog/trans/group-17/1868.html>

20 Интернет – ресурс:

<https://transformatory.pro/upload/iblock/ea1/ea1d64b241fe9c8a99364cdf72b54f7.pdf>

21 Ершов, А.М. Системы электроснабжения. Часть 4: Электроснабжение промышленных предприятий и городов: курс лекций/ А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2020. – 325 с.

22 Интернет – ресурс: <http://rim-met.com/wp-content/uploads/2017/11/Каталог-ВРУ.pdf>

23 А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 3: Защита электрических сетей напряжением 6–10 кВ: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2013. – 161 с.

24 СО 153-34.03.603-2003. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках: утв. приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. №261 – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003 – 57 с.

25 РД 34.03.350-98. Перечень помещений и зданий энергетических объектов РАО «ЕЭС России» с указанием категории по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введ. 1998-04-01. – М.: 1998 г. – 9 с.

26 СП 5.13130.2009. Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические.- Утвержден и введен в действие Приказом МЧС России от 25 марта 2009 г. N 175. М.:2009 г. – 159 с

27 Интернет – ресурс:

[https://rep.bntu.by/bitstream/handle/data/50883/Ustrojstvo\\_grozozashchity\\_i\\_zazemleniya\\_na\\_podstaniyah.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://rep.bntu.by/bitstream/handle/data/50883/Ustrojstvo_grozozashchity_i_zazemleniya_na_podstaniyah.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

28 Интернет – ресурс:[https://svetotvet.by/upload/iblock/bf5/Pasport\\_FI\\_105.pdf](https://svetotvet.by/upload/iblock/bf5/Pasport_FI_105.pdf)

29 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов»

					130302.2020.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

