


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический  
Кафедра Энергетики  
Направленность подготовки 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»  
Направленность (профиль) образовательной программы – «Электроэнергетика


ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
Зав. кафедрой

  
«03» 07 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование системы электроснабжения микрорайона 2 города  
Свободный в районе улиц Гоголя – 50 лет Октября

Исполнитель  
студент группы 642-об3

 22.06.2020  
(подпись, дата)


Н.А. Акимов

Руководитель  
доцент, канд. техн. наук

 22.06.2020  
(подпись, дата)


А.Н. Козлов

Консультант по  
безопасности и  
экологичности  
доцент, канд. техн. наук

 22.06.2020  
(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

 03.07.2020  
(подпись, дата)

Н.С. Бодруг

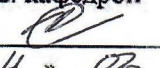
Благовещенск 2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 24 » 03 2020 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Акимова Никиты Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование системы электроснабжения микрорайона 2 города Свободный в районе улиц Гоголя - 50 лет Октября

(утверждено приказом от 23.03.2020 № 675чз.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 25.06.2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: План проектируемого участка микрорайона

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Расчет нагрузок до 1кВ; Выбор мощности трансформаторов и места расположения ТП; Выбор сечений КЛ; Расчет потерь; Расчет токов КЗ; Выбор оборудования ТП 10/0,4кВ

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. План участка, 2. Данные по расчету нагрузок, 3. Разводка КЛ 0,4кВ, 4. Распределительная сеть 10кВ, 5. Расчет токов КЗ, 6. Однолинейная схема распределительной сети 10кВ.

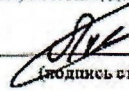
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность. А.Б. Булгаков, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 24.03.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов А.Н. доцент, канд. техн. наук

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 24.03.2020

  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 109 страниц, 84 формулы, 18 рисунков, 38 таблиц, 29 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, НАГРУЗКА ОСВЕЩЕНИЯ, РАСЧЁТНАЯ МОЩНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРА, КОМПЛЕКТНАЯ ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, КАБЕЛЬ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.

В работе спроектирована система электроснабжения для жилого микрорайона города Свободного.

Цель работы – определить электрическую нагрузку жилых зданий и коммунально-бытовых потребителей, спроектировать низковольтную сеть, выбрать число, тип и мощность городских трансформаторных подстанций, выбрать схему распределительной сети. Для защиты сети от коротких замыканий и перегрузки произвести выбор защитной аппаратуры и автоматики.

На основе имеющегося плана жилого района было спроектировано электроснабжение для жилого района и произведена проверка выбранного электрооборудования.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
Исходные данные	9
1 Краткая характеристика района проектирования	11
1.1 Географическая и климатическая характеристика11 района проектирования	11
1.2 Характеристика жилого района	12
2 Расчёт электрических нагрузок до 1 кВ	13
2.1 Общие положения	13
2.2 Расчёт электрических нагрузок бытовых потребителей	14
2.3 Расчёт нагрузок общественных зданий	17
2.4 Расчёт нагрузок освещения	19
2.5 Расчёт нагрузок на шинах 0,4 кВ потребительских ПС	21
3 Определение мощности и места расположения потребительских ТП	24
3.1 Общие положения о трансформаторных подстанциях	23
3.1.1 Узловая распределительная подстанция	24
3.1.2 Главная понизительная подстанция	25
3.1.3 Подстанция глубокого ввода	25
3.1.4 Трансформаторный пункт	26
3.1.5 Комплектные трансформаторные подстанции	27
3.1.6 Область применения одно- и двухтрансформаторных подстанций	30
3.2 Определение номинальных мощностей и количества трансформаторов для ТП	32
3.3 Выбор типа потребительских ТП	37
3.4 Определение мест расположения потребительских ТП	40
4 Выбор сечений кабельных линий	46

4.1	Выбор сечений КЛ 0,4 кВ	46
4.2	Выбор сечений КЛ 10 кВ	50
5	Определение потерь в элементах системы электроснабжения	53
5.1	Определение потерь напряжения	53
5.1.1	Определение потерь напряжения в трансформаторах	53
5.1.2	Определение потерь напряжения в КЛ 0,4 кВ	55
5.1.3	Определение потерь напряжения в КЛ 10 кВ	57
5.2	Определение потерь мощности и энергии	58
5.2.1	Определение потерь мощности и энергии в трансформаторах	58
5.2.2	Определение потерь мощности и энергии в КЛ 0,4 кВ	60
5.2.3	Определение потерь мощности и энергии в КЛ 10 кВ	62
6	Расчёт токов короткого замыкания	64
6.1	Общие положения	64
6.2	Расчёт токов короткого замыкания в сетях выше 1 кВ	64
6.3	Расчёт токов короткого замыкания в сетях до 1 кВ	69
7	Выбор оборудования на потребительских ТП	75
7.1	Выбор КРУ 10 кВ	75
7.2	Выбор высоковольтных выключателей	76
7.3	Выбор КРУ 0,4 кВ	78
7.4	Выбор трансформаторов тока	79
8	Релейная защита	80
8.1	Общие положения	80
8.2	Расчёт релейной защиты трансформатора 10/0,4 кВ	81
9	Величина приведённых затрат на реализацию сети	87
10	Безопасность и экологичность	95
10.1	Безопасность	95
10.2	Экологичность	98
10.2.1	Исходные данные для расчёта шума	99
10.2.2	Допустимый уровень шума	100

10.2.3 Шумовые характеристики источника шума	100
10.2.4 Минимальное расстояние от ТП-2.8 до границы здания школы	101
10.3 Чрезвычайные ситуации	103
Заключение	106
Библиографический список	107

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

А – ампер;

Б – бел;

БКТП – блочная комплектная трансформаторная подстанция;

Вт – ватт;

В – вольт;

вар – вольт-ампер реактивный;

В·А – вольт-ампер;

ВН – высокое напряжение;

Гц – герц;

КЛ – кабельная линия;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

КУ – компенсирующее устройство;

КРМ – компенсация реактивной мощности;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

МТЗ – максимальная токовая защита;

МДС – магнитодвижущая сила;

НН – низкое напряжение;

ПС – подстанция;

ПНС – подкачивающая насосная станция;

РП – распределительный пункт;

РУ – распределительное устройство;

СЗЗ – санитарно-защитная зона;

СТ – силовой трансформатор;

ТП – трансформаторный пункт;

ТТ – трансформатор тока;

ЦЭН – центр электрических нагрузок;

ЭП – электроприёмник.

## ВВЕДЕНИЕ

Современное общество трудно представить без использования электрической энергии. Она применяется во всех отраслях хозяйственной деятельности: в промышленности, городском, сельском и коммунальном хозяйстве, в быту и на транспорте.

Системой электроснабжения города называется совокупность электрических станций, понижающих подстанций и распределительных пунктов, питающих и распределительных линий и электроприемников, обеспечивающих снабжение электроэнергией технологических процессов коммунально-бытовых, промышленных и транспортных потребителей, расположенных на территории города и частично в пригородной зоне.

Качество электрической энергии, как неотъемлемый атрибут любого товара, является наиболее всеобъемлющей характеристикой как товаропроизводителя (энергоснабжающей организации), так и непосредственно потребителя, являющегося источником вносимых искажений в работу энергосистемы в целом. Вне зависимости от сферы применения системы и от ее типа ко всем системам электроснабжения выдвигаются требования, регламентируемые ГОСТами, нормативно-правовыми актами. Среди главенствующих требований находятся:

- надежность;
- бесперебойность в работе и обслуживании потребителей;
- унификация;
- безопасность ее эксплуатации для персонала и экологии;
- эргономичность и компактность;
- экономичность.

При разработке системы электроснабжения города учитываются возможности регулирования напряжения, обеспечения требуемого уровня надежности в ремонтных, аварийных и послеаварийных режимах.



## ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

План проектируемого участка жилого микрорайона представлен на рисунке 1. Характеристики потребителей приведены в таблице 1.

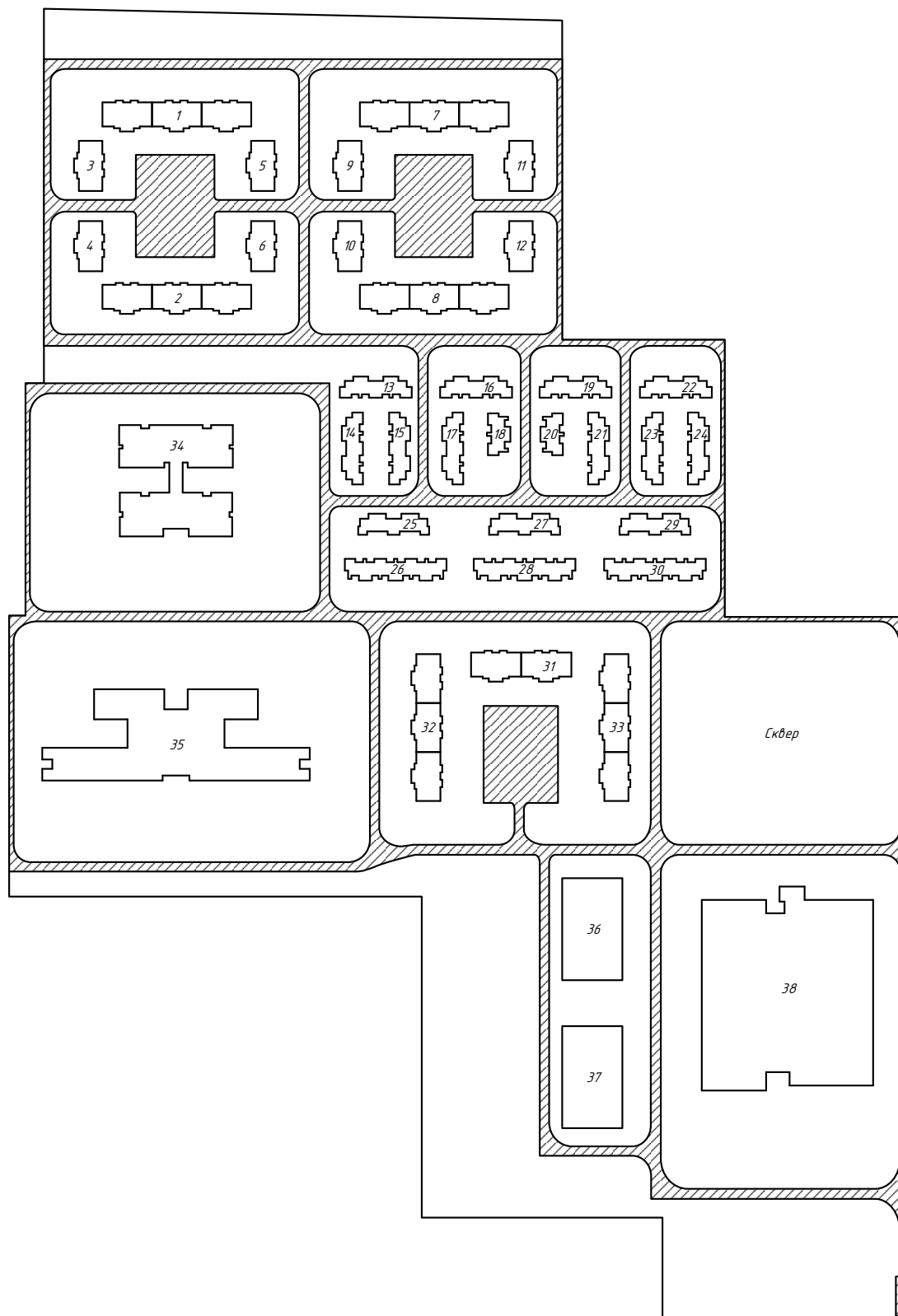


Рисунок 1 – план проектируемого участка микрорайона

Таблица 1 – экспликация проектируемой области

Наименование	№ на плане	Количество квартир
Секционный жилой дом, 5 этажей	1	57
	2	60
	3	20
	4	20
	5	19
	6	19
	7	57
	8	60
	9	20
	10	20
	11	19
	12	19
Блокированный жилой дом, 2 этажа	13	4
	14	4
	15	4
	16	4
	17	4
	18	2
	19	4
	20	2
	21	4
	22	4
	23	4
	24	4
	25	4
	26	6
	27	4
	28	6
	29	4
	30	6
Секционный жилой дом, 5 этажей	31	38
	32	60
	33	57
Детский сад	34	–
Школа	35	
Открытая многоуровневая стоянка с автомойкой, станцией технического обслуживания	36	
	37	
Универсальный спортивно-тренировочный комплекс	38	

# 1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

## 1.1 Географическая и климатическая характеристика района проектирования

В городе Свободном резко континентальный климат с муссонными чертами, что выражается в больших годовых (45-50 °С) и суточных (до 20 °С) колебаниях температур воздуха и резком преобладании летних осадков.

Влияние материка проявляется главным образом зимой. В это время сухой охлаждённый воздух проникает далеко на юг в виде зимнего муссона. Вследствие этого наблюдаются холодные малоснежные зимы с преобладанием ясной погоды. Зимние осадки составляют всего 5-7 % от годовых.

Высота снежного покрова незначительна. Средняя температура самого холодного месяца (января) – 28 °С, морозы в отдельные годы доходят до 56 °С. Из-за сухого воздуха и слабых ветров мороз переносится сравнительно легко. Вследствие малого снежного покрова и низких температур наблюдаются глубокие промерзания почв (до 2-2,5 м). Весна поздняя и засушливая. Безморозный период наступает в третьей декаде мая и первой декаде июня.

Данные обработки материалов многолетних наблюдений по метеостанциям приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – климатические условия района проектирования

Климатические условия	Расчетные величины
1	2
Район по гололеду	II
Нормативная стенка гололеда, мм	25
Район по ветру	I
Нормативное ветровое давление, м/с	29
Годовое количество осадков, мм	575
Низшая температура воздуха, °С	-39
Средняя из абсолютных минимумов температура воздуха, °С	-39
Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	-39
Среднегодовая температура воздуха, °С	0

1	2
Высшая температура воздуха, °С	41
Число грозочасов в год	20
Высота снежного покрова (макс./средняя), см	60/20
Температура гололедообразования, °С	-10
Преобладающее направление ветра	СЗ
Продолжительность отопительного периода, сутки	270
Сейсмичность района, баллы (группа В)	6
Среднегодовая скорость ветра, м/с	2,6

## 1.2 Характеристика жилого района

На 2019 год количество человек, проживающих на территории города Свободного составляло 53404 человека [4]. При такой численности населения данный город можно отнести к городам средней группы. [7, табл. 1.3]. Для таких городов характерна пятиэтажная застройка, однако, в некоторых случаях, если на то есть определенные обоснования, возможна застройка и в девять этажей и даже выше. [10, с. 127].

Проектируемая часть микрорайона включает в себя бытовых потребителей, а также здания общественного назначения. Каких-либо промышленных потребителей данный участок не включает.

Бытовые потребители составляют около 90 % от всех имеющихся потребителей данной части района. В них входят жилые многоквартирные дома высотой в пять и два этажей.

Оставшиеся 10 % потребителей представлены такими общественными зданиями как: детский сад, школа, спортивный комплекс, а также многоуровневые автостоянки.

Распределение потребителей по категориям надёжности электроснабжения представлено в таблице 1.2:

Таблица 1.2 – категории надёжности электроснабжения потребителей

Категория	№ потребителей на плане
II	1...12; 31...38
III	13...30

## 2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ДО 1 КВ

### 2.1 Общие положения

Классификация городских потребителей электрической энергии имеет следующий вид:

- потребители селитебных зон;
- промышленные потребители;
- коммунальные потребители общегородского значения (такие как канализация, водопровод и т.п.);
- потребители прилегающих к городу районов.

Потребители селитебных зон – это жилые дома, а также различные общественно-коммунальные учреждения. Характер режима потребления электрической энергии для жилых домов определяется жизненным укладом населения, организацией его бытового обслуживания и т.п. Электропотребление же различных коммунальных учреждений – особенностями их технологического процесса и имеющимся графиком их работы.

Для жилых зданий потребление электрической энергии рассматривается для двух уровней:

- при газифицированных квартирах;
- при квартирах с электроплитами.

Расход энергии определяется в основном электрическим освещением, а также работой из наиболее мощных приёмников повседневного использования (электронагреватели, холодильники).

Наиболее сильное потребление реактивной мощности в коммунально-бытовом секторе наблюдается в ночные часы, когда в постоянном рабочем состоянии находятся холодильники, лампы наружного освещения и дежурного освещения общественных зданий. Для промышленных предприятий характер режима потребления электроэнергии определяется технологией их производства, сменностью и т.п.

Отмеченные уровни и характер потребления электроэнергии объектов города определяют нагрузку отдельных элементов распределительной сети. Поэтому, правильное определение расчётной нагрузки является наиважнейшей предпосылкой к формированию рациональных параметров электрической сети. Ошибки при установке расчётных нагрузок повлекут за собой неоправданные затраты на сеть, либо приведут к необходимости расширения сети до истечения установленного срока.

## 2.2 Расчёт электрических нагрузок бытовых потребителей

Расчёт электрических нагрузок городских потребителей ведём в соответствии с [16]. Согласно данному нормативу для определения нагрузки жилого здания необходимо применить следующее выражение [16, п. 2.1.4.]:

$$P_{p,ж.д} = P_{кв} + k_y \cdot P_c, \quad (2.1)$$

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

$P_c$  – расчётная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт;

$k_y$  – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников, равный 0,9 [16, п. 2.1.4.].

Мощность различных силовых электроприемников жилых домов  $P_c$  включает в себя мощности лифтов и двигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и т.п. На проектируемом микрорайоне для подачи воды в здания используется отдельно стоящая ПНС. К тому же, из-за пяти-, а также более низкой этажной застройкой, лифтовые установки в жилых домах не предусмотрены. Из данных положений вытекает, что единственной составляющей для определения нагрузки жилого здания остаётся непосредственная нагрузка квартир  $P_{кв}$ .

Для определения мощности нагрузки квартир, приведённой к вводу жилого здания, используется формула [16, п. 2.1.1.]:

$$P_{кв} = p_{кв,уд} \cdot n_{кв}, \quad (2.2)$$

где  $p_{кв,уд}$  – удельная расчётная нагрузка ЭП квартир, кВт/кв. [16, табл. 2.1.1.];

$n_{кв}$  – количество квартир.

Если количество квартир рассматриваемого жилого здания имеет относительно [16, табл. 2.1.1.] промежуточное значение, то удельная расчётная нагрузка определяется интерполяцией:

$$P_{кв,уд,i} = p_{кв,уд,в} - \frac{p_{кв,уд,в} - p_{кв,уд,н}}{n_{кв,в} - n_{кв,н}} \cdot (n_{кв,i} - n_{кв,н}), \quad (2.3)$$

где  $p_{кв,уд,в}$  – удельная нагрузка для верхней границы, кВт/кв.;

$p_{кв,уд,н}$  – удельная нагрузка для нижней границы, кВт/кв.;

$n_{кв,в}$  – число квартир для верхней границы;

$n_{кв,н}$  – число квартир для нижней границы;

$n_{кв,i}$  – число квартир данного жилого дома.

Расчёты ведутся для домов с электрическими плитами, мощность которых не превышает 8,5 кВт. Таким образом, например, для дома, имеющего на плане № 31, получим следующее [16, табл. 2.1.1.]:

$$P_{кв,уд,31} = 3,1 - \frac{3,1 - 2,6}{40 - 24} \cdot (38 - 24) = 2,663 \text{ кВт/кв.};$$

$$P_{кв,31} = 2,663 \cdot 38 = 101,175 \text{ кВт.}$$

То есть, отсюда имеем:

$$P_{р,31} = 101,175 \text{ кВт.}$$

Реактивная нагрузка для жилого дома за неимением силовых электроприёмников также будет включать в себя лишь реактивную нагрузку квартир:

$$Q_{p,ж.д} = P_{кв} \cdot tg\varphi_{кв} = P_{p,ж.д} \cdot tg\varphi_{кв}, \quad (2.4)$$

где  $tg\varphi_{кв}$  – коэффициент реактивной мощности для квартир с электрическими плитами, равный 0,2 [16, табл. 2.1.4].

Таким образом, для дома № 31 получаем:

$$Q_{p,31} = 101,175 \cdot 0,2 = 20,235 \text{ квар.}$$

По данному алгоритму определяем расчётные нагрузки для всех других бытовых потребителей. Результаты показаны в таблице 2.1:

Таблица 2.1 – результаты расчёта нагрузок бытовых потребителей

№ на плане	$n_{кв}$	$P_{уд}$ , кВт/кв.	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар
1	57	2,175	123,975	24,795
2	60	2,1	126	25,2
3	20	3,5	70	14
4	20	3,5	70	14
5	19	3,6	68,4	13,68
6	19	3,6	68,4	13,68
7	57	2,175	123,975	24,795
8	60	2,1	126	25,2
9	20	3,5	70	14
10	20	3,5	70	14
11	19	3,6	68,4	13,68
12	19	3,6	68,4	13,68
13	4	8,633	34,533	6,907
14	4	8,633	34,533	6,907
15	4	8,633	34,533	6,907
16	4	8,633	34,533	6,907
17	4	8,633	34,533	6,907
18	2	10	20	4
19	4	8,633	34,533	6,907
20	2	10	20	4
21	4	8,633	34,533	6,907
22	4	8,633	34,533	6,907
23	4	8,633	34,533	6,907
24	4	8,633	34,533	6,907
25	4	8,633	34,533	6,907
26	6	5,9	35,4	7,08
27	4	8,633	34,533	6,907
28	6	5,9	35,4	7,08
29	4	8,633	34,533	6,907
30	6	5,9	35,4	7,08
31	38	2,663	101,175	20,235
32	60	2,1	126	25,2
33	57	2,175	123,975	24,795



### 2.3 Расчёт электрических нагрузок общественных зданий

Активные нагрузки данных потребителей были предоставлены для настоящей работы проектной организацией. Далее следует определить реактивные нагрузки зданий данного типа. Для этого принимаем следующие коэффициенты реактивной мощности:

- для детского сада:  $tg\varphi_{34} = 0,25$  [16, табл. 2.2.1.];
- для школы с буфетами и спортзалами:  $tg\varphi_{35} = 0,43$  [16, табл. 2.2.1.];
- для автостоянок  $tg\varphi_{36-37} = 0,62$ ;
- для спортивного комплекса:  $tg\varphi_{38} = 0,62$  [24, табл. 3.3].

Определяем реактивную нагрузку общественных зданий по формуле:

$$Q_{p,зд} = P_{p,зд} \cdot tg\varphi_{зд}; \quad (2.5)$$

Например, для спортивного комплекса получим (потребитель № 38):

$$Q_{p,38} = 2011 \cdot 0,62 = 1246,82 \text{ квар.}$$

Однако, согласно нормативу [12] для разных уровней напряжения существует максимально допустимое значение коэффициента реактивной мощности. Для сетей до 1 кВ он соответственно составляет 0,35. Как видно у большинства общественных потребителей проектируемого участка района собственный коэффициент превышает допустимый. Поэтому непосредственно для таких потребителей применяется поперечная ёмкостная КРМ [10, с. 145]. Данная процедура позволяет увеличить пропускную способность питающих линий, а также уменьшить сечения проводников.

Произведём компенсацию на примере спорткомплекса. Целесообразную реактивную мощность, что нужно передать в сеть 0,4 кВ, найдем по выражению:

$$Q_{p,зд,дон} = P_{p,зд} \cdot tg\varphi_{дон}. \quad (2.6)$$

$$Q_{p,38,доп} = 2011 \cdot 0,35 = 703,85 \text{ квар.}$$

Требуемая реактивная мощность компенсирующей установки:

$$Q_{KV} = Q_{p,зд} - Q_{p,зд,доп}; \quad (2.7)$$

$$Q_{KV} = 1246,82 - 703,85 = 542,97 \text{ квар.}$$

Используем для компенсации конденсаторные установки, произведённых электротехнической компанией «Энергозапад» типа КРМ 0,4 (5-1200) IP31. Таким образом, для спортивного комплекса примем к монтажу одно устройство КРМ 0,4 600 IP31, мощность которого составляет 600 квар.

Т.е. фактическая мощность компенсирующей установки:

$$Q_{KV,факт} = 600 \text{ квар.}$$

Нескомпенсированная реактивная мощность будет иметь значение:

$$Q_{p,зд,неск} = Q_{p,зд} - Q_{KV,факт}; \quad (2.8)$$

$$Q_{p,41,неск} = 1246,82 - 600 = 646,82 \text{ квар.}$$

Аналогично рассчитываем реактивные нагрузки остальных общественных зданий. Результаты приведены в таблице 2.2:

Таблица 2.2 – результаты расчёта нагрузок общественных зданий

№ на плане	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	Мощность КУ, квар	$Q_{p,неск}$ , квар
34	319,1	79,775	–	–
35	540	232,2	45	187,2
36	74,98	46,488	22,5	23,988
37	75,98	47,108	22,5	24,608
38	2011	1246,82	600	646,82

## 2.4 Расчёт нагрузок освещения

Расчёт нагрузок для сетей освещения улиц определяется нормами [20]. Для данной работы применяется метод расчёта осветительной нагрузки, называемый методом удельной нагрузки. Согласно данному методу расчётная активная нагрузка определяется по выражению:

$$P_{p,осв} = p_{уд,осв} \cdot l, \quad (2.9)$$

где  $p_{уд,осв}$  – удельная нагрузка освещения, кВт/км;

$l$  – длина улицы, км.

В соответствии с классификацией улиц в [27, с. 844] разделим улицы проектируемого участка микрорайона на категории, выделим каждую категории характерным цветом (рисунок 2.1):

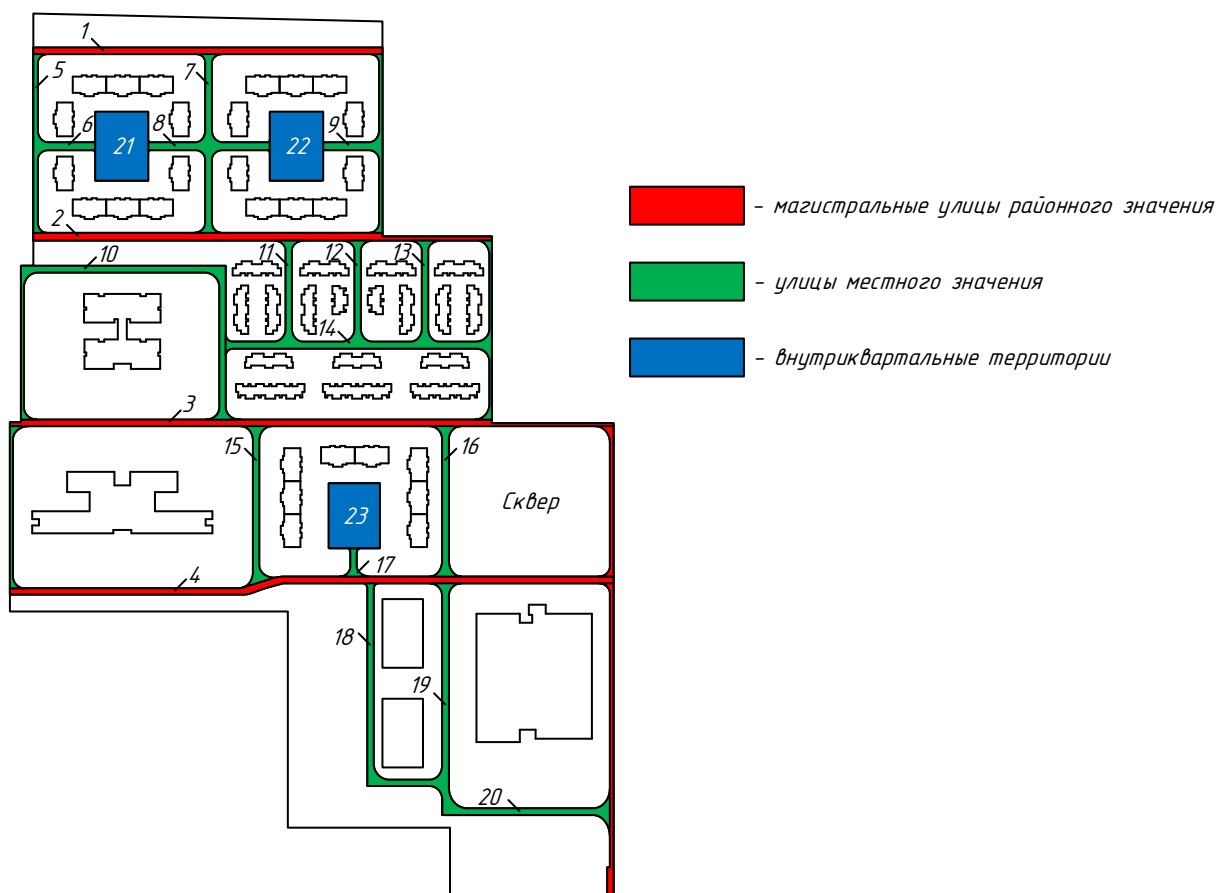


Рисунок 2.1 – категории улиц проектируемой части района

Затем, с использованием выбранного масштаба определим длину каждой улицы, а также площадь каждой внутриквартальной территории. Выберем в соответствии с [ ] для выделенных нами категорий улиц характерные удельные нагрузки освещения  $p_{уд,осв}$ . И наконец, по формуле (2.9) найдем для каждой улицы и каждой территории расчётную активную нагрузку освещения.

Например, для улицы № 1 будем иметь следующее:

$$P_{p,осв,1} = 30 \cdot 0,291 = 8,73 \text{ кВт.}$$

Принимаем для освещения газоразрядные лампы, коэффициент реактивной мощности которых равен 0,33 [8, с. 140]. Т.е. реактивная нагрузка освещения составит:

$$Q_{p,осв} = P_{p,осв} \cdot \text{tg} \varphi_{осв}. \quad (2.10)$$

Например, для улицы № 1:

$$Q_{p,осв,1} = 8,73 \cdot 0,33 = 2,881 \text{ квар.}$$

Таким же способом определяем нагрузки освещения остальных улиц и внутриквартальных территорий. Результаты сведены в таблицу 2.3:

Таблица 2.3 – результаты определения расчётных нагрузок освещения

№ улицы	$l$ , км	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$p_{уд,осв}$ , кВт/км
1	2	3	4	5
1	0,291	8,73	2,881	30
2	0,382	11,46	3,782	
3	0,503	15,09	4,98	
4	0,504	15,12	4,99	
5	0,149	1,043	0,344	7
6	0,048	0,336	0,111	
7	0,096	0,672	0,222	
8	0,149	1,043	0,344	
9	0,048	0,336	0,111	
10	0,427	2,989	0,986	
11	0,085	0,595	0,196	
12	0,085	0,595	0,196	

1	2	3	4	5	
13	0,085	0,595	0,196	7	
14	0,22	1,54	0,508		
15	0,132	0,924	0,305		
16	0,125	0,875	0,289		
17	0,024	0,168	0,055		
18	0,169	1,183	0,39		
19	0,169	1,183	0,39		
20	0,226	1,582	0,522		
21	0,251 га	0,301	0,099		1,2 кВт/га
22	0,251 га	0,301	0,099		
23	0,229 га	0,275	0,091		
Сквер	0,478 га	0,574	0,189		

### 2.5 Расчёт нагрузок на шинах 0,4 кВ потребительских ПС

Для осуществления выбора будущих потребительских ПС необходимо всех имеющихся на проектируемом участке района потребителей сгруппировать. Полученные в результате группировки мощности на шинах потребительских ПС в дальнейшем с учётом нагрузок освещения будут использоваться для выбора непосредственно номинальных мощностей трансформаторов, что будут питать потребителей до 1 кВ. Таким образом, сгруппируем имеющихся потребителей и присвоим каждую полученную группу к планируемой потребительской ПС (таблица 2.4):

Таблица 2.4 – группировка потребителей по ПС

№ ТП	Питаемые потребители
ТП-2.1	1...6
ТП-2.2	7...12
ТП-2.3	13...18
ТП-2.4	19...24
ТП-2.5	25...30
ТП-2.6	31...33
ТП-2.7	34
ТП-2.8	35
ТП-2.9	36; 37
ТП-2.10	38

Определение расчётных нагрузок на шинах потребительских ТП при смешанном присоединении к ним потребителей электроэнергии до 1 кВ осуществляется при помощи формулы [27, с. 847]:

$$P_{p,ТП} = P_{зд,max} + \sum_{i=1}^{n-1} k_{y,i} \cdot P_{зд,i}, \quad (2.11)$$

где  $P_{зд,max}$  – наибольшая расчётная нагрузка общественного здания или суммарная нагрузка жилых зданий с одинаковым типом кухонных плит, питаемых от ТП, кВт;

$P_{зд,i}$  – расчётные нагрузки других зданий, питаемых от ТП, кВт;

$k_{y,i}$  – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок потребителей относительно потребителя с наибольшей нагрузкой [16, табл. 2.3.1.].

Например, потребительская ПС ТП-2.5: от данной ПС получают питание только жилые дома с электрическими плитами мощностью до 8,5 кВт. Т.е. нагрузка на шинах этой ПС равна сумме нагрузок жилых зданий, что питаются от данной ПС:

$$P_{p,ТП-2.5} = 101,175 + 126 + 123,975 = 351,075 \text{ кВт.}$$

Аналогично определяется реактивная нагрузка:

$$Q_{p,ТП} = Q_{зд,max} + \sum_{i=1}^{n-1} k_{y,i} \cdot Q_{зд,i}. \quad (2.12)$$

Для ТП-2.5 получаем:

$$Q_{p,ТП-2.5} = (101,175 + 126 + 123,975) \cdot 0,2 = 70,215 \text{ квар.}$$

Если от ТП питаются потребители, для которых была осуществлена КРМ, то в (2.11) для этих зданий используется некомпенсированная реактивная мощность.

Таким же образом осуществляем расчёт нагрузок на шинах остальных потребителей ПС, результаты представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – результаты расчёта нагрузок на шинах ТП

№ ТП	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар
ТП-1	526,775	105,355
ТП-2	526,775	105,355
ТП-3	192,665	38,535
ТП-4	192,665	38,535
ТП-5	209,799	41,961
ТП-6	351,15	70,23
ТП-7	319,1	79,775
ТП-8	540	187,2
ТП-9	150,96	48,596
ТП-10	2011	646,82

## 3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ И МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЬСКИХ ТП

### 3.1 Общие положения о трансформаторных подстанциях

Трансформаторная подстанция является электроустановкой, которая служит для приёма, преобразования и распределения электроэнергии среднего напряжения (6-20 кВ) в низкое (0.4 кВ).

ТП состоит из распределительного устройства среднего напряжения, силового трансформатора, защитных устройств среднего и низкого напряжения, распределительного устройства низкого напряжения, шинопроводов, оборудования для учёта электроэнергии, кабелей и прочего электрооборудования.

Распределительная подстанция – электроустановка, которая служит для приёма и распределения электроэнергии в городских эл. сетях, крупных промышленных предприятиях. В некоторых случаях распределительная подстанция может быть совмещена с одной либо несколькими ТП (РТП).

Целям приёма, преобразования и распределения электроэнергии служат ТП. А именно распределительные подстанции служат для приёма и распределения электроэнергии без преобразования.

В зависимости от того, насколько удалён потребитель от источника питания, да и в зависимости от количества потребляемой мощности, в системах электрификации применяются подстанции следующих четырёх базовых видов:

- узловая распределительная подстанция;
- главная понизительная подстанция;
- подстанция глубокого ввода;
- трансформаторный пункт.

#### 3.1.1 Узловая распределительная подстанция

Узловая распределительная подстанция – это центральная подстанция, на которую от энергосистемы подаётся электроэнергия при напряжении от 110 до



220 кВ, тем самым она распределяется, с частичной трансформацией либо вообще без трансформации, по подстанциям глубокого ввода при напряжениях от 35 до 220 кВ, расположенным на территории промышленного предприятия.

Часто, узловые распределительные подстанции находятся в ведении организации, осуществляющей электроснабжение, поэтому и размещаются эти подстанции вне предприятия, но вблизи него.

Когда узловая распределительная подстанция определенно предназначена для питания нескольких подстанций глубокого ввода, на одном предприятии, то рассматривают возможность размещения узловой распределительной подстанции на территории этого предприятия, и тогда эксплуатация подстанции ложится на плечи персонала предприятия.

### 3.1.2 Главная понизительная подстанция

Главная понизительная подстанция – подстанция, рассчитанная на входное напряжение от 35 до 220 кВ, которая получает питание напрямую от районной энергетической системы, и распределяет электрическую энергию по предприятию, но уже при сильно пониженном напряжении.

Главная понизительная подстанция считается одним источником, если запитывается по одной двухцепной линии с двумя источниками, если питается по двум одноцепным линиям (на разных опорах) или по двум кабельным линиям, проложенным по разным трассам. ТЭЦ можно принять за несколько источников питания, если при выходе из строя генератора или при аварии на секции остальные секции (генераторы) продолжают работать.

### 3.1.3 Подстанция глубокого ввода

Подстанция глубокого ввода, аббревиатура – это подстанция, на которую питается напряжение от 35 до 220 кВ, обычно она выполнена с применением упрощенных схем коммутации на стороне первичного напряжения, и получает питание или от энергетической системы напрямую, или от центрального распределительного пункта на самом предприятии.

Предназначение подстанции глубокого ввода – это питание группы установок конкретного предприятия либо отдельного объекта на этом предприятии. Схемами с глубоким вводом называют схемы электроснабжения с ПГВ.

ПГВ располагаются вблизи наиболее крупных энергоёмких производств и корпусов с концентрированной нагрузкой, например: сталепроволочные и крепёжно-калибровочные блоки метизных заводов; прокатные и электросталеплавильные цехи; обогатительные фабрики и ряд др. производств.

#### 3.1.4 Трансформаторный пункт

Трансформаторный пункт, аббревиатура – подстанция с первичным напряжением, равным 35 кВ, 10 кВ или 6 кВ, которая питает напряжение 230 и 400 В непосредственно приёмники электроэнергии. Иначе эти подстанции, в электрических сетях промышленных объектов, именуют цеховыми подстанциями.

Трансформаторные пункты часто выполняют сегодня из комплектных трансформаторных подстанций. Число трансформаторов может здесь видоизменяться. Когда питаются потребители третьей категории, то, как известно, устанавливается один трансформатор. Когда в районе сконцентрирована значительная мощность нагрузки на 380/220 вольт, либо, когда питаются потребители второй и первой категорий, то трансформаторов ставится 2.

Способы присоединения трансформаторных подстанций к питающим линиям различны, и подразделяются подстанции по этому признаку на:

- тупиковые трансформаторные подстанции;
- проходные трансформаторные подстанции;
- ответвительные трансформаторные подстанции.

На тупиковую подстанцию питание подаётся отдельной линией. Для питания тупиковых подстанций используются радиальные схемы питания, либо такая подстанция является последней в магистральной схеме с питанием односторонним.

Для проходных подстанций характерно включение в проход магистральной линии питания, когда имеют место как вход, но и выход линии. Ответвительные подстанции подключаются через ответвления от питающих линий.

Трансформаторные подстанции бывают сборными или комплектными.

### 3.1.5 Комплектные трансформаторные подстанции

Комплектные трансформаторные подстанции состоят полностью из комплектных узлов. Их изготавливают на заводах, затем доставляют этими узлами на место установки, то есть демонтаж оборудования здесь отсутствует. На месте уже блоки, узлы и присоединения монтируют, подключают к питающим сетям.

Комплектные трансформаторные подстанции широко применяются на производственных предприятиях, где их устанавливают внутри либо снаружи. Любая трансформаторная подстанция включает в себя три главных блока:

- распределительное устройство низшего напряжения;
- трансформатор;
- распределительное устройство высшего напряжения.

Зачастую для приема электроэнергии служат распределительные устройства высокого напряжения аббревиатура, которые подают её к трансформаторам. В некоторых случаях распределительные устройства высокого напряжения выполняют функции как приёма, так и распределения электрической энергии. Распределительные же устройства низкого напряжения (РУНН) всегда и везде осуществляют только приём и распределение электроэнергии.

Являясь одним из главных составляющих звеньев в системе электрификации любого крупного производственного предприятия, ТП требует особо тщательного подхода к формированию наиболее рациональным способом схемы распределения электроэнергии.

Место установки подстанции подбирается так, чтобы распределительная и трансформаторная подстанции всех необходимых параметров были бы расположены как можно ближе к центру обеспечиваемых ими групп нагрузок. Если от этой стратегии отступить, то возрастут потери, увеличится расход кабелей, проводов и так далее.

Подстанции классифицируются по месту их базирования на территории того или иного объекта на 4 типа:

– пристроенные подстанции, примыкающие непосредственно к стенам снаружи здания;

– отдельно стоящие подстанции, располагающиеся на каком-то расстоянии от зданий;

– встроенные подстанции, располагающиеся в специализированных отдельных помещениях внутри строения или примыкающие изнутри сооружения к его стенам;

– внутрицеховые подстанции, находящиеся внутри цехов, то есть электрооборудование размещается непосредственно в рабочем помещении, либо в закрытом помещении с выкаткой оборудования подстанции в цеха.

Промышленные сети с напряжением от 6 кВ до 10 кВ, с целью их сближения с электроприёмниками, рекомендуется оснащать внутренними, интегрированными в здания или пристроенными к ним подстанциями.

Для очень крупных многопролётных цехов значительной ширины наиболее подходящими являются внутрицеховые трансформаторные подстанции, к примеру, для производств, связанных с деревообработкой, с металлообработкой, и для иных производств, для установки в котельных, в насосных, в компрессорных станциях.

Монтаж таких подстанций осуществляют чаще всего возле колонн или возле закрытых помещений внутри цеха, за пределами зоны работы кранов. Эти подстанции подходят только для зданий второй и первой степени по огнестойкости, с производствами категорий Д и Г в соответствии с противопожарными нормами.

Количество силовых масляных трансформаторов, установленных во внутрицеховых подстанциях не должно превышать трёх штук. Это ограничение не касается сухих трансформаторов или трансформаторов заполненных негорючей жидкостью. Трансформаторы внутрицеховых подстанций можно выкатывать из цеха, тогда естественной вентиляции будет достаточно.

Если применение внутрицеховых подстанций недопустимо, например, из-за обычного загрязнения воздуха рабочей зоны, или по причине нахождения потребителей за пределами цеха, тогда лучше подойдут пристроенные трансформаторные подстанции.

Встроенные и пристроенные ТП как правило располагают вдоль длинной стороны цеха, ближней к источнику питания, либо в небольших цехах – в чередующемся порядке вдоль двух стен цеха.

Что касается отдельно стоящих подстанций, то они сооружаются на территории предприятия, но на заданном расстоянии от цехов, поскольку предназначены для электрификации одного или нескольких цехов. Такие ТП применяют, как правило, в случае невозможности установки пристроенных или внутренних подстанций по условиям рабочего процесса или по архитектурным соображениям.

Отдельно стоящие ТП подходят для предприятий малой мощности, где они питают несколько маломощных цехов, разбросанных по всему предприятию.

Иногда удобно разместить щит низкого напряжения в цеху, а сам трансформатор – снаружи здания. Так цеховая подстанция занимает по площади меньше места в цеху, чем встроенная.

Относительно компоновки подстанции важно помнить, что она обязательно соотносится с генеральным планом объекта электроснабжения. Нужно непременно учесть СНиПы и размеры элементов зданий. Главные критерии при этом следующие:

- безопасность обслуживания оборудования в штатном режиме работы установки;
- удобство наблюдения за индикаторами положения разъединителей и выключателей, а также за уровнем трансформаторного масла в соответствующих аппаратах;
- надлежащая степень обнаружения повреждений в случае нарушения штатных условий функционирования установки при дуговом коротком замыкании;

– безопасность осмотра и ремонта как любого аппарата, так и любой цепи при снятом напряжении, без помех для соседних цепей, пребывающих под напряжением;

– достаточная механическая стойкость опорных конструкций оборудования;

– удобство транспортировки оборудования;

– по возможности максимальная экономия площади.

### 3.1.6 Область применения одно- и двухтрансформаторных подстанций

Как правило, в системах электроснабжения применяются одно- и двухтрансформаторные подстанции. Применение трёхтрансформаторных подстанций вызывает дополнительные капитальные затраты и повышает годовые эксплуатационные расходы. Трёхтрансформаторные подстанции используются редко, как вынужденное решение, при реконструкции, расширении подстанции, при системе раздельного питания силовой и осветительной нагрузок, при питании резкопеременных нагрузок.

Однотрансформаторные ТП 6-10/0,4 кВ применяются при питании нагрузок, допускающих перерыв электроснабжения на время не более 1 суток, необходимый для ремонта или замены поврежденного элемента (питание электроприемников III категории), а также для питания электроприемников II категории, при условии резервирования мощности по переключкам на вторичном напряжении или при наличии складского резерва трансформаторов.

Однотрансформаторные ТП выгодны еще и в том отношении, что если работа предприятия сопровождается периодами малых нагрузок, то можно за счёт наличия переключек между трансформаторными подстанциями на вторичном напряжении отключать часть трансформаторов, создавая этим экономически целесообразный режим работы трансформаторов.

Под экономическим режимом работы трансформаторов понимается режим, который обеспечивает минимальные потери мощности в трансформаторах.

В данном случае решается задача выбора оптимального количества работающих трансформаторов.

Такие трансформаторные подстанции могут быть экономичны и в плане максимального приближения напряжения 6-10 кВ к электроприемникам, уменьшая протяженность сетей до 1 кВ за счет децентрализации трансформирования электрической энергии. В этом случае вопрос решается в пользу применения двух однострансформаторных по сравнению с одной двухтрансформаторной подстанцией.

Двухтрансформаторные ТП применяются при преобладании электроприемников I и II категорий. При этом мощность трансформаторов выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного, другой трансформатор с учётом допустимой перегрузки принял бы на себя нагрузку всех потребителей (в этой ситуации можно временно отключить электроприемники III категории). Такие подстанции желательны и независимо от категории потребителей при наличии неравномерного суточного или годового графика нагрузки. В этих случаях выгодно менять присоединенную мощность трансформаторов, например, при наличии сезонных нагрузок, одно или двухсменной работы со значительной различающейся загрузкой смен.

Электроснабжение населенного пункта, микрорайона города, цеха, группы цехов или всего предприятия может быть обеспечено от одной или нескольких трансформаторных подстанций. Целесообразность сооружения одно- или двухтрансформаторных подстанций определяется в результате технико-экономического сравнения нескольких вариантов системы электроснабжения. Критерием выбора варианта является минимум приведенных затрат на сооружение системы электроснабжения. Сравнимые варианты должны обеспечивать требуемый уровень надежности электроснабжения.

В системах электроснабжения промышленных предприятий наибольшее применение нашли следующие единичные мощности трансформаторов: 630, 1000, 1600 кВ·А, в электрических сетях городов – 400, 630 кВ·А. Практика проектирования и эксплуатации показала необходимость применения однотипных

трансформаторов одинаковой мощности, так как разнообразие их создает неудобства в обслуживании и вызывает дополнительные затраты на ремонт.

В общем случае выбор мощности трансформаторов производится на основании следующих основных исходных данных: расчётной нагрузки объекта электроснабжения, продолжительности максимума нагрузки, темпов роста нагрузок, стоимости электроэнергии, нагрузочной способности трансформаторов и их экономической загрузки.

Основным критерием выбора единичной мощности трансформаторов электрической подстанции является, как и при выборе количества трансформаторов, минимум приведенных затрат, полученный на основе технико-экономического сравнения вариантов.

Ориентировочно выбор единичной мощности трансформаторов может выполняться по удельной плотности расчетной нагрузки ( $\text{kB}\cdot\text{A}/\text{m}^2$ ) и полной расчётной нагрузки объекта ( $\text{kB}\cdot\text{A}$ ).

При удельной плотности нагрузки до  $0,2 \text{ kB}\cdot\text{A}/\text{m}^2$  и суммарной нагрузке до  $3000 \text{ kB}\cdot\text{A}$  целесообразно применять трансформаторы  $400; 630; 1000 \text{ kB}\cdot\text{A}$  с вторичным напряжением  $0,4/0,23 \text{ kB}$ . При удельной плотности и суммарной нагрузке выше указанных значений более экономичны трансформаторы мощностью  $1600$  и  $2500 \text{ kB}\cdot\text{A}$ .

Однако эти рекомендации не являются достаточно обоснованными в следствии быстроменяющихся цен на электрооборудование и в частности ТП.

В проектной практике трансформаторы трансформаторных подстанций часто выбирают по расчётной нагрузке объекта и рекомендуемым коэффициентам экономической загрузки трансформаторов.

### **3.2 Определение номинальных мощностей и количества трансформаторов для ТП**

Для определения полной мощности на шинах ТП используется формула [10, с. 145]:



$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}, \quad (3.1)$$

где  $P_{\Sigma}$  – суммарная расчётная активная мощность нагрузки ТП, кВт;

$Q_{\Sigma}$  – суммарная расчётная реактивная мощность нагрузки ТП, квар.

В суммарные активные и реактивные мощности нагрузки входят мощности самих потребителей, которые получают питание от данной ТП, и нагрузка электрических сетей освещения проектируемого жилого района.

Для определения суммарных расчётных мощностей для наших потребителей ТП необходимо к мощности распределённых ранее потребителей прибавить также мощность нагрузок освещения. Для этого относительно рассматриваемых ТП распределим улицы и территории проектируемого участка микрорайона. Результаты представлены в таблице 3.1:

Таблица 3.1 – распределение нагрузок освещения относительно ТП

№ ТП	№ улицы
ТП-2.1	1; 5; 6; 8; 21
ТП-2.2	2; 9; 22
ТП-2.3	11; 12
ТП-2.4	13; 14
ТП-2.5	3
ТП-2.6	15; 16; 17; 23; Сквер
ТП-2.7	10
ТП-2.8	4
ТП-2.9	18; 19; 20
ТП-2.10	–

Далее, исходя из полученных результатов распределения нагрузок освещения, определяем суммарные активную и реактивную мощности на шинах ТП:

$$P_{\Sigma} = P_{p,ТП} + \Sigma P_{p,осв}; \quad (3.2)$$

$$Q_{\Sigma} = Q_{p,ТП} + \Sigma Q_{p,осв}. \quad (3.3)$$

Например, суммарные мощности нагрузки для ТП-2.6 составят:

$$P_{ТП-2.6,\Sigma} = 351,15 + 0,924 + 0,875 + 0,168 + 0,275 + 0,574 = 353,966 \text{ кВт};$$

$$Q_{ТП-2.6,\Sigma} = 70,23 + 0,305 + 0,289 + 0,055 + 0,091 + 0,189 = 71,159 \text{ квар.}$$

Отсюда полная мощность нагрузки на шинах ТП-2.6 равна:

$$S_{ТП-2.6,\Sigma} = \sqrt{(353,966)^2 + (71,159)^2} = 361,048 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Таким же способом определяются полные мощности нагрузки на шинах остальных потребительских ТП. Результаты представлены в таблице 3.2:

Таблица 3.2 – полные мощности на шинах ТП

№ ТП	$P_{\Sigma}$ , кВт	$Q_{\Sigma}$ , квар	$S_{\Sigma}$ , кВ·А
ТП-2.1	538,228	109,134	549,181
ТП-2.2	538,872	109,347	549,854
ТП-2.3	193,855	38,927	197,725
ТП-2.4	194,8	39,239	198,713
ТП-2.5	224,889	46,941	229,736
ТП-2.6	353,966	71,159	361,048
ТП-2.7	322,089	80,761	332,06
ТП-2.8	555,12	192,19	587,448
ТП-2.9	154,908	49,898	162,746
ТП-2.10	2011	646,82	2112,462

Результаты выбора же номинальной мощности трансформаторов зависят от количества трансформаторов на ТП и наличия минимального резервирования для послеаварийного режима. В свою очередь от количества трансформаторов и способа резервирования зависит значение оптимального коэффициента загрузки трансформаторов.

Расчётная нагрузка трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{расч,Т} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{mp} \cdot k_3}, \quad (3.4)$$

где  $n_{mp}$  – количество трансформаторов;

$k_3$  – оптимальный коэффициент загрузки трансформаторов.

Для выбора оптимального коэффициента загрузки необходимо принять во внимание количество трансформаторов, способ резервирования, а также категориальность потребителей, питающихся от данных трансформаторов.

Например, ТП-2.1 снабжает электрической энергией потребителей II категории, т.е. необходима установка двух трансформаторов. Значит для данной потребительской ТП принимаем значение  $k_3 = 0,7$  [24, табл. 4.2].

Тогда расчётная нагрузка трансформаторов ТП-2.1:

$$S_{расч,Т} = \frac{549,181}{2 \cdot 0,7} = 392,272 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Принимаем к установке в ТП-2.1 трансформаторы номинальной мощностью  $S_{ном,Т} = 400 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ .

Для выбранных трансформаторов осуществляется проверка их устойчивости к перегрузкам. В послеаварийном режиме трансформатор допускается перегружать не более чем на 40 %, т.е. коэффициент загрузки в аварийном режиме не должен превышать:

$$k_3^{n.ав} \leq 1,4. \tag{3.5}$$

Например, для ТП-2.1 получаем:

$$k_3^{n/a} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{тр} - 1) \cdot S_{ном,Т}}; \tag{3.6}$$

$$k_3^{n/a} = \frac{549,181}{(2 - 1) \cdot 400} = 1,373;$$

$$1,373 \leq 1,4.$$

Условие соблюдается, следовательно, трансформаторы для данной ТП выбраны нами верно. Аналогично осуществляем выбор номинальных мощностей

трансформаторов для остальных потребительских ТП. Результаты представлены в таблице 3.3:

Таблица 3.3 – результаты выбора номинальных мощностей трансформаторов ТП

№ ТП	Категория надёжности	$k_3$	$S_{расч,Т}$ , кВ·А	$S_{ном,Т}$ , кВ·А	$k_3^{n.ав}$
ТП-1	II	0,7	392,272	2x400	1,373
ТП-2	II	0,7	392,753	2x400	1,375
ТП-3	III	0,9	219,694	250	–
ТП-4	III	0,9	220,792	250	–
ТП-5	III	0,9	255,262	400	–
ТП-6	II	0,7	257,891	2x400	0,903
ТП-7	II	0,7	237,186	2x250	1,328
ТП-8	II	0,7	419,606	2x630	0,932
ТП-9	II	0,7	116,247	2x160	1,017
ТП-10	II	0,7	1509	2x1600	1,32

Для установки на потребительских ТП принимаем трёхфазные масляные трансформаторы марки ТМГ, производимых на мощность 16...2500 кВ·А компанией АО «Электроцит». Пример изображения внешнего вида трансформатора ТМГ приведён на рисунке 3.1:



Рисунок 3.1 – внешний вид трансформатора ТМГ

Параметры выбранных трансформаторов показаны в таблице 3.4:

Таблица 3.4 – параметры выбранных трансформаторов

Тип	$S_{ном}$ , кВ·А	Напряжения обмоток, кВ		Потери, кВт		$u_k$ , %	$I_{xx}$ , %
		$U_{ВН}$	$U_{НН}$	$\Delta P_{XX}$	$\Delta P_{КЗ}$		
ТМГ-160/10	160	10	0,4	0,37	2,65	4,5	1,4
ТМГ-250/10	250	10	0,4	0,53	3,7	4,5	1,2
ТМГ-400/10	400	10	0,4	0,75	5,4	4,5	1
ТМГ-630/10	630	10	0,4	0,94	7,6	5,5	0,8
ТМГ-1600/10	1600	10	0,4	1,95	16,5	6	0,5

### 3.3 Выбор типа потребительских ТП

В последнее время наибольшее применение находят комплектные ТП блочного типа в бетонной оболочке, вытесняя собой ПС киоскового и контейнерного типов, а также ПС из сэндвич-панелей.

Потребительские БКТП характеризуются простотой монтажа, высокой надёжностью электроснабжения и простотой подключения.

Принимаем к монтажу БКТП компании «Кубаньэлектроцит». Данные БКТП применяются в городских электросетях и других объектах. Выпускаются они мощностью до 2500 кВ·А.

БКТП состоят из следующих элементов: блочного (бетонного) корпуса; ФБК; одного, двух и большего числа трансформаторов; оборудования для приёма, контроля и распределения электрической энергии; дополнительных устройств.

Технические параметры БКТП приведены в таблице 3.5:

Таблица 3.5 – технические параметры БКТП

Параметр	Значение
1	2
Мощность силового трансформатора, кВ·А	25; 40; 63; 100; 160; 250; 400; 630; 1000; 1600; 2500
Номинальное напряжение на стороне высшего напряжения (ВН), кВ	6; 10; 20
Наибольшее рабочее напряжение на стороне ВН, кВ	7,2; 12; 24

1	2
Номинальное напряжение на стороне НН, кВ	0,4
Высота над уровнем моря, м	не более 2000
Температура окружающего воздуха, °С	от минус 45 до плюс 40
Относительная влажность, %	80 при температуре 20 °С
Район по ветру и гололёду по ПУЭ	I-IV
Сейсмичность площадок установки	7-9 баллов
Климатическое исполнение	УЗ
Окружающая среда	Взрыво- и пожаробезопасная, не содержащая токопроводящей пыли, химически активных газов и испарений, разрушающих металлы и изоляцию

Для проектируемого участка жилого микрорайона применяются как БКТП, так и 2БКТП. Примеры изображения внешнего вида БКТП и 2БКТП приведены на рисунке 3.2:



Рисунок 3.2 – пример внешнего вида БКТП и 2БКТП

План внутреннего устройства и размещения электрооборудования внутри одного блока БКТП представлен на рисунке 3.3:

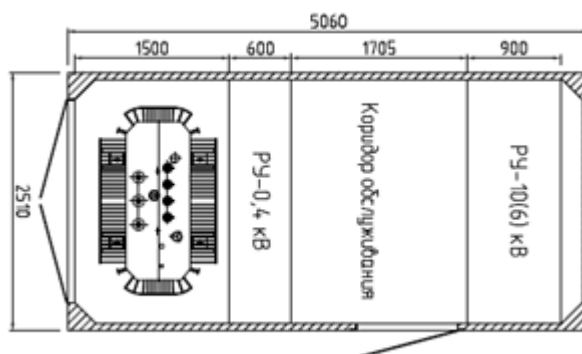


Рисунок 3.3 – план размещения оборудования в одном блоке БТП

В проектируемом участке микрорайона присутствует достаточно мощный потребитель – спорткомплекс (№ 38 на плане). Наличие такой высокой мощности нагрузки в дальнейших расчётах приведёт к тому, что выбор питающих кабелей на напряжение 0,4 кВ для данного потребителя будет слишком затруднителен. Поэтому в настоящем проекте приходим к следующему решению: тип ТП, питающей данное здание, будет встроенным.

Принимаем к установке КТПВ фирмы Челябинский завод «Электротехника». Технические характеристики данной КТП представлены в таблице 3.6, внешний вид изображён на рисунке 3.4:

Таблица 3.6 – технические характеристики КТПВ

Параметр	Значение	
	Мощность силового трансформатора, кВ·А	250; 400; 630; 1000
Номинальное напряжение на стороне ВН, кВ	6; 10	
Наибольшее рабочее напряжение на стороне ВН, кВ	7,2; 12	
Номинальное напряжение на стороне НН, кВ	0,23; 0,4; 0,6; 0,69	
Номинальный ток сборных шин ВН, А	75; 100	160; 250
Номинальный ток сборных шин НН, А	1000; 1600	2500; 6300
Ток термической стойкости в течение 1 с на стороне ВН, кА	20	

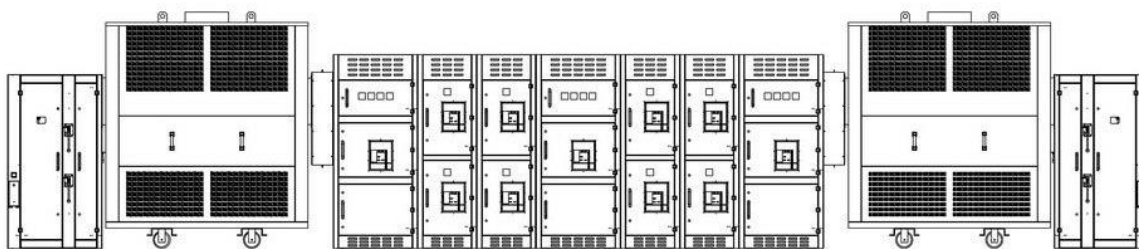


Рисунок 3.4 – внешний вид 2КТПВ

### 3.4 Определение мест расположения потребительских ТП

Наиболее целесообразным и выгодным размещением потребительских ТП является размещение их в ЦЭН квартала, получающего питание от данной ТП. Если в этом отсутствует возможность, то располагать ТП следует как можно ближе к ЦЭН.

Для нахождения координат ЦЭН составляется картограмма электрических нагрузок. Картограмма – совокупность площадей, ограниченных окружностями, которые в соответствии с принятым масштабом эквивалентны расчётным нагрузкам потребителей.

Чтобы найти радиусы этих окружностей используют формулу:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{p,i}}{\pi \cdot m}}, \quad (3.7)$$

где  $P_{p,i}$  – расчётная активная мощность  $i$ -го потребителя, кВт;

$m$  – принятый масштаб, кВт/м<sup>2</sup>.

Найдём оптимальный масштаб исходя из активной мощности нагрузки наибольшего потребителя (т.е. здания № 38): примем, что радиус окружности для данного потребителя равен 90 м. Т.е. оптимальный масштаб получается равным:



$$m = \frac{P_{p,38}}{r_{38}^2 \cdot \pi}; \quad (3.8)$$

$$m = \frac{2011}{90^2 \cdot \pi} = 0,079 \text{ кВт/м}^2.$$

Таким образом, например, радиус круга потребителя № 1 равен:

$$r_1 = \sqrt{\frac{123,975}{\pi \cdot 0,079}} = 22,346 \text{ м.}$$

Произвольно проводим оси  $x$  и  $y$ , по выражению (3.7) определяем радиусы окружностей и определяем координаты их центров. Результаты в таблице 3.7:

Таблица 3.7 – радиусы окружностей нагрузок и координаты их центров

№ на плане	$r$ , м	$x$ , м	$y$ , м
1	2	3	4
1	22,346	94,031	624,233
2	22,528	94,031	521,955
3	16,791	44,813	596,25
4	16,791	44,813	551,25
5	16,598	141,375	596,25
6	16,598	141,375	551,25
7	22,346	238,406	624,233
8	22,528	238,406	521,955
9	16,791	190,125	596,25
10	16,791	190,125	551,25
11	16,598	286,125	596,25
12	16,598	286,125	551,25
13	11,794	205,594	472,219
14	11,794	192,469	437,813
15	11,794	219	437,813
16	11,794	261,844	472,219
17	11,794	248,719	437,813
18	8,975	274,5	444,656
19	11,794	317,625	472,219
20	8,975	304,5	444,656
21	11,794	330,563	437,813
22	11,794	373,875	472,219
23	11,794	360,656	437,813
24	11,794	386,531	437,813

1	2	3	4
25	11,794	215,625	395,344
26	11,941	215,625	369,844
27	11,794	288,96	395,344
28	11,941	288,96	369,844
29	11,794	362,156	395,344
30	11,941	362,156	369,844
31	20,187	287,153	315,75
32	22,528	234,159	281,198
33	22,346	339,653	281,198
34	35,851	94,031	419,741
35	46,637	94,031	277,219
36	17,378	327	168,281
37	17,494	327	85,313
38	90	436,406	135

С помощью полученных сведений из построенной картограммы для каждой группы потребителей определяем координаты их ЦЭН:

$$X = \frac{\sum x_i \cdot P_{p,i}}{\sum P_{p,i}}; \quad (3.9)$$

$$Y = \frac{\sum y_i \cdot P_{p,i}}{\sum P_{p,i}}, \quad (3.10)$$

где  $x_i$  и  $y_i$  – координаты центров нагрузок  $i$ -ого потребителя, м;

$P_{p,i}$  – расчётная активная мощность нагрузки  $i$ -го потребителя, кВт.

Например, координаты ЦЭН ТП-2.7 равны:

$$X = \frac{204,375 \cdot 101,175 + 151,614 \cdot 126 + 256,875 \cdot 123,975}{101,175 + 126 + 123,975} = 203,979 \text{ м};$$

$$Y = \frac{301,875 \cdot 101,175 + 267,148 \cdot 126 + 267,148 \cdot 123,975}{101,175 + 126 + 123,975} = 277,154 \text{ м}.$$

Аналогично определяем координаты ЦЭН других потребительских ТП, от которых питаются несколько потребителей. Результаты сведены в таблицу 3.8:

Таблица 3.8 – результаты определения координат ЦЭН потребительских ТП

№ ТП	ТП-2.1	ТП-2.2	ТП-2.3	ТП-2.4	ТП-2.5	ТП-2.6	ТП-2.9
X, м	93,245	237,967	230,609	348,727	288,914	286,673	327
Y, м	573,242	573,242	450,857	450,857	382,436	291,153	126,522

На рисунке 3.6 изображена полученная картограмма. На рисунке 3.7 с учётом полученных ЦЭН и характеристики территории проектируемого участка района показано выбранное размещение потребительских ТП.

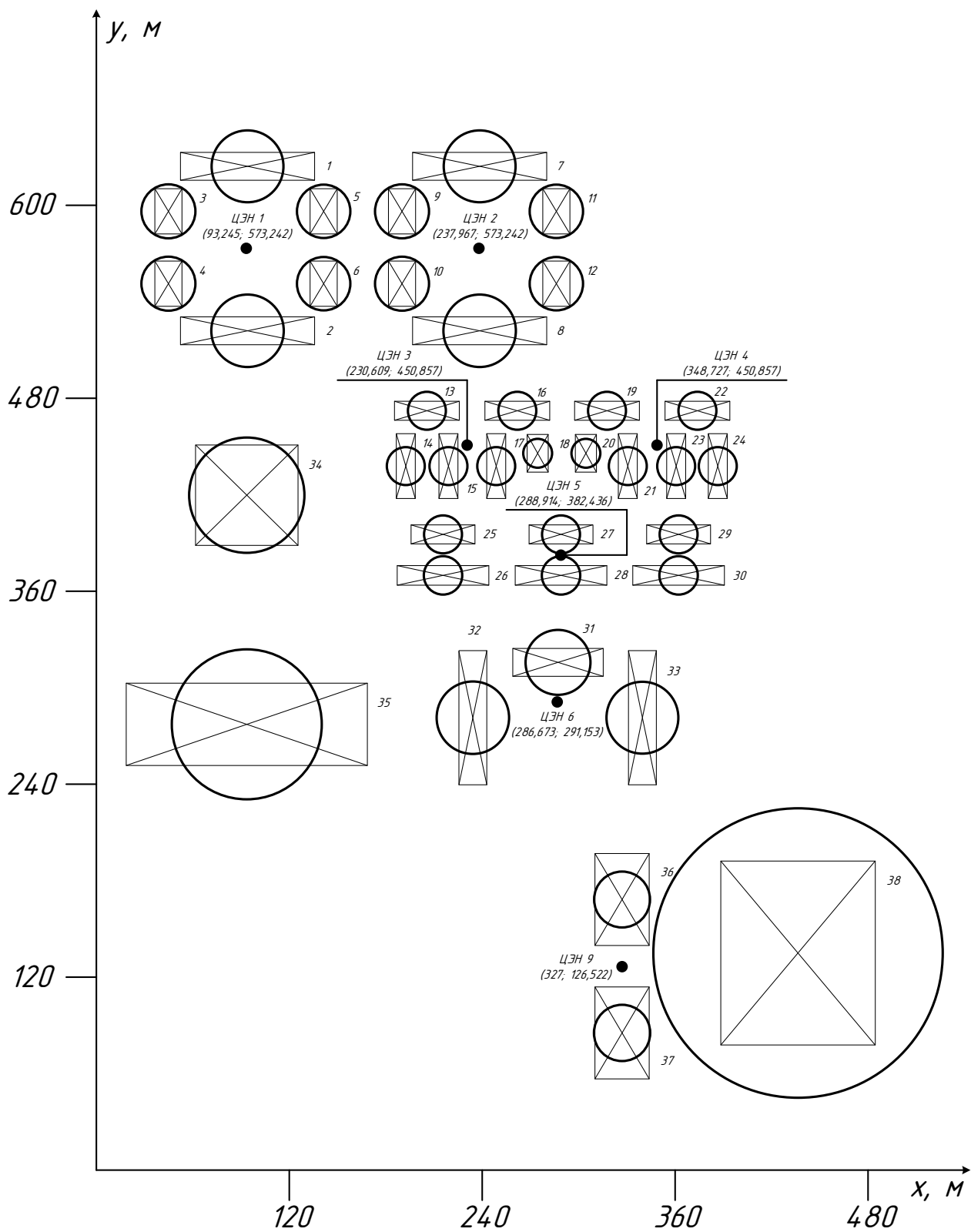


Рисунок 3.6 – картограмма электрических нагрузок проектируемого участка

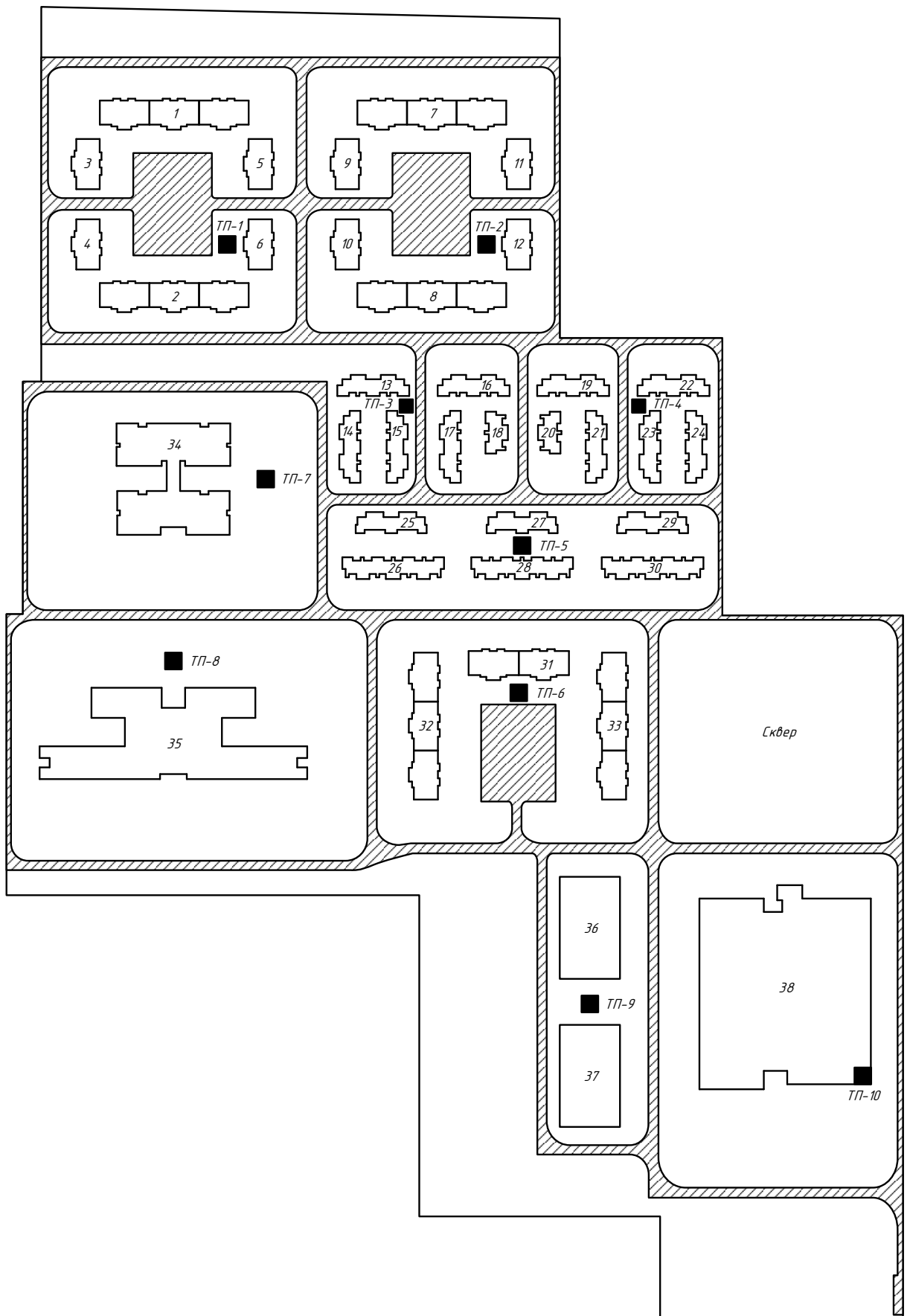


Рисунок 3.7 – выбранное размещение потребительских ТП

## 4 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

### 4.1 Выбор сечений КЛ 0,4 кВ

Для сетей до 1 кВ, как правило, применяются четырёхжильные кабели [17, с. 57]. В городских сетях широко применяется прокладка кабелей в земляных траншеях, данный вид прокладки наиболее простой и наименее затратный [17, с. 69]. Для размещения в траншее подходит кабель марки АВБбШв [8, табл. 3.1]. Расшифровывается данная марка следующим образом:

А – проводящая жила выполнена из алюминия;

В – изоляция выполнена из ПВХ пластиката;

Б – броня выполнена из стальных оцинкованных лент;

б – не имеет подушки под бронёй;

Шв – защита выполнена в виде ПВХ шланга.

Внешний вид такого кабеля представлен на рисунке 4.1:



Рисунок 4.1 – внешний вид кабеля АВБбШв

Предварительный выбор кабелей необходимо осуществлять по длительно допустимому нагреву током [13]. Для этого определяются следующие токи:

1. Расчётный ток в нормальном режиме:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_{р,л}^2 + Q_{р,л}^2}}{n_{кб} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (4.1)$$

где  $P_{р,л}$  – расчётная активная мощность нагрузки, питаемой по кабельной линии, кВт;

$Q_{р,л}$  – расчётная реактивная мощность нагрузки, питаемой по кабельной линии, квар;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение сети, равное 0,4 кВ;

$n_{кб}$  – число кабелей, по которым производится питание.

Определение расчётных мощностей КЛ до 1 кВ при смешанном питании потребителей производится аналогично выражениям (2.11) и (2.12).

**2.** Ток в линии в послеаварийном режиме:

$$I_{n/a.p} = \frac{\sqrt{P_{p,л}^2 + Q_{p,л}^2}}{(n_{кб} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (4.2)$$

**3.** Длительно допустимый ток для выбранного сечения:

$$I_{д.дон} = I'_{д.дон} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4, \quad (4.3)$$

где  $I'_{д.дон}$  – длительно допустимый ток при нормальной прокладке кабеля выбранного сечения, А;

$k_1$  – коэффициент перегрузки для ПВХ кабелей;

$k_2$  – поправочный коэффициент, зависящий от температуры земли и воздуха;

$k_3$  – поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле;

$k_4$  – коэффициент снижения для четырёхжильных кабелей с пластмассовой изоляцией напряжением до 1 кВ.

Условие выбора сечения:

$$I_{n/a.p} \leq I_{д.дон} \quad (4.4)$$

Принимаем к прокладке в траншее два кабеля.

Для кабелей с поливинилхлоридной изоляцией допускается перегрузка не больше 6 ч величиной до 15 %, т.е.  $k_1 = 1,15$  [13, п. 1.3.6.].

Принимаем стандартные температурные условия прокладки, т.е.  $k_2 = 1$ .

При двух проложенных рядом кабелей и расстоянии между ними 100 мм имеем  $k_3 = 0,9$  [13, табл. 1.3.26.].

Для кабелей до 1 кВ с четырьмя алюминиевыми токопроводящими жилами и пластмассовой изоляцией получаем  $k_4 = 0,92$  [13, табл. 1.3.7.].

Таким образом, например, для кабельной линии ТП-6 – 31 получаем:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{(101,175)^2 + (20,235)^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 74,463 \text{ А};$$

$$I_{n/a.p} = \frac{\sqrt{(101,175)^2 + (20,235)^2}}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 148,926 \text{ А}.$$

Принимаем кабель с сечением жилы 50 мм<sup>2</sup>. Для кабеля данного сечения допустимая токовая нагрузка в нормальных условиях прокладки равна  $I'_{д.дон} = 175 \text{ А}$  [13, табл. 1.3.7.]. Для наших же условий прокладки допустимая токовая нагрузка этого кабеля составит:

$$I_{д.дон} = 175 \cdot 1,15 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 0,92 = 166,635 \text{ А}.$$

Проверяем условие (4.4):

$$148,926 \leq 166,635 \text{ А}.$$

Условие выполняется, значит кабель выбран верно. Аналогично выбираем сечения для остальных КЛ. Однако, на проектируемом участке района имеются потребители со слишком большой нагрузкой, токи которых превышают допустимые для всех сечений. Это здания детского сада и школы (№ 34 и 35 соответственно). Для решения возникшей проблемы прибегнем к следующему решению: разделим данные здания на равное количество «блоков» и запитаем каждый от отдельных кабельных линий, т.е. траншей.



Здание детского сада (№ 34) достаточно разделить на два «блока», а здание школы (№ 35) делим на четыре. Таким образом в выражениях (4.1) и (4.2) числители будут разделены соответственно для случая детского сада на 2, для случая школы – на 4. Таким образом осуществляем выбор сечений для данных потребителей.

Результаты выбора сечений распределительной сети 0,4 кВ представлены в таблице 4.1:

Таблица 4.1 – выбор КЛ до 1 кВ

Линия	$I_{расч}, A$	$I_{ав.р}, A$	Сечение, мм <sup>2</sup>	$I'_{д.дон}, A$	$I_{д.дон}, A$
1	2	3	4	5	6
ТП-2.1 – 5	50,341	100,682	25	115	109,503
ТП-2.1 – 1	142,762	285,523	150	335	318,987
1 – 3	51,519	103,037	25	115	109,503
ТП-2.1 – 6	50,341	100,682	25	115	109,503
ТП-2.1 – 2	144,252	288,504	150	335	318,987
2 – 4	51,519	103,037	25	115	109,503
ТП-2.2 – 11	50,341	100,682	25	115	109,503
ТП-2.2 – 7	142,762	285,523	150	335	318,987
7 – 9	51,519	103,037	25	115	109,503
ТП-2.2 – 12	50,341	100,682	25	115	109,503
ТП-2.2 – 8	144,252	288,504	150	335	318,987
8 – 10	51,519	103,037	25	115	109,503
ТП-2.3 – 13	76,247	152,494	50	175	166,635
13 – 14	50,831	101,663	25	115	109,503
14 – 15	25,416	50,831	10	70	66,654
ТП-2.3 – 16	65,551	131,102	35	140	133,308
16 – 18	40,135	80,271	16	90	85,698
18 – 17	25,416	50,831	10	70	66,654
ТП-2.4 – 22	76,247	152,494	50	175	166,635
22 – 24	50,831	101,663	25	115	109,503
24 – 23	25,416	50,831	10	70	66,654
ТП-2.4 – 19	65,551	131,102	35	140	133,308
19 – 20	40,135	80,271	16	90	85,698
20 – 21	25,416	50,831	10	70	66,654
ТП-2.5 – 27	76,247	152,494	50	175	166,635
27 – 25	25,416	50,831	10	70	66,654
27 – 29	25,416	50,831	10	70	66,654
ТП-2.5 – 28	78,161	156,322	50	175	166,635
28 – 26	26,054	52,107	10	70	66,654
28 – 30	26,054	52,107	10	70	66,654
ТП-2.6 – 31	74,463	148,926	50	175	166,635
ТП-2.6 – 32	92,733	185,467	70	210	199,962
ТП-2.6 – 33	91,243	182,486	70	210	199,962

1	2	3	4	5	6
ТП-2.7 – 34	118,689	237,378	95	255	242,811
ТП-2.8 – 35	103,116	206,232	95	255	242,811
ТП-2.9 – 36	56,814	113,628	35	140	133,308
ТП-2.9 – 37	57,638	115,276	35	140	133,308
28 – 30	26,054	52,107	10	70	66,654

## 4.2 Выбор КЛ 10 кВ

Для прокладки линий сети высокого напряжения в траншеях можно использовать кабель с тремя жилами марки АПвБП [8, табл. 3.1]. Расшифровка марки этого кабеля имеет следующее значение:

- А – токопроводящая жила из алюминия;
- Пв – изоляция жил выполнена из сшитого полиэтилена;
- Б – имеется броня в виде двух стальных лент;
- П – защитная оболочка выполнена из полиэтилена.

Кабель данной марки изображён на рисунке 4.2.



Рисунок 4.2 – внешний вид кабеля АПвБП

Аналогично с пунктом 4.2 данного проекта определяются и сечения для трёхжильных кабелей напряжением 10 кВ: с помощью выражений (4.1) и (4.2) рассчитываются токи в нормальном и послеаварийном режимах, по формуле (4.3) без коэффициента снижения  $k_4$ , который применяется для четырёхжильных кабелей с пластмассовой изоляцией, определяем допустимую токовую нагрузку кабеля выбранного сечения для условий прокладки, принятых в проекте, и проверяем результат по условию (4.4). Число кабелей в траншее так же – два.

Для расчёта мощностей, которые протекают по высоковольтным линиям, необходимо учитывать исполнение схемы распределительной сети 10 кВ всего жилого микрорайона. Нагрузки потребителей при этом умножаются на коэффи-

коэффициент участия в максимуме  $k_y$ , зависящий от всего числа трансформаторов, установленных для снабжения микрорайона, а также от состава потребителей нагрузок [16, табл. 2.4.1.]:

$$P_{p,л} = k_y \cdot \sum_{i=1}^n P_{p,i} \quad (4.5)$$

$$Q_{p,л} = k_y \cdot \sum_{i=1}^n Q_{p,i} \quad (4.6)$$

При данном составе потребителей нагрузок всего жилого микрорайона и в соответствие с количеством трансформаторов больше 20 получаем следующий коэффициент участия в максимуме:  $k_y = 0,7$ .

Также необходимо учесть конфигурацию сети 10 кВ третьего и первого участков проектирования системы электроснабжения микрорайона, то есть для некоторых участков сети 10 кВ, проектируемой в настоящей работе части района, следует учесть мощности нагрузок данных смежных проектов.

Выберем сечение кабеля для КЛ, например, линии ТП-2.6 – ТП-2.8, в которой учитываются также все расчётные мощности нагрузок района проектирования № 1:

**1. Мощности нагрузок по проекту района № 1:**

$$P_{p,район1} = 2958,687 \text{ кВт};$$

$$Q_{p,район1} = 660,676 \text{ квар};$$

**2. Мощности, протекающие по линии:**

$$P_{p,л} = 0,7 \cdot (2958,687 + 660,676) = 2459,665 \text{ кВт};$$

$$Q_{p,л} = 0,7 \cdot (660,676 + 192,19) = 597,006 \text{ квар};$$

**3. Ток в нормальном режиме:**

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{(2459,665)^2 + (597,006)^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 73,066 \text{ А};$$

4. Ток в послеаварийном режиме:

$$I_{n/a.p} = \frac{\sqrt{(2459,665)^2 + (597,006)^2}}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 146,132 \text{ А}.$$

Выбираем кабель сечением жилы в 50 мм<sup>2</sup>. При стандартных условиях прокладки длительно-допустимая токовая нагрузка кабеля данного сечения составляет  $I'_{д.дон} = 175$  [13, табл. 1.3.7]. Тогда для условий, принятых в настоящем проекте:

$$I_{д.дон} = 175 \cdot 1,15 \cdot 1 \cdot 0,9 = 181,125 \text{ А}.$$

5. Проверяем условие (4.4):

$$146,132 \leq 181,125 \text{ А}.$$

Условие соблюдается, значит кабель данного сечения подходит. Также производится выбор сечений кабелей для других КЛ 10 кВ. Однако, следует учитывать, что для распределительных городских сетей напряжением 10 кВ выбирать следует сечение не менее 35 мм<sup>2</sup> [10, с. 31]. Результаты выбора сечений кабелей КЛ 10 кВ приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – выбор сечений КЛ 10 кВ

Линия	$P_{р,Л}$ , кВт	$Q_{р,Л}$ , кВт	$I_{расч}$ , А	$I_{n/a.p}$ , А	Сечение, мм <sup>2</sup>	$I'_{д.дон}$ , А	$I_{д.дон}$ , А
ТП-2.6 – ТП-2.8	2459,665	597,006	73,066	146,132	50	175	181,125
ТП-2.9 – ТП-2.6	2707,441	646,817	80,357	160,713	50	175	181,125
ТП-2.10 – ТП-2.9	2815,877	681,746	83,636	167,272	50	175	181,125
ТП-3.6 – ТП-2.10	4223,577	1134,52	126,246	252,492	95	255	263,925
ТП-2.7 – ТП-2.1	376,76	76,394	11,097	22,195	35	140	144,9
ТП-2.5 – ТП-2.7	602,222	132,927	17,803	35,606	35	140	144,9
ТП-2.4 – ТП-2.5	759,644	165,786	22,445	44,89	35	140	144,9
ТП-2.3 – ТП-2.4	896,004	193,253	26,46	52,92	35	140	144,9
ТП-2.2 – ТП-2.3	1031,703	220,502	30,455	60,911	35	140	144,9
ТП-3.1 – ТП-2.2	1408,913	297,045	41,566	83,132	35	140	144,9

## 5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ В ЭЛЕМЕНТАХ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 5.1 Определение потерь напряжения

#### 5.1.1 Определение потерь напряжения в трансформаторах

Чтобы найти величину потерь напряжения в трансформаторах потребительских ТП используем формулу [10, с. 100]:

$$\Delta U_T = \frac{S_\Sigma}{n_T \cdot S_{ном,Т}} \cdot (u_{a,\%} \cdot \cos \varphi + u_{p,\%} \cdot \sin \varphi), \quad (5.1)$$

где  $u_{a,\%}$  – активная составляющая напряжения КЗ, %;

$u_{p,\%}$  – реактивная составляющая напряжения КЗ, %.

Активную составляющую напряжения КЗ определяем по следующей формуле [10, с. 100]:

$$u_{a,\%} = \frac{\Delta P_{КЗ}}{S_{ном,Т}} \cdot 100\%, \quad (5.2)$$

где  $\Delta P_{КЗ}$  – потери КЗ в трансформаторе, кВт.

Для определения реактивной составляющей напряжения КЗ воспользуемся выражением [10, с. 100]:

$$u_{p,\%} = \sqrt{u_{k,\%}^2 - u_{a,\%}^2}, \quad (5.3)$$

где  $u_{k,\%}$  – напряжение КЗ трансформатора, %.

Коэффициент мощности найдём по формуле [10, с. 100]:

$$\cos \varphi = \frac{P_{\Sigma}}{S_{\Sigma}}. \quad (5.4)$$

Например, для трансформаторов ТП-2.10, получим:

– активная составляющая напряжения КЗ:

$$u_{a,\%} = \frac{16,5}{1600} \cdot 100\% = 1,031 \%;$$

– реактивная составляющая напряжения КЗ:

$$u_{p,\%} = \sqrt{6^2 - (1,031)^2} = 5,911 \%;$$

– коэффициент мощности:

$$\cos \varphi = \frac{2011}{2112} = 0,952;$$

– потери напряжения:

$$\Delta U_T = \frac{2112}{2 \cdot 1600} \cdot (1,031 \cdot 0,952 + 5,911 \cdot 0,306) = 1,843 \%.$$

Аналогично рассчитываем потери напряжения в трансформаторах остальных ТП. Результаты представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – потери напряжения в трансформаторах потребительских ТП

№ ТП	$u_{a,\%}$ , %	$u_{p,\%}$ , %	$\cos \varphi$	$\Delta U_T$ , %
ТП-2.1	1,35	4,293	0,98	1,494
ТП-2.2	1,35	4,293	0,98	1,496
ТП-2.3	1,48	4,25	0,98	1,809
ТП-2.4	1,48	4,25	0,98	1,82
ТП-2.5	1,35	4,293	0,979	1,263
ТП-2.6	1,35	4,293	0,98	0,979
ТП-2.7	1,48	4,25	0,97	1,64
ТП-2.8	1,206	5,366	0,945	1,35
ТП-2.9	1,656	4,184	0,952	1,454
ТП-2.10	1,031	5,911	0,952	1,843

### 5.1.2 Определение потерь напряжения в КЛ 0,4 кВ

В нормальном режиме работы потери напряжения в КЛ найдём с помощью следующей формулы:

$$\Delta U = \frac{P_{p,л} \cdot R + Q_{p,л} \cdot X}{n_{кб} \cdot U_{ном}}, \quad (5.5)$$

где  $P_{p,л}$  – расчётная активная мощность линии, кВт;

$Q_{p,л}$  – расчётная реактивная мощность линии, квар;

$R$  – активное сопротивление линии, Ом;

$X$  – индуктивное сопротивление линии, Ом;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение, равное 0,38 кВ.

Активное и индуктивное сопротивления линии данного сечения кабеля найдём по формулам:

$$R = r_0 \cdot l \cdot 10^{-3}; \quad (5.6)$$

$$X = x_0 \cdot l \cdot 10^{-3}, \quad (5.7)$$

где  $r_0$  – удельное активное сопротивление кабеля, мОм/м [21, табл. 2.53];

$x_0$  – удельное индуктивное сопротивление, мОм/м [21, табл. 2.53];

$l$  – длина КЛ, м.

Потери напряжения в нормальном режиме работы в процентах от номинального определяем по формуле:

$$\Delta U_{\%}^{н.р} = \frac{\Delta U}{U_{ном} \cdot 10^{-3}} \cdot 100\%. \quad (5.8)$$

В послеаварийном режиме:

$$\Delta U_{\%}^{n/a.p} = \frac{2 \cdot \Delta U}{U_{ном} \cdot 10^{-3}} \cdot 100\% . \quad (5.9)$$

Например, потери напряжения в КЛ ТП-2.3 – 13 равны:

– активное и индуктивное сопротивления:

$$R = 0,625 \cdot 24 \cdot 10^{-3} = 0,015 \text{ Ом};$$

$$X = 0,085 \cdot 24 \cdot 10^{-3} = 2,04 \cdot 10^{-3} \text{ Ом};$$

– потери напряжения в нормальном режиме работы:

$$\Delta U = \frac{103,599 \cdot 0,015 + 20,721 \cdot 2,04 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 0,38} = 2,1 \text{ В};$$

– потери напряжения в процентах в нормальном режиме работы:

$$\Delta U_{\%}^{н.р} = \frac{2,1}{0,38 \cdot 10^{-3}} \cdot 100\% = 0,553 \text{ \%};$$

– потери напряжения в процентах в послеаварийном режиме работы:

$$\Delta U_{\%}^{n/a.p} = \frac{2 \cdot 2,1}{0,38 \cdot 10^{-3}} \cdot 100\% = 1,105 \text{ \%}.$$

Аналогично рассчитываем потери напряжения в остальных КЛ 0,4 кВ. Результаты расчётов приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – потери напряжения в КЛ 0,4 кВ

Линия	$l$ , м	$r_0$ , мОм/м	$x_0$ , мОм/м	$\Delta U$ , В	$\Delta U_{\%}^{н.р}$ , %	$\Delta U_{\%}^{n/a.p}$ , %
1	2	3	4	5	6	7
ТП-1 – 5	62,5	1,25	0,091	7,134	1,877	3,755
ТП-1 – 1	90	0,208	0,079	5,141	1,353	2,706
1 – 3	52,5	1,25	0,091	6,132	1,614	3,228
ТП-1 – 6	15	1,25	0,091	1,712	0,451	0,901
ТП-1 – 2	46,5	0,208	0,079	2,684	0,706	1,413
2 – 4	53	1,25	0,091	6,191	1,629	3,258
ТП-2 – 11	62,5	1,25	0,091	7,134	1,877	3,755
ТП-2 – 7	90	0,208	0,079	5,141	1,353	2,706
7 – 9	52,5	1,25	0,091	6,132	1,614	3,228
ТП-2 – 12	15	1,25	0,091	1,712	0,451	0,901
ТП-2 – 8	46,5	0,208	0,079	2,684	0,706	1,413
8 – 10	53	1,25	0,091	6,191	1,629	3,258
ТП-3 – 13	24	0,625	0,085	2,1	0,553	1,105
13 – 14	33,5	1,25	0,091	3,861	1,016	2,032



Продолжение таблицы 5.2

1	2	3	4	5	6	7
14 – 15	24	3,12	0,099	3,424	0,901	1,802
ТП-3 – 16	42,5	0,894	0,088	4,54	1,195	2,39
16 – 18	27,5	1,95	0,095	3,885	1,022	2,045
18 – 17	23	3,12	0,099	3,281	0,864	1,727
ТП-4 – 22	24	0,625	0,085	2,1	0,553	1,105
22 – 24	33,5	1,25	0,091	3,861	1,016	2,032
24 – 23	24	3,12	0,099	3,424	0,901	1,802
ТП-4 – 19	42,5	0,894	0,088	4,54	1,195	2,39
19 – 20	27,5	1,95	0,095	3,885	1,022	2,045
20 – 21	23	3,12	0,099	3,281	0,864	1,727
ТП-5 – 27	12,5	0,625	0,085	1,094	0,288	0,576
27 – 25	69,5	3,12	0,099	9,915	2,609	5,219
27 – 29	69,5	3,12	0,099	9,915	2,609	5,219
ТП-5 – 28	12,5	0,625	0,085	1,121	0,295	0,59
28 – 26	47	3,12	0,099	6,874	1,809	3,618
28 – 30	47	3,12	0,099	6,874	1,809	3,618
ТП-6 – 31	15	0,625	0,085	1,282	0,337	0,675
ТП-6 – 32	69,5	0,447	0,082	5,339	1,405	2,81
ТП-6 – 33	70,5	0,447	0,082	5,329	1,402	2,805
ТП-7 – 34	46	0,329	0,081	3,373	0,888	1,775
ТП-8 – 35	44	0,329	0,081	2,791	0,734	1,469
	103,5			6,565	1,728	3,455
ТП-9 – 36	19,5	0,894	0,088	1,774	0,467	0,934
ТП-9 – 37	17	0,894	0,088	1,568	0,413	0,825

В нормальном режиме работы потери напряжения не должны превышать значений  $\pm 5\%$ , а максимально допустимые потери не должны выходить за пределы  $\pm 10\%$  [8, с. 260]. Из результатов расчётов можно сделать вывод о том, что в КЛ 0,4 кВ проектируемой части района потери напряжения в нормальном и послеаварийном режимах работы не превышают нормированных значений.

### 5.1.3 Определение потерь напряжения в КЛ 10 кВ

Расчёты потерь напряжения в КЛ 10 кВ ведутся аналогично КЛ 0,4 кВ. Значения удельных активных и индуктивных сопротивлений приняты в соответствии с [22, табл. 3.5.] для кабелей напряжением 10 кВ. Результаты определения потерь приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – потери напряжения в КЛ 10 кВ

Линия	$l$ , м	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$\Delta U$ , В	$\Delta U_{\%}^{н.р}$ , %	$\Delta U_{\%}^{н/а.р}$ , %
ТП-2.6 – ТП-2.8	232,5	0,62	0,09	18,353	0,184	0,367
ТП-2.9 – ТП-2.6	206	0,62	0,09	17,889	0,179	0,358
ТП-2.10 – ТП-2.9	220	0,62	0,09	19,879	0,199	0,398
ТП-3.10 – ТП-2.10	139	0,326	0,083	10,224	0,102	0,204
ТП-2.7 – ТП-2.1	138	0,89	0,095	2,364	0,024	0,047
ТП-2.5 – ТП-2.7	183,5	0,89	0,095	5,033	0,05	0,101
ТП-2.4 – ТП-2.5	210,5	0,89	0,095	7,282	0,073	0,146
ТП-2.3 – ТП-2.4	124	0,89	0,095	5,058	0,051	0,101
ТП-2.2 – ТП-2.3	195	0,89	0,095	9,157	0,092	0,183
ТП-3.1 – ТП-2.2	173,5	0,89	0,095	11,123	0,111	0,222

По результатам расчётов видно, что потери напряжения в нормальном и послеаварийном режимах для сети 10 кВ не превышают допустимых значений.

## 5.2 Определение потерь мощности и энергии

### 5.2.1 Определение потерь мощности и энергии в трансформаторах

Чтобы определить величину потерь мощности в трансформаторах потребительских ТП воспользуемся формулой:

$$\Delta P_T = n_T \cdot \Delta P_{XX} + k_{3,\phi}^2 \cdot \frac{\Delta P_{КЗ}}{n_T}, \quad (5.10)$$

где  $k_{3,\phi}$  – фактический коэффициент загрузки трансформаторов:

$$k_{3,\phi} = \frac{S_{\Sigma}}{n_T \cdot S_{ном,Т}}. \quad (5.11)$$

По следующей формуле найдём потери энергии в трансформаторах:

$$\Delta W_T = n_T \cdot \Delta P_{XX} \cdot 8760 + k_{3,\phi}^2 \cdot \frac{\Delta P_{КЗ}}{n_T} \cdot \tau, \quad (5.12)$$

где  $\tau$  – время потерь, ч:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (5.13)$$

где  $T_{\max}$  – число часов использования максимума нагрузки, принимаем равным для ТП 10/0,4 кВ 4500 ч [26, табл. 1.12].

Найдём величину потерь мощности и энергии, например, в трансформаторах ТП-2.3:

– время потерь:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2886 \text{ ч};$$

– фактический коэффициент загрузки трансформаторов:

$$k_{з,ф} = \frac{197,725}{1 \cdot 250} = 0,791;$$

– потери мощности:

$$\Delta P_T = 1 \cdot 0,53 + (0,791)^2 \cdot \frac{3,7}{1} = 2,844 \text{ кВт};$$

– потери энергии:

$$\Delta W_T = 1 \cdot 0,53 \cdot 8760 + (0,791)^2 \cdot \frac{3,7}{1} \cdot 2886 = 11320 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Аналогично определяются потери мощности и энергии в трансформаторах остальных ТП. Результаты приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – потери мощности и энергии в трансформаторах ТП

ТП	$k_{з,ф}$	$\Delta P_T$ , кВт	$\Delta W_T$ , кВт·ч
ТП-2.1	0,686	2,772	16810
ТП-2.2	0,687	2,775	16820
ТП-2.3	0,791	2,844	11320
ТП-2.4	0,795	2,868	11390
ТП-2.5	0,574	2,531	16420
ТП-2.6	0,451	2,05	14730
ТП-2.7	0,664	1,876	11640
ТП-2.8	0,466	2,706	18850
ТП-2.9	0,509	1,083	7472
ТП-2.10	0,66	7,495	4540
Итого	–	30,124	165000

### 5.2.2 Определение потерь мощности и энергии в КЛ 0,4 кВ

Для расчёта потерь мощности в КЛ используется формула:

$$\Delta P = 3 \cdot I_{расч}^2 \cdot R \cdot 10^{-3}, \quad (5.14)$$

где  $I_{расч}$  – расчётный ток линии, А.

Энергия, которая теряется при прохождении в КЛ:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau. \quad (5.15)$$

Чтобы найти величину потерь мощности и энергии в КЛ в процентах от потребляемых применяются формулы:

$$\Delta P_{\%} = \frac{\Delta P}{P_{р,л}} \cdot 100\%; \quad (5.16)$$

$$\Delta W_{\%} = \frac{\Delta W}{P_{р,л} \cdot T_{\max}} \cdot 100\%. \quad (5.17)$$

Для определения времени потерь  $\tau$  в выражение (5.13) для разных типов зданий подставляем соответствующие значения  $T_{\max}$ :

- для жилых домов с электрическими плитами:  $T_{\max} = 4000$  ч [26, табл. 1.12];
- для детского сада:  $T_{\max} = 2400$  ч [7, табл. 2-3.];
- для школы:  $T_{\max} = 2800$  ч [7, табл. 2-3.];
- для автостоянок:  $T_{\max} = 4500$  ч.

Например, потери мощности и энергии в КЛ ТП-2.7 – 34 составят:

- время потерь:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{2400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1161 \text{ ч};$$

– потери мощности:

$$\Delta P = 3 \cdot (118,689)^2 \cdot 0,015 \cdot 10^{-3} = 0,64 \text{ кВт};$$

– потери энергии:

$$\Delta W = 0,64 \cdot 1161 = 742,341 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

– потери мощности и энергии в процентах от потребляемых:

$$\Delta P_{\%} = \frac{0,64}{159,55} \cdot 100\% = 0,401 \text{ \%};$$

$$\Delta W_{\%} = \frac{742,341}{159,55 \cdot 2400} \cdot 100\% = 0,194 \text{ \%}.$$

Аналогично определяются потери мощности и энергии в остальных КЛ 0,4 кВ. Результаты расчётов приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – потери мощности и энергии в КЛ 0,4 кВ

Линия	R, Ом	$\Delta P$ , кВт	$\Delta W$ , кВт·ч	$\Delta P_{\%}$ , %	$\Delta W_{\%}$ , %
1	2	3	4	5	6
ТП-1 – 5	0,078	0,594	1429	0,868	0,522
ТП-1 – 1	0,019	1,145	2753	0,59	0,355
1 – 3	0,066	0,523	1257	0,746	0,449
ТП-1 – 6	0,019	0,143	342,873	0,208	0,125
ТП-1 – 2	$9,672 \cdot 10^{-3}$	0,604	1452	0,308	0,185
2 – 4	0,066	0,528	1269	0,754	0,453
ТП-2 – 11	0,078	0,594	1429	0,868	0,522
ТП-2 – 7	0,019	1,145	2753	0,59	0,355
7 – 9	0,066	0,523	1257	0,746	0,449
ТП-2 – 12	0,019	0,143	342,873	0,208	0,125
ТП-2 – 8	$9,672 \cdot 10^{-3}$	0,604	1452	0,308	0,185
8 – 10	0,066	0,528	1269	0,754	0,453
ТП-3 – 13	0,015	0,262	629,252	0,253	0,152
13 – 14	0,042	0,325	780,738	0,47	0,283
14 – 15	0,075	0,145	349,025	0,42	0,253
ТП-3 – 16	0,038	0,49	1178	0,55	0,331
16 – 18	0,054	0,259	623,315	0,475	0,286
18 – 17	0,072	0,139	334,482	0,403	0,242
ТП-4 – 22	0,015	0,262	629,252	0,253	0,152
22 – 24	0,042	0,325	780,738	0,47	0,283
24 – 23	0,075	0,145	349,025	0,42	0,253
ТП-4 – 19	0,038	0,49	629,252	0,294	0,177

1	2	3	4	5	6
19 – 20	0,054	0,259	623,315	0,475	0,286
20 – 21	0,072	0,139	334,482	0,403	0,242
ТП-5 – 27	$7,813 \cdot 10^{-3}$	0,136	327,735	0,132	0,079
27 – 25	0,217	0,42	1011	1,217	0,732
27 – 29	0,217	0,42	1011	1,217	0,732
ТП-5 – 28	$7,813 \cdot 10^{-3}$	0,143	344,397	0,135	0,081
28 – 26	0,147	0,299	718,256	0,844	0,507
28 – 30	0,147	0,299	718,256	0,844	0,507
ТП-6 – 31	$9,375 \cdot 10^{-3}$	0,156	375,092	0,154	0,093
ТП-6 – 32	0,031	0,801	1928	0,636	0,382
ТП-6 – 33	0,032	0,787	1893	0,635	0,382
ТП-7 – 34	0,015	0,64	742,341	0,401	0,194
ТП-8 – 35	0,014	0,462	660,222	0,342	0,175
	0,034	1,086	1553	0,805	0,411
ТП-9 – 36	0,017	0,169	487,227	0,225	0,144
ТП-9 – 37	0,015	0,151	437,174	0,199	0,128
Итого		18,471	39409		–

Потери мощности и энергии не должны превышать 10 % [10, с. 95]. Анализируя результаты расчёта, приходим к выводу, что для всех выбранных КЛ 0,4 кВ данное условие выполняется.

### 5.2.3 Определение потерь мощности и энергии в КЛ 10 кВ

Расчёт потерь мощности и энергии в КЛ 10 кВ ведётся по тому же принципу, что и для КЛ 0,4 кВ.  $T_{\max}$  принимаем равным как для ТП-10/0,4 кВ, т.е.  $T_{\max} = 4500$  [26, табл. 1.12]. Результаты приведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – потери мощности и энергии в КЛ 10 кВ

Линия	$R$ , Ом	$\Delta P$ , кВт	$\Delta W$ , кВт·ч	$\Delta P_{\%}$ , %	$\Delta W_{\%}$ , %
ТП-2.6 – ТП-2.8	0,144	2,309	6663	0,094	0,06
ТП-2.9 – ТП-2.6	0,128	2,474	7141	0,091	0,059
ТП-2.10 – ТП-2.9	0,136	2,862	8261	0,102	0,065
ТП-3.10 – ТП-2.10	0,045	2,167	6523	0,051	0,033
ТП-2.7 – ТП-2.1	0,123	0,045	130,968	0,012	$7,725 \cdot 10^{-3}$
ТП-2.5 – ТП-2.7	0,163	0,155	448,195	0,026	0,017
ТП-2.4 – ТП-2.5	0,187	0,283	817,218	0,037	0,024
ТП-2.3 – ТП-2.4	0,11	0,232	669,032	0,026	0,017
ТП-2.2 – ТП-2.3	0,174	0,483	1394	0,047	0,03
ТП-3.1 – ТП-2.2	0,154	0,8	2310	0,057	0,036
Итого	–	11,81	34357		–

Из результатов расчётов следует, что в КЛ 10 кВ потери мощности и энергии не превышают допустимых 10 %.

## 6 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 6.1 Общие положения

Любое замыкание между какими-нибудь точками разных фаз либо фазы и нулевого провода, либо нулевого провода или фазы с землёй, не предусмотренное в нормальном режиме работы электрооборудования, называют коротким замыканием.

В энергетических системах выделяются такие основные виды КЗ как:

- трёхфазное КЗ, при котором в одной точке между собой замыкаются все три фазы;
- двухфазное КЗ, при котором между собой замыкаются две фазы;
- двухфазное КЗ на землю, при котором замыкание двух фаз сопровождается замыканием этой же точки ещё и на землю (встречается в системах с изолированными нейтралями);
- однофазное КЗ, при котором одна фаза замыкается на землю либо нулевой проводник.

Главная причина, по которой возникают КЗ, это различного рода нарушения в изоляции установок, образованные вследствие либо её износа, либо своевременно не выявленных во время проведения профилактических испытаний, а также причиной могут служить перенапряжения.

Расчёты токов КЗ важны, так как благодаря знанию их величин возможен анализ условий работы потребителей электрической энергии при возникновении аварийных режимов, с учётом величин токов КЗ производится выбор аппаратов, кабелей, изоляторов, шин, настройка и проектирование устройств релейной защиты и автоматики, проектирование заземлений, подборка характеристик разрядников для защиты от перенапряжений.

### 6.2 Расчёт токов короткого замыкания в сети выше 1 кВ

Для вычисления токов КЗ в сетях 10 кВ проектируемого участка микрорайона составляем схему замещения с отмеченными на ней расчётными точками (рисунок 6.1):



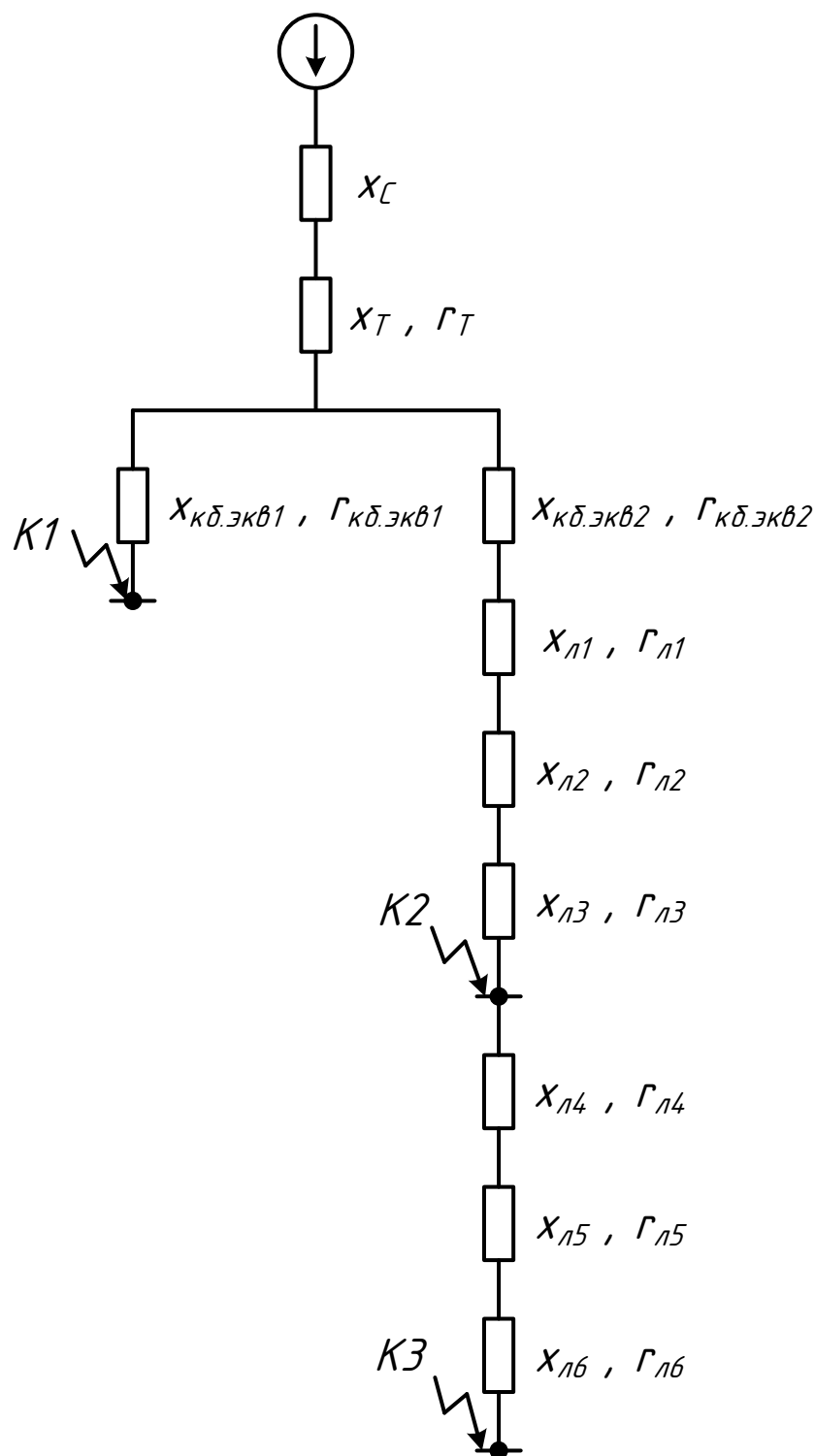


Рисунок 6.1 – схема замещения для расчётов токов КЗ в сети 10 кВ

Сопротивления системы и трансформаторов, установленных на РП, были определены в смежном проекте по разработке системы электроснабжения для района № 3. На основании того же проекта, были определены активные и индуктивные сопротивления всех КЛ до расчётной точки К1 и для удобства эквивалентированы до одного элемента. Для КЛ также учтена параллельная работа двух

линий. Числовые значения параметров схемы замещения приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – параметры схемы замещения для расчёта токов КЗ выше 1 кВ

Элемент в схеме	Обозначение	$r$ , Ом	$x$ , Ом
Система	С	–	0,215
Трансформаторы РП	Т	0,036	0,414
Кабели до рассматриваемых ТП	кб.эков1	0,033	0,01
	кб.эков2	0,877	0,79
ТП-3.1 – ТП-2.2	л1	0,077	0,008
ТП-2.2 – ТП-2.3	л2	0,087	0,01
ТП-2.3 – ТП-2.4	л3	0,055	0,006
ТП-2.4 – ТП-2.5	л4	0,094	0,01
ТП-2.5 – ТП-2.7	л5	0,082	0,009
ТП-2.7 – ТП-2.1	л6	0,062	0,007

В качестве базового принимается напряжение той ступени, на которой находится расчётная точка, с прибавкой в 5 %. Т.е. для рассматриваемого случая имеем  $U_6 = 10,5$  кВ.

Действующее значение периодической составляющей тока трёхфазного КЗ в начальный момент времени определяем по выражению:

$$I_{n(0)}^{(3)} = \frac{U_6}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma}}, \quad (6.1)$$

где  $z_{\Sigma}$  – полное сопротивление до расчётной точки КЗ, Ом:

$$z_{\Sigma} = \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2}. \quad (6.2)$$

Для определения периодической составляющей тока двухфазного КЗ в начальный момент времени используем формулу:

$$I_{n(0)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n(0)}^{(3)}. \quad (6.3)$$

Ударный ток определяем по выражению:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n(0)}^{(3)} \cdot k_{y\partial}, \quad (6.4)$$

где  $k_{y\partial}$  – ударный коэффициент, равный:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (6.5)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания, с:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}}, \quad (6.6)$$

где  $\omega$  – угловая частота, рад/с:

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f, \quad (6.7)$$

где  $f$  – частота тока, равная 50 Гц.

Например, токи КЗ в точке К1 составят:

– индуктивное сопротивление до точки К1:

$$x_{\Sigma} = 0,215 + 0,414 + 0,049 = 0,678 \text{ Ом};$$

– активное сопротивление до точки К1:

$$r_{\Sigma} = 0,036 + 0,323 = 0,359 \text{ Ом};$$

– полное сопротивление до точки К1:

$$z_{\Sigma} = \sqrt{(0,678)^2 + (0,359)^2} = 0,767 \text{ Ом};$$

– ток трёхфазного КЗ:

$$I_{n(0)}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,767} = 7,904 \text{ кА};$$

– ток двухфазного КЗ:

$$I_{n(0)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,904 = 6,845 \text{ кА};$$

– угловая частота:

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot 50 = 314 \text{ рад/с};$$

– постоянная времени затухания:

$$T_a = \frac{0,678}{314 \cdot 0,359} = 0,006 \text{ с};$$

– ударный коэффициент:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,006}} = 1,189;$$

– ударный ток:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 7,904 \cdot 1,189 = 13,291 \text{ кА}.$$

Аналогично ведём расчёт токов КЗ в остальных расчётных точках сети выше 1 кВ проектируемого района. Результаты представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – значения токов КЗ в сети выше 1 кВ

Расчётная точка	К1	К2	К3
$r_{\Sigma}$ , Ом	0,069	1,096	1,333
$x_{\Sigma}$ , Ом	0,639	0,814	0,839
$z_{\Sigma}$ , Ом	0,643	1,365	1,575
$I_{n(0)}^{(3)}$ , кА	9,428	4,441	3,849
$I_{n(0)}^{(2)}$ , кА	8,165	3,846	3,333
$T_a$ , с	0,029	0,002	0,002
$k_{y\partial}$	1,708	1,007	1,007
$i_{y\partial}$ , кА	22,773	6,324	5,481

### 6.3 Расчёт токов короткого замыкания в сети до 1 кВ

В расчётах токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ учитываются сопротивления контактов. Токи рассчитываются на шинах 0,4 кВ потребительской ТП и на концах всех отходящих линий. Производить расчёт будем для ТП-2.1. Для этого необходимо привести все имеющиеся в схеме сопротивления к базовой ступени напряжения, т.е. к 0,4 кВ:

$$r = r' \cdot \left( \frac{U_{\bar{6}}}{U_{cp}} \right)^2 \cdot 10^3; \quad (6.8)$$

$$x = x' \cdot \left( \frac{U_{\bar{6}}}{U_{cp}} \right)^2 \cdot 10^3, \quad (6.9)$$

где  $r'$  и  $x'$  – соответственно активное и индуктивное сопротивления элементов до приведения, Ом

$U_{cp}$  – среднее напряжение ступени с которой происходит приведение, равное в рассматриваемом случае 10,5 кВ.

Например, сопротивление системы, приведённое к базовой ступени:

$$x_C = 0,215 \cdot \left( \frac{0,4}{10,5} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,312 \text{ мОм.}$$

Также необходимо определить сопротивления трансформаторов, установленных на расчётной ТП, приведённые к базовой ступени:

$$r_{T2} = \frac{\Delta P_{K3} \cdot U_{\bar{6}}^2 \cdot 10^6}{n_{T2} \cdot S_{ном,Т}^2}; \quad (6.10)$$

$$x_{T2} = \frac{u_{k,\%} \cdot U_{\bar{6}}^2 \cdot 10^6}{n_{T2} \cdot 100 \cdot S_{ном,Т}}; \quad (6.11)$$

$$r_{T2} = \frac{5,4 \cdot (0,4)^2 \cdot 10^6}{2 \cdot 400^2} = 2,7 \text{ мОм};$$

$$x_{T2} = \frac{4,5 \cdot (0,4)^2 \cdot 10^6}{2 \cdot 100 \cdot 400} = 9 \text{ мОм}.$$

Схема замещения для расчёта токов КЗ в сетях до 1 кВ проектируемого участка микрорайона приведена на рисунке 6.2, параметры её элементов – в таблице 6.3.

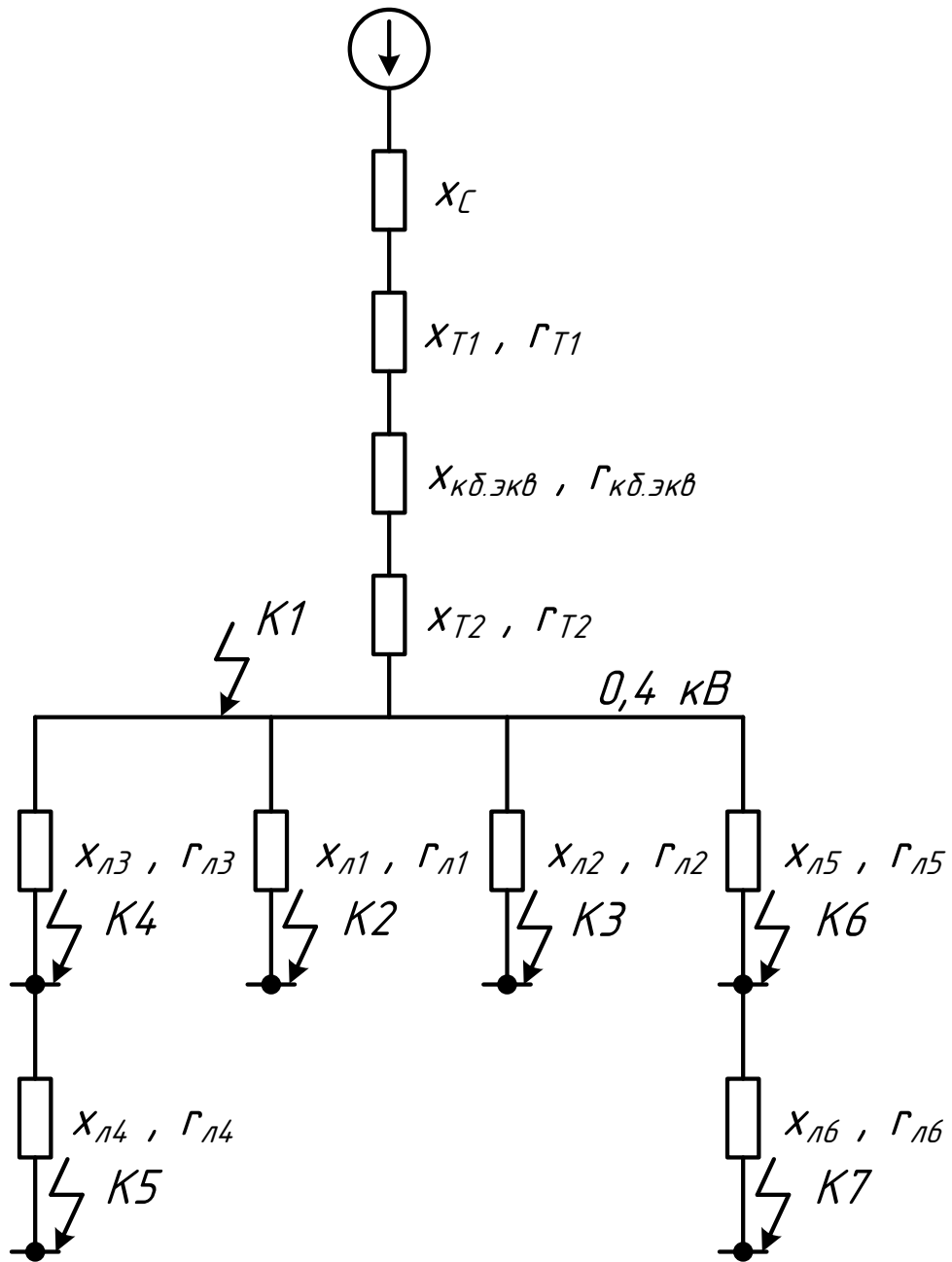


Рисунок 6.2 – схема замещения для расчётов токов КЗ в сети до 1 кВ

Таблица 6.3 – параметры схемы замещения

Элемент в схеме	Обозначение	$r$ , мОм	$x$ , мОм
Система	С	–	0,312
Трансформаторы РП	Т1	0,052	0,601
Кабели до ВН ТП-2.1	кб.эКВ	1,935	1,218
Трансформаторы ТП-2.1	Т2	2,7	9
ТП-2.1 – 5	л1	39	2,844
ТП-2.1 – 6	л2	9,5	0,683
ТП-2.1 – 2	л3	4,836	1,837
2 – 4	л4	33	2,412
ТП-2.1 – 1	л5	9,5	3,555
1 – 3	л6	33	2,389

Также в расчётах необходимо учесть сопротивления шин от трансформатора до автоматического выключателя, которые ориентировочно можно принять:  $r_{ш} = 0,5$  мОм и  $x_{ш} = 2,25$  мОм [27, с. 903].

Переходные сопротивления контактов можно принимать [21, с. 137]:

– для РУ на ТП – 15 мОм;

– на зажимах аппаратов, питаемых распределительными линиями от щитов ТП – 20 мОм.

Периодическую составляющую тока трёхфазного КЗ в начальный момент времени определяем по формуле:

$$I_{n(0)}^{(3)} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma} \cdot 10^{-3}}, \quad (6.12)$$

где  $z_{\Sigma}$  – полное сопротивление до точки КЗ, мОм.

Для определения периодической составляющей тока однофазного КЗ в начальный момент времени используется выражение:

$$I_{n(0)}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\delta} \cdot 10^3}{\sqrt{(2 \cdot r_{1,\Sigma} + r_{0,\Sigma})^2 + (2 \cdot x_{1,\Sigma} + x_{0,\Sigma})^2}}, \quad (6.13)$$

где  $r_{1,\Sigma}$  и  $x_{1,\Sigma}$  – соответственно активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности до точки КЗ, мОм;

$r_{0,\Sigma}$  и  $x_{0,\Sigma}$  – соответственно активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности до точки КЗ, мОм.

Для расчёта однофазных КЗ составляется схема замещения нулевой последовательности, в которой заземляются все источники питания. Схема изображена на рисунке 6.3.

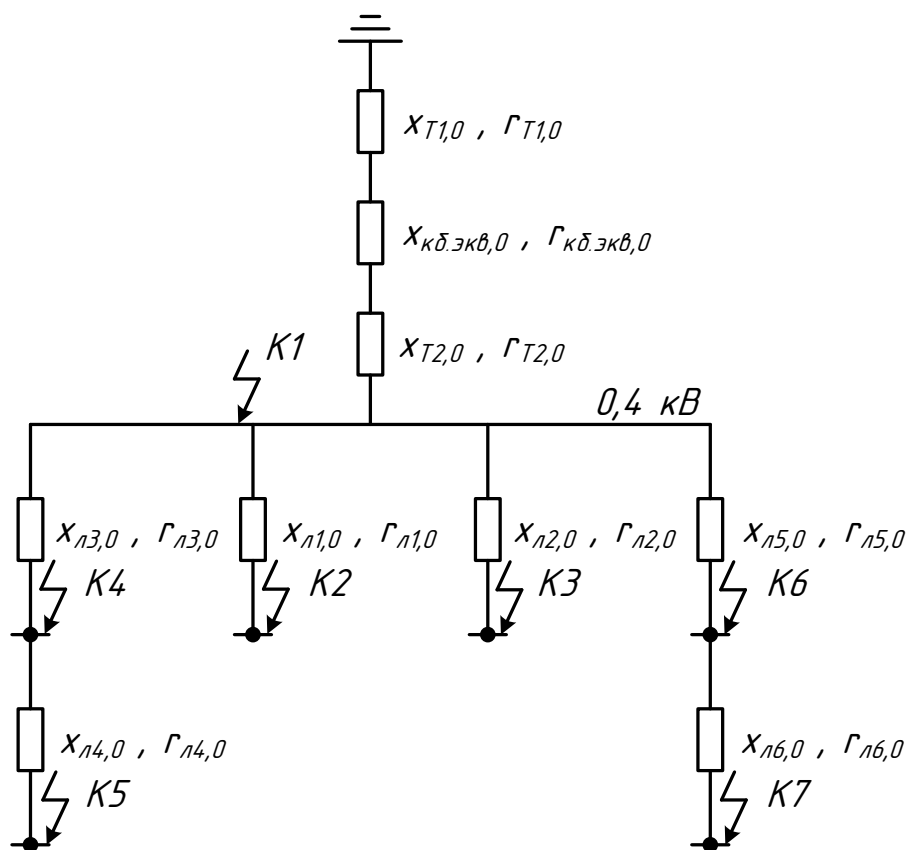


Рисунок 6.3 – схема замещения нулевой последовательности

Параметры нулевой последовательности при расчётах можно принимать следующими [21, с. 141]:

– для трансформаторов со схемой соединения обмоток Д/У<sub>Н</sub> сопротивления нулевой последовательности принимаются равными сопротивлениям прямой последовательности;

– для шин:  $x_{ш,0} = 10 \cdot x_{ш,1}$  и  $r_{ш,0} = 10 \cdot r_{ш,1}$ ;

– для кабелей:  $x_{кб,0} = 4 \cdot x_{кб,1}$  и  $r_{кб,0} = 10 \cdot r_{кб,1}$ .

Таким образом, например, токи трёхфазного КЗ в точке К1 составят:



– активное сопротивление до точки КЗ:

$$r_{\Sigma} = 0,052 + 1,705 + 2,7 + 0,5 + 15 = 19,957 \text{ мОм};$$

– индуктивное сопротивление до точки КЗ:

$$x_{\Sigma} = 0,312 + 0,601 + 0,203 + 9 + 2,25 = 12,366 \text{ мОм};$$

– полное сопротивление до точки КЗ:

$$z_{\Sigma} = \sqrt{(19,957)^2 + (12,366)^2} = 23,478 \text{ мОм};$$

– ток трёхфазного КЗ:

$$I_{n(0)}^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 23,478 \cdot 10^{-3}} = 9,836 \text{ кА};$$

– постоянная времени затухания:

$$T_a = \frac{12,366}{314 \cdot 19,957} = 0,002 \text{ с};$$

– ударный коэффициент

$$k_{y\delta} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,002}} = 1,007 \text{ с};$$

– ударный ток:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 9,836 \cdot 1,007 = 14,008 \text{ кА}.$$

– сопротивления нулевой последовательности:

$$r_{\Sigma,0} = 0,052 + 17,05 + 2,7 + 5 = 24,802 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma,0} = 0,601 + 0,812 + 9 + 22,5 = 32,913 \text{ мОм};$$

– ток однофазного КЗ:

$$I_{n(0)}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{(2 \cdot 19,955 + 24,802)^2 + (2 \cdot 12,366 + 32,913)^2}} = 7,994 \text{ кА}.$$

Аналогично определяем токи КЗ для остальных точек. Результаты представлены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – значения токов КЗ в сетях до 1 кВ

Точка	К1	К2	К3	К4	К5	К6	К7
$r_{\Sigma}$ , мОм	20,187	64,187	34,687	30,023	63,023	34,687	67,687
$x_{\Sigma}$ , мОм	13,381	39,817	14,064	15,218	17,63	16,936	19,325
$z_{\Sigma}$ , мОм	24,219	75,534	37,43	33,66	65,442	38,6	70,392
$I_{n(0)}^{(3)}$ , кА	9,535	3,057	6,17	6,861	3,529	5,983	3,281
$T_a$ , с	0,002	0,002	0,001	$1,6 \cdot 10^{-3}$	$0,9 \cdot 10^{-3}$	$1,55 \cdot 10^{-3}$	$0,9 \cdot 10^{-3}$
$k_{y\partial}$ ,	1,007	1,007	1	1	1	1	1
$i_{y\partial}$ , кА	13,579	4,354	8,726	9,703	4,991	8,461	4,64
$r_{\Sigma,0}$ , мОм	27,102	417,102	122,102	75,462	405,462	122,102	452,102
$x_{\Sigma,0}$ , мОм	36,973	48,349	39,705	44,321	53,969	51,193	60,749
$I_{n(0)}^{(1)}$ , кА	7,464	1,237	3,411	4,477	1,286	3,307	1,163

## 7 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ НА ПОТРЕБИТЕЛЬСКИХ ТП

### 7.1 Выбор КРУ 10 кВ

Выбор оборудования ведётся для ТП-2.1. Определим расчётный ток для КРУ:

$$I_{расч, КРУ} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (7.1)$$

$$I_{расч, КРУ} = \frac{\sqrt{(538,228)^2 + (109,134)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 31,707 \text{ А.}$$

Примем к установке КРУ серии КСО-203 производства Озерского завода энергетических устройств «Энергопром», которые предназначены для приёма электрической энергии и последующего её распределения при трёхфазном токе частотой 50 Гц.

Камеры данной серии нашли свое применение в качестве РУ ТП, в числе которых могут быть также блочно-модульные и комплектные. Напряжение в них имеет значение 6-10/0,4кВ и используются они в электросетях, электрических станциях в сельском хозяйстве, промышленности, а также в железнодорожной отрасли.

Сравнение каталожных данных и расчётных приведено в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – выбор КРУ 10 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные	Условие выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{расч} = 31,707 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{расч} \leq I_{ном}$
$I_{n(0)}^{(3)} = 3,849 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{n(0)}^{(3)} \leq I_{откл}$
$i_{уд} = 5,481 \text{ кА}$	$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$

## 7.2 Выбор высоковольтных выключателей

Расчётный ток выключателя:

$$I_{расч,выкл} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (7.2)$$

$$I_{расч,выкл} = \frac{\sqrt{(538,228)^2 + (109,134)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 31,707 \text{ А.}$$

Принимаем к монтажу вакуумные выключатели ВВ/TEL, которые предназначены для работы в КРУ и КСО внутренней и наружной установки классом напряжения до 20 кВ трёхфазного переменного тока частотой 50 Гц в системах с изолированной и заземленной нейтралью.

Уникальная конструкция данных выключателей позволила достичь следующих отличительных особенностей по сравнению с традиционными вакуумными выключателями:

- высокая надежность;
- отсутствие необходимости технического обслуживания в течение всего срока службы;
- возможность установки в любые шкафы РУ среднего класса напряжений;
- широкий диапазон оперативных питающих напряжений;
- малое энергопотребление от сети оперативного питания;
- функции телесигнализации;
- экологическая чистота и безопасность для окружающей среды.

Выбранный аппарат необходимо также проверить на устойчивость к термическому воздействию токов КЗ:

$$B_k = \left( I_{n(0)}^{(3)} \right)^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (7.3)$$

где  $t_{откл}$  – время продолжительности КЗ:

$$t_{откл} = t_{o.в} + t_{p.з}, \quad (7.4)$$

где  $t_{o.в}$  – собственное время отключения данного выключателя, в рассматриваемом случае равное 0,015 с;

$t_{p.з}$  – время срабатывания РЗ, равное 0,1 с.

Тогда интеграл Джоуля будет равен:

$$t_{откл} = 0,015 + 0,1 = 0,115 \text{ с};$$

$$B_k = (3,849)^2 \cdot (0,115 + 0,002) = 1,733 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Внешний вид выключателей данного типа изображён на рисунке 7.1. Сравнение каталожных и расчётных данных представлено в таблице 7.2.



Рисунок 7.1 – внешний вид выключателей BB/TEL

Таблица 7.2 – выбор высоковольтных выключателей

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{расч} = 31,117 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{расч} \leq I_{ном}$
$I_{n(0)}^{(3)} = 4,225 \text{ кА}$	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{n(0)}^{(3)} \leq I_{откл}$
$i_{уд} = 6,017 \text{ кА}$	$i_{дин} = 32 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_k = 1,733 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = (12,5)^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

### 7.3 Выбор КРУ 0,4 кВ

Расчётный ток КРУ по выражению:

$$I_{расч, КРУ} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{n_T \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (7.5)$$

$$I_{расч, КРУ} = \frac{\sqrt{(528,455)^2 + (105,909)^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 673,704 \text{ А.}$$

Принимаем к установке учётно-распределительные шкафы типа ШУР-10М-01, предназначенные для учёта и распределения энергии переменного трёхфазного тока частотой 50 Гц в системах с глухозаземлённой нейтралью. Защита отходящих линий при коротких замыканиях и перегрузках осуществляется плавкими предохранителями. Для безопасной замены плавких вставок применены совмещенные выключатели-предохранители. Шкафы ШУР-10М выпускаются в двух исполнениях – ШУР-10М-01 и ШУР-10М-02, отличающихся наличием ЯСН: ШУР-10М-01 – с ЯСН, ШУР-10М-02 – без ЯСН. ЯСН позволяет подключать различные потребители напряжением 380/220/12 В, в том числе осветительные плафоны КТПН напряжением 12 В. ЯСН имеет выходные розетки 380В/63А, 220В/10А и 12В/16А, защищенные автоматическими выключателями. Шкафы учетно-распределительные ШУР-10М допускается применять для работы в условиях воздействия климатических факторов внешней среды исполнения У кате-

гории 3 по ГОСТ 15150-69. При этом значение высоты над уровнем моря составляет не более 1000 м; окружающая среда не взрывоопасная, не содержащая агрессивных паров и газов в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию. Поставка шкафов ШУР-10М осуществляется в составе КТПН и БКТП.

#### **7.4 Выбор трансформаторов тока**

К средствам измерения в КСО-203 относятся счётчики Меркурий 230 АМ-03 класса точности 0,5 и трансформаторы тока ТШП-0,66-0,5-600/5, через которые подключаются счётчики. Класс точности трансформаторов тока – 0,5; номинальный коэффициент трансформации – 600/5.

## 8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

### 8.1 Общие положения

В электрических сетях и энергетическом оборудовании при их эксплуатации всегда будут неизбежны ненормальные режимы работы и повреждения. Самыми опасными повреждениями являются КЗ в электрических сетях и энергетическом оборудовании.

Главная причина возникновения КЗ – нарушение изоляции оборудования, которое вызывается следующими причинами:

- перенапряжения;
- старение;
- механические повреждения;
- неудовлетворительный уход за электрооборудованием.

В частых случаях развитие аварий можно предотвратить быстрым отключением повреждённого участка электроустановки или сети с применением специальных автоматических устройств, которые действуют на отключение выключателей или на сигнал, получивших наименование релейная защита.

Главное назначение РЗ – выявление места возникновения КЗ и быстрое автоматическое отключение выключателей повреждённого оборудования либо участка сети от остальной части электрической сети или установки, которая не повреждена.

Когда отключаются выключатели повреждённого элемента, то гаснет электрическая дуга, образовавшаяся в месте КЗ, прохождение тока КЗ прекращается и восстанавливается нормальное напряжение на неповреждённой части установки или сети. Благодаря этому повреждения электрооборудования, на котором образовалось КЗ, в значительной степени минимизируются или даже предотвращаются вовсе, при этом восстанавливается нормальная работа неповреждённого оборудования.

Второе назначение РЗиА – это выявление нарушений в нормальных режимах работы электрического оборудования, что могут привести к аварии, а также



подача сигналов предупреждения для обслуживающего персонала либо отключение оборудования с выдержкой времени.

Согласно нормам ПТЭ различное силовое электрооборудование электрических станций, подстанций и электросетей должно обязательно быть защищено от КЗ и нарушений в нормальных режимах работы устройствами РЗА. Данные устройства должны постоянно быть во включенном состоянии и всегда быть готовы к действию.

«Реле» – группа автоматических приборов и устройств, которые используются в РЗ, автоматике, телемеханике и других отраслях техники. В РЗ под термином «реле» понимают автоматическое устройство, срабатывающее при определённом значении воздействующей на него входной величины, называемой уставкой реле. Так, например, реле максимального тока при увеличении тока в контролируемой цепи (где включена токовая обмотка данного реле) до заданного значения, которое называется током срабатывания или уставкой, замыкает своими контактами управляемую цепь.

Под устройством РЗ понимается совокупность реле, приборов и вспомогательных элементов, которые при возникновении повреждений и ненормальных режимах работы должны действовать на его отключение или на сигнал.

## **8.2 Расчёт релейной защиты трансформатора 10/0,4 кВ**

Расчёт РЗ будем производить для трансформатора подстанции ТП-2.8. МТЗ и токовую отсечку выполняем по схеме неполной звезды на двух реле тока (КА-1 и КА-2), схема включения реле тока представлена на рисунке 8.1.

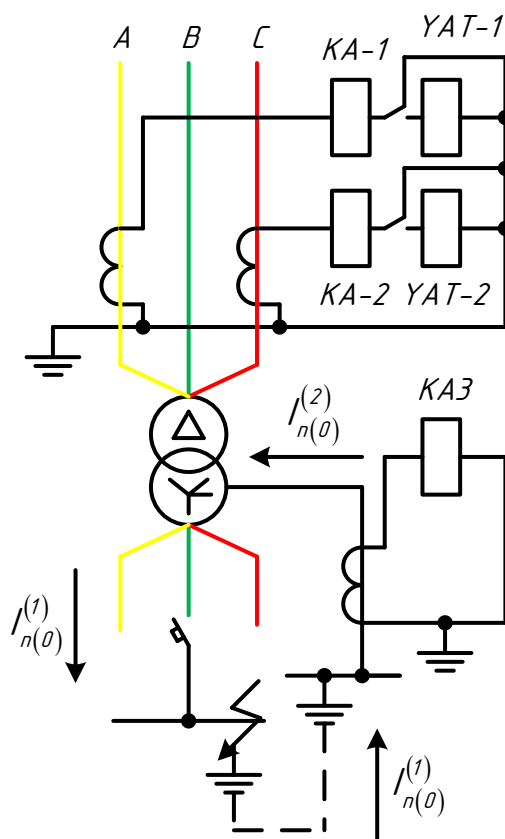


Рисунок 8.1 – схема включения реле тока

Примем в качестве токовых реле микропроцессорные реле типа РС-80М, которые предназначены для применения в схемах РЗиА, в том числе трансформаторов 6-10/0,4 кВ. Данные реле являются заменой устаревших реле максимального тока типа РТ-80, РТ-85 и РТ-90, т.к. они обладают схожими техническими характеристиками и одинаковые установочные размеры. Основные функции данного реле – токовая отсечка с выдержкой времени (70-100 мс или 150-200 мс по выбору с передней панели) и МТЗ. МТЗ может быть выполнена с независимой или с одной из двух зависимых времятоковых характеристик. В обоих случаях возможна операция шунтирования и дешунтирования управляемой цепи. Данные реле обладают встроенной флэш-памятью для возможности хранения заданных с передней панели параметров защиты светодиодной индикации срабатывания (исполнение «i») в течение 12 часов при отсутствии оперативного питания. Внешний вид реле РС-80М представлен на рисунке 8.2.

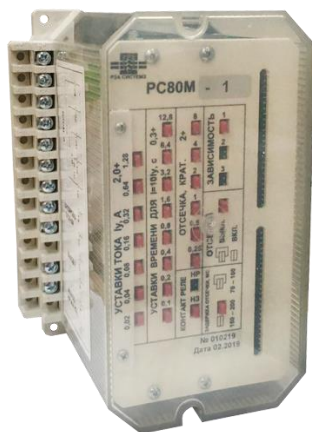


Рисунок 8.2 – реле PC-80M

Определим ток срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з} = \frac{k_H \cdot k_{СЗП}}{k_B} \cdot I_{ном,Т}, \quad (8.1)$$

где  $k_H$  – коэффициент надёжности, т.к. рассматриваемое реле является более современным аналогом РТ-80, то можно принять равным 1,2 [25, с. 15];

$k_{СЗП}$  – коэффициент самозапуска, можно принять равным 2,5 [24, с. 73];

$k_B$  – коэффициент возврата реле, по аналогии с коэффициентом надёжности можно принять как для РТ-80, равным 0,85 [25, с. 15];

$I_{ном,Т}$  – номинальный ток трансформатора, А.

Номинальный ток трансформатора найдём по формуле:

$$I_{ном,Т} = \frac{S_{ном,Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном,ВН}}. \quad (8.2)$$

$$I_{ном,Т} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23,094 \text{ А.}$$

Тогда ток срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,85} \cdot 23,094 = 81,508 \text{ А.}$$

При этом, защита не должна отключать трансформатор при срабатывании АВР на стороне 0,4 кВ, в результате которого вторая секция шин 0,4 кВ также получает питание от одного трансформатора. До срабатывания АВР данная секция была подключена к другому трансформатору. Условие срабатывание МТЗ после работы АВР [24, с. 73]:

$$I_{c.3} \geq k_H \cdot (k_{C3П} \cdot 0,71 \cdot I_{ном,Т} + 0,71 \cdot I_{ном,Т}). \quad (8.3)$$

$$I_{c.3} \geq 1,2 \cdot (2,5 \cdot 0,71 \cdot 23,094 + 0,71 \cdot 23,094) = 68,866 \text{ А.}$$

Условие выполняется.

Проверим чувствительность МТЗ к токам КЗ:

1. Определим расчётный ток реле при двухфазном КЗ за трансформатором при схеме неполной звезды с двумя реле для данной конфигурации обмоток рассматриваемого трансформатора по формуле [25, табл. 2-1]:

$$I_p = \frac{0,5 \cdot I_{n(0)}^{(3)} \cdot 10^3}{k_{ТТ}}, \quad (8.4)$$

где  $k_{ТТ}$  – коэффициент трансформации ТТ, равный 600/5.

$$I_p = \frac{0,5 \cdot 9,535 \cdot 10^3 \cdot 5}{600} = 39,729 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле определим по формуле:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.3} \cdot k_{СХ}}{k_{ТТ}}, \quad (8.5)$$

где  $k_{СХ}$  – коэффициент схемы, равный для схемы неполной звезды с двумя реле 1 [25, табл. 2-1].

Тогда ток срабатывания реле:

$$I_{c.p} = \frac{81,508 \cdot 1 \cdot 5}{600} = 0,679 \text{ А.}$$

Отсюда коэффициент чувствительности:

$$k_{чув} = \frac{I_p}{I_{c.p}}; \quad (8.6)$$

$$k_{чув} = \frac{39,729}{0,679} = 58,511$$

Полученное значение значительно выше минимально допустимого значения 1,5

2. Определим расчётный ток реле при однофазном КЗ за трансформатором для схемы неполной звезды и двух реле при данной конфигурации обмоток трансформатора [25, табл. 2-3]:

$$I_p = \frac{I_{n(0)}^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot k_{TT}}. \quad (8.7)$$

Приведём ток однофазного КЗ к напряжению 10 кВ:

$$I_{n(0),10}^{(1)} = I_{n(0),0,4}^{(1)} \cdot 10^3 \cdot \frac{U_{ном,НН}}{U_{ном,ВН}}; \quad (8.8)$$

$$I_{n(0),10}^{(1)} = 7,466 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,4}{10} = 298,56 \text{ А.}$$

Тогда расчётный ток:

$$I_p = \frac{319,76 \cdot 5}{\sqrt{3} \cdot 600} = 1,436 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ув}} = \frac{1,436}{0,679} = 2,115.$$

Значение больше минимально допустимого 1,5. Это означает, что рассматриваемый трансформатор не нуждается в специальной защите нулевой последовательности.

## 9 ВЕЛИЧИНА ПРИВЕДЁННЫХ ЗАТРАТ НА РЕАЛИЗАЦИЮ СЕТИ

Определим величину приведённых затрат на сооружение спроектированной для участка микрорайона сети. Определяем приведённые затраты по формуле:

$$Z = E_H \cdot K + I_{\Sigma}, \quad (9.1)$$

где  $E_H$  – нормативный коэффициент дисконтирования, принимаем равным 0,125;

$K$  – капиталовложения на сооружение сети, млн. руб;

$I_{\Sigma}$  – суммарные издержки проектируемой сети, млн. руб.

Единовременные капитальные вложения для сооружения электрической сети состоят из вложений на возведение кабельных линий, а также на потребительские трансформаторные пункты:

$$K = K_{ТП} + K_{КЛ}, \quad (9.2)$$

где  $K_{ТП}$  – вложения на сооружение потребительских ТП, млн. руб;

$K_{КЛ}$  – вложения на сооружение КЛ, млн. руб.

Вложения на ТП же состоят из стоимости самой КТП и стоимости силовых трансформаторов, которые в ней установлены:

$$K_{ТП} = (K_{КТП} + n_T \cdot K_T) \cdot 10^{-6}, \quad (9.3)$$

где  $K_{КТП}$  – стоимость КТП, руб;

$K_T$  – стоимость трансформатора, руб.

Вложения на возведение кабельных линий включают в себя удельную стоимость самого кабеля данного сечения, стоимости прокладки кабеля данного сечения и стоимости разработки и засыпки грунта под траншею:

$$K_{КЛ} = (K_{кб} + K_{транш} + K_{пр}) \cdot l \cdot 10^{-6}, \quad (9.4)$$

где  $K_{кб}$  – удельная стоимость кабеля данного сечения, руб/м;

$K_{транш}$  – удельная стоимость разработки и засыпки грунта, руб/м;

$K_{пр}$  – удельная стоимость прокладки кабеля данного сечения, руб/м.

Суммарные издержки строятся из составляющих их издержек на амортизацию, эксплуатацию и текущий ремонт электрического оборудования и затрат снабжающей организации на возмещение потерь электрической энергии:

$$I_{\Sigma} = I_a + I_{эр} + I_{\Delta W}, \quad (9.5)$$

где  $I_{эр}$  – издержки на амортизацию, представляющие собой накопление средств для покупки и замены устаревшего оборудования, млн. руб;

$I_a$  – издержки на текущий ремонт и эксплуатацию электрооборудования, необходимые для поддержания оборудования в рабочем состоянии, млн. руб;

$I_{\Delta W}$  – затраты снабжающей организации на возмещение потерь электрической энергии, млн. руб.

Издержки на амортизацию определим по формуле:

$$I_a = \alpha_{a,КЛ} \cdot K_{КЛ} + \alpha_{a,ТП} \cdot K_{ТП}, \quad (9.7)$$

где  $\alpha_{a,КЛ}$  – нормы ежегодных отчислений на амортизацию, равные для КЛ до 10 кВ включительно при прокладке в земле 0,03 [29];



$\alpha_{a,ТП}$  – нормы ежегодных отчислений на амортизацию для РУ и ПС, равные 0,063 [29].

Издержки на текущий ремонт и эксплуатацию определяем по формуле:

$$I_{эр} = \alpha_{н.о.,КЛ} \cdot K_{КЛ} + \alpha_{н.о.,ТП} \cdot K_{ТП}, \quad (9.6)$$

где  $\alpha_{н.о.,КЛ}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию КЛ, равные для КЛ до 10 кВ включительно, проложенных в земле, 0,015 [29];

$\alpha_{н.о.,ТП}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию РУ и ПС, равные 0,01 [29].

Затраты на возмещение потерь электроэнергии определяем по выражению:

$$I_{\Delta W} = C_{\Delta W} \cdot \Delta W_{\Sigma} \cdot 10^{-6}, \quad (9.8)$$

где  $C_{\Delta W}$  – удельная стоимость потерь электроэнергии, для территории Амурской области равная 2 руб/(кВт·ч);

$\Delta W_{\Sigma}$  – суммарные потери электроэнергии в спроектированной электрической сети, кВт·ч.

Суммарные потери электроэнергии состоят из потерь в трансформаторах потребительских ТП и КЛ напряжениями 0,4 и 10 кВ:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{КЛ0,4,\Sigma} + \Delta W_{КЛ10,\Sigma} + \Delta W_{Т,\Sigma}, \quad (9.9)$$

где  $\Delta W_{КЛ0,4,\Sigma}$  – суммарные потери в КЛ 0,4 кВ, кВт·ч;

$\Delta W_{КЛ10,\Sigma}$  – суммарные потери в КЛ 10 кВ, кВт·ч;

$\Delta W_{Т,\Sigma}$  – суммарные потери в трансформаторах ТП, кВт·ч.

Стоимость разработки и засыпки грунта для траншеи принимаем исходя из [18], то есть:

$$K_{\text{трании}} = 310 \text{ руб/м.}$$

Цены на кабели разного сечения для КЛ 0,4 кВ примем в соответствие с [5], а для КЛ 10 кВ в соответствие с [6], данные значения приведены в таблице 9.1:

Таблица 9.1 – удельная стоимость кабелей разных сечений

Сечение, мм <sup>2</sup>	$K_{\text{кб}}$ на номинальное напряжение, руб/м	
	0,4 кВ	10 кВ
10	77,41	–
16	103	–
25	144	–
35	181	611,1
50	233	605,2
70	306	775,24
95	366	833,21
120	460	923,5
150	526	1028,16

Стоимость на прокладку кабелей для разных сечений принимаем исходя из данных [18], значения показаны в таблице 9.2:

Таблица 9.2 – стоимость прокладки кабелей разного сечения

Сечение, мм <sup>2</sup>	$K_{\text{пр}}$ , руб/м
до 16	200
16-35	250
35-95	350
95-240	420

Стоимость КТП принимаем в соответствие с [9]:

– для КТП:

$$K_{\text{КТП}} = 710000 \text{ руб;}$$

– для 2КТП:

$$K_{\text{КТП}} = 1450000 \text{ руб.}$$

Стоимость трансформаторов принимаем в соответствие с [9]; данные представлены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – стоимость трансформаторов

$S_{ном,Т}$ , кВ·А	$K_T$ , руб
160	139000
250	175000
400	234000
630	326000
1600	815000

Стоимость встроенной трансформаторной подстанции, применяемой для спорткомплекса примем в соответствие с [15], то есть:

$$K_{КТПВ} = 654000 \text{ руб.}$$

Например, вложения на сооружение ТП-2.8 составят:

$$K_{ТП} = (1450000 + 2 \cdot 326000) \cdot 10^{-6} = 2,102 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения на возведение, например, КЛ ТП-2.4 – ТП-2.5:

$$K_{КЛ} = (611,1 + 310 + 350) \cdot 529,5 \cdot 10^{-6} = 0,673 \text{ млн. руб.}$$

Аналогично определяем капиталовложения на сооружение остальных КТП и КЛ. Результаты представлены в таблицах 9.4, 9.5 и 9.6.

Таблица 9.4 – капиталовложения на сооружение КТП

ТП	$K_{КТП}$ , млн. руб	$K_T$ , млн. руб	$K_{ТП}$ , млн. руб
ТП-2.1	1,45	0,468	1,918
ТП-2.2	1,45	0,468	1,918
ТП-2.3	0,71	0,175	0,885
ТП-2.4	0,71	0,175	0,885
ТП-2.5	0,71	0,234	0,944
ТП-2.6	1,45	0,468	1,918
ТП-2.7	1,45	0,35	1,8
ТП-2.8	1,45	0,652	2,102
ТП-2.9	1,45	0,278	1,728
ТП-2.10	0,654	1,63	2,284
Итого	—	—	16,382

Таблица 9.5 – капиталовложения на сооружение КЛ 0,4 кВ

Линия	$K_{КЛ}$ , млн. руб
ТП-2.1 – 5	0,044
ТП-2.1 – 1	0,113
1 – 3	0,037
ТП-2.1 – 6	0,011
ТП-2.1 – 2	0,058
2 – 4	0,037
ТП-2.2 – 11	0,044
ТП-2.2 – 7	0,113
7 – 9	0,037
ТП-2.2 – 12	0,011
ТП-2.2 – 8	0,058
8 – 10	0,037
ТП-2.3 – 13	0,021
13 – 14	0,024
14 – 15	0,014
ТП-2.3 – 16	0,036
16 – 18	0,018
18 – 17	0,014
ТП-2.4 – 22	0,021
22 – 24	0,024
24 – 23	0,014
ТП-2.4 – 19	0,036
19 – 20	0,018
20 – 21	0,014
ТП-2.5 – 27	0,011
27 – 25	0,041
27 – 29	0,041
ТП-2.5 – 28	0,011
28 – 26	0,028
28 – 30	0,028
ТП-2.6 – 31	0,013
ТП-2.6 – 32	0,067
ТП-2.6 – 33	0,068
ТП-2.7 – 34	0,1
ТП-2.8 – 35	0,323
ТП-2.9 – 36	0,016
ТП-2.9 – 37	0,014
Итого	1,615

Таблица 9.6 – капиталовложения на сооружение КЛ 10 кВ

Линия	$K_{кл}$ , млн. руб
ТП-2.6 – ТП-2.8	0,217
ТП-2.9 – ТП-2.6	0,265
ТП-2.10 – ТП-2.9	0,235
ТП-3.10 – ТП-2.10	0,101
ТП-2.7 – ТП-2.1	0,157
ТП-2.5 – ТП-2.7	0,268
ТП-2.4 – ТП-2.5	0,673
ТП-2.3 – ТП-2.4	0,289
ТП-2.2 – ТП-2.3	0,246
ТП-3.1 – ТП-2.2	0,246
Итого	2,697

Отсюда получаем следующее значение вложений на сооружение всей сети:

$$K = 16,382 + 1,615 + 2,697 = 20,694 \text{ млн. руб.}$$

Издержки на амортизацию:

$$I_a = 0,03 \cdot (1,615 + 2,697) + 0,063 \cdot 16,382 = 1,161 \text{ млн. руб.}$$

Издержки на эксплуатацию и текущий ремонт:

$$I_{ep} = 0,015 \cdot (1,615 + 2,697) + 0,01 \cdot 16,382 = 0,229 \text{ млн. руб.}$$

Потери электрической энергии:

$$\Delta W_{\Sigma} = 34357 + 39409 + 165000 = 238766 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Затраты на компенсацию потерь:

$$I_{\Delta W} = 2 \cdot 238766 \cdot 10^{-6} = 0,478 \text{ млн. руб.}$$

Суммарные издержки:

$$I_{\Sigma} = 1,161 + 0,229 + 0,478 = 1,868 \text{ млн. руб.}$$

Приведённые затраты для сооружения проектируемого участка сети:

$$Z = 0,125 \cdot 20,694 + 1,868 = 4,455 \text{ млн. руб.}$$

Основные технико-экономические показатели проектируемой сети представлены в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – основные технико-экономические показатели сети

$K$ , млн. руб	$I_a$ , млн. руб	$I_{эп}$ , млн. руб	$I_{\Delta W}$ , млн. руб	$З$ , млн. руб
20,694	1,161	0,229	0,478	4,455

## 10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 10.1 Безопасность

Во избежание вреда для здоровья персонала, который обслуживает электроустановки и оборудование, важно соблюдать безопасность условий труда. Такая безопасность обеспечивается при соблюдении правил и норм, применяемых в проектировании, монтаже и эксплуатации электрического оборудования. Данные правила подробно изложены в [14].

Правила данного норматива распространяются на работодателей: юридических и физических лиц независимо от их организационно-правовых форм и работников из числа электротехнического и неэлектротехнического персонала организаций, что осуществляют техническое обслуживание электрических установок, проведение оперативных переключений в них, организацию и выполнение строительных, монтажных, различных наладочных и ремонтных работ, испытания и измерения, а также осуществляют управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и электропринимающих установок потребителей электроэнергии.

Мероприятия, которые требуют строгого выполнения и обеспечивающие безопасность работ в электроустановках [14]:

- назначение ответственных лиц за организацию проведения работ;
- выполнение распоряжения на осуществление производства работ;
- осуществление допуска на производство работ;
- надзор на время проведения работ;
- оформление начала, окончания, перерывов работы, перевод на новое рабочее место.

Для обеспечения безопасности работ в действующих электроустановках должны выполняться следующие организационные мероприятия:

- назначение лиц ответственных за организацию работ;
- выполнение наряда (распоряжения) на производство работ;
- осуществление допуска на производство работ;

- надзор во время работ;
- оформление начала и окончания работы, перерывов в работе, перевод на новое рабочее место [14].

К работе в установках допускаются только те лица, которые прошли соответствующие инструктаж, обучение безопасным методам труда, проверку знаний правил безопасности и инструкций в соответствие с занимаемой должностью с присвоением соответствующей квалификации по технике безопасности.

К мерам защиты от воздействия электрического тока можно отнести:

**1. Меры защиты при прямом прикосновении**

**2. Меры защиты при косвенном прикосновении**

В качестве мер защиты от прямого прикосновения следует применять:

- по меньшей мере основную изоляцию токоведущих частей;
- ограждения или оболочки;
- сверхнизкое напряжение (систему безопасного сверхнизкого напряжения (БСНН) или систему защитного сверхнизкого напряжения (ЗСНН);
- барьеры;
- размещение вне зоны досягаемости.

В качестве мер защиты при косвенном прикосновении следует применять:

- автоматическое отключение питания;
- оборудование класса II по ГОСТ 12.2.007.0 (двойную или усиленную изоляцию);
- сверхнизкое напряжение (систему БСНН, ЗСНН или систему функционального сверхнизкого напряжения (ФСНН);
- изолирующие (непроводящие) помещения, зоны, площадки;
- незаземленную систему местного уравнивания потенциалов;
- электрическое отделение цепей.

В каждом здании (сооружении) должна быть выполнена основная система уравнивания потенциалов, которую следует реализовать путем присоединения к главной заземляющей шине электроустановки следующих проводящих частей:

- защитных проводников;



– заземляющих проводников устройств защитного, функционального и молниезащитного заземлений, если такие устройства в электроустановке здания (сооружения) предусмотрены;

– металлических труб коммуникаций, входящих в здание (сооружение) извне: холодного и горячего водоснабжения, канализации, отопления, газоснабжения (в случае наличия изолирующей вставки на вводе в здание присоединение осуществляется после неё со стороны здания) и т.п.;

– металлических частей каркаса здания (сооружения) и металлических конструкций производственного назначения;

– металлических частей систем вентиляции и кондиционирования;

– основных металлических частей для усиления строительных конструкций, таких как стальная арматура железобетона, если это возможно;

– металлических покрытий (оболочек, экранов, брони) телекоммуникационных кабелей (при этом следует принять во внимание требования собственника указанных кабелей или организации, обслуживающей эти кабели, относительно такого присоединения).

Проводящие части, которые входят в здание (сооружение) извне, должны быть соединены с проводниками основной системы уравнивания потенциалов как можно ближе к точке ввода этих частей в здание (сооружение).

Дополнительная система уравнивания потенциалов выполняется в дополнение к основной системе уравнивания потенциалов, когда защитное устройство не может обеспечить выполнение требований к времени автоматического отключения питания

Дополнительная система уравнивания потенциалов может охватывать всю электроустановку, ее часть или отдельные аппараты электроустановки.

Дополнительная система уравнивания потенциалов должна объединять (путем соединения защитными проводниками) все доступные одновременно прикосновению открытые проводящие части стационарного электрооборудования и сторонние проводящие части, в том числе, если это возможно, основные

металлические части для укрепления строительных конструкций, такие как стальная арматура железобетона.

Применение УЗО как дополнительной меры защиты от поражения электрическим током осуществляется для обеспечения защиты в случаях отказа основных мер защиты от прямого прикосновения и (или) при косвенном прикосновении либо неосторожных действий человека.

## **10.2 Экологичность**

Шумом является беспорядочное сочетание звуков, различных по силе и частоте. Влияние на степень психологической и физиологической восприимчивости оказывают такие факторы как: тип высшей нервной деятельности, характера, уровень физической активности, степень нервного и физического перенапряжений, а также различные вредные привычки.

Разделение шума по характеру нарушений физиологических функций:

- шум, который мешает (препятствует языковой связи);
- шум, раздражающий (вызывает нервное напряжение и как следствие – снижение работоспособности и общее переутомление);
- шум, вредный (нарушает физиологические функции на длительный период и вызывает развитие хронических заболеваний, связанных со слуховым восприятием).

По характеру спектра шума выделяют:

- широкополосный шум с непрерывным спектром шириной более 1 октавы;
- тональный шум, в спектре которого имеются выраженные тоны.

Тональный характер шума для практических целей устанавливается измерением в 1/3 октавных полосах частот по превышению уровня в одной полосе над соседними не менее чем на 10 дБ.

По временным характеристикам шума выделяют:

- постоянный шум, уровень звука которого за 8-часовой рабочий день или за время измерения в помещениях жилых и общественных зданий, на территории

жилой застройки изменяется во времени не более чем на 5 дБА при измерениях на временной характеристике шумомера «медленно»;

– непостоянный шум, уровень звука которого за 8-часовой рабочий день, за рабочую смену или во время измерения в помещениях жилых и общественных зданий, на территории жилой застройки изменяется во времени более чем на 5 дБА при измерениях на временной характеристике шумомера «медленно».

Непостоянные шумы подразделяют на:

– колеблющийся во времени шум, уровень звука которого непрерывно изменяется во времени;

– прерывистый шум, уровень звука которого ступенчато изменяется (на 5 дБА и более), причем длительность интервалов, в течение которых уровень остается постоянным, составляет 1 с и более;

– импульсный шум, состоящий из одного или нескольких звуковых сигналов, каждый длительностью менее 1 с, при этом уровни звука в дБА<sub>1</sub> и дБА, измеренные соответственно на временных характеристиках «импульс» и «медленно», отличаются не менее чем на 7 дБ

В качестве характеристик постоянного шума, а также для определения эффективности мероприятий по ограничению его неблагоприятного влияния, принимаются уровни звукового давления в дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами: 31,5; 63; 125; 250; 1000; 2000; 4000; 8000 Гц.

В качестве общей характеристики шума на рабочих местах применяют оценку уровня звука в дБА, которая представляет собой среднюю величину частотных характеристик звукового давления.

Для характеристики непостоянного шума на рабочих местах применяется интегральный параметр – эквивалентный уровень звука в дБА, максимальный уровень звука в дБА.

#### 10.2.1 Исходные данные для расчёта шума

При разработке системы электроснабжения проектируемого жилого района было необходимо сгруппировать потребителей и запитать каждую группу от своей ТП. Произведём расчёт шума, создаваемого трансформаторами одной из

такой ТП, которая осуществляет питание общеобразовательной школы. Данная ТП имеет номер ТП-2.8, тип трансформаторов, установленных на этой ТП – ТМГ-630/10. Данные для расчётов представлены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – исходные данные для расчёта шума, создаваемого трансформаторами ТП-2.8

Число трансформаторов $n_T$ , шт	Вид системы охлаждения	Номинальная мощность трансформатора, кВ·А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с естественной циркуляцией воздуха и масла (система охлаждения вида М)	630	10	Территории, непосредственно прилегающие зданиям школ и других учебных заведений

### 10.2.2 Допустимый уровень шума

В соответствие с [3, с. 94] либо [19] определяем допустимый уровень шума, который зависит от типа территории, прилегающей к ТП. Однако, для некоторых территорий в установке допустимых уровней шума играет ещё и время суток. Принимаем наиболее жёсткие требования, установленные для времени суток с 23:00 до 07:00 часов.

Таким образом, для территорий, непосредственно прилегающих к школам, допустимый уровень шума составит:

$$L_A = 45 \text{ дБА.}$$

### 10.2.3 Шумовые характеристики источника шума

Определяем шумовые характеристики источника шума, согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения [3, с. 96]. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

Для трансформатора с естественной циркуляцией воздуха и масла (система охлаждения вида М) при типовой мощности 630 кВ·А и напряжении 10 кВ уровень звуковой мощности составляет:

$$L_{PA} = 70 \text{ дБА.}$$

#### 10.2.4 Минимальное расстояние от ТП-2.8 до границы здания школы

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный единице, что можно принять для трансформатора, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен  $L_{PA}$ , то в любой точке полусферы радиусом  $R$  уровень шума, создаваемый данным источником, будет равен  $L_A$  (рисунок 10.1).

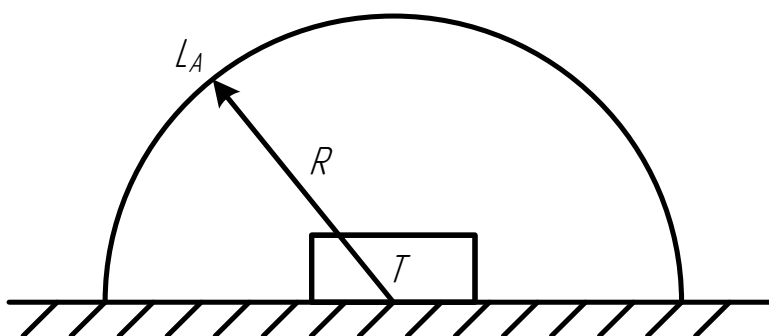


Рисунок 10.1 – излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение:

$$L_{PA} = L_A + 10 \cdot \lg \left( \frac{S}{S_0} \right), \quad (10.1)$$

где  $S$  – площадь поверхности полусферы,  $\text{м}^2$ ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2.$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии  $R$  от трансформатора ( $R > 30$  м) можно определить по формуле:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \cdot \lg \left( \frac{S}{S_0} \right), \quad (10.2)$$

где  $S = 2 \cdot \pi \cdot R^2$ .

На ТП-2.8 установлено два трансформатора, а сама ТП-2.8 расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 10.2. Расстояния  $R_1$  и  $R_2$  неизвестны, а  $l$  – известно.

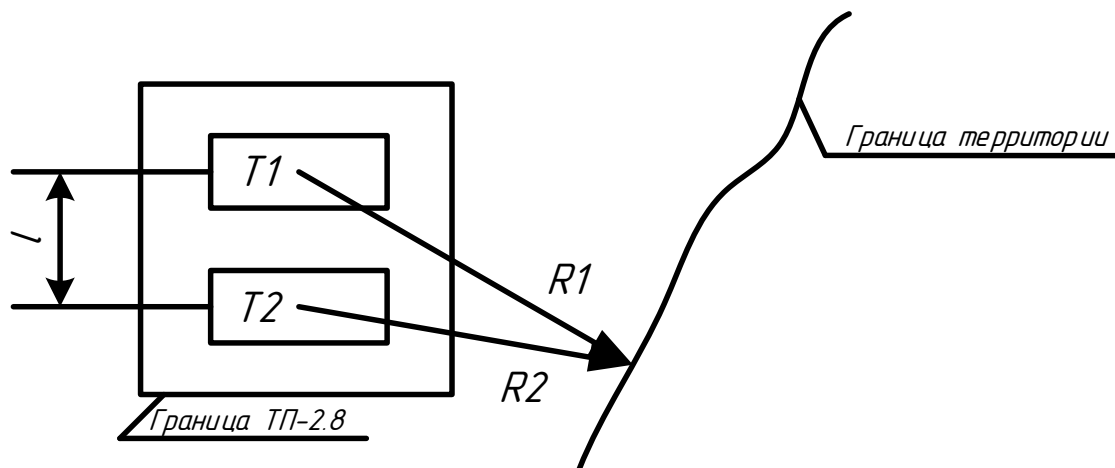


Рисунок 10.2 – схема расположения ТП-2.8 относительно здания школы

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, находящихся на ТП-2.8, до границы здания школы по формуле (10.2) необходимо принять следующие допущения:

– так как расстояние между трансформаторами  $l$  небольшое и  $R_1 \gg l$ ,  $R_2 \gg l$ , то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен:

$$L_{PA,\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 \cdot L_{PA,i}}, \quad (10.3)$$

где  $n_T$  – количество трансформаторов;

$L_{PA,i}$  – скорректированный уровень звуковой мощности  $i$ -го источника шума, дБА.

$$L_{PA,\Sigma} = 10 \cdot \lg (10^{0,1 \cdot 70} + 10^{0,1 \cdot 70}) = 73,01 \text{ дБА};$$

– на границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука  $L_A(R) = \Delta Y_{L_A}$ . Тогда  $R = R_{\min}$ .

Исходя из принятых допущений выражение (10.2) можно переписать в следующем виде:

$$\Delta Y_{L_A} = L_{PA,\Sigma} - 10 \cdot \lg \left( \frac{2 \cdot \pi \cdot R_{\min}^2}{S_0} \right). \quad (10.4)$$

Решив последнее уравнение относительно  $R_{\min}$  получим минимальное расстояние от источников шума на РП до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA,\Sigma} - \Delta Y_{L_A})}}{2\pi}}; \quad (10.5)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(73,01-45)}}{2\pi}} = 10,033 \text{ м.}$$

Любое  $R \geq R_{\min}$  будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ТП-2.8 территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а  $R_{\min} = L_{CCЗ}$  СЗЗ по шуму.

### 10.3 Чрезвычайные ситуации

Горение – сложное быстропротекающее химическое превращение, которое сопровождается выделением большого количества тепла и свечением. В большинстве случаев горение представляет из себя экзотермическое окислительное взаимодействие горючего вещества с окислителем. К горению, кроме процессов взаимодействия веществ с кислородом, относят также и разложение различных взрывчатых веществ, соединение ряда веществ с хлором и фтором, оксидов натрия и бария с диоксидом углерода и т.п. Химическая реакция горения всегда является сложной: она состоит из ряда элементарных химических превращений. При горении химическое превращение происходит одновременно с физическими

процессами, т.е. переносом тепла и массы. Поэтому скорость горения всегда определяется как условиями тепло- и массопередачи, так и скоростью протекания химических реакций.

В соответствие с [23] имеем следующие положения:

– класс пожаровзрывоопасной зоны всех электроустановок зданий и сооружений должен соответствовать классу пожаровзрывоопасной зоны, где они установлены, а также соответствовать категории и группе горючей смеси; чтобы обеспечить бесперебойное электроснабжение систем противопожарной защиты, которые установлены в сооружениях класса функциональной пожарной опасности Ф1.1 с круглосуточным пребыванием людей, необходимо использование автономных резервных ИП;

– электрическая проводка и КЛ систем противопожарной защиты, средств обеспечения деятельности подразделений пожарной охраны, систем обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре, аварийного освещения на путях эвакуации, аварийной вентиляции и противодымной защиты, автоматического пожаротушения, внутреннего пожарного водопровода, лифтов для транспортировки подразделений пожарной охраны в зданиях и сооружениях должны сохранять работоспособность в условиях пожара в течение времени, необходимого для выполнения их функций и эвакуации людей в безопасную зону;

– кабели от ПС резервных ИП до ВРУ должны прокладываться в отдельных огнестойких каналах, либо иметь огнезащиту;

– линии электроснабжения зданий и сооружений должны иметь устройства защитного отключения, которые обеспечивают предотвращение возникновения пожара; правила установки и параметры устройств защитного отключения должны учитывать требования пожарной безопасности, установленные настоящим Федеральным законом;

– вертикальные и горизонтальные каналы для прокладки электрических кабелей и проводов в зданиях и сооружениях должны обладать защитой от распространения пожара; в местах, где проходят кабельные каналы, коробки, кабели и



провода, должны быть предусмотрены кабельные проходки через строительные конструкции с пределом огнестойкости не ниже предела огнестойкости данных конструкций.

В соответствие с нормами РД 153-34.0-03.301-00 имеем следующий порядок действий при возникновении пожаров в трансформаторе:

- трансформатор должен быть отключен от сети всех напряжений, если он не отключился от действия РЗ, а также заземлён;
- персоналу необходимо проконтролировать включение стационарной установки пожаротушения (если она имеется);
- вызвать пожарную охрану и дальше действовать по оперативному плану пожаротушения.

Для того чтобы возможные возгорания были ликвидированы максимально быстро, а персонал, обслуживающий электроустановки, действовал правильно и эффективно, реализуется ряд мер.

Во-первых, это разработка оперативных планов ликвидации возгораний - так называемых карточек тушения пожара. Каждому элементу оборудования (группе оборудования в одной ячейке, шкафу и т.д.) разрабатывается индивидуальная карточка, в которой приводятся рекомендации относительно того, какие меры безопасности необходимо принять в случае возгорания и какими способами, при помощи каких средств ликвидировать возгорание. Применение данных карточек значительно сокращает время, требуемое на тушение пожара, а также исключает возможные неправильные действия.

Во-вторых, это проведение противопожарных тренировок персоналу. Цель данного мероприятия сводится к приобретению практических навыков действий в случае возникновения аварийных ситуаций, повлекших за собой возгорание оборудования. Тренировка предусматривает выполнение действий условно, рассматривается несколько вариантов развития той или иной ситуации и соответствующие действия персонала.

С целью контроля обслуживающему персоналу проводится периодическая проверка знаний по вопросам пожарной безопасности.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы была спроектирована и рассчитана городская распределительная сеть.

Проектирование схемы городской распределительной сети даёт возможность понять задачи, которые ставятся перед инженерами в проектных организациях, а также некоторые аспекты реального применения подобных схем инженерами эксплуатации.

Проект системы электроснабжения города не является образцом проектирования по сравнению с проектами специализированных организаций, что связано с ограниченностью опыта как проектирования, так и эксплуатации. Но выполнение таких проектов даже в учебных целях даёт серьёзное подкрепление и упорядочение имеющихся и вновь полученных знаний.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Белов С. В. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность): учебник / С.В. Белов. – 2-е изд., испр. и доп. – М.: Изд-во Юрайт, 2011. – 680 с.
- 2 Булгаков А. Б. Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 627 с.
- 3 Булгаков А. Б. Безопасность жизнедеятельности: методические указания к практическим занятиям / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 101 с.
- 4 Города России [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://xn----7sbiew6aadnema7p.xn--p1ai/>
- 5 Кабель.РФ [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://blagoveschensk.cable.ru/cable/group-avbbshv.php>
- 6 Кабельные системы [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://kabel-s.ru/>
- 7 Козлов В. А. Справочник по проектированию электроснабжения городов / В. А. Козлов, Н. И. Билик, Д. Л. Файбисович. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л. : Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1986. – 256 с.
- 8 Конюхова, Е. А. Электроснабжение объектов : учеб. пособие для студ. учреждений сред. проф. образования / Е. А. Конюхова. – М. : Мастерство, 2002. – 320 с.
- 9 Кубаньэлектроцит [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://www.kesch.ru/>
- 10 Мясоедов, Ю. В. Электроснабжение городов : сборник учебно-методических материалов. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2017. – 182 с.
- 11 ООО «Вольт-энерго» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://volt-energo.ru/whatisbktp.html>

12 Приказ о порядке расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии от 23.06.2015 № 380. – Министерство энергетики Российской Федерации.

13 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС

14 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утверждены приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

15 Производственно-коммерческая группа «РусТранс» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://trans-ktp.ru/price/ktp>

16 РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей.

17 Савина Н. В. Электроэнергетические системы и сети. Часть первая : учеб. пособие / Н. В. Савина. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2014. – 177 с.

18 Сигма [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.sigma-nn.ru/price/prokladka-v-zemle.html>

19 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки».

20 СП 52.13330.2011 «СНиП 23-05-95\*. Естественное и искусственное освещение»

21 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю. Г. Барыбина [и др.]. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

22 Фёдоров, А. А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий / А. А. Фёдоров, Л.Е. Старкова. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

23 Федеральный закон от 22.07.2009 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

24 Шахнин В. А. Электроснабжение микрорайона многоэтажной жилой застройки : учеб. пособие / В. А. Шахнин, С. И. Рощина. – Владимир : Изд-во ВлГУ, 2017. – 107 с.

25 Шабад М. А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М. А. Шабад. – 3-е изд., перераб. и доп. – Л. : Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985. – 296 с.

26 Шведов Г. В. Электроснабжение городов: электропотребление, расчётные нагрузки, распределительные сети : учеб. пособие / Г.В. Шведов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 268 с.

27 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М. : Издательство МЭИ, 2012. – 964 с.

28 Электрощит [Электронный ресурс]. – Режим доступа : [https://elektroshield.ru/portfolio-item/transformatory\\_tmg/](https://elektroshield.ru/portfolio-item/transformatory_tmg/)

29 ElEnergi.ru [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://elenergi.ru/texniko-ekonomicheskij-raschet-sistem-elektrosnabzheniya.html>