

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование системы электроснабжения микрорайона Звездный города Циолковский в Амурской области

Исполнитель

студент группы 742 обз

(подпись, дата)

А.М. Гулевич

Руководитель

профессор, доктор. техн. наук

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

(подпись, дата)

И.А. Лисогурский

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

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2021 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Гулевич Анастасии Максимовны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы электроснабжения микрорайона Звездный города Циолковский в Амурской области

(утверждена приказом от 19.03.2021г. № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 15.06.2021г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Генеральный план района, однолинейная схема питающей подстанции, нормативно-справочная литература

4. Содержание выпускной квалификационной работе (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика района проектирования. Определение расчетных нагрузок района, выбор схемы и параметров распределительной сети 0,4 и 10 кВ, выбор числа и мощности трансформаторных подстанций, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка электрических аппаратов, расчет заземления для комплектной трансформаторной подстанции, расчет уставок релейной защиты, анализ безопасности и экологичности проекта.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Генеральный план с линиями 10 кВ. 2. Генеральный план с линиями 0,4 кВ. 3. План ТП 10/0,4 кВ, ЦРП с размещением оборудования 4. Однолинейная схема ЦРП. 5. Однолинейная схема. ТП 6. Релейная защита.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе: Безопасность и экологичность А.Б. Булгаков, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 24.03.2021г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна, профессор, доктор техн.наук.

Задание принял к исполнению (дата): 08.04.2021

_____ (подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 140 страниц, 18 рисунков, 43 таблицы, 25 источников.

ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, ПОДСТАНЦИЯ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РАСЧЕТ ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ.

В данной выпускной квалификационной работе было произведено проектирование системы электроснабжения микрорайона Звездный города Циолковский в Амурской области.

При разработке выпускной квалификационной работы был выполнен следующий объем работы: произведен расчет электрических нагрузок, а также расчет наибольших токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, произведен выбор и проверка электрических аппаратов ЦРП при различных режимах работы, был рассмотрен расчет релейной защиты.

Также в работе разработаны мероприятия по обеспечению безопасности и экологичности проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Краткое описание района размещения микрорайона «Звездный»	10
1.1 Характеристика района расположения микрорайона «Звездный»	10
1.2 Характеристика источника питания	12
1.3 Характеристика микрорайона «Звездный»	15
2 Расчет электрических нагрузок	20
2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей	20
2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий	20
2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей	24
2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений	24
2.2.2 Расчет осветительной нагрузки	26
2.3 Расчет ЦЭН и выбор месторасположения ЦРП, ТП	27
2.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	39
2.5 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ	40
2.6 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ	42
2.7 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ	47
3 Выбор числа и мощности трансформаторов	49
3.1 Общие положения	49
3.2 Расчет и выбор конденсаторных батарей	49
3.3 Выбор силовых трансформаторов на напряжение 10/0.4 кВ	51
4 Выбор схемы и конструкции ТП	54
5 Определение потерь мощности и энергии в трансформаторах ТП и линиях	56
6 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ жилого района	60
6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	60
6.2 Расчет электрических нагрузок ЦРП 10 кВ	61
6.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	62

6.4	Выбор сечений распределительной сети 10 кВ	63
6.5	Расчет электрических нагрузок ЦРП	65
7	Выбор схемы и конструкции ЦРП	68
8	Расчет токов КЗ	70
8.1	Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	70
8.2	Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ	73
9	Проверка выбранных сечений КЛ 10 кВ по допустимой потере напряжения	78
10	Выбор и проверка электрических аппаратов	79
10.1	Выбор и проверка выключателей	79
10.2	Выбор и проверка трансформатора тока	82
10.3	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	86
10.4	Выбор и проверка сборных шин	88
10.5	Выбор комплектных распределительных устройств на ЦРП	93
10.6	Выбор комплектных распределительных устройств на ТП	94
10.7	Выбор и проверка предохранителей	95
10.8	Выбор и проверка автоматических выключателей	99
11	Заземление и молниезащита	102
11.1	Заземление ТП 10/0,4	102
11.2	Молниезащита ЦРП 10 кВ и ТП 10/0,4 кВ	107
12	Релейная защита и автоматика	109
12.1	Расчет релейной защиты отходящих присоединений РП 10кВ	109
12.1.1	Расчет уставок токовой отсечки	109
12.1.2	Расчет уставок максимальной токовой защиты	112
12.1.3	Расчет уставок защиты от замыканий на землю	115
13	Определение статических приведенных затрат в проектируемой системе электроснабжения	118
13.1	Расчет капитальных вложений	118
13.2	Расчет эксплуатационных издержек	119
	Безопасность и экологичность	122

14.1 Безопасность	122
14.2 Экологичность	128
14.3 Пожарная безопасность	133
Заключение	137
Библиографический список	138

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- АВ – автоматический выключатель;
- ВВ – вакуумный выключатель;
- ВН – высокое напряжение;
- ВН – выключатель нагрузки;
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
- КЗ – короткое замыкание;
- КЛ – кабельная линия;
- КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- ОЗЗ – однофазное замыкание на землю;
- ОП – обратная последовательность;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;
- ПП – прямая последовательность;
- ПС – подстанция;
- РЗиА – релейная защита и автоматика;
- СН – собственные нужды;
- ТМГ – трансформатор трёхфазный с естественной циркуляцией масла, с герметичным исполнением конструкции;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТП – трансформаторная подстанция;
- ТТ – трансформатор тока;
- ТТНП – трансформатор тока нулевой последовательности;
- ЦРП – центральная распределительная подстанция;
- ЦЭН – центр электрических нагрузок.

ВВЕДЕНИЕ

6 ноября 2007 года президент Российской Федерации Владимир Владимирович Путин издал Указ №1473 «О космодроме Восточный» в котором было принято решение о строительстве на территории Амурской области вблизи города Свободного космодрома научного и социально-экономического значения «КЦ-Восточный».

ЗАТО Циолковский расположен в Свободненском районе на расстоянии примерно 50 километров от городов Свободный и Шимановск, в 110 километрах от российско-китайской границы. Он был основан в 1961 году. Под названием, ЗАТО Углегорск, но в 2016 году ему присвоили новое название, с целью увековечить имя великого ученого К. Э. Циолковского.

Для сотрудников космодрома микрорайон «Звездный» находится в стадии строительства. В нем создаются все условия для качественной жизни.

Он строится для 12 000 сотрудников космодрома «Восточный». Для жителей микрорайона будет создана современная жилая и социальная инфраструктура. Всего планируется возвести 40 жилых домов, 2 школы, 4 детских сада и множество других социальных объектов. Общая площадь наукограда - 140 гектар.

Амбициозная задача построенного космодрома – уменьшение зависимости от существующего космодрома «Байконур». Амурскую область для строительства выбрали не с проста, в первую очередь это улучшение социально-экономической обстановки региона, а также достаточно безопасная территория расположения самого объекта. В случае какой-либо неудачи, риск жизни граждан и построенных зданий минимален, из-за отсутствия густо населенных территорий, под траекторией запущенных ракет.

На подготовительном этапе проектирования учитывались такие факторы как:

- категория объекта электроснабжения (в моем случае это город, вторая категория надежности)

- характеристика окружающей среды «ЗАТО» Циолковский
- пожароопасность прилегающей лесной территории
- характеристика технологического процесса
- наличие химических опасных веществ

Целью ВКР является проектирование системы электроснабжения микрорайона Звездный города Циолковский в Амурской области, для чего необходимо рассчитать нагрузки и выбрать оборудование.

Задачи, выполненные в ВКР:

- расчет активной и реактивной нагрузки зданий;
- расчет центра энергетический нагрузок (далее ЦЭН);
- выбор схемы электроснабжения;
- выбор конструкции трансформаторных подстанций;
- выбор и проверка оборудования на трансформаторных подстанциях;
- Выбор и проверка электрических аппаратов.

Актуальность выбранной темы очевидна, для обеспечения надежной работы всего космодрома необходимы люди. Постройка достаточного количества жилья сведет на нет необходимость возить людей из города Свободного и Шимановска, персонал сможет перевезти свои семьи.

Ожидаемым результатом является получение надежной системы внутреннего электроснабжения и эффективностью эксплуатации, а так же, увеличение качества электрической энергии.

Разработка системы электроснабжения проводилась с помощью общих нормативных документов (РД, ПУЭ, ПТЭП и т.д.), так и со специальными документами, разработанными для космической инфраструктуры.

При выполнении ВКР использовались программные комплексы, такие как: Excel 2020, Mathcad 16.1.2, Microsoft Visio 2020, MicrosoftWord 2019.

Графическая часть выполнена на 6 листах формата А1.

1 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ МИКРОРАЙОНА ЗВЕЗДНЫЙ

Цель данного пункта – привести и систематизировать климатическую характеристику, основные данные проектируемого микрорайона и существующей системы энергоснабжения для проектирования микрорайона, выбора электротехнического оборудования.

1.1 Характеристика района расположения микрорайона «Звездный»

Проектируемый микрорайон на юго-западе Амурско-Зейской равнины, на реке Большая пера. Микрорайон граничит на юге – с городом Свободный, на севере – с Благовещенским районом, на северо-западе – с городом Шимановск, на северо-западе – с «ЗАТО» Циолковским.

Фотография со спутника микрорайона «Звездный» представлена на рисунке 1.

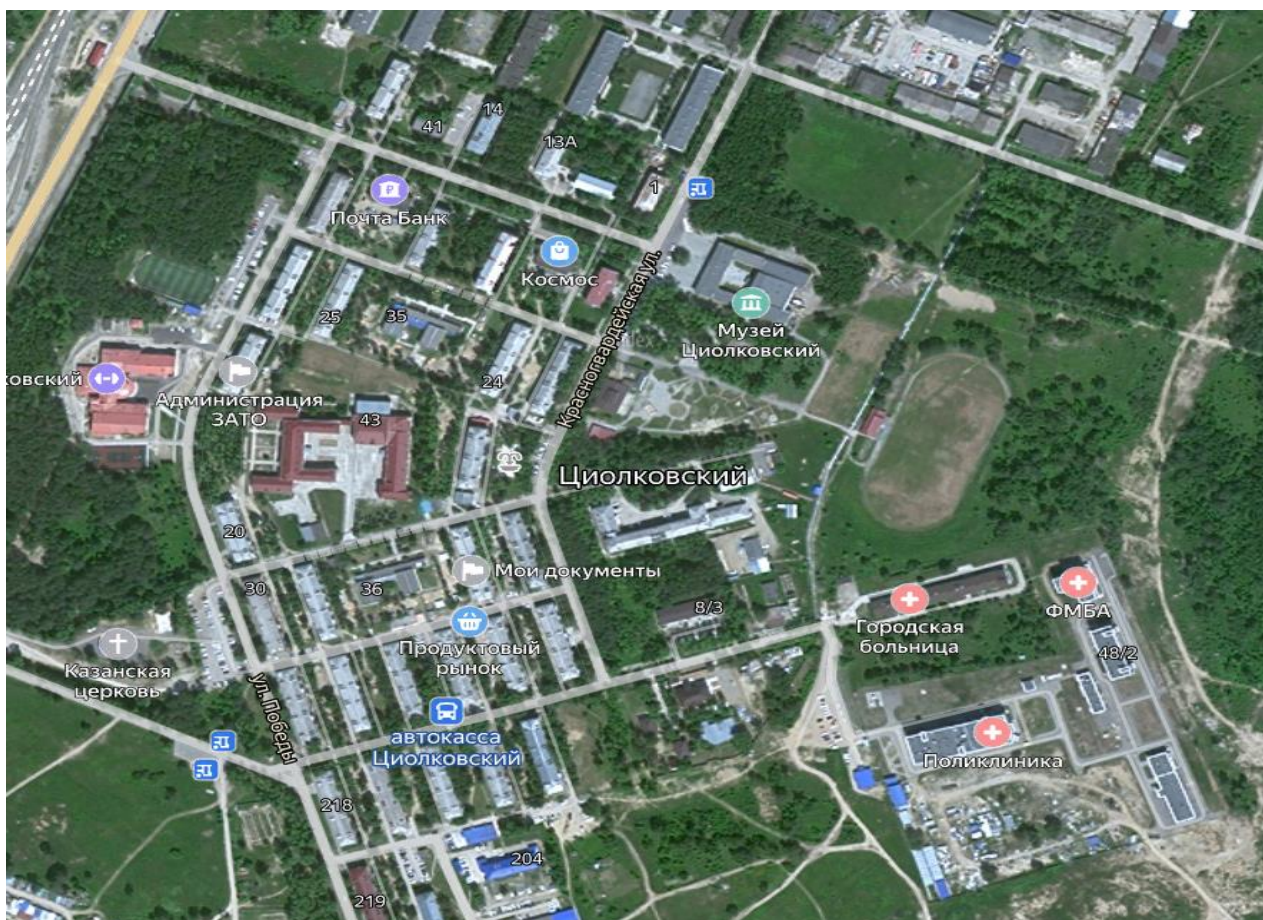


Рисунок 1 – микрорайон «Звездный»

Данная территория находится в пределах континентального климата с муссонными чертами, что характеризуется стабильно жарким летом и стабильно морозной зимой, при выпадении малого количества осадков. Черты континентального климата выражаются в резком колебании температур при наступлении теплого/холодного времени года. Средние температуры июня поднимаются до 20,6 °С, в январе опускаются до – 25,7 °С.

Самый холодный период приходится на конец декабря начало февраля, теплый период конец июня – начало августа [5].

В среднегодовом ходе максимум скорости ветра отмечают в апреле/мае (3,2 м/с), минимум в июле/августе (2,1 м/с).

Таблица 1 – Климатические характеристики

№ п/п	Параметры	Холодный период года ноябрь-март	Теплый период года апрель-октябрь
1	2	3	4
1.	Абсолютный минимум/максимум	- 50 °С	+ 39.1 °С
2.	Количество осадков	64 мм	432 мм
3.	Средняя относительная влажность воздуха в 15 ч (%)	69	57
4.	Преобладающее направление ветра	Южное	Северо-Западное
5.	Тип климата	Сухой	
6.	Среднегодовая продолжительность гроз	IV (40-60 часов в год)	
7.	Средняя годовая скорость ветра	2.4 м/с	
8.	Максимальная скорость ветра в течение года	22 м/сек	
9.	Максимальная скорость порывов ветра	26 м/сек	
10.	Район по давлению ветра	II	
11.	Вес снегового покрова	70 кг·с/м ²	
12.	Образование снежного покрова	позднее	
13.	Район по гололеду	II	

№ п/п	Параметры	Холодный период года ноябрь-март	Теплый период года апрель-октябрь
1	2	3	4
14.	Нормативная толщина стенки гололеда	10 мм	
15.	Нормативная глубина промерзания грунтов	220 см	
16.	Сейсмичность района строительства	6 баллов (III группа)	

В районе проектирования расположен космодром, загрязняющий экологическую среду, степень загрязнения равна II.

На площадке строительства литологический разрез (сверху-вниз) представлен следующими грунтами:

- почвенно-растительный слой мощностью 0.2 м;
- суглинки маловлажные, полутвердые мощностью (1.2-1.7) м;
- пески разномерные от пылеватых до средней крупности, средней плотности до вскрытой глубины 7 м.

Подземные воды до глубины 7 м на площадке не вскрыты. Суглинки, пески мелкие и пылеватые при промерзании слабопучинистые, а пески средней крупности практически непучинистые.

Данные по климатическим характеристикам микрорайона взяты с сайта Федеральной службы по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды [5].

1.2 Характеристика источников питания

Цель данного подпункта – рассмотреть источник питания, от которого будет питаться энергетическая система микрорайона «Звездный».

«Звездный» считается микрорайоном, он проектировался специально для работников космодрома и является отдельной системой электроснабжения, не зависящей от «ЗАО» Циолковск, который получает питание от сетей АО «ДРСК».

На данный момент «Звездный» получает питание от подстанции 220/10 кВ «Восточная, по КЛ 10 кВ, схема приведена на рисунке 2.

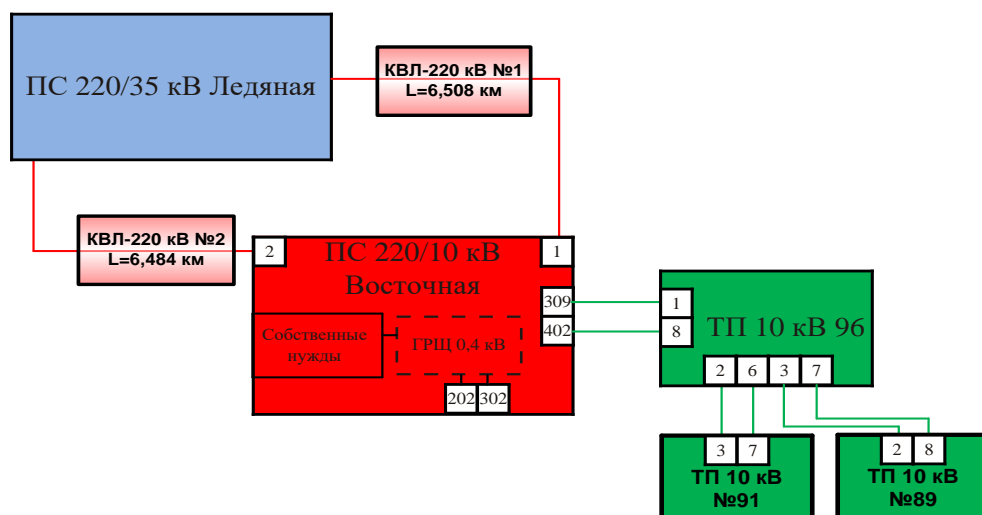


Рисунок 2 – блок-схема внешнего электроснабжения города на 2021 год

Для питания микрорайона, на ПС 220/10 кВ «Восточная» были созданы резервы, которые смогут обеспечить город необходимыми мощностями.

В настоящее время система электроснабжения города получает питание от подстанции Восточная 220/10кВ

Однолинейная схема 10 кВ с резервами представлена на рисунке 3.

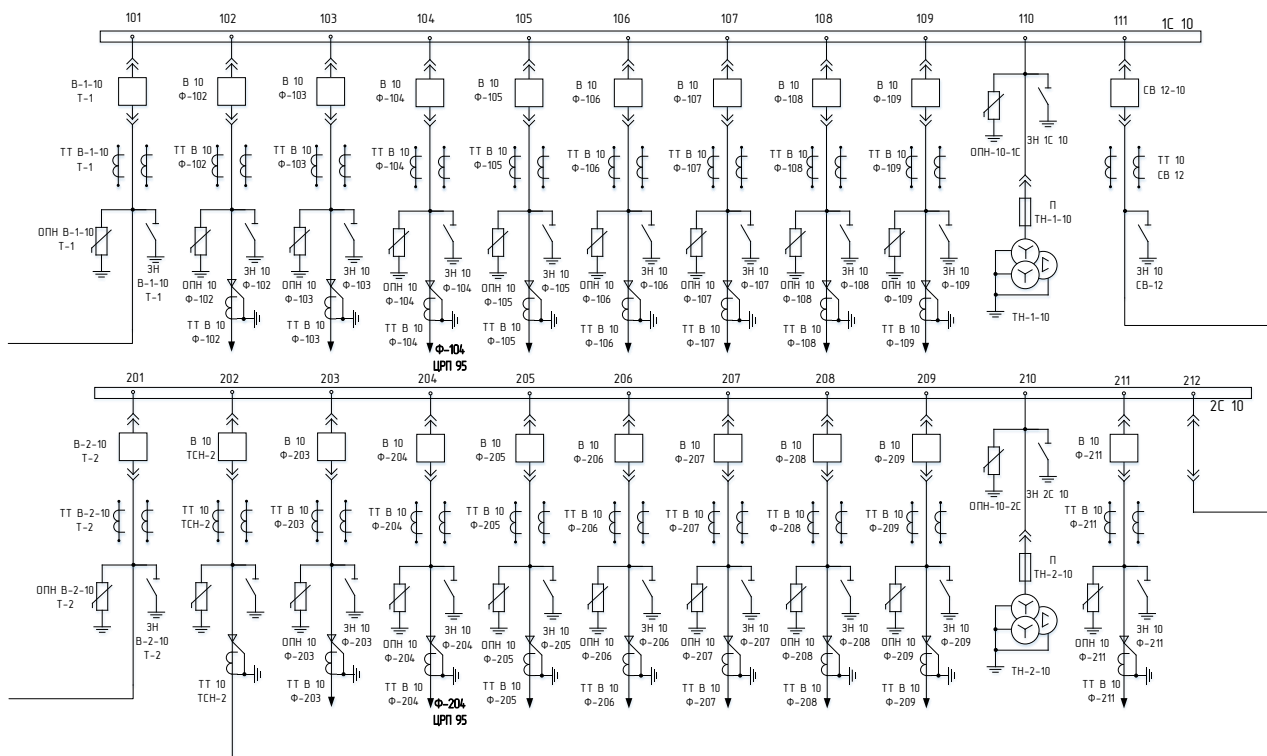


Рисунок 3 – Однолинейная схема КРУ-10 кВ ПС 220/10 кВ «Восточная»

Питание ЦРП осуществляется от фидеров 104, 204 ПС «Восточная».

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрим характеристики силового оборудования на ПС 220/10 кВ «Восточная» на класс напряжения 10 кВ. На класс напряжения 220 кВ рассматривать не имеет смысла, так как подключение к такому напряжению не целесообразно и не эффективно. Подробная характеристика силового оборудования представлена в таблицах 2-4.

Таблица 2 – Силовые трансформаторы

Диспетчерское наименование	Тип оборудования	Сном, МВА	Схема и группа соединения обмоток
1	2	3	4
Т-1	ТРДН-25000/220/10	25	Y _o /Δ/Δ-11-11
Т-2	ТРДН-25000/220/10	25	Y _o /Δ/Δ-11-11

Суммарная установленная мощность трансформаторов 50 МВА

Таблица 3 – Высоковольтные выключатели

Диспетчерское наименование	Uном, кВ	Тип оборудования	Iном, А	Iном, кА
1	2	3	4	5
В 10 Ф-109	10	ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-20/1000 У2	1000	20

Таблица 4 – Трансформаторы тока

Диспетчерское наименование	Тип оборудования	Iном первичной обмотки, А	Iном вторичной обмотки, А
1	2	3	4
ТТ В 10 Ф-109 ф. А,В,С	ТОЛ-СЭЩ-10-21 600/5 У2	600	5

Конструктивное исполнение подстанции и распределительного устройства КРУ 10 кВ – выполнено по схеме № 10(6)-2 «Две секционированные выключателями, системы шин».

Проектируемый микрорайон можно подключить к существующей энергосистеме через ЦРП, мощности и резервов достаточно, реконструкцию проводить не надо.

1.3 Характеристика микрорайона «Звёздный»

Цель данного подпункта – систематизировать имеющуюся информацию, такую как планировка района, рассчитать численность населения, определить категорию электроснабжения.

Строительство микрорайона началось еще в 2014 году, из-за технических, экономических проблем было построено 10% зданий.

Ниже на рисунке 4 изображен микрорайон на данный момент.

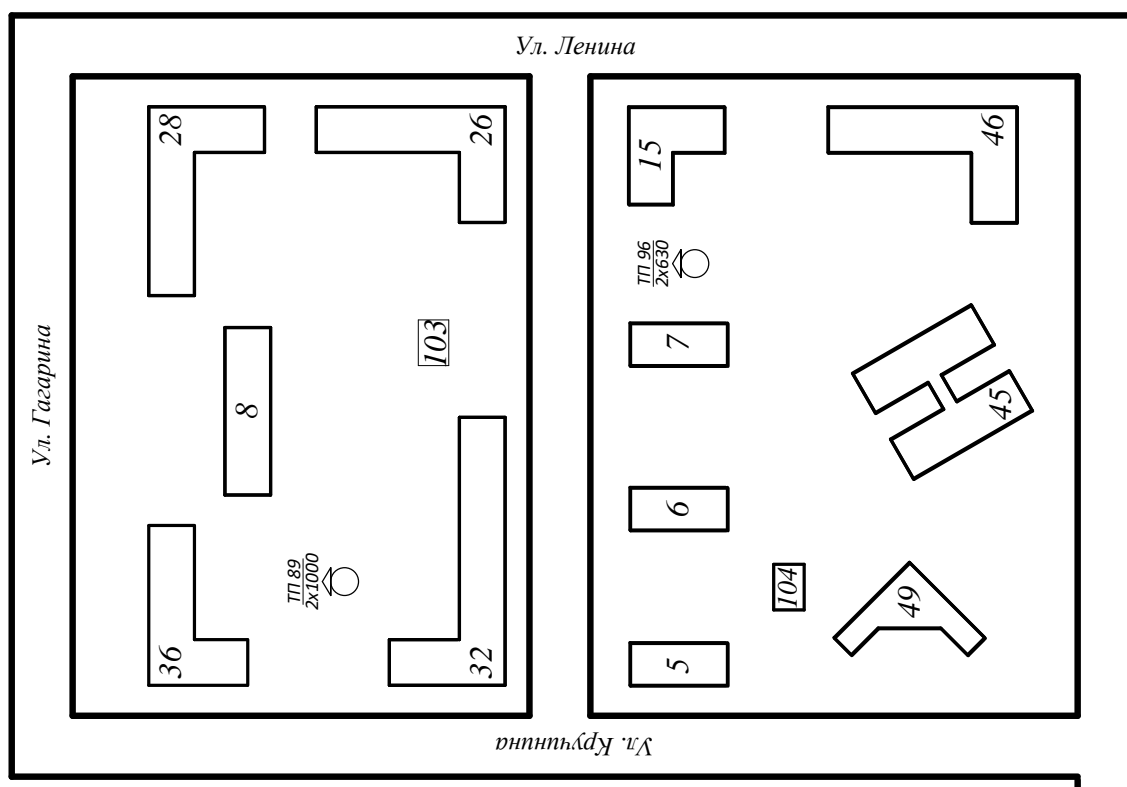


Рисунок 4 – микрорайон «Звездный» на начало 2021г.

Планировка микрорайона предоставляет из себя прямоугольный тип. Площадь составляет 63.4 квадратных километров, население на январь 2021 года составляет 983 человека. Плотность населения 16 человек на 1 км².

В таблице 5,6 указан состав построенных зданий микрорайона.

Таблица 5 - Состав бытовых потребителей зданий микрорайона

Тип здания	Кол-во подъездов, шт.	Кол-во квартир, шт.	Кол-во лифтов, шт.	Номер на плане
1	2	3	4	5
9ти этажное жилое здание с электрическими плитами	2	63	4	5, 6, 7
9ти этажное жилое здание с электрическими плитами	3	90	6	8

Тип здания	Кол-во подъездов, шт.	Кол-во квартир, шт.	Кол-во лифтов, шт.	Номер на плане
1	2	3	4	5
9ти этажное жилое здание с электрическими плитами	4	125	8	26, 28, 36, 46
9ти этажное жилое здание с электрическими плитами	5	135	10	32

Таблица 6 состав коммунально-бытовых потребителей зданий микрорайона

Тип здания	Количество мест, чел.	Площадь застройки, м ²	Номер на плане
1	2	3	4
Детский сад	230	2062	45
Здание администрации	-	2362	49

В ВКР рассчитывается электроснабжение города с учетом строительства первой и второй очереди.

Планировка микрорайона будет предоставляет из себя прямоугольный тип застройки. Площадь будет составляет 431 квадратный километр, население на январь 2027 года составит 9000 человека. Плотность населения и удельный вес рассчитаем из формул:

$$P_{нас} = N_{нас} / S \quad (1)$$

где $N_{нас}$ - количество людей проживающих на данной территории, чел;

S - размер территории, км².

$$d = \frac{Y}{\sum Y} \cdot 100\% , \% \quad (2)$$

где Y - доля населения проживающей на данной территории, чел;

ΣY - доля всего населения, чел.

$$P_{нас} = 9000 / 431 = 21 \text{ чел./км}^2$$

$$d = \frac{9000}{9983} \cdot 100\% = 90,15 \%$$

Исходя из данных и формулы расчета численность населения будет составлять 21 чел./км², доля населения составит 90,15%.

В таблице 7,8 указан состав зданий проектируемого микрорайон.

Таблица 7 состав бытовых потребителей зданий микрорайона

Тип здания	Кол-во подъездов, шт.	Кол-во квартир, шт.	Кол-во лифтов, шт.	Номер на плане
1	2	3	4	5
9ти этажное жилое здание с электрическими плитами	2	63	4	103-105, 110-115
9ти этажное жилое здание с электрическими плитами	3	84	6	16, 17, 102, 106, 154, 172
9ти этажное жилое здание с электрическими плитами	3	90	6	9, 130, 131, 140, 141, 155, 171, 175
9ти этажное жилое здание с электрическими плитами	4	125	8	24, 25, 29, 109, 142, 153, 181
9ти этажное жилое здание с электрическими плитами	5	135	10	10, 108, 133, 143, 152, 174

Таблица 8 состав коммунально-бытовых потребителей зданий микрорайона

Тип здания	Количество мест, чел.	Площадь застройки, м ²	Номер на плане
1	2	3	4
Детский садик	230	2062	46
Школа	825	8180	43
Универсам	-	559,8	55
Банно-оздоровительный комплекс	60	1541	60
Гаражный комплекс	1500	4134	69
Столовая	150	941	65
Крытый рынок	-	1072	56
КБО	-	1010	57
КБО	-	1173	68

Ниже на рисунке 5 указан проектируемый район с указанием номеров зданий

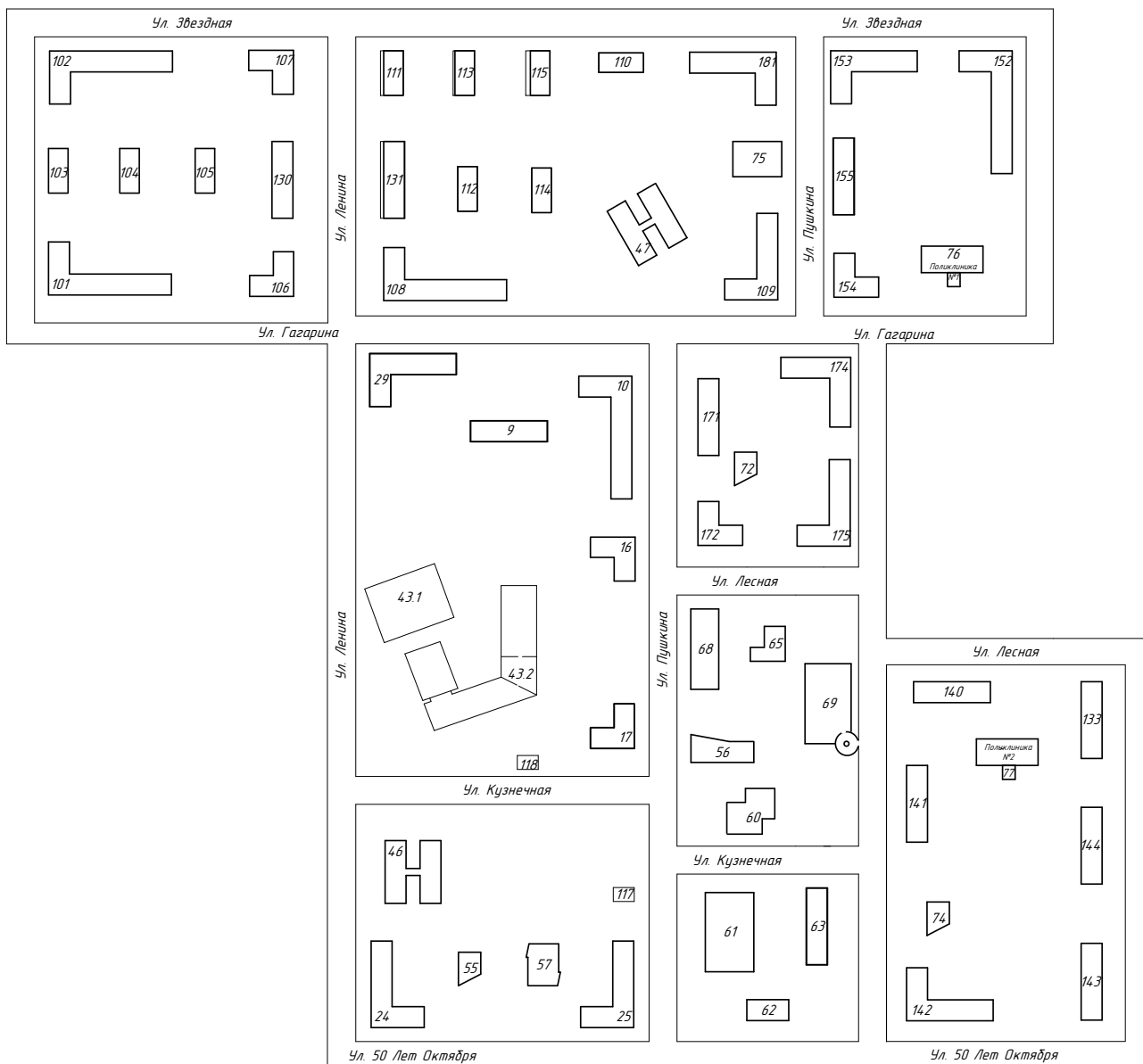


Рисунок 5 – Проектируемый район

Таким образом проанализирована и систематизирована вся исходная информация, которая будет использована для расчета электрических нагрузок.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Первым этапом расчета и проектирования системы является расчет электрических нагрузок. Основу нагрузок района составляют бытовые потребители и коммунально-бытовая нагрузка. По расчетной нагрузке, далее выбирают и определяют все необходимое оборудование, такое как трансформаторы, сечение линий и кабелей на 10 и 0,4 кВ, мощность источников питания, а также расчет центров электрических нагрузок. Одна из особенностей расчета системы электроснабжения города в том, что из начальных данных известно очень мало, а данные о характеристиках электроприемников могут быть не известны. В этом случае также, из данных только ген план зданий и их площадь, поэтому расчет будет произведен с помощью метода удельных нагрузок.

2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей

Данные для расчета электрических нагрузок потребителей взяты из таблицы 9,10, а также рисунка 5.

2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий

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

$$P_{кв} = p_{кв.уд} \cdot n \quad (3)$$

где $p_{кв.уд}$ - удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (зданий), кВт/кв, [3];

n - количество квартир.

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

$$P_c = P_{p.l} + P_{cmy} \quad (4)$$

где $P_{p.l}$ - расчетная мощность лифтовых установок, кВт;

P_{cmy} - мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и др. санитарно-технических устройств, кВт.

Мощность лифтовых установок определяется по выражению:

$$P_{p.l} = k'_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{ni} \quad (5)$$

где k'_c - коэффициент спроса лифтовых установок жилых домов определяется зависимостью от количества лифтов, [3];

P_{ni} - установленная мощность электродвигателя лифта, кВт. В данном курсовом проекте принимаем равной 8 кВт.

Мощность электродвигателей санитарно-технических устройств определяется по формуле:

$$P_{cmy} = k''_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{CTVi} \quad (6)$$

где P_{CTVi} - мощность электродвигателей СТУ приходящаяся на один подъезд, 5 кВт;

n - количество подъездов.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома определяется по формуле:

$$P_{p.ж.д} = P_{кв} + k_y \cdot P_c \quad (7)$$

где k_y - коэффициент участия в максимуме нагрузок силовых электроприемников [3].

Для ВКР рассмотрим пример расчета здания под номером 9.

$$P_{кв} = 2,6 \cdot 90 = 194,4 \text{ кВт}$$

$$P_{р.л} = 0,65 \cdot 8 \cdot 6 = 31,2 \text{ кВт}$$

$$P_{сту} = 0,8 \cdot 6 \cdot 10 = 48 \text{ кВт}$$

$$P_{р.ж.д} = 194,4 + 0,9 \cdot (31,2 + 48) = 265,8 \text{ кВт}$$

Аналогично рассчитывается реактивная и полная мощность с учетом коэффициента мощности для соответствующего потребителя, коэффициент взят из справочника РД. [5].

Результаты расчетов сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – расчет электрических нагрузок жилых домов

№ на плане	Объект	Руд кВт	N шт	P кВт	tg	Q кВар	Рзд кВт	Qзд кВар	Sзд кВА
24, 25, 29, 142, 153, 109, 181	Жилой дом 9 эт.	1.92	125	240	0.2	48	327.4	130.1	352.3
	СТУ	10	8	60	0.75	45			
	Лифты	8	8	37.12	1	37.12			
103, 104, 105, 111, 113, 115, 112, 114, 110	Жилой дом 9 эт.	2.75	63	173.25	0.2	34.65	224.01	82.55	238.74
	СТУ	10	8	34	0.75	25.5			
	Лифты	8	8	22.4	1	22.4			

№	Объект	Руд кВт	N шт	P кВт	tg	Q кВар	Pзд кВт	Qзд кВар	Sзд кВА
16, 17, 106, 107, 154, 172	Жилой дом 9 эт.	2.25	84	189	0.2	37.8	260.28	105	280.66
	СТУ	10	6	48	0.75	36			
	Лифты	8	6	31.2	1	31.2			
9, 130, 140, 141, 155, 171, 175, 131, 133, 143, 144	Жилой дом 9 эт.	2.16	90	194.4	0.2	38.88	265.68	106.08	286.07
	СТУ	10	6	48	0.75	36			
	Лифты	8	6	31.2	1	31.2			
10, 101, 102, 108, 152, 174	Жилой дом 9 эт.	1.9	135	256.5	0.2	51.3	355.5	143.8	383.48
	СТУ	10	10	70	0.75	52.5			
	Лифты	8	10	40	1	40			

2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей

2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений

Расчет нагрузок данного типа потребителей схож с расчетом нагрузок жилых зданий и определяется по формуле:

$$P_{p.общ.зд} = P_{уд.общ.зд} \cdot n \quad (8)$$

где $P_{уд.общ.зд}$ - удельная мощность общественных зданий кВт/показатель по таблице 2.2.1. кВт/место, кВт/ учащийся и т.д. [3];

n - количественный показатель, учащийся, место, кв. метры.

Для примера рассмотрим расчет электрической нагрузки здания школы номер 43.1.

$$P_{p.общ.зд} = 0.25 \cdot 825 = 206.25 \text{ кВт},$$

где 0,25 – удельная нагрузка для школы кВт/чел [3];

Результаты расчетов сведены в таблицу 10

Таблица 10– расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей

№	Объект	Руд кВт	N шт	P кВт	tg	Q кВар	Pзд кВт	Qзд кВар	Sзд кВА
43.1	Школа	0.25	825	206.25	0.38	78.375	206.25	78.37	220.64
43.2	Школа	0.15	825	123.75	0.43	53.212	123.75	53.21	134.71
46	Дет. сад	0.46	230	105.8	0.25	26.45	105.8	26.45	109.06
47	Дет. сад	0.46	230	105.8	0.25	26.45	105.8	26.45	109.06
48	Дет. сад	0.46	230	105.8	0.25	26.45	105.8	26.45	109.06
55	Универсам	0.25	559.8	139.95	0.75	104.96	139.95	104.9	174.94
56	Рынок	0.25	1072	268	0.75	201	268	201	335
57	КБО	0.25	1010.9	252.72	0.38	96.03	252.72	96.03	270.35
60	Бан.оз.ком	0.36	60	21.6	0.43	9.29	21.6	9.29	23.51
61	Адм. зд	0.054	3245.8	175.27	0.57	99.9	175.27	99.9	201.74
62	Здание	0.054	1076.1	113.24	0.57	64.55	113.24	64.55	130.35
63	Гаражи	0.02	350	7	0.3	2.1	7	2.1	7.308
65	Столовая	1.04	150	156	0.2	31.2	156	31.2	159.09
68	Компл. зд	0.25	1173.1	293.27	0.38	111.44	293.27	111.4	313.73
69	Гаражи	0.02	1500	30	0.3	9	30	9	31.3
72	Магазин	0.25	559.8	139.95	0.75	104.96	139.95	104.9	174.94
73	Магазин	0.25	559.8	139.95	0.75	104.96	139.95	104.9	174.94
74	Магазин	0.25	559.8	139.95	0.75	104.96	139.95	104.9	174.94

№	Объект	Руд кВт	N шт	P кВт	tg	Q кВар	Pзд кВт	Qзд кВар	Sзд кВА
75	Бан.оз.ком	0.36	60	21.6	0.43	9.29	21.6	9.29	23.51
76	Клиника	0.46	786	215.4	0.25	176.9	215.4	176.9	278.73
77	Клиника	0.46	786	215.4	0.25	176.9	215.4	176.9	278.73
78	Бан.оз.ком	0.36	60	21.6	0.43	9.29	21.6	9.29	23.51
107	ЦТП*			100	0.2	20	100	20	
108	ЦТП*			100	0.2	20	100	20	

2.2.2 Расчет осветительной нагрузки

Приближенно нагрузка уличного освещения определяется произведением значений удельной мощности установки, [16]; и длины дорожного полотна:

$$P_{oc} = P_{уд.ос} \cdot L \quad (9)$$

где $P_{уд.ос}$ - удельная нагрузка на 1 км, кВт/км;

L - протяженность линии.

Для примера рассчитаем освещение улицы Ленина:

$$P_{oc} = 0.75 \cdot 3.9 = 2.925 \text{ кВт}$$

Результаты расчета осветительной нагрузки сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Результаты расчета для уличного освещения

Название улицы	Длина /ширина, км	$P_{уд.ос}$ кВт/км	P_{oc} , кВт
Ленина	0.75 / 0.0075	3.9	2.925
Пушкина	0.75 / 0.0075	3.9	2.925

Название улицы	Длина /ширина, км	$P_{уд.ос}$ кВт/км	$P_{ос}$, кВт
50 лет Окт.	0.9 / 0.0075	3.9	3.51
Гагарина	0.73/0.0075	3.9	2.85
Лесная	0.5/0.0075	3.9	1.95
Кручинина	0.38/0.0075	3.9	1.48
Итого	4.01		15.25

Для освещения проезжей части улиц будем использовать фонарные столбы со светодиодной лампой Elektrostandard 1690 Techno Led 4690389095917.

2.3 Расчет ЦЭН и выбор места расположения ЦРП, ТП

Цель данного подпункта – определить точку расположения трансформаторной подстанции на плане.

На сегодняшний день важнейшими задачами проектирования электроснабжения являются надежность и экономичность самой системы. Одним из способов решения данной задачи является расчет центра электрических нагрузок (ЦЭН), который позволяет расположить центральную распределительную подстанцию (ЦРП), а также трансформаторную подстанцию и преобразовательную подстанции как можно ближе к центру питаемых ими нагрузками. Грамотное расположение трансформаторной подстанции позволяет сократить протяженность линии, а значит и уменьшит необходимое количество расходного проводникового материалов, а также уменьшить потери в питающих и распределительных сетях электроснабжения данного проектируемого объекта.

Чтобы определить местоположение ТП нужно построить картограмму нагрузок. Для начала необходимо рассчитать центры нагрузок активной и реактивной мощности.

Координаты центра нагрузок:

$$X_{ЦЭН} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} \quad (10)$$

$$Y_{ЦЭН} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} \quad (11)$$

где P_{pi} - активная нагрузка здания указанная в таблице 10, кВт;

x_i - координата на оси х;

y_i - координата на оси у.

Прежде чем считать центр энергетических нагрузок необходимо сгруппировать здания по нагрузке.

На рисунке 6 поделим на области здания для расчета ЦЭН

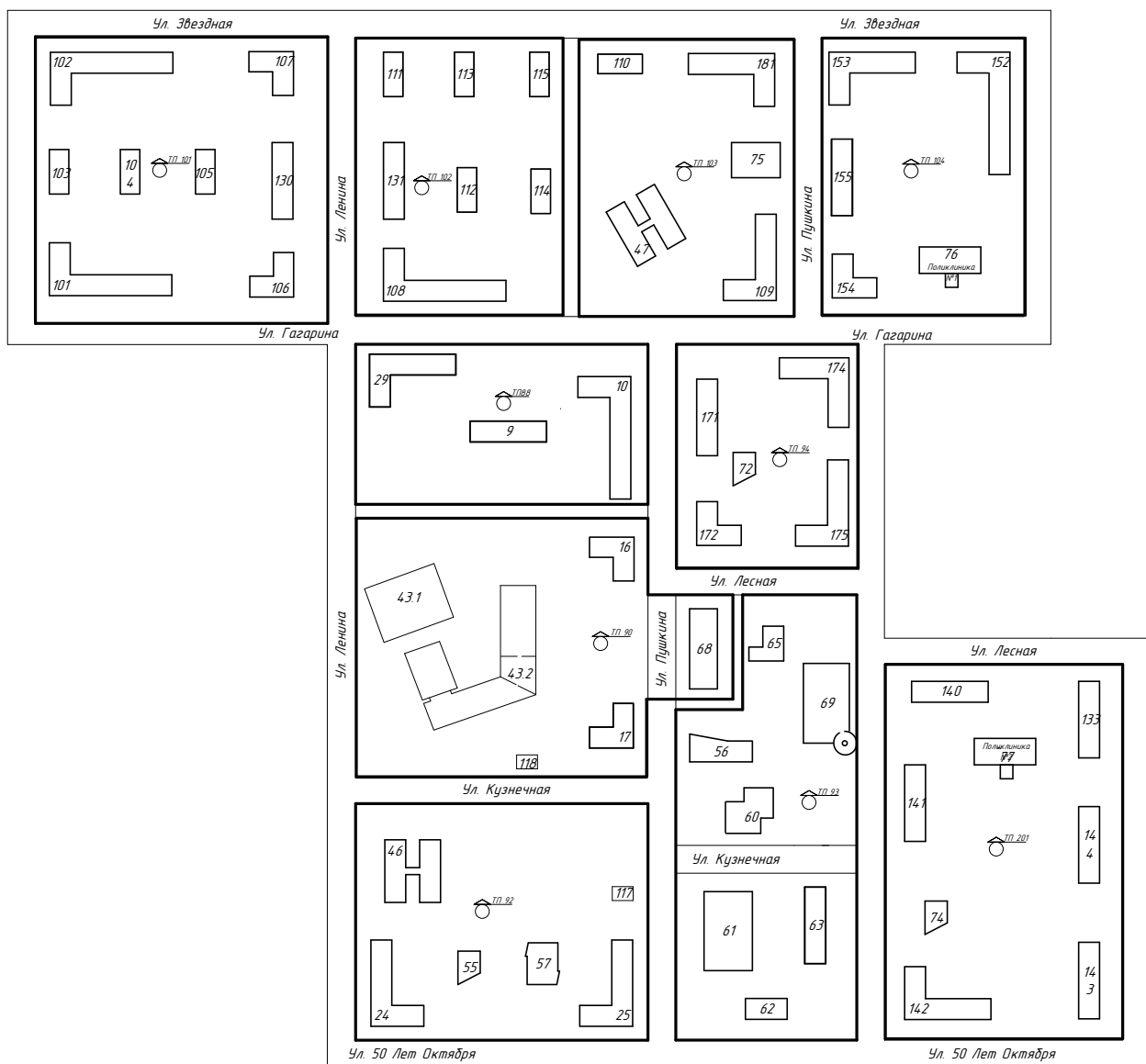


Рисунок 6 – план с областями нагрузок

Группировка домов взята из учета приближённости домов, удобства прокладки кабеля, и уменьшения протяженности КЛ.

Распределение зданий по ТП приведено в таблице 12.

Таблица 12 – распределение зданий по ТП

№ ТП	Наименование зданий/номер на плане	P, кВт	Q, квар
ТП88	Жилой дом 9 эт. Н9	265.28	106
	Жилой дом 9 эт. Н10	355	143
	Жилой дом 9 эт. Н29	327.408	130

№ ТП	Наименование зданий/номер на плане	P, кВт	Q, квар
ТП90	Жилой дом 9 эт. Н16	260.28	105
	Жилой дом 9 эт. Н17	260.28	105
	Школа блок А	206.25	78.375
	Комплексное здание	293.27	111.44
	ЦТП 108	100	20
	Жилой дом 9 эт. Н24	327.408	130
	Жилой дом 9 эт. Н25	327.408	130
ТП92	Детский сад	105.8	26.45
	Универсам	139.95	104.96
	КБО	252.72	96.03
	ЦТП 107	100	20
	Школа блок Б	123.75	53.212
ТП93	Рынок	268	201
	Банный комп.	21.6	9.29
	Админ. здание	175.27	99.9
	Здание	113.24	64.55
	Гараж	7	2.1
	Столовая	156	31.2
	Гараж	18	5.4
ТП94	Универсам Н72	139.95	104.96
	Жилой дом 9 эт. Н171	265.28	106
ТП94	Жилой дом 9 эт. Н172	260.28	105
	Жилой дом 9 эт. Н174	355	143
	Жилой дом 9 эт. Н175	265.28	106
ТП101	Жилой дом 9 эт. Н101	355.5	143.8
	Жилой дом 9 эт. Н102	355.5	143.8

№ ТП	Наименование зданий/номер на плане	P, кВт	Q, квар
	Жилой дом 9 эт. Н103	174.24	72.6
	Жилой дом 9 эт. Н104	224.01	82.55
	Жилой дом 9 эт. Н105	224.01	82.55
	Жилой дом 9 эт. Н106	260.28	105
	Жилой дом 9 эт. Н107	260.28	105
	Жилой дом 9 эт. Н130	260.28	105
ТП102	Жилой дом 9 эт. Н108	355	143
	Жилой дом 9 эт. Н111	224.01	82.55
	Жилой дом 9 эт. Н112	224.01	82.55
	Жилой дом 9 эт. Н113	224.01	82.55
	Жилой дом 9 эт. Н114	224.01	82.55
	Жилой дом 9 эт. Н115	224.01	82.55
	Жилой дом 9 эт. Н131	265.28	106
ТП103	Дет. Сад Н47	105.8	26.45
	Банный комп. Н75	21.6	9.29
	Жилой дом 9 эт. Н109	327.408	130
	Жилой дом 9 эт. Н110	224.01	82.55
	Жилой дом 9 эт. Н181	327.408	130
ТП104	Поликлиника Н76	215.4	176.9
	Жилой дом 9 эт. Н152	355	143
	Жилой дом 9 эт. Н153	327.408	130

№ ТП	Наименование зданий/номер на плане	P, кВт	Q, квар
ТП104	Жилой дом 9 эт. Н154	260.28	105
	Жилой дом 9 эт. Н155	265.28	106
ТП201	Универсам Н74	139.95	104.96
	Поликлиника Н75	215.4	176.9
	Жилой дом 9 эт. Н140	265.28	106
	Жилой дом 9 эт. Н141	265.28	106
	Жилой дом 9 эт. Н142	327.408	130
	Жилой дом 9 эт. Н143	265.28	106
	Жилой дом 9 эт. Н133	265.28	106
	Жилой дом 9 эт. Н144	265.28	106

Данные для расчета ЦЭН берем в таблице 11, 12, 14, 15.

Для ВКР рассмотрим пример расчета ЦЭН ТП №88.

Координата мощности по x:

$$X_{a9} = 265.28 \cdot 0.356 = 94.44 \text{ км} \cdot \text{кВт}$$

$$X_{a10} = 355 \cdot 0.438 = 155.49 \text{ км} \cdot \text{кВт}$$

$$X_{a29} = 327.408 \cdot 0.264 = 86.436 \text{ км} \cdot \text{кВт}$$

Координата мощности по y:

$$Y_{a9} = 265.28 \cdot 0.458 = 121.498 \text{ км} \cdot \text{кВт}$$

$$Y_{a10} = 355 \cdot 0.483 = 171.465 \text{ км} \cdot \text{кВт}$$

$$Y_{a29} = 327.408 \cdot 0.5 = 163.704 \text{ км} \cdot \text{кВт}$$

Координата центра нагрузок по x:

$$X_{ЦЭН88} = \frac{94.44 + 155.49 + 86.436}{265.28 + 355 + 327.408} = 0.355 \text{ км}$$

Координата центра нагрузок по y:

$$Y_{ЦЭН88} = \frac{121.498 + 171.465 + 163.704}{265.28 + 355 + 327.408} = 0.482 \text{ км}$$

Получив координату нанесем ее на схему. Иногда при расчетах получается, что разместить данную подстанцию в том или ином месте из-за технических или архитектурных причин нельзя (для ТП 88 нельзя, точка стоит на жилом доме), то тогда необходимо сместить в сторону, наиболее приближенную к расчетам, туда где есть возможность разместить без вреда и с минимальными потерями.

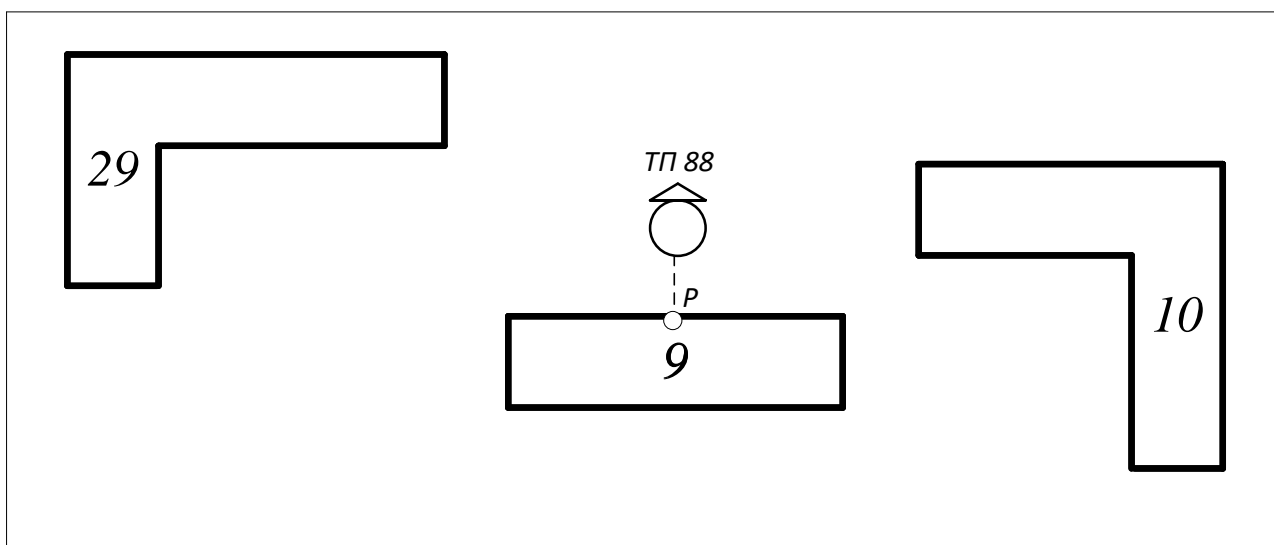


Рисунок 7 – нанесение координаты ЦЭН

Аналогично рассчитывается ЦЭН для других ТП.

Расчет ЦЭН сведен в таблицу 13, местоположение ТП показано на листе 1

Таблица 13 – расчет ЦЭН микрорайона Звездный

Наименование электро- приемников	P, кВт	Q, квар	Координаты		Расчеты	
			X, км	Y, км	P· X, км*кВт	P· Y, км*квар
Жилой дом 9 эт. Н9	265.28	106	0.356	0.458	94.44	121.498
Жилой дом 9 эт. Н10	355	143	0.438	0.483	155.49	171.465
Жилой дом 9 эт. Н29	327.408	130	0.264	0.5	86.436	163.704
ТП88					336.365	456.667
Жилой дом 9 эт. Н16	260.28	105	0.438	0.371	114.003	96.564
Жилой дом 9 эт. Н17	260.28	105	0.438	0.235	114.003	61.166
Школа блок А	206.25	78.375	0.283	0.328	58.369	67.65
Комплексное здание	293.27	111.44	0.495	0.297	145.169	87.101
ЦТП 108	100	20	0.368	0.218	36.8	21.8
ТП90					513.264	369.55
Жилой дом 9 эт. Н24	327.408	130	0.264	0.04	86.436	13.096
Жилой дом 9 эт. Н25	327.408	130	0.437	0.04	143.077	13.096
Детский сад	105.8	26.45	0.308	0.140	32.586	14.812
Универсам	139.95	104.96	0.328	0.08	45.904	11.196
КБО	252.72	96.03	0.38	0.08	96.034	20.218
ЦТП 107	100	20	0.437	0.13	43.7	13

Продолжение таблицы 13

Наименование электро- приемников	P, кВт	Q, квар	Координаты		Расчеты	
			X	Y	P·X	P·Y
Школа блок Б	123.75	53.212	0.363	0.285	44.921	35.269
ТП92					447.737	85.418
Рынок	268	201	0.506	0.225	135.608	60.3
Банный комп.	21.6	9.29	0.558	0.207	12.053	4.471
Админ. здание	175.27	99.9	0.512	0.096	89.738	16.826
Здание	113.24	64.55	0.54	0.042	61.15	4.756
Гараж	7	2.1	0.573	0.101	4.011	0.707
Столовая	156	31.2	0.543	0.302	84.708	47.112
Гараж	18	5.4	0.583	0.26	10.494	4.68
ТП93					397.762	138.852
Универсам Н72	139.95	104.96	0.522	0.413	73.054	57.799
Жилой дом 9 эт. Н171	265.28	106	0.498	0.463	132.109	122.825
Жилой дом 9 эт. Н172	260.28	105	0.498	0.378	129.619	98.386
Жилой дом 9 эт. Н174	355	143	0.591	0.497	209.805	176.435
Жилой дом 9 эт. Н175	265.28	106	0.597	0.378	158.372	100.276
ТП94					702.96	555.721
Жилой дом 9 эт. Н101	355.5	143.8	0.037	0.557	13.153	198.014
Жилой дом 9 эт. Н102	355.5	143.8	0.037	0.715	13.153	254.182

Продолжение таблицы 13

Наименование электро- приемников	P, кВт	Q, квар	Координаты		Расчеты	
			X	Y	P·X	P·Y
Жилой дом 9 эт. Н102	355.5	143.8	0.037	0.715	13.153	254.182
Жилой дом 9 эт. Н103	174.24	72.6	0.037	0.636	6.447	110.817
Жилой дом 9 эт. Н104	224.01	82.55	0.087	0.636	19.489	142.47
Жилой дом 9 эт. Н105	224.01	82.55	0.139	0.636	31.137	142.47
Жилой дом 9 эт. Н106	260.28	105	0.195	0.557	50.755	144.976
Жилой дом 9 эт. Н107	260.28	105	0.195	0.715	50.755	186.1
Жилой дом 9 эт. Н130	260.28	105	0.195	0.628	51.73	166.596
ТП101					236.619	1346
Жилой дом 9 эт. Н108	355	143	0.275	0.553	97.625	196.315
Жилой дом 9 эт. Н111	224.01	82.55	0.275	0.707	61.603	158.375
Жилой дом 9 эт. Н112	224.01	82.55	0.326	0.624	73.027	139.782
Жилой дом 9 эт. Н113	224.01	82.55	0.326	0.707	73.027	158.375

Продолжение таблицы 13

Наименование электро- приемников	P, кВт	Q, квар	Координаты		Расчеты	
			X	Y	P·X	P·Y
Жилой дом 9 эт. Н114	224.01	82.55	0.378	0.624	84.676	139.782
Жилой дом 9 эт. Н115	224.01	82.55	0.378	0.707	84.676	158.375
Жилой дом 9 эт. Н131	265.28	106	0.275	0.628	72.952	166.596
ТП102					547.586	1118
Дет. Сад Н47	105.8	26.45	0.434	0.609	45.917	64.432
Банный комп. Н75	21.6	9.29	0.533	0.646	11.513	13.954
Жилой дом 9 эт. Н109	327.408	130	0.537	0.553	175.818	181.057
Жилой дом 9 эт. Н110	224.01	82.55	0.434	0.714	97.22	159.943
Жилой дом 9 эт. Н181	327.408	130	0.537	0.714	175.818	233.769
ТП103					506.287	653.155
Поликлиника Н76	215.4	176.9	0.67	0.574	144.318	123.64
Жилой дом 9 эт. Н152	355	143	0.704	0.714	249.92	253.47
Жилой дом 9 эт. Н153	327.408	130	0.592	0.714	193.826	233.769

Наименование электро- приемников	P, кВт	Q, квар	Координаты		Расчеты	
			X	Y	P·X	P·Y
Жилой дом 9 эт. Н154	260.28	105	0.592	0.553	154.086	143.935
Жилой дом 9 эт. Н155	265.28	106	0.592	0.635	157.046	168.453
ТП104					899.195	923.267
Универсам Н74	139.95	104.96	0.658	0.106	92.087	14.835
Поликлиника Н75	215.4	176.9	0.709	0.221	152.719	47.603
Жилой дом 9 эт. Н140	265.28	106	0.67	0.267	177.738	70.83
Жилой дом 9 эт. Н141	265.28	106	0.645	0.188	171.106	49.873
Жилой дом 9 эт. Н142	327.408	130	0.645	0.043	203.47	65.524
Жилой дом 9 эт. Н143	265.28	106	0.767	0.062	211.178	14.079
Жилой дом 9 эт. Н133	265.28	106	0.767	0.247	203.47	16.447
Жилой дом 9 эт. Н144	265.28	106	0.767	0.155	203.47	41.118
ТП201					1415	320.309

Получив координаты ТП нанесем их на карту.

Получившиеся координаты внесем в таблицу 14.

Таблица 14 – координаты ТП

Наименование ТП	Точка А	
	X	Y
ТП88	0.355	0.482
ТП90	0.413	0.297
ТП92	0.357	0.068
ТП93	0.524	0.183
ТП94	0.547	0.432
ТП101	0.112	0.635
ТП102	0.315	0.642
ТП103	0.503	0.649
ТП104	0.632	0.649
ТП201	0.704	0.159

2.4 Выбор схемы распределительной сети 0.4 кВ

При проектировании городской распределительной сети 0.4 кВ обычно используют радиальную, лучевую или петлевую схему электроснабжения.

В радиальной схеме электроэнергия передается по линии от источника питания напрямую к потребителю.

При лучевой схеме электропитания, от источника питания (в данном случае от ТП) отходит магистраль, от которой отпайками запитываются соответствующие потребители.

Петлевая схема электроснабжения потребителей 0.4 кВ является надежной схемой. Особенностью схемы является то, что головные участки питаются от разных секций шин. В нормальном режиме схема работает как лучевая, т.к. в середине схемы имеется разъединитель, который в нормальном режиме разомкнут. При возникновении аварии разъединитель включается, и схема получает свое питание от другой секции шин.

Для особо важных потребителей необходимо предусмотреть резервирование.

Ниже на рисунке 8 показана схема электроснабжения.

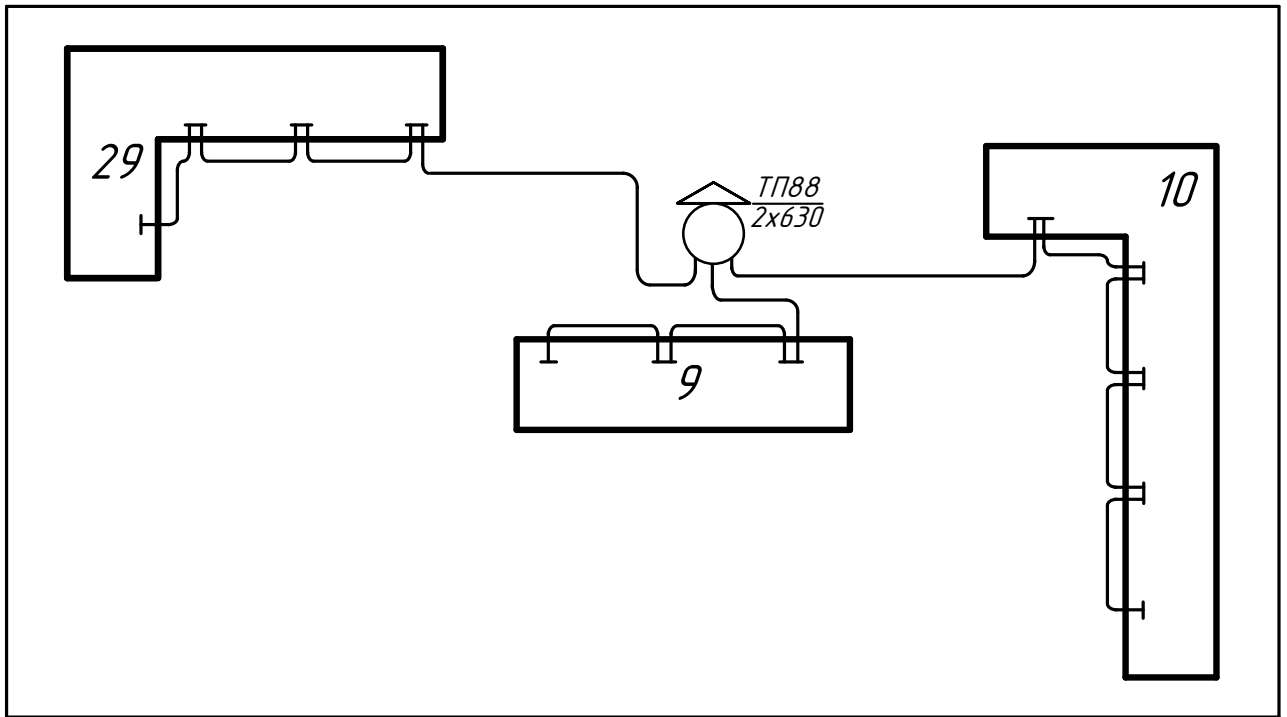


Рисунок 8 – Прокладка КЛ 0,4 кВ от ТП88

2.5 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0.4 кВ

Для расчета мощности и расстановки нужного количества ТП, необходимо сгруппировать нагрузку бытовых и коммунально-бытовых потребителей таким образом, чтобы данная суммарная величина не превышала стандартной мощности трансформаторов на ТП. Трансформаторы ТГМ выпускают на мощности: 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1250, 1600 и 2500 кВА.

Расчетная электрическая нагрузка линий до 1 кВ при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий (помещений) определяется по выражению:

$$P_{P..л} = P_{зд.max} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot P_{зд.i} \quad (12)$$

где $P_{зд.max}$ - наибольшая нагрузка здания из числа зданий питаемых по линии, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок зданий или жилых домов, [РД, табл. 2.3.1].

$P_{зд.i}$ - расчетная нагрузка зданий, питаемых по линии, кВт;

Аналогичную формулу используем для расчета реактивной и полной мощности, протекающей по линии.

Рассмотрим пример для расчета нагрузки фидера ТП88-9-29

$$P_{р.л} = 265.28 + 327.408 = 592.688 \text{ кВт}$$

$$Q_{р.л} = 106 + 130 = 236 \text{ квар}$$

Расчет нагрузок фидеров 0.4 кВ приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Электрические нагрузки фидеров до 1 кВ

Фидер	P, кВт	Q, квар
ТП88-9	265.28	106
ТП88-10	355	143
ТП88-29	327.408	130
ТП90-43.1-43.2	293.375	115.623
ТП90-17-108	508.78	205.1
ТП90-16-68	423.41	163.94
ТП92-24-46	369.728	140.58
ТП92-55-57	337.36	179.998
ТП92-25-117	509.604	203.5
ТП93-65-69	174	36.6
ТП93-56-60	289.6	210.29
ТП93-61-62-63	260.456	146.57
ТП94-72-172	344.25	167.976
ТП94-175-174	620.28	249
ТП94-171	265.28	106

Участок сети	P, кВт	Q, квар
ТП101-102-107	595.78	248.8
ТП101-101-106	595.78	248.8
ТП101-104-103	448.02	165.1
ТП101-105-130	489.29	188.55
ТП102-131-108	620.28	249
ТП102-112-114	448.02	165.1
ТП102-111-113-115	672.03	247.65
ТП103-47	105.8	26.45
ТП103-181-110	551.418	212.55
ТП103-75-109	340.368	135.574
ТП104-153-152	682.408	273
ТП104-155-154	525.56	211
ТП104-76	215.4	176.9
ТП201-141-140	530.56	212
ТП201-74-142	411.378	192.976
ТП201-77-133	394.52	212.14
ТП201-144-143	530.56	212

2.6 Выбор сечений распределительной сети 0.4 кВ

Следующим этапом будет выбор сечения проводника линии на 0.4 кВ

Выбор необходимого сечения проводника выбирается по нагрузке, протекающей по данному проводнику.

1. Определение максимального расчетного тока, протекающего в линии

$$I_{P.L.норм} = \frac{\sqrt{P_{P.L.}^2 + Q_{P.L.}^2}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} \quad (13)$$

где n – число кабелей.

По полученному значению выбирается ближайшее сечение кабеля.

2. Ток кабеля в послеаварийном режиме (в случае повреждения одного из параллельно работающих кабелей):

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{P_{P.Л.}^2 + Q_{P.Л.}^2}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (14)$$

Выбранные кабели должны выдерживать послеаварийный ток, поэтому он не должен превышать значение допустимого длительного тока для данного вида кабелей с учетом поправочных коэффициентов. Так как длительно допустимые токи зависят от температуры окружающей среды и совместного прокладывания кабелей, то длительно допустимый ток для кабеля определяется по формуле:

$$I_{n/ав} \leq k_n \cdot k_t \cdot k_{перезр.} \cdot I_{дл.доп.} \quad (15)$$

где k_n – поправочный коэффициент, учитывающий количество параллельно работающих кабелей, табл. 1.3.26 ПУЭ [11].

k_t – поправочный коэффициент на токи для кабелей в зависимости от температуры земли и воздуха, табл. 1.3.3 ПУЭ [11];

$k_{перезр.}$ – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку в послеаварийном режиме, для кабелей с полиэтиленовой изоляцией допускается перегрузка до 10% [11];

$I_{дл.доп.}$ – допустимый длительный ток для данного вида кабелей, табл. 1.3.7 [5]. Допустимые длительные токи для четырехжильных кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение до 1 кВ могут выбираться по таблице 1.3.7 ПУЭ как для трехжильных, но с коэффициентом $k = 0.92$.

Выбранное сечение проверяется по потере напряжения, при этом отклонение напряжения у наиболее удаленного потребителя не должно превышать $\pm 10\%$ в послеаварийном режиме.

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{Pi} \cdot l_i}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\% \quad (16)$$

где r_0 , x_0 - активное и реактивное сопротивление на единицу длины, Ом/км;

l_i - длина линии, км;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение, В;

I_{Pi} - рабочий максимальный ток, А;

φ - угол нагрузки, определяется по соотношению $\cos \varphi = P / S$.

Определим сечения кабельной линии ТП88-9:

Линия ТП88-9:

$$I_{P.L.норм} = \frac{\sqrt{265.28^2 + 106^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 0.4} = 217.1 \text{ А}$$

$$I_{расч} \leq k_1 k_3 I_{дон} = 1 \cdot 1.10 \cdot 308 = 338.8 \text{ А}$$

По расчетным данным и таблицы 1 выбираем кабель марки АВВГнг-ХЛ сечением 150 мм².

АВВГ 4х185 - это силовой кабель - 4 на 185 мм², с алюминиевой жилой, изоляцией и оболочкой из ПВХ, температура окружающей среды от -50 C° до $+50 \text{ C}^\circ$.

Глубина прокладки кабеля АВВГ от 0,7 метров, так как в работе проектируется городское электроснабжение, то по ПУЭ п. 2.3.84 [Р] Глубина заложения кабельных линий в городских системах от планировочной отметки

должна быть не менее: линий до 20 кВ 0,7 м; 35 кВ 1 м; при пересечении улиц и площадей независимо от напряжения 1 м.

Выбранное сечение проводов проверяется на отклонение напряжения. Зная напряжение на шинах источника питания, и подсчитав потери напряжения в сети, определяют напряжение у потребителей. Согласно ГОСТ 32144-2013 предельно допустимое значение отклонения напряжения – 10 %.

Проверяем сечение в послеаварийном режиме на участке линии:

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{265.28^2 + 106^2}}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 412.334 \text{ А}$$

$$\Delta U = \frac{217.1 \cdot 0.024 \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (0.124 \cdot 1 + 0.059 \cdot 0) \cdot 100\% = 0.18\% .$$

Условие соблюдается. Сечение проводника выбрано верно.

Аналогично определяем сечения остальных кабелей. Результаты расчета сведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Марки и сечения кабелей

Участок сети	Ирасч, А	Идл.доп, А	Марка	ΔU, %
ТП88-9-29	217.1	254	АВВГ 4x150	0.18
ТП88-10	290.741	254	АВВГ 4x150	1.47
ТП88-29	267.611	254	АВВГ 4x150	0.45
ТП90-43.1-43.2	239.553	254	АВВГ 4x150	1.19
ТП90-17-108	416.729	337	АВВГ 4x240	1.48
ТП90-16-68	344.921	290	АВВГ 4x185	1.29
ТП92-24-46	300.49	290	АВВГ 4x185	1.22
ТП92-55-57	290.48	254	АВВГ 4x150	0.61
ТП92-25-117	416.857	337	АВВГ 4x240	1.22
ТП93-65-69	135.075	165	АВВГ 4x70	0.34

Продолжение таблицы 16

Участок сети	Ирасч, А	Идл.доп, А	Марка	ΔU , %
ТП93-60-56	271.884	254	АВВГ 4x150	0.15
ТП93-61-62-63	227.039	254	АВВГ 4x150	1.63
ТП94-72-172	290.989	290	АВВГ 4x185	0.46
ТП94-175-174	507.759	337	АВВГ 4x240	1.12
ТП94-171	217.018	254	АВВГ 4x150	0.36
ТП101-102-107	490.477	337	АВВГ 4x240	1.54
ТП101-101-106	490.477	337	АВВГ 4x240	2.8
ТП101-104-103	362.722	290	АВВГ 4x185	1.23
ТП101-105-130	398.343	337	АВВГ 4x240	1.06
ТП102-131-108	507.759	337	АВВГ 4x240	1.07
ТП102-112-114	362.722	290	АВВГ 4x185	1.79
ТП102-111-113-115	544.083	337	АВВГ 4x240	1.01
ТП103-47	82.847	165	АВВГ 4x70	0.72
ТП103-181-110	448.939	337	АВВГ 4x240	1.27
ТП103-75-109	278.325	254	АВВГ 4x150	1.37
ТП104-153-152	558.351	337	АВВГ 4x240	1.74
ТП104-155-154	430.228	337	АВВГ 4x240	0.8
ТП104-76	211.744	226	АВВГ 4x120	0.75
ТП201-141-140	434.036	337	АВВГ 4x240	2.08
ТП201-74-142	345.188	290	АВВГ 4x185	1.53
ТП201-77-133	340.287	290	АВВГ 4x185	1.2
ТП202-144-143	434.036	337	АВВГ 4x240	0.65

Выбранный кабель подходит по условиям проектирования и окружающей среды. Условие выбора сечения проводника соблюдается. Кабель выбран верно.

2.7 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0.4 кВ

Для расчета электрической нагрузки на вводе в ТП на стороне 0.4 кВ, необходимо просуммировать нагрузки всех отходящих линий.

$$P_{\Sigma P..Л} = \sum_{i=1}^n P_{P..Л}. \quad (17)$$

$$Q_{P..ТП} = \sum_{i=1}^n Q_{P..Л}. \quad (18)$$

Рассмотрим расчет электрических нагрузок по данным с таблицы 14 на примере ТП № 88

$$P_{P..ТП} = (P_{P..ТП88-9}) + (P_{P..ТП88-10}) + (P_{P..ТП88-29}) = 947.688 \text{ кВт};$$

$$Q_{P..ТП} = (Q_{P..ТП88-9}) + (Q_{P..ТП88-10}) + (Q_{P..ТП88-29}) = 379 \text{ квар.}$$

Аналогично производится расчет для других ТП. Результаты расчета сведены в таблице 17.

Таблица 17 – Результат расчета нагрузок на стороне 0.4 кВ ТП

Номер ТП	Р _{Р.ТП} , кВт	Q _{Р.ТП} , квар	S _{Р.ТП} , кВА
1	2	3	4
ТП88	947.688	379	1021.001
ТП90	1226.325	484.663	1318
ТП92	1217.34	524.078	1325
ТП93	724.056	393.46	824.056
ТП94	1230.45	522.976	1336
ТП101	2129.56	851.25	2293
ТП102	1714.65	661.75	1862

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4
ТП103	997.586	374.574	1066
ТП104	1423.45	660.9	1569
ТП201	1867.78	829.116	2043

Таким образом произведен расчет нагрузок проектируемого района, выбрано место расположения трансформаторных подстанций, выбрана марка и сечение кабельной линии.

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТП

Цель данного пункта – определить необходимое количество трансформаторов на подстанцию, рассчитать и выбрать силовые трансформаторы.

3.1 Общие положения

Следующим этапом ВКР является выбор силового трансформатора.

Силовой трансформатор предназначен для изменения напряжения и тока с большого на меньшее и на оборот. Так как в работе строится схема снабжения города, то соответственно и величины напряжения будут 6(10)/0.4 кВ, в работе будет использоваться 10 кВ, из-за больших токов, меньших потерь. В данной ВКР преобладает вторая категория электроснабжения по надежности, поэтому рассчитаны и выбраны 2-х трансформаторные подстанции 10/0.4 кВ.

3.2 Расчет и выбор конденсаторных батарей

При расчете и выборе трансформаторных подстанций, первым делом необходимо рассчитать электрические нагрузки, отходящие от шин подстанций и найти угол $\operatorname{tg} \varphi$ суммарный на шинах 0.4 кВ.

$$\operatorname{tg} \varphi_{p\Sigma.i} = \frac{Q_{p\Sigma.i}}{P_{p\Sigma.i}} \quad (19)$$

Если предельный коэффициент реактивной мощности на стороне 0.4 кВ получается больше 0.35, то необходима компенсация реактивной мощности.

Теперь необходимо выбрать конденсаторную батарею, для этого найдем экономически целесообразную реактивную мощность

$$Q_{\text{эку.}\Sigma i} = P_{p\Sigma i} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_{p\Sigma i} - \operatorname{tg} \varphi_{np}) \quad (20)$$

где $tg\varphi_{np}$ - предельный коэффициент реактивной мощности равный 0.35

$P_{p.\Sigma}$ - суммарная активная мощность подстанции

$$Q_{ky.\Sigma i} = \frac{1.1 \cdot Q_{\text{эку.}\Sigma i}}{2} \quad (21)$$

Рассмотрим пример расчета конденсаторной батареи для ТП №88.

$$tg\varphi_{p.\Sigma 88} = \frac{379}{947.688} = 0.4$$

$$Q_{\text{эку.}\Sigma 88} = 947.688 \cdot (0.4 - 0.35) = 47.309$$

$$Q_{ky.\Sigma 88} = \frac{1.1 \cdot 47.309}{2} = 26.02$$

По данным расчета выбираем УКРМ-0,4-10-25-УХЛ4

Результаты расчетов сведены в таблицу 18.

Таблица 18 – Результаты расчетов конденсаторных батарей

Номер ТП	$P_{p.\Sigma}$, кВт	$tg_{p.\Sigma i}$	$Q_{\text{эку.}\Sigma i}$	$Q_{ky.\Sigma i}$	Тип конденсаторной батареи
1	2	3	4	5	6
ТП88	947.688	0.4	47.309	26.02	УКРМ-0,4-35-25-УХЛ4
ТП90	1226.325	0.395	55.716	30.644	УКРМ-0,4-35-25-УХЛ4
ТП92	1217.34	0.431	98.236	54.03	УКРМ-0,4-60-25-УХЛ4
ТП93	724.056	0.543	140.04	77.022	УКРМ-0,4-100-25-УХЛ4
ТП94	1230.45	0.425	92.543	50.898	УКРМ-0,4-60-25-УХЛ4
ТП101	2129.56	0.4	106.146	58.38	УКРМ-0,4-60-25-УХЛ4
ТП102	1714.65	0.38	52.635	28.949	УКРМ-0,4-35-25-УХЛ4
ТП103	997.586	0.375	25.419	13.98	УКРМ-0,4-25-25-УХЛ4
ТП104	1423.45	0.464	162.721	89.497	УКРМ-0,4-100-25-УХЛ4

Номер ТП	РР.ТП, кВт	$tg_{p.\Sigma i}$	$Q_{эку.\Sigma i}$	$Q_{ку.\Sigma i}$	Тип конденсаторной батареи
1	2	3	4	5	6
ТП201	1867.78	0.444	175.66	96.613	УКРМ-0.4-100-25-УХЛ4

К установке принимаем компенсирующие устройства мощностью 50 квар и выше.

3.3 Выбор трансформаторов на напряжение 10/0.4 кВ

Для выборов трансформатора исходными данными считаются реактивная и активная мощности на шинах 0.4 кВ. Так как в работе необходимы конденсаторные батареи, то за место реактивной мощности применяется не скомпенсированная реактивную мощность.

$$Q_{нески} = Q_{P.ТПi} - Q_{эку.\Sigma i} \quad (22)$$

где $Q_{P.ТП}$ – реактивная мощность на шинах 0.4 кВ ТП;

$$S_{P.Тр} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{нески})^2}}{K_3 \cdot N_T} \quad (23)$$

где $K_3 = 0.75$ – коэффициент загрузки для жилого района где преобладает вторая категория;

$P_{P.ТП}$ – активная мощность на шинах 0.4 кВ ТП;

$Q_{неск}$ – не скомпенсированную реактивная мощность на шинах 0.4 кВ ТП;

N_T – количество трансформаторов на ТП, в данном случае равняется 2;

После определения расчетной мощности выбирается трансформатор из [12] по условию:

$$S_{T_{ном}} \geq S_{расч} \quad (24)$$

где $S_{T_{ном}}$ - номинальная мощность выбранного трансформатора, МВ·А;

$S_{расч}$ - расчетная мощность МВ·А.

Проверка коэффициента загрузки:

$$K_{з_i} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{нескi})^2}}{S_{T_{ном}} \cdot N_T} \quad (25)$$

Выбранный трансформатор не подойдет если после проверки рассчитанный коэффициент загрузки будет больше 1,5.

Произведем выбор и проверку трансформаторов для ТП88:

$$Q_{нескi} = 379 - 47.309 = 331.691 \text{ квар}$$

$$S_{расчA88} = \frac{\sqrt{947.688^2 + 331.691^2}}{0.7 \cdot 2} = 717.184 \text{ кВ·А.}$$

Для данной ТП принимаем = 1000 кВА

Проверка коэффициентов загрузки:

$$K_{з_{н/ав}88} = \frac{\sqrt{947.688^2 + 331.691^2}}{1000} = 1 \leq 1,5$$

$$K_{з_{норм}88} = \frac{\sqrt{947.688^2 + 331.691^2}}{1000 \cdot 2} = 0.5 \leq 1.5$$

Так как в дальнейшем в плане развития города планируется подключение новых домов, малые коэффициенты загрузки считаем допустимыми.

По рассчитанным коэффициентам загрузки видно, что трансформатор выбран правильно, и перевыбирать нет необходимости. По такому же алгоритму рассчитываем и для других ТП. В таблицу 19 приведены остальные выбранные трансформаторы и их рассчитанные коэффициенты загрузки

Таблица 19 – Мощности трансформаторов ТП

№ ТП	$P_{р.ТП}$, кВт	$Q_{неск}$, квар	$S_{расч.}$, кВА	S_T , кВА	$K_{з.ф}$ акт	$K_{зп.ав}$	Тип трансформатора ТП (2 на ТП)
ТП88	947.69	331.69	717.18	1000	0.5	1	ТМГ-1000/10/0.4 Δ/Y_0 Y1
ТП90	1226.33	484.66	941.37	1000	0.65	1,3	ТМГ-1000/10/0.4 Δ/Y_0 Y2
ТП92	1217.34	524.08	946.3	1000	0.66	1.32	ТМГ-1000/10/0.4 Δ/Y_0 Y2
ТП93	724.06	393.46	588.61	630	0.65	1.3	ТМГ-630/10/0.4 Δ/Y_0 Y2
ТП94	1230.45	522.98	954.56	1000	0.67	1.34	ТМГ-1000/10/0.4 Δ/Y_0 Y2
ТП101	2129.56	851.25	1638	1600	0.72	1.44	ТМГ-1600/10/0.4 Δ/Y_0 Y2
ТП102	1714.65	661.75	1330	1600	0.58	1.16	ТМГ-1600/10/0.4 Δ/Y_0 Y2
ТП103	997.59	374.57	761.14	1000	0.53	1,06	ТМГ-1000/10/0.4 Δ/Y_0 Y2
ТП104	1423.45	660.9	1121	1250	0.63	1.26	ТМГ-1250/10/0.4 Δ/Y_0 Y2
ТП201	1867.78	829.12	1459	1600	0.64	1.28	ТМГ-1600/10/0.4 Δ/Y_0 Y2

Таким образом произведен расчет и выбор силовых трансформаторов, определена необходимость установки конденсаторных батарей.

4 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ ТП

Для сетей электроснабжения города обычно выбирают и ставят подстанции двух типов комплектную трансформаторную подстанции городского типа (КТПГ) и блочную подстанцию (КТПБ). Такие подстанции полностью собираются на заводе, а не посредственно на месте установки монтируются и собираются.

При распределении и приеме электроэнергии в жилых домах повышенной этажности и зданиях общественного назначения используют вводно-распределительные панели шкафного типа одностороннего обслуживания ВРУ.

Ниже на рисунке 9 изображена проектируемая блочная комплектная трансформаторная.

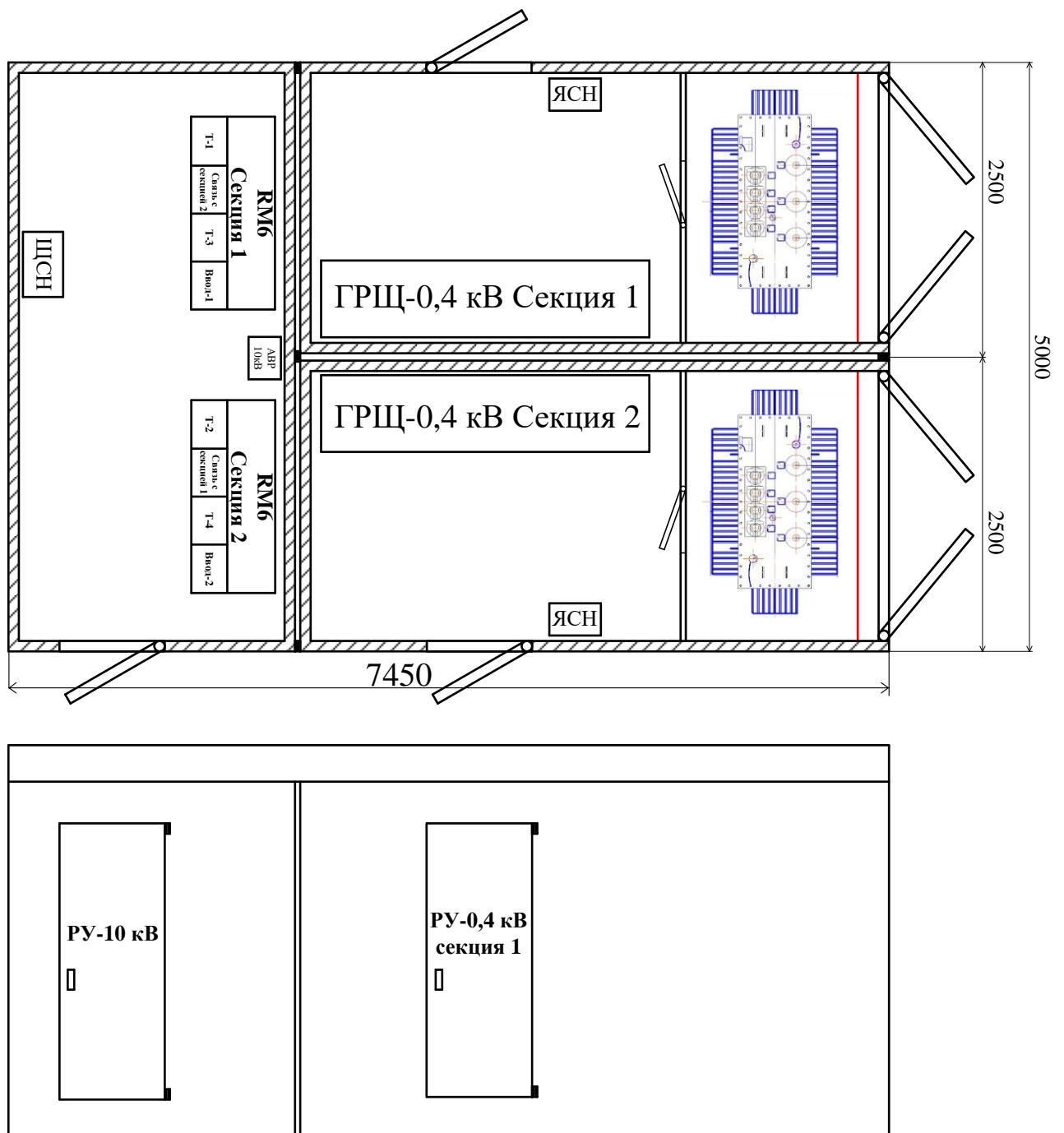


Рисунок 9 – проектируемая БТП вид в разрезе

Данная подстанция устанавливается на специальном фундаменте, чаще всего на бетонном. Ввод 10 кВ и щит 0.4 кВ обслуживают через двери отсеков. Осмотр и ремонт щита осуществляют со стороны камеры трансформатора.

Присоединение к кабельным сетям может быть выполнено транзитом.

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ ТП И ЛИНИЯХ

Потери мощности в линии определяются по следующей формуле:

$$\Delta P = \frac{(P_{\Sigma}^2 r + Q_{\Sigma}^2 r)}{U^2} \quad (26)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{\Sigma}^2 x + Q_{\Sigma}^2 x)}{U^2} \quad (27)$$

где P_{Σ}, Q_{Σ} - активная и реактивная мощность, протекающая по линии, кВт, кВар;

x, r - удельные реактивное и активное сопротивления, Ом/км;

U - номинальное напряжение, кВ.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (28)$$

где T_i - число часов использования максимума нагрузки, час.

Произведем расчет для линии 0.4 кВ ТП 10/0.4 кВ ГП88-9-29 по формулам:

$$\Delta P = \frac{592.69^2 \cdot 0.077 \cdot 0.084 + 236^2 \cdot 0.077 \cdot 0.084}{0.4^2} = 16.45 \text{ кВт}$$

$$\tau = \left(0.124 + \frac{5500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3979 \text{ час}$$

Результаты определения потерь электроэнергии и мощности сведем в таблицу 20.

Таблица 20 – Определение потерь мощности и энергии в линии 0.4 кВ

Участок сети	P, кВт	Q, квар	F, мм ²	x	r	ΔP, кВт	ΔQ, квар
ТП88-9-10	592.69	236	240	0.058	0.077	16.45	12.39
ТП88-29	355	143	150	0.059	0.124	16.8	7.99
ТП90-43.1-43.2	293.37	115.62	150	0.059	0.124	11.17	5.38
ТП90-17-108	508.78	205.1	240	0.058	0.077	22.16	16.69
ТП90-16-68	423.41	163.94	185	0.059	0.1	16.88	9.96
ТП92-24-46	369.73	140.58	185	0.059	0.1	13.89	8.19
ТП92-55-57	337.36	179.99	150	0.059	0.124	6.91	3.29
ТП92-25-107	509.61	203.5	240	0.058	0.077	18.26	13.75
ТП93-65-69	174	36.6	70	0.061	0.265	7.75	1.78
ТП93-56-60	289.6	210.29	150	0.059	0.124	6.35	3.02
ТП93-61-62-63	260.46	146.57	150	0.059	0.124	14.54	6.92
ТП94-72-172	344.25	167.97	185	0.059	0.1	5.23	3.08
ТП94-175-174	620.28	249	240	0.058	0.077	20.42	15.38
ТП94-171	265.28	106	150	0.059	0.124	4.28	2.11
ТП101-102-107	595.78	248.8	240	0.058	0.077	26.88	20.25
ТП101-101-106	595.78	248.8	240	0.058	0.077	48.95	36.87
ТП101-104-103	448.02	165.1	185	0.059	0.1	16.96	10
ТП101-105-130	489.29	188.55	240	0.058	0.077	15.22	11.46
ТП102-131-108	620.28	249	240	0.058	0.077	18.49	13.93
ТП102-112-114	448.02	165.1	185	0.059	0.1	24.65	14.54
ТП102-111-113-115	672.03	247.65	240	0.058	0.077	19.75	14.88
ТП103-47	105.8	26.45	70	0.061	0.265	2.52	0.58
ТП103-181-110	551.42	212.55	240	0.058	0.077	20.5	15.45
ТП103-75-109	340.37	135.57	150	0.059	0.124	14.98	7.13

Участок сети	P, кВт	Q, квар	F, мм ²	x	r	ΔP, кВт	ΔQ, квар
ТП104-153-152	682.41	273	240	0.058	0.077	34.84	26.24
ТП104-155-154	525.56	211	240	0.058	0.077	12.35	9.3
ТП104-76	215.4	176.9	120	0.06	0.154	6.73	2.62
ТП201-141-140	530.56	212	240	0.058	0.077	32.36	24.38
ТП201-74-142	411.38	192.98	185	0.059	0.1	19.74	11.65
ТП201-77-133	394.52	212.14	185	0.059	0.1	15.3	9.08
ТП201-144-143	530.56	212	240	0.058	0.077	10.05	7.57

Потери мощности в трансформаторах определяются по следующим формулам:

$$\Delta P = \frac{(P_{P.L.}^2 R + Q_{P.L.}^2 R)}{U^2} \quad (29)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{P.L.}^2 X + Q_{P.L.}^2 X)}{U^2} \quad (30)$$

где $P_{P.L.}, Q_{P.L.}$ - активная и реактивная мощность, на низкой стороне 0,4 кВ трансформатора ТП, кВт, квар;

x, r - реактивное и активное сопротивления трансформатора, Ом/км;

U - номинальное напряжение, кВ.

Произведем расчет потерь для ТП88

$$\Delta P = \frac{(791.64^2 \cdot 3.43 + 277.74^2 \cdot 3.43)}{10^2} = 12.74 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q = \frac{(791.64^2 \cdot 10.72 + 277.74^2 \cdot 10.72)}{10^2} = 37.68 \text{ квар}$$

Результаты потерь мощности сведем в таблицу 21.

Таблица 21 – Потери мощности в трансформаторах ТП

Номер ТП	$P_{P,TP}$, кВт	$Q_{P,TP}$, квар	S_T , КВА	ΔP , кВт	ΔQ , квар
ТП88	947.688	379	1000	6.35	33.26
ТП90	1226.33	484.66	1000	10.6	55.45
ТП92	1217.34	524.08	1000	10.71	56.02
ТП93	724.056	393.46	630	4.71	23.79
ТП94	1230.45	522.98	1000	10.89	57.01
ТП101	2129.56	851.25	1600	18.48	105.2
ТП102	1714.65	661.75	1600	12.19	121.5
ТП103	997.586	374.57	1000	6.93	36.25
ТП104	1423.45	660.9	1250	13.53	72.73
ТП201	1867.78	829.12	1600	14.67	83.49

Таким образом произведен расчет активных и реактивных потерь.

6 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ 10 КВ ЖИЛОГО РАЙОНА

Питающие сети 10 кВ используются в системах электроснабжения крупных промышленных и коммунальных предприятиях, а также для питания городской распределительной сети общего пользования. Для питания ТП от ЦРП используются петлевые схемы питания, которые в нормальном режиме разомкнуты в точке потокораздела, а также лучевые схемы. В данной работе используется лучевая схема.

6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП определяются путем суммирования мощности протекающей через трансформатор и потери мощности в нем. Результаты расчета нагрузок занесены в таблицу 20.

$$P_{ТП.ВН} = P_{р.л} + \Delta P \quad (31)$$

$$Q_{ТП.ВН} = Q_{неск.ТП} + \Delta Q \quad (32)$$

Произведем расчет для ТП 10/0,4 кВ ГП88

$$P_{ТП.ВН} = 947.688 + 6.35 = 954.038$$

$$Q_{ТП.ВН} = 379 + 33.26 = 412.26$$

Результаты расчета для остальных трансформаторных подстанций сведем в таблицу 22.

Таблица 22 – Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП

Номер ТП	$P_{P.ТП},$ кВт	$Q_{P.ТП},$ квар	$\Delta P,$ кВт	$\Delta Q,$ квар	$P_{ТП.ВН},$ кВт	$Q_{ТП.ВН},$ квар
ТП88	947.688	379	6.35	33.26	954.038	412.26
ТП90	1226.33	484.66	10.6	55.45	1236	540.113
ТП92	1217.34	524.08	10.71	56.02	1227	580.098
ТП93	724.056	393.46	4.71	23.79	728.756	417.25
ТП94	1230.45	522.98	10.89	57.01	1241	579.986
ТП101	2129.56	851.25	18.48	105.2	2147	956.45
ТП102	1714.65	661.75	12.19	121.5	1753	783.25
ТП103	997.586	374.57	6.93	36.25	1005	410.824
ТП104	1423.45	660.9	13.53	72.73	1436	733.63
ТП201	1867.78	829.12	14.67	83.49	1882	912.606

Таким образом произведен расчет нагрузок на стороне 10 кВ ТП, которые будут использоваться для расчета и выбора КЛ на стороне 10 кВ, токов КЗ.

6.2 Расчет электрических нагрузок ЦРП 10 кВ

Расчетные электрические нагрузки городских сетей 10 кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к ЦРП, на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок (коэффициент участия в максимуме нагрузок), принимаемый по таблице 2.1.1, [3].

$$P_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n P_{ТП.ВН} \quad (33)$$

$$Q_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n Q_{ТП.ВН} \quad (34)$$

где k_y - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов, принимаем 0,7

$$P_{Л.10} = 0,7 \cdot \left(\frac{954.038 + 1236 + 1227 + 728.756 + 1241 +}{2147 + 1753 + 1005 + 1436 + 1882} \right) = 9527.794 \text{ кВт}$$

$$Q_{Л.10} = 0,7 \cdot \left(\frac{412.26 + 540.113 + 580.098 + 417.25 +}{579.986 + 956.45 + 783.25 + 410.824 +}{733.63 + 912.606} \right) = 4429.63 \text{ квар}$$

6.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

Для сетей систем электроснабжения города требования условия выбора и выполнения их, такие же как условия выбора и требования для схем электрических систем. Особенности требований и условий заключается в выборе как можно более простой и актуальной схемы с минимально возможным количеством электрооборудования и сооружением специализированных конструкций. При оценке возможностей применения простейших, в том числе и неавтоматизированных, сетей в системах ЭСГ необходимо учитывать широкие возможности применения при эксплуатации этих сетей разнообразных средств связи и автотранспорта и особенно эксплуатации сетей с компенсированной нейтралью.

Применяют схемы:

- радиально-магистральные распределительные сети без резервирования линий и трансформаторов;
- петлевые неавтоматизированные распределительные сети;
- петлевые автоматизированные сети при установке линейных выключателей нагрузки с автоматизированным управлением;
- радиально-магистральные автоматизированные сети с резервированием линий и трансформаторов.

В данной ВКР будет использоваться лучевая схема электроснабжения города. Схема указана на листе 1 для графической части ВКР.

6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ

Сечения проводов ВЛ и жил кабелей должны выбираться по экономической плотности тока в нормальном режиме и проверяться по допустимому току в аварийном и послеаварийном режимах, а также по допустимому отклонению напряжения.

Определение максимального тока, протекающего в линии:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{\frac{P_{P.Л.}^2}{2} + \frac{Q_{P.Л.}^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (35)$$

где U_H - напряжение сети равное 10

$Q_{P.Л.}$ и $P_{P.Л.}$ - активная и реактивная нагрузка линии в рассматриваемом участке линии

Далее по условию выбора проводника проверяем его на длительно допустимый ток.

$$I_{\text{дл.доп}} \geq \frac{I_{p.\max}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3} \quad (36)$$

где $I_{\text{дл.доп}}$ - длительно допустимый ток для данного участка проектируемой линии выбираем по справочнику [4], А;

K_1 - коэффициент снижения токовой нагрузки в зависимости от количества кабелей в траншее;

K_2 - допустимая перегрузка кабелей с пропитанной бумажной изоляцией принимается равным 0,9 по справочнику [4];

K_3 – поправочный коэффициент на токи для кабелей в зависимости от температуры земли и воздуха по ПУЭ принимаем 1.

По расчетному току определяется сечение линий, а затем проверяется по потере напряжения.

По полученному значению расчетного тока выбираем сечение проводника по [4].

Для проверки выбранных сечений рассчитываются наиболее тяжелые послеаварийные режимы. Из них выбирается больший ток. И по этому току осуществляется проверка по условиям нагрева в длительном режиме:

Проведем расчет для линии ЦРП95-ТП88-ТП90-ТП92 и найдем максимальный ток, протекающий в этой линии.

$$I_{P..л.маx} = \frac{\sqrt{\frac{1139.232^2}{2} + \frac{510.822^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 72.081$$

$$I_{P.маx} = 1.05 \cdot 1.1 \cdot 72.081 = 83.254$$

$$195 \geq \frac{83.254}{0.9 \cdot 1.1}$$

По получившимся данным выбираем АПвПуг сечением 70 мм².

Теперь необходимо проверить этот кабель на тяжелый послеаварийный режим, для этого возьмем самый большой ток и по нему проверим на нагрев в длительном режиме.

$$I_{n/ав.маx} = \frac{\sqrt{(1981)^2 + (875.677)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 125.062 \text{ А}$$

$$I_{P.n/ав.маx} = 1.05 \cdot 1.1 \cdot 125.062 = 144.45 \text{ А}$$

$$195 \geq \frac{0.9 \cdot 144.44}{0.95 \cdot 1 \cdot 0.9}$$

Выбранный кабель прошел проверку на режим послеаварийного тока.

Теперь необходимо проверить его на разность напряжения.

$$\Delta U = \frac{83.254 \cdot 0.747 \cdot \sqrt{3}}{10000} \cdot (0.329 \cdot 0.912 + 0.06 \cdot 0.409) \cdot 100\% = 0.35\% .$$

При проверке видно, что условие: $\Delta U < 10\%$ -соблюдается. Это означает что сечение проводника выбрано верно.

Теперь оставшиеся расчеты внесем в таблицу 23.

Таблица 23 – Расчет сечений кабеля 10 кВ

Участок сети	L, м	I _{расч} , А	I _{дл.доп} , А	F, мм ²	Марка
ЦРП95-ТП88-ТП90-ТП92	747	72.081	195	70	АПвПуг 3х70/16
ЦРП5-ТП94-ТП93-ТП201	834	123.69	195	70	АПвПуг 3х70/16
ЦРП95-ТП102-ТП101	415	123.27	195	70	АПвПуг 3х70/16
ЦРП95-ТП103-ТП104	387	73.824	195	70	АПвПуг 3х70/16

6.5 Расчет электрических нагрузок РП

Для расчета электрических нагрузок на шинах РП необходимо просуммировать нагрузки РП и потери мощности в линиях. Результаты расчета сведем в таблицу 24.

Таблица 24 – Потери мощности в линиях 10 кВ

Участок сети	L, м	ΔP , кВт	ΔQ , кВар	ΔW , МВт·ч
ЦРП95-ТП88	2x229	7.18	0.98	2.86

Участок сети	L, м	ΔP , кВт	ΔQ , кВар	ΔW , МВт·ч
ТП88-ТП90	2x256	4.19	0.57	1.67
ТП90-ТП92	2x262	1.08	0.15	0.43
ЦРП95-ТП94	2x298	12.12	1.65	4.82
ТП94-ТП93	2x373	7.08	0.97	2.82
ТП93-ТП201	2x163	1.59	0.22	0.63
Участок сети	L, м	ΔP , кВт	ΔQ , кВар	ΔW , МВт·ч
ЦРП95-ТП102	2x188	7.66	1.04	3.05
ТП102-ТП101	2x227	2.8	0.38	1.12
ЦРП95-ТП103	2x214	3.47	0.47	1.38
ТП103-ТП104	2x173	1.01	0.14	0.4

Сумма потерь мощности во всей схеме равна:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta P_i \quad (37)$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta Q_i \quad (38)$$

$$\Delta P_{\Sigma} = \left(\begin{array}{l} 7.18 + 4.19 + 1.08 + 12.12 + 7.08 + 1.59 + \\ + 7.66 + 2.8 + 3.47 + 1.01 \end{array} \right) = 48.19 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = \left(\begin{array}{l} 0.98 + 0.57 + 0.15 + 1.65 + 0.97 + 0.22 + \\ + 1.04 + 0.38 + 0.47 + 0.14 \end{array} \right) = 6.58 \text{ кВар}$$

Электрические нагрузки на стороне 10 кВ РП будут определяться:

$$P_{РП.10} = P_{Л.10} + \Delta P_{\Sigma} \quad (39)$$

$$Q_{PII.10} = Q_{JI.10} + \Delta Q_{\Sigma} \quad (40)$$

$$P_{PII.10} = 9527.794 + 48.19 = 9575.984 \text{ кВт}$$

$$Q_{PII.10} = 4429.63 + 6.58 = 4436.21 \text{ кВт}$$

7 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ РП

Следующим этапом проектирования будет выбор электрической схемы ЦРП.

Распределительное устройство 10 кВ выполняется в виде двух секций шин, секционированной выключателем с устройством АВР, и установке комплектных распределительных устройств КРУ различных производителей. Схемы подстанций должны быть составлены таким образом, чтобы была возможность их постепенного расширения и соблюдения требований необходимой релейной защиты и автоматики. Схема показана на рисунке 10.

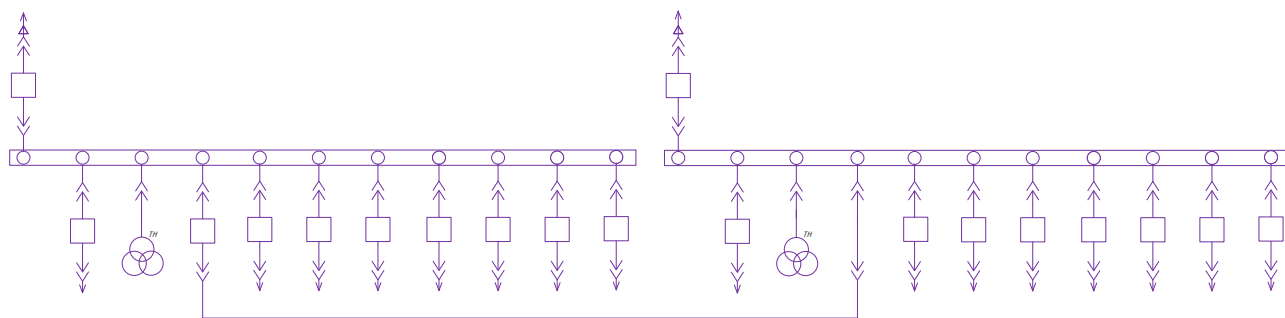


Рисунок 10 – Электрическая схема распределительной подстанции

- КРУ 10 кВ – выполнено по схеме № 10(6)-2 «Две секционированные выключателями, системы шин».

На ЦРП применена секционированная система шин. Секционный выключатель в нормальном режиме обычно отключен, что обеспечивает снижение токов короткого замыкания. Распределительное устройство выполнено в виде закрытого РП и укомплектовано шкафами КРУ. Шкафы комплектного распределительного устройства содержат в себе выключатель, трансформаторы тока и напряжения, устройства релейной защиты, автоматики и приборы измерения. Шкафы КРУ собираются и комплектуются на заводе изготовителе, оборудованием разных фирм. Применение комплектных

распределительных устройств позволяет добиться удобства монтажа и обслуживания.

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

На этом этапе проектирования необходимо рассчитать токи короткого замыкания, по которым проверяются электродинамическая устойчивость выключателей, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов.

8.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

В высоковольтной сети на высокой стороне токи КЗ определяют в следующих точках: на шинах ЦРП, на шинах напряжения самой удаленной ТП, а также на шинах расчетной ТП. В таких расчетах основное напряжение следует принять равным 1.05 от номинального.

Трехфазное короткое замыкание определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\text{осн}}}{\sqrt{3} \cdot Z} \quad (41)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{(\sum x_l + x_{\text{сис}})^2 + (\sum r_l)^2} \quad (42)$$

Ток двухфазного КЗ

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (43)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (44)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (45)$$

Постоянная времени затухания определяется по формуле:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} \quad (46)$$

Необходимо составить схему замещения, на которой должны быть указаны индуктивные сопротивления всех элементов сети и ЭДС источников, подпитывающих точку КЗ. На рисунке 11, 12, 13, 14 показана замещения прямой последовательности для расчёта КЗ на стороне 10 кВ

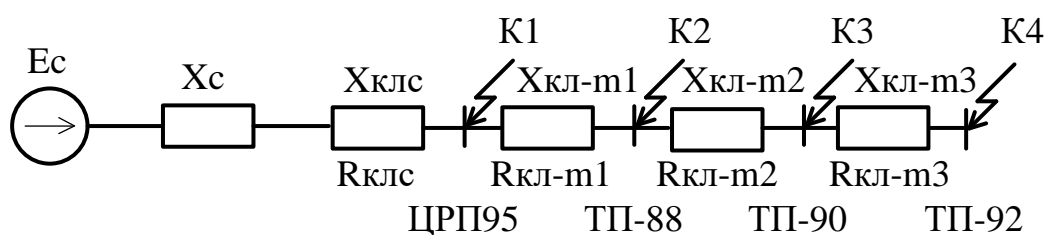


Рисунок 11 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

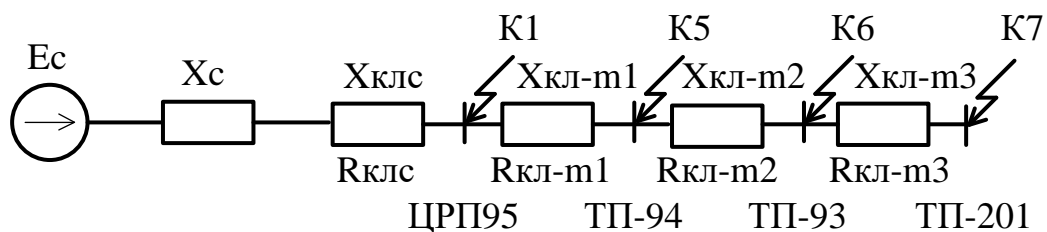


Рисунок 12 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

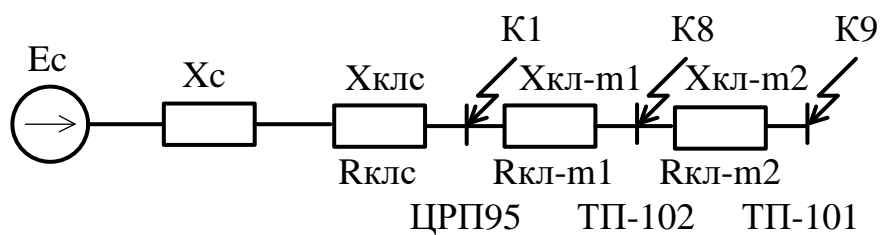


Рисунок 13 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

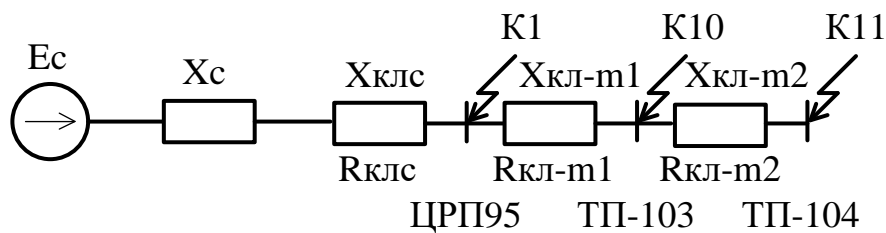


Рисунок 14 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

В ВКР указан пример расчета точки К1, эта точка расположена на шинах распределительного пункта.

Данные для расчета токов КЗ на стороне 10 кВ берем в таблице 25, 26.

ЦРП95:

$$X_c = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 7.08} = 0.856 \text{ Ом},$$

$$X_{L1} = 0.856 + 0.095 = 0.951$$

$$Z = \sqrt{(0.095)^2 + 0.84^2} = 1.269 \text{ Ом},$$

$$I_k^{(3)} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 1.269} = 4.777 \text{ кА},$$

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4.777 = 4.137 \text{ кА}.$$

$$T_{a1} = \frac{0.951}{314 \cdot 0.84} = 0.0036$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0.01}{0.0036}} = 1.062$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1.062 \cdot 4.777 = 7.18 \text{ кА.}$$

Для остальных точек расчет приведен в приложение А.

В таблице 25 сведены расчеты остальных точек КЗ.

Таблица 25 – Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

т. КЗ	$I_K^{(3)}$, кА	$I_K^{(2)}$, кА	T_a	$k_{уд}$	$i_{уд}$, кА
К1	4.777	4.137	0.0036	1.062	7.178
К2	4.494	3.892	0.00326	1.05	6.652
К4	3.936	3.409	0.0027	1.025	5.705
К5	4.413	3.822	0.00317	1.043	6.508
К6	4.011	3.474	0.00277	1.027	5.827
К7	3.853	3.337	0.00263	1.022	5.571
К8	4.543	3.934	0.00332	1.049	6.74
К9	4.281	3.707	0.00303	1.037	6.278
К10	4.512	3.907	0.00328	1.048	6.684
К11	4.312	3.734	0.00306	1.038	6.332

8.2 Расчет токов КЗ в сети 0.4 кВ

Токи КЗ в сети 0.4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0.4 кВ расчетной ТП, и в конце каждой отходящей линии. В таких расчетах основное напряжение следует принять равным 1,05 от номинального [2].

Начальное значение периодической составляющей при этих условиях следует определять по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot Z} \quad (47)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Ток однофазного короткого замыкания будем определять методом симметричных составляющих:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}{z_0} \quad (48)$$

где z_0 - сопротивление однофазному короткому замыканию, Ом.

Полное сопротивление однофазного КЗ определяется как:

$$z_0 = \sqrt{(r_{III} + r_{OP} + r_{HP})^2 + (x_{III} + x_{OP} + x_{HP})^2} \quad (49)$$

где r_{III} , x_{III} - активное и реактивное сопротивление прямой последовательности, Ом;

r_{OP} , x_{OP} - активное и реактивное сопротивление обратной последовательности, (для линий и трансформаторов принимается равное прямой) Ом;

r_{HP} , x_{HP} - активное и реактивное сопротивление нулевой последовательности, Ом;

Произведем расчет для ТП88, питающаяся от РП.

Данные для расчета токов КЗ на стороне 0,4 кВ берем в таблице 15.

Расчетная схема показана на рисунке 15

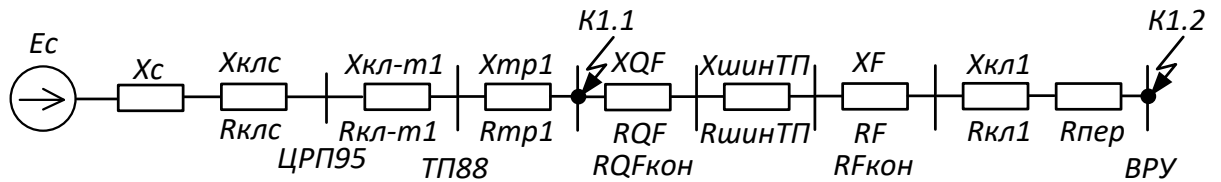


Рисунок 15 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 0.4 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ для точек К1.0 и К1.1:

$$z_{к1}^{(3)} = \sqrt{\left(\begin{matrix} (x_c + x_{кЛ_{с-црп}} + \\ x_{кЛ_{црп-тп88}} + x_{тп1}) \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} \end{matrix} \right)^2 + \left((r_{кЛ_{с-црп}} + r_{кЛ_{црп-тп88}} + r_{тп1}) \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} \right)^2} \quad (50)$$

$$z_{к1}^{(3)} = 0.053 \text{ мОм},$$

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{0.4}{\sqrt{3} \cdot 0.053} = 11.65 \text{ кА}$$

$$z_{к1.1}^{(3)} = \sqrt{\left(\begin{matrix} (x_c + x_{кЛ_{с-црп}} + x_{кЛ_{црп-тп88}} \\ + x_{тп1}) \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} + x_{тп-88} \end{matrix} \right)^2 + \left((r_{кЛ_{с-црп}} + r_{кЛ_{црп-тп88}} + r_{тп1}) \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} + r_{тп-88} \right)^2} \quad (51)$$

Где $x_{тп-1} = x_{тп_{FQ}} + x_{шин_{кТП}} + x_{кЛ_F} + x_{кЛ_{тп-1}}$

$$r_{тп-1} = r_{тп_{FQ}} + r_{тп_{FQ.кон}} + r_{шин_{кТП}} + r_{кЛ_F} + r_{кЛ_{F.кон}} + r_{кЛ_{тп-1}} + r_{пер}.$$

$$z_{к1.1}^{(3)} = 0.46 \text{ мОм},$$

$$I_{к17.1}^{(3)} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 0.46} = 0.5 \text{ кА}.$$

Результаты остальных расчетов сведём в таблицу 26.

Таблица 26 – Результаты расчета токов КЗ на 0.4 кВ

Точка КЗ	Место КЗ	$I_k^{(3)}$, кА	$I_{k.min}^{(1)}$, кА
К1.0	Шины 0.4	20.771	18.086
К1.1	ВРУ	0.506	1.529
К1.2	ВРУ	0.506	1.529
К2.0	Шины 0.4	20.758	27.246
К2.3	ВРУ	1.584	1.529
К2.4	ВРУ	2.171	2.083
К2.5	ВРУ	1.843	1.773
К3.0	Шины 0.4	20.755	18.072
К3.6	ВРУ	1.843	1.773
К3.7	ВРУ	1.584	1.529
К3.8	ВРУ	2.171	2.083
К4.0	Шины 0.4	19.131	16.906
К4.9	ВРУ	0.828	0.811
К4.10	ВРУ	1.577	1.523
К4.11	ВРУ	1.577	1.523
К5.0	Шины 0.4	20.699	18.024
К5.12	ВРУ	1.842	1.773
К5.13	ВРУ	2.17	2.082
К5.14	ВРУ	1.584	1.529
К6.0	Шины 0.4	30.492	23.942
К6.15	ВРУ	2.231	2.136
К6.16	ВРУ	2.231	2.136
К6.17	ВРУ	1.882	1.808
К6.18	ВРУ	2.231	2.136
К7.0	Шины 0.4	19.563	17.659
К7.19	ВРУ	2.172	2.084

Точка КЗ	Место КЗ	$I_k^{(3)}$, кА	$I_{k.min}^{(1)}$, кА
К7.20	ВРУ	1.846	1.776
К7.21	ВРУ	2.172	2.084
К6.15	ВРУ	2.231	2.136
К6.16	ВРУ	2.231	2.136
К6.17	ВРУ	1.882	1.808
К6.18	ВРУ	2.231	2.136
К7.0	Шины 0.4	19.563	17.659
К7.19	ВРУ	2.172	2.084
К7.20	ВРУ	1.846	1.776
К7.21	ВРУ	2.172	2.084
К8.0	Шины 0.4	20.772	18.087
К8.22	ВРУ	0.83	0.813
К8.23	ВРУ	2.172	2.083
К8.24	ВРУ	1.584	1.529
К9.0	Шины 0.4	22.245	19.135
К9.25	ВРУ	2.185	2.095
К9.26	ВРУ	2.185	2.095
К9.27	ВРУ	1.338	1.297
К10.0	Шины 0.4	30.48	23.933
К10.28	ВРУ	2.231	2.136
К10.29	ВРУ	1.882	1.808
К10.30	ВРУ	1.882	1.808
К10.31	ВРУ	2.231	2.136

Таким образом произведен расчет токов короткого замыкания, необходимых для выбора электротехнического оборудования.

9 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ КЛ 10 КВ ПО ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Выбранные сечения кабелей в сети 10 кВ, питающей между собой трансформаторные подстанции от РП проходят проверку по допустимой потере напряжения, как и кабели в сети 0.4 кВ, проверенные в главе 10. Отклонение напряжения не должно превышать $\pm 5\%$ в нормальном режиме, $\pm 10\%$ в послеаварийном режиме.

Результаты определения потерь в сети 10 кВ отображены в таблице 27.

Таблица 27 – Проверка допустимых потерь напряжения в сети 10 кВ

Кабель	$I_{ПА}$, А	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	L, км	ΔP , кВт	ΔU , %
ЦРП95-ТП88	125.06	0.265	0.061	2x229	7.18	0.7
ТП88-ТП90	165.68	0.265	0.061	2x256	4.19	0.514
ТП90-ТП92	138.68	0.265	0.061	2x262	1.08	0.424
ЦРП95-ТП94	113.5	0.265	0.061	2x298	12.12	0.88
ТП94-ТП93	109.12	0.265	0.061	2x373	7.08	0.73
ТП93-ТП201	75.654	0.265	0.061	2x163	1.59	0.556
ЦРП95-ТП102	178.68	0.265	0.061	2x188	7.66	0.556
ТП102-ТП101	115.44	0.265	0.061	2x227	2.8	0.456
ЦРП95-ТП103	65.12	0.265	0.061	2x214	3.47	0.316
ТП103-ТП104	43.8	0.265	0.061	2x173	1.01	0.265

Потери напряжения в сети 10 кВ не превышают допустимые отклонения.

10 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

На ЦРП выбрана схема № 10(6)-2 «Две секционированные выключателем, системы шин». Она представлена на рисунке 15

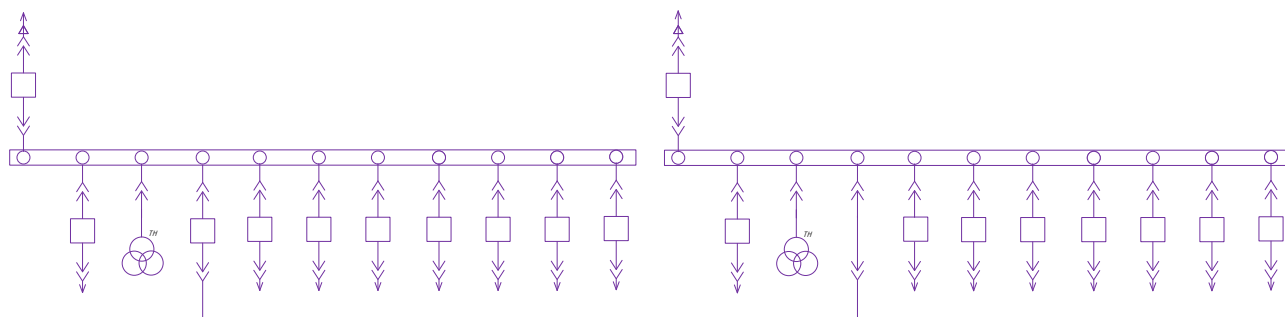


Рисунок 16 – Две секционированные выключателем, системы шин

Электрические аппараты выбирают по роду установки, номинальному току и напряжению и проверяют на динамическую и термическую стойкость. Выбор оборудования осуществляем для РП.

10.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока. Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах.

Выбор выключателя отходящих присоединений проведем на примере вводного выключателя В 101, остальные выключателя выбираются аналогично.

Определим по формуле 13 максимальное рабочее значение токов, проходящих через выключатель В 101 на ЦРП:

$$I_{номQ3} = \frac{\sqrt{9575.984^2 + 4436.21^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 609.315 \text{ А.}$$

Выбираются вакуумные выключатели.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам [1]:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (52)$$

2) По длительному току:

$$I_{p.max} \leq I_{ном} \quad (53)$$

3) По отключающей способности:

$$I_{n.0} \leq I_{откл.ном} \quad (54)$$

Выбираем вакуумный выключатель типа ВВ/TEL -10-20/630-У3.

$$4,777 \leq 20 \text{ кА.}$$

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot [t_{откл} + T_a] \quad (55)$$

где $t_{откл}$ - время отключения КЗ, принимаем $t_{откл} = 0,57$ с

$$B_k = 4.777^2 \cdot (0.57 + 0.06) = 14.37 \text{ кА}^2\text{с}$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{к.в} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \quad (56)$$

$$B_{к.в} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_K \leq B_{к.в}$$

Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе определим по следующей формуле:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном.откл} \quad (57)$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 40\%$;

$I_{ном.откл}$ – номинальный ток отключения, кА.

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0.4 \cdot 20 = 11.3 \text{ кА},$$

Расчетное значение апериодической составляющей в отключенном токе в нулевой момент времени составляет:

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о} \quad (58)$$

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot 5.63 = 7.96 \text{ кА}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных выключателя приведено в таблице 28.

Таблица 28 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВВ/TEL -10-20/630-У3	
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 609.315 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{уд} = 7.178 \text{ кА}$	$i_{скв} = 32 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.} = 14.37 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{но} = 5.63 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$I_{нт} = 5.63 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
$i_{ат} = 7.96 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 11.3 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Остальные выключатели выбирались аналогично и приведены на листе 4 графической части ВКР.

Выбранные выключатели полностью удовлетворяют условиям проверки.

10.2 Выбор и проверка трансформатора тока

Трансформаторы тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты. Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции), току первичной цепи, току вторичных обмоток при выбранном классе точности, а проверяется по электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях.

Так как к трансформаторам тока подключаются цепи электрических счетчиков, то их класс должен быть 0.5.

Трансформаторы тока выбираются с вторичным током 5 А и двумя сердечниками.

Трансформаторы тока выбираются по напряжению и току.

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

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости.
- по термической стойкости:
- по вторичной нагрузке [1]:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}} \quad (59)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{НОМ}}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка r_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{к}}$:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (60)$$

Выбираем ТОЛ-10УЗ, который предназначен для установки в КРУ, с первичным током 800 А.

Все электроизмерительные приборы выбираем с цифровым интерфейсом и телеметрическими параметрами серии 3021, что обеспечит снижение погрешности при снятии показаний с приборов.

Приборы данной серии подключаются непосредственно к трансформаторам тока или трансформаторам напряжения, они имеют возможность установки по интерфейсу RS485 и индуцируют значения измеряемых сигналов с учетом установленных коэффициентов трансформации. Кроме функции измерения приборы серии 3021 реализуют функцию контроля минимального и максимального допустимых значений измеряемого параметра.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 29.

Таблица 29 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0.5	-	-
Ваттметр	СР-3021	0.5	-	0.5
Варметр	СТ-3021	0.5	-	0.5
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	0.1	-	0.1
Счетчик РЭ				
Итого		1.6		0.35

Номинальная нагрузка ТТ:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2} \quad (61)$$

где S_{2H} – номинальная нагрузка вторичной цепи, справочная величина, В·А,

I_{2H} – номинальный ток вторичной цепи, А.

Мощность вторичной обмотки $S_{2H} = 15$ ВА

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{15}{25} = 0.6 \text{ Ом}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}^2} \quad (62)$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность приборов;

$$r_{\text{приб}} = \frac{1.6}{25} = 0.064 \text{ Ом.}$$

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S_{\text{min}}} \quad (63)$$

Где $l_{\text{расч}}$ – расчетная длина соединительных проводов, зависит от класса напряжения и от схемы соединения, для 10 кВ и схемы «полная звезда» принимаем равным 10 м;

S_{min} - минимальное сечение проводов.

Выбираем провод сечением $q = 4 \text{ мм}^2$ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho = 0.0283$.

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов: $r_{\text{КОНТ}} = 0.01 \text{ Ом.}$

Вторичная нагрузка Z_2 :

$$Z_2 = 0.064 + 0.07 + 0.01 = 0.14 \text{ Ом.}$$

Осуществляем проверку на термическую стойкость к токам КЗ по формуле (56):

$$B_k = 5.63^2 \cdot (0.57 + 0.06) = 18.1 \text{ кА}^2\text{с}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных трансформатора тока приведено в таблице 30.

Таблица 30 – Выбор трансформаторов тока ТОЛ-10УЗ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{p\max} = 609.315 \text{ А}$	$I_H = 800 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p\max}$
$Z_{Hp} = 0.14 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 0.6 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hp}$
$B_K = 18.1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{Kp}$
$I_{уд} = 14.71 \text{ А}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

Остальные трансформаторы тока выбирались аналогично и приведены на листе 4 графической части ВКР.

Выбранные трансформаторы тока полностью удовлетворяют условиям проверки.

10.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) устанавливаются в распределительных устройствах для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики. Класс точности для питания счетчиков равен 0.5.

Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6 и 10 кВ) устанавливают трёх обмоточные пяти стержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки, схема соединения – «открытый треугольник».

Трансформаторы напряжения выбираются:

– по напряжению установки;

- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке [1]:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} \quad (64)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Ниже приведена таблица нагрузок (31) и определена вторичная нагрузка.

Таблица 31 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая мощность
					S, ВА
Вольтметр	СВ-3021	3	1	2	3
Ваттметр	СР-3021	4	2	2	8
Варметр	СТ-3021	4	2	2	8
Счетчик АЭ	Альфа-	3.6	2	19	14.4
Счетчик РЭ	А1800				
Итого	-	-	-	25	33.4

Вторичная нагрузка трансформатора по формуле составит:

$$S_{2\Sigma} = 33.4 \text{ ВА.}$$

Все измерительные приборы также имеют цифровой интерфейс и телеметрические параметры. Помимо своих основных свойств измерения выполняют роль контролирующих, регистрирующих и фиксирующих приборов.

Выбираются трансформаторы напряжения НАМИ–10-95 У3. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 32.

Таблица 32 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для проверки выбора трансформаторов напряжения

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_P = 33.4 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H = 100 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H \geq S_P$

Выбранные трансформаторы напряжения полностью удовлетворяют условиям проверки.

10.4 Выбор и проверка сборных шин

В основном на ЦРП 10 кВ сборные шины предполагается выполнять жесткими шинами из алюминиевого сплава.

Выбираются сечения шин по нагреву (по допустимому току), учитывая, как нормальный режим, так и послеаварийный.

Сечения шины выбираются по длительному допустимому току, для этого рассчитывается рабочий максимальный ток на шинах ЦРП:

$$I_{п/а} = \frac{S_{РП}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (65)$$

$$I_{п/а} = \frac{3689}{\sqrt{3} \cdot 10} = 212.985 \text{ А}$$

К установке принимаем шины АДЗ1Т сечением 60 мм², с длительным допустимым током 215 А [8].

Проверка шины на термическую стойкость производится по данным для точки КЗ (точка К1) на шинах РП:

$$I_{ПО}^{(3)} = 4.777 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial} = 7.178 \text{ кА.}$$

Тепловой импульс тока КЗ находится по формуле:

$$B_k = I_{\text{ПО}}^{(3)} \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (66)$$

$$B_k = 4.777^2 \cdot (0.055 + 0.024) = 1.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m} \quad (67)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{1.8 \cdot 10^3}}{82} = 0.52 \text{ мм}^2$$

где $C_m = 82 \text{ А} \cdot \text{с}^2 / \text{мм}^2$ – для алюминия

$$q_{\text{min}} < q ,$$

$$0.52 < 60 \text{ мм}^2.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости не превышает расчетное сечение, а значит шины термически устойчивы.

Необходимо провести проверку сборных шин на механическую прочность.

Частота собственных колебаний алюминиевых полосовых шин:

$$f_c = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} \text{ Гц} \quad (68)$$

где l – длина пролета между изоляторами, м;

J – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} \quad (69)$$

q - поперечное сечение шины, см^2 ($q = b \cdot h = 0.2 \cdot 3 = 0.6 \text{ см}^2$).

$$J = \frac{0.2 \cdot 3^3}{12} = 0.45 \text{ см}^4$$

$$f_c = \frac{173.2}{1.2^2} \cdot \sqrt{\frac{0.45}{0.6}} = 104 \text{ Гц}$$

Механический резонанс не будет присутствовать, так как частота собственных колебаний шин меньше 200 Гц.

Определим наибольшее электродинамическое усилие, возникающее при трехфазном КЗ:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^{(3)2}}{a} \cdot 10^{-7} \quad (70)$$

где $a = 0,8 \text{ м}$ – расстояние между фазами.

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{7178^2}{0.8} \cdot 10^{-7} = 11.1 \text{ Н/м}$$

Изгибающий момент, создаваемый равномерно распределенной силой f равен:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} \quad (71)$$

$$M = \frac{11.1 \cdot 1.2^2}{10} = 1.6 \text{ Н/м}$$

где l – длина пролета между опорными изоляторами ($l = 1.2$ м).

Напряжение, в материале шин появляющееся при действии изгибающего момента определяется по формуле:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} \quad (72)$$

где W – момент сопротивления при горизонтальном расположении шин.

Для однополосных шин равен 1.8 см^3 .

$$\sigma_{расч} = \frac{1.6}{1.8} = 0.88 \text{ МПа}$$

Допустимое механическое напряжение в материале шин марки АДЗ1Т по справочнику составляет [8]:

$$\sigma_{дон} = 89 \text{ МПа}$$

Условие $\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}$ выполняется, а значит выбранные шины механически прочны и все условия выполняются.

Сравнение расчетных и паспортных данных выбранных шин сведено в таблицу 33.

Таблица 33 – Сравнение расчётных и каталожных данных шин

Расчётные данные	Каталожные данные	Условие выбора
1	2	3
$I_{max} = 183.79 \text{ А}$	$I_{дл.дон} = 215 \text{ А}$	$I_{дл.дон} \geq I_{max}$

1	2	3
$q_{min} = 0.52 \text{ мм}^2$	$q = 60 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{min}$
$\sigma_{расч} = 0.88 \text{ МПа}$	$\sigma_{доп} = 89 \text{ МПа}$	$\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$

Жесткие шины будем крепить на опорных изоляторах, для этого нужно произвести их выбор. Условия для выбора опорных изоляторов следующие [8]:

1. номинальное напряжение установки должно быть меньше (или равно) номинальному напряжению изолятора:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (73)$$

2. выбор зависит от места установки;

3. допустимая нагрузка должна быть больше (или равняться) силе, действующей на изолятор:

$$F_{расч} \leq F_{доп} \quad (74)$$

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор, Н;

$F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора определяется по формуле:

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_{разр} \quad (75)$$

$F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб, Н.

В соответствии с ПУЭ, не допустимо чтобы расчетная нагрузка превышала разрушающую нагрузку на изолятор (указывается в паспортных данных изолятора), а именно 60 % от разрушающей нагрузки.

Максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y\partial}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} \quad (77)$$

где a – расстояние между фазами, м;

l – длина пролета между изоляторами, м.

К установке будут применяться изоляторы типа ИО-10-3,75 с разрушающей нагрузкой на изгиб $F_{разр} = 3750$ Н.

Допустимая нагрузка изолятора:

$$F_{дон} = 0.6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{7178^2}{0.8} \cdot 6 \cdot 10^{-7} = 66.93 \text{ Н.}$$

Проверка по формуле (96):

$$3.901 \leq 3750 \text{ Н.}$$

Проверка показала, что данный изолятор может быть принят к установке и он обладает большим запасом прочности.

10.5 Выбор комплектных распределительных устройств на ЦРП

На ЦРП 10 Кв №1 принимаем к установке КРУ – СЭЩ серии 63 производства «Самара электроцит», предназначение данного устройства осуществлять прием и распределение электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц напряжением 10 кВ, в сетях с изолированной или заземлённой нейтралью через дугогасящий реактор или резистор [19].

КРУ – СЭЩ серии 63 комплектуется из отдельных шкафов. В каждом из шкафов размещается аппаратура для одного подключения к сборным шинам.

Корпус шкафа представляет собой сборную объемную самонесущую конструкцию, изготовленную на высокоточном оборудовании методом холодной штамповки из высококачественного стального листа с алюмоцинковым антикоррозионным покрытием нейтралью [12].

Для обеспечения безопасности в случае возникновения электрической дуги все шкафы с выдвижными элементами разделяются на 4 отсека с металлическими перегородками. Отсеки: сборных шин, выдвижных элементов, присоединений и ТТ и вспомогательных цепей.

Выдвижные элементы с электрическими аппаратами (выключатели, разъединители и др.) позволяют легко обслуживать и ремонтировать эти аппараты в процессе эксплуатации.

За счет высокой стойкости ячейки КРУ к дуговым воздействиям при их возникновении внутри шкафа минимизируется ущерб и защищается обслуживающий персонал от влияния электрической дуги.

10.6 Выбор комплектных распределительных устройств на ТП

На ТП 10 кВ принимаем к установке распределительное устройство с элегазовой изоляцией RM6 производства «Schneider electric», предназначение данного устройства осуществлять прием и распределение электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц напряжением 10 кВ, в сетях с изолированной или заземлённой нейтралью.

RM6 включает в себя от 1 до 4 встроенных компактных функциональных блоков. В каждом из шкафов размещается аппаратура для одного подключения к сборным шинам. Защита фидеров трансформатора обеспечивается автоматическим выключателем с автономным блоком защиты или с помощью комбинированного разъединителя с предохранителем

Корпус шкафа представляет собой сборную объемную самонесущую конструкцию, изготовленную на высокоточном оборудовании методом

холодной штамповки из высококачественного стального листа с алюмоцинковым антикоррозионным покрытием нейтралью [12].

Безопасность персонала:

- Бак из нержавеющей стали и кабельные отсеки обеспечивают стойкость к воздействиям внутренней дуги

- Видимое положение контактов при заземлении - Индикаторы наличия напряжения (VPIS или VDS) на лицевой панели

- Взаимоблокировка включения выключателя нагрузки и заземляющего разъединителя с наглядной мнемосхемой на лицевой панели согласно требованиям МЭК 62271-200

Защита трансформатора: Изменяемая кривая отключения, защита от перегрузок, защита от замыканий на землю и отсутствие необходимости в замене предохранителей. Кроме того, предусмотрена возможность автоматического повторного включения, в том числе и дистанционно.

RM6 представляет собой функциональное устройство для электрических распределительных сетей. Бесперебойность электропитания, постоянство обслуживания и экологическая чистота делают изделие RM6 оптимальным выбором для повышенной надежности.

10.7 Выбор и проверка предохранителей на 0.4 и на 10 кВ

Трансформаторы 10/0.4 в распределительных электрических сетях, как правило, защищаются плавкими предохранителями на стороне 10 кВ и весьма часто также плавкими предохранителями на стороне 0.4 кВ. [5].

На каждой ТП выбираем предохранители по расчетному току, для защиты распределительных линий 10 и 0.4 кВ, при условии:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР} \quad (78)$$

где I_B – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ – номинальный ток предохранителя.

Расчетный ток для ТП1 определяем по формуле:

$$I_{расч} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (79)$$

где S_{Σ} – максимальная мощность, которая может протекать через оборудование, то есть с учётом аварийных ситуаций.

Рассчитываем ток для линии 1 на стороне 0,4 кВ:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{\frac{592.688^2}{2} + \frac{236^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 484.629 \text{ А.}$$

Выбираем плавкую вставку предохранителя на номинальный ток 600 А.

Выбираем предохранитель марки ПН2-600 [4].

Рассчитываем ток для ТП88 на стороне 10 кВ:

$$I_{расч} = \frac{729.045}{\sqrt{3} \cdot 10} = 42.091 \text{ А.}$$

Для ТП88 выберется плавкая вставка с номинальным током 60 А.

В этом случае выбираем предохранитель марки НПН2-60 [4].

Выбор предохранителя на стороне 0.4 кВ представлен в таблице 34.

Таблица 34 – Выбор предохранителей на стороне 0.4 кВ

Участок сети	$I_{расч}$, А	$I_{пл.вст}$, А	Марка предохранителя
ТП88-9-29	484.629	600	ПН2-600
ТП88-10	290.741	300	ПН2-300

Участок сети	$I_{расч}, А$	$I_{пл.вст}, А$	Марка предохранителя
ТП90-43.1-43.2	239.553	300	ПН2-300
ТП90-17-108	416.729	450	ПН2-400
ТП90-16-68	344.921	400	ПН2-400
ТП92-24-46	300.49	400	ПН2-400
ТП92-55-57	290.48	300	ПН2-300
ТП92-25-107	416.857	450	ПН2-400
ТП93-65-69	135.075	250	ПН2-250
ТП101-105-130	398.343	400	ПН2-400
ТП102-131-108	507.759	600	ПН2-600
ТП102-112-114	362.722	450	ПН2-450
ТП102-111-113-115	544.083	600	ПН2-600
ТП103-47	82.847	100	ПН2-100
ТП103-181-110	448.939	500	ПН2-600
ТП103-75-109	278.325	300	ПН2-300
ТП104-153-152	558.351	600	ПН2-600
ТП104-155-154	430.228	500	ПН2-500
ТП104-76	211.744	250	ПН2-250
ТП201-141-140	434.036	500	ПН2-500
ТП201-74-142	345.188	400	ПН2-400
ТП201-77-133	340.287	400	ПН2-400
ТП201-144-143	434.036	450	ПН2-450
ТП93-60-56	271.884	300	ПН2-300
ТП93-61-62-63	227.039	250	ПН2-250
ТП94-72-172	290.989	400	ПН2-400
ТП94-175-174	507.759	600	ПН2-600

Участок сети	$I_{расч}, А$	$I_{пл.вст}, А$	Марка предохранителя
ТП94-171	217.018	250	ПН2-250
ТП101-102-107	490.477	500	ПН2-600
ТП101-101-106	490.477	500	ПН2-600
ТП101-104-103	362.722	400	ПН2-400

Таблица 35 - Выбор предохранителя на стороне 10 кВ

Номер ТП	$I_{расч}, А$	$I_{пл.вст}, А$	Марка предохранителя
ТП88	42.091	40	НПН-60
ТП90	54.35	63	НПН-60
ТП92	54.632	63	НПН-60
ТП93	33.983	40	НПН-60
ТП94	55.112	60	НПН-60
ТП101	94.552	100	НПН-100
ТП102	76.783	100	НПН-100
ТП103	43.944	60	НПН-60
ТП104	64.718	60	НПН-60
ТП201	84.245	100	НПН-100

Подробный расчет приведен в приложении А.

После выбора предохранителя необходимо проверить по следующим параметрам:

- по согласованию с сечением проводника;
- по разрушающему действию трехфазных токов КЗ;
- по чувствительности к токам КЗ.

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника [4]:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{\text{дл.доп}} \quad (80)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{отк}} \quad (81)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{\text{по}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B \quad (82)$$

Предохранители с меньшим номинальным током имеют большую отключающую способность, то есть они пройдут по всем условиям.

10.8 Выбор и проверка автоматических выключателей

Автоматический выключатель выбирается исходя из следующих условий:

1. Соответствие номинального напряжения выключателя U_n к номинальному напряжению сети U_c .

$$U_n \leq U_c \quad (83)$$

2. Соответствие номинального тока расцепителя $I_{\text{н.расц}}$ номинальному току нагрузки $I_{\text{дн}}$.

$$I_{\text{н.расц}} \leq I_{\text{дн}} \quad (84)$$

3. Соответствие номинального тока расцепителя $I_{н.расц}$ максимальному рабочему току $I_{раб.макс}$ группы электроприемников (для вводных выключателей питания сборок и щитов) в длительном режиме.

$$I_{н.расц} \leq I_{раб.макс} \quad (85)$$

4. Условие предельной коммутационной стойкости (ПКС): каталожное значение ПКС должно быть не менее максимального значения тока короткого замыкания ($I_{кз.макс}$), протекающего в цепи в момент расхождения контактов выключателя: $ПКС > I_{кз.макс}$. Это необходимо, чтобы автоматический выключатель смог выдержать токовые перегрузки при коротком замыкании в цепи.

Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется из условий возврата защиты после окончания пуска или самозапуска электродвигателя:

$$ПКС \leq I_{к.макс} \quad (86)$$

где k_n – коэффициент надежности, учитывающий некоторый запас по току, неточности настройки и разброс срабатывания защиты (1,0 – для современных АВ фирмы Schneider Electric, 1,15 – для АЕ20, А3700; 1,25 – для А3100, АП-50; 1,2 , 1,35 – для ВА51);

k_v – коэффициент возврата защиты.

Защита считается эффективной, если:

$$I_{сн} \leq \frac{k_n}{k_v} \cdot I_{он} \quad (87)$$

Для выключателей с тепловым и электромагнитным (комбинированным) расцепителем условие (87) обеспечивается автоматически при выборе номинального тока расцепителя по условию (84). Наилучшая защита от перегрузки обеспечивается, если удастся подобрать выключатель, имеющий

$I_{н.расц} = I_{дн}$. В этом случае, имея в виду, что для термобиметаллических тепловых реле $k_B = 1$, ток срабатывания защиты от перегрузки составит:

Результаты расчета сведем в таблицу 36.

Таблица 36 – Выбор автоматических выключателей

№ ТП	$U_{ном}$, кВ	$S_{ТП}$, кВА.	$I_{дн}$, А	$I_{н. расц}$, А	Класс AB	Марка выключателя
1	2	3	4	5	6	7
ТП88	0.4	729.05	34.589	40	D	BA52-39
ТП90	0.4	941.37	43.051	80	D	BA53-43
ТП92	0.4	946.3	43.452	80	D	BA53-43
ТП93	0.4	588.61	34.589	40	D	BA52-39
ТП94	0.4	954.56	31.636	40	D	BA52-39
ТП101	0.4	1638	46.846	60	D	BA52-39
ТП102	0.4	1330	77.542	50	D	BA54-59
ТП103	0.4	761.14	59.742	80	D	BA53-43
ТП104	0.4	1121	36.606	60	D	BA52-39

11 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

В ВКР необходимо рассмотреть два важных вопроса:

- заземление устанавливаемых КТП для избежания поражения электрическим током;
- мероприятия по защите электроустановок от поражения прямыми ударами молнии;

11.1 Заземление КТП 10/0.4

Заземление – это комплекс мероприятий проводимых с целью защиты людей и электроустановок, заключающийся в соединении различных частей электрооборудования с землей.

Заземление бывает:

- рабочее – необходимо для обеспечения нормальной работы электроустановок;
- защитное – служит для предотвращения поражения людей электрическим током.

Защитное заземление за счет стекания потенциала в землю снижает напряжение прикосновения до безопасных значений.

Такие защитные меры производят в электроустановках до и выше 1000 В.

Каким будет заземление, зависит от нескольких факторов.

При проектировании системы заземления учитывают множество факторов такие как: вид электроустановки, режим работы нейтрали, номинальное напряжение электроустановки, размеры защищаемого объекта, сопротивление грунта где установлено оборудование и величина токов замыкания на землю и др.

В данной работе для новой КТП необходимо подобрать размеры и форму заземлителя и провести расчет его сопротивление.

В соответствии с ПУЭ, «вокруг площади, занимаемой подстанцией, на глубине не менее 0,5 м и на расстоянии не более 1 м от края фундамента здания подстанции или от края фундамента открытого установленного оборудования

должен быть проложен замкнутый горизонтальный заземлитель (контур), присоединенный к заземляющему устройству [9]».

Осуществляется это соединением горизонтальных и вертикальных заземлителей между собой вбитых на определенной глубине в земле, а далее это все соединяется проводником с корпусом электрооборудования.

Произведем расчет для ТП88

План заземляющего устройства ТП показан на рисунке 16.

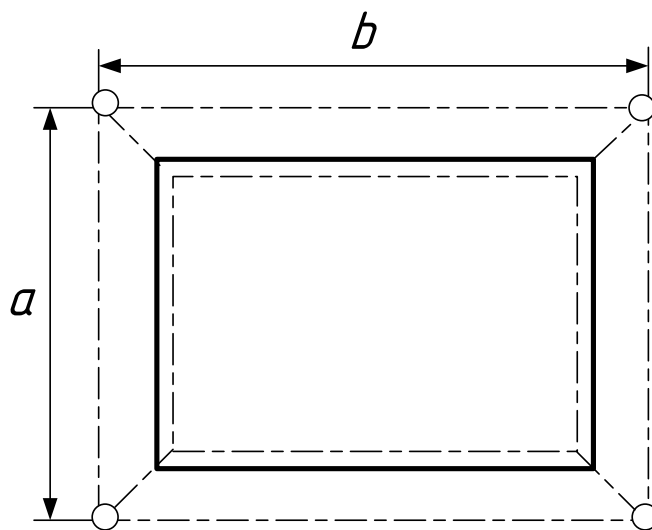


Рисунок 16 – План заземляющего устройства КТП

Чем оно меньше, тем меньше напряжение прикосновения на корпусе электроустановки.

Заземляющее устройство в ТП будет защищать сеть выше 1 кВ с изолированной нейтралью и до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью, то сопротивление заземлителя, в соответствии с ПУЭ, должно быть не больше 4 Ом (при условии, что удельное сопротивление земли не больше 100 Ом·м) [8].

Конур расположи в земле на глубине 0,7 м.

Для вертикальных заземлителей будет использоваться угловая сталь с размерами 50x50 и длиной 3 м.

Для горизонтального заземлителя примем полосовую сталь 4x40.

Сопротивление одиночного вертикального заземлителя находится по формуле:

$$R_{\text{зем}} = 0.036 \cdot \frac{\rho}{L} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot L}{d} + 0.5 \cdot \lg \frac{4t + L}{4t - L} \right) \quad (88)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, Ом·м;

L – длина заземлителя, м;

t – расстояние от поверхности земли до середины стержня, м;

d – диаметр принимаемого заземлителя, м.

При использовании угловой стали в качестве заземлителя вместо круглой диаметр определяется по формуле:

$$d = 0.95 \cdot b \quad (89)$$

где b – ширина стенки уголка, м.

$$d = 0.95 \cdot 0.05 = 0.0475 \text{ м}$$

Расстояние от поверхности земли до середины стержня:

$$t = \frac{L}{2} + t_{\text{зоп}} \quad (90)$$

$$t = \frac{3}{2} + 0.7 = 1.5 + 0.7 = 2.2 \text{ м}$$

Сопротивление одиночного вертикального заземлителя составит:

$$R_{\text{зем}} = 0.036 \cdot \frac{100}{3} \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0.047} + 0.5 \cdot \lg \frac{4 \cdot 2.2 + 3}{4 \cdot 2.2 - 3} \right) = 8.6 \text{ Ом.}$$

Сопротивление одиночного горизонтального заземлителя:

$$R_{\text{зоп}} = 0.036 \cdot \frac{\rho}{L_{\text{зоп}}} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot L_{\text{зоп}}^2}{b \cdot t} \right) \quad (91)$$

где b – ширина полосы, м;

$t_{\text{зоп}}$ – глубина заложения, м;

$L_{\text{зоп}}$ – длина горизонтального заземлителя, м.

Длина горизонтального заземлителя прямо пропорциональна периметру заземляющего устройства:

$$P = 2 \cdot ((a + 2) + (b + 2)) \quad (92)$$

где a и b – длина и ширина устанавливаемой КТП, м. Согласно проекту завода-изготовителя: $a = 8$ м, $b = 6$ м.

$$P = 2 \cdot ((7.95 + 2) + (5.4 + 2)) = 34.7 \text{ м};$$

$$R_{\text{зоп}} = 0.036 \cdot \frac{100}{34.7} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 34.7^2}{0.04 \cdot 0.7} \right) = 5.14 \text{ Ом.}$$

Ориентировочное число вертикальных электродов:

$$n = \frac{R_{\text{верт}}}{R_3 \cdot k_g} \quad (93)$$

где R_3 – требуемое сопротивление заземлителя, Ом;

k_g – коэффициент экранирования.

$$n = \frac{8.6}{4 \cdot 0.65} = 4$$

Сопротивление всей горизонтальной полосы определяется по формуле:

$$R_{гор.пол.} = \frac{R_{гор}}{k_{гор}} \quad (94)$$

$$R_{гор.пол.} = \frac{5.15}{0.45} = 11.42 \quad \text{Ом}$$

Необходимо произвести уточняющий расчет сопротивления вертикальных заземлителей с учетом сопротивления горизонтальных заземлителей:

$$R'_{верт} = \frac{(R_{гор.пол.} \cdot R_3)}{(R_{гор.пол.} - R_3)} \quad (95)$$

$$R'_{верт} = \frac{(11.42 \cdot 4)}{(11.42 - 4)} = 6.16 \quad \text{Ом}$$

После этого пересчитываем число вертикальных стержней с учетом соединительной полосы:

$$n' = \frac{8.6}{6.16 \cdot 0.65} = 2.15$$

Действительное сопротивление вертикальных заземлителей:

$$R_{верт.д} = \frac{R_{верт}}{n' \cdot k_6} \quad (96)$$

$$R_{\text{верт.}\delta} = \frac{6.16}{2.15 \cdot 0.65} = 4.41 \text{ Ом}$$

Сопротивление всего заземляющего контура:

$$R_{3.\delta} = \frac{R_{\text{верт.}\delta} \cdot R_{\text{гор.пол}}}{R_{\text{верт.}\delta} + R_{\text{гор.пол}}} \quad (97)$$

$$R_{3.\delta} = \frac{4.41 \cdot 11.42}{4.41 + 11.42} = 3.18 \text{ Ом.}$$

Полученное сопротивление всего заземляющего контура не превышает допустимого значения 4 Ом.

$$R_{3.\delta} \leq R_3 \quad (98)$$

$$3,18 < 4$$

Для оставшихся трансформаторных подстанций и ЦРП расчет сопротивления заземлителя ведется аналогично.

11.2 Молниезащита ЦРП и ТП

В соответствии с ПУЭ «здания закрытых РУ и ПС следует защищать от прямых ударов молнии в районах с числом грозových часов в году более 20» [9].

Молниезащита ЦРП или КТП, имеет возможность быть исполнена довольно элементарно, в случае если на крыше или же стенках присутствует железная кровля. Установка специальных молниеприемников и молниеотводов в таком случае, не понадобится. Достаточно лишь только объединить металлическую кровлю с наружным контуром заземления. Удобнее всего исполнять связь в точках ввода заземлителя в само здание ЦРП (или ТП).

В случае если кровля здания исполнена неметаллической, то нужно спроектировать молниеприемник на крыше строения.

12 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

.1 Расчет релейной защиты отходящих присоединений РП 10 кВ

Согласно с ПУЭ для линий в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью (в том числе и с нейтралью, заземленной через дугогасительный реактор) должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю. На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени. Защита от однофазных замыканий на землю должна в первую очередь реагировать на установившиеся замыкания на землю; допускается также применение устройств, регистрирующих на кратковременные замыкания, без обеспечения повторности действия [7].

12.1.1 Расчёт установок токовой отсечки

Селективность действия токовой отсечки достигается тем, что ее ток срабатывания принимается больше максимального тока короткого замыкания, проходящего через защиту при повреждении внешнего элемента. Действие защиты при коротком замыкании увеличивается по мере приближения места короткого замыкания [8].

Ток срабатывания ТО выбирают по выражению:

$$I_{с.з.}^{ТО} = k_{отс} \cdot I_{п0}^{(3)}, \quad (100)$$

где $I_{п0}^{(3)}$ – действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ у шин трансформаторной подстанции, А;

$k_{отс}$ – коэффициент, учитывающий влияние апериодической составляющей;

$$k_{отс} = 1.05 \dots 1.6,$$

$$I_{с.з.}^{ТО} = 1.05 \cdot 3.37 = 3.54 \text{ кА}.$$

Токовая отсечка является быстродействующей защитой и может срабатывать от толчков тока намагничивания, возникающих при включении силовых трансформаторов защищаемой цепи. Поэтому $I_{с.з.}^{ТО}$ должен удовлетворять условию:

$$I_{с.з.}^{ТО} \geq k_{нам} \cdot \sum I_{ном.т}, \quad (101)$$

где $\sum I_{ном.т}$ – сумма номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи, А;

$k_{нам}$ – коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов, $k_{нам} = 3 \dots 5$.

Покажем расчёт установок токовой отсечки на примере расчета ТО для участка ЦРП95-ТП92.

Проверяем ТО на толчок токов намагничивания всех трансформаторов

$$I_{с.з.}^{ТО} \geq I_{бр.нам}, \quad (102)$$

$$I_{бр.нам} = k_{нам} \cdot \frac{\sum S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (103)$$

$$I_{бр.нам} = 4 \cdot \frac{10520}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 2.31 \text{ кА},$$

Условие выполняется, следовательно, устава выбрана верно.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки при максимальном

двухфазном токе КЗ в месте установки защиты:

$$k_{ч\text{ТО}} = \frac{I_{к\text{max}}^{(2)}}{I_{с.з.}^{\text{ТО}}} \quad (104)$$

$$k_{ч\text{ТО}} = \frac{4.88}{3.54} = 1.4 \geq 1.2$$

Так как согласно ПУЭ коэффициент чувствительности для органов тока и напряжения ступени защиты, предназначенной для действия при КЗ в конце защищаемого участка, при наличии надежно действующей селективной резервной ступени - около 1.2. В том случае, если коэффициент чувствительности меньше 1.2, то необходимо проверить сколько процентов длины линии будет защищено токовой отсечкой. Для этого необходимо построить график спадания токов трехфазного КЗ.

Расчет ТО для остальных отходящих линий приведен в таблице 37.

Таблица 37 – Расчет ТО для отходящих линий 10 кВ.

Участок сети	$I_{п0}^{(3)}$, кА	$I_{с.з.}^{\text{ТО}}$, кА	$I_{бр.нам}$, кА	$I_{к\text{max}}^{(2)}$, кА	$k_{ч\text{ТО}}^{(3)}$	Длина защищаемой линии, %
РП						
РП-ТП88	4.81	5.05	0.29	4.02	0.80	35
РП-ТП94	4.10	4.30	0.66	5.23	1.22	35
РП-ТП102	3.40	3.57	-	5.23	1.46	35
РП-ТП103	4.32	3.53	-	5.23	1.31	35

По данным расчета можно пронаблюдать, что токовую отсечку можно принять к установке.

12.1.2 Расчёт максимальной токовой защиты

Расчёт установок максимальной токовой защиты покажем на примере расчета МТЗ для участка РП6-ТП5.

Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты выбирается по условию отстройки от наибольшего тока нагрузки

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_{зап.} \cdot k_{сзп.}}{k_B} \cdot I_{р.мах} \quad (105)$$

Где $k_{зап.}$ –коэффициент запаса, учитывает погрешность реле, принимается равным для «Сириус-2-Л» $k_{зап.} = 1.1$;

$k_{сзп.}$ –коэффициент само запуска, учитывает возможность увеличения тока в защищаемой линии в следствии само запуска электрических двигателей при восстановлении напряжения после отключения КЗ. Для городских распределительных сетей $k_{сзп.} = 1.2$;

$I_{р.мах}$ –максимальный ток в линии, А;

k_B –коэффициент возврата токового реле; для «Сириус-2-Л» принимаем в пределах 0.92-0.95;

$$I_{с.з.} = \frac{1.1 \cdot 1.2}{0.94} \cdot 387.62 = 544.32 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{k_{сх.}}{k_T} \cdot I_{с.з.}, \quad (106)$$

где $k_{сх.}$ –коэффициент схемы ($k_{сх.} = \sqrt{3}$);

k_T –коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Для установленных на отходящих КЛ 10 кВ трансформаторов тока типа ТОЛ-10 УЗ с $I_{ном.} = 400$ А:

$$k_T = \frac{400}{5} = 80$$

$$I_{с.р.} = \frac{\sqrt{3}}{80} \cdot 544.32 = 11.8 \text{ А.}$$

Выбираем микропроцессорную защиту «Сириус-2-Л» имеющую установку тока 20 А.

Коэффициент чувствительности защиты в основной зоне:

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{I_{к\ min}^{(2)}}{I_{с.з.}} \geq 1.5 \quad (107)$$

где $I_{к\ min}^{(2)}$ – минимальное значение двухфазного тока КЗ, А.

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{2920}{544.32} = 5.36 > 1.5$$

Что удовлетворяет условию чувствительности в основной зоне.

Время срабатывания «Сириус-2-Л» выбирается по условиям согласования по току и времени с защитными устройствами последующих и предыдущих элементов. Выдержка времени выбирается по условию:

$$t_{с.з.} = t_1 + \Delta t \quad (108)$$

где t_1 – время срабатывания предыдущей защиты, с;

Δt – ступень селективности. Δt для «Амур» принимается ≈ 0.5 .

Защитным устройством трансформаторов ТП является предохранитель. Предохранители были выбраны с учетом их селективной работы с автоматическим выключателем 0.4 кВ, и, время их срабатывания составляет $t_1 = 0.8 \dots 1.0$ с. Поэтому, время срабатывания «Сириус-2-Л» принимается:

$$t_{с.з.} = 0.8 + 0.5 = 1.3 \text{ с.}$$

Наибольшей плавкой вставкой во всей рассматриваемой петле является вставка на $I_{ном} = 60$ А. Для такой вставки по времятоковой характеристике предохранителя ПК определяем величину тока, при котором вставка расплавится за время $t_{с.з.} = 1.3$ с. Для согласования МТЗ и предохранителей, необходимо выполнение условия:

$$I_{с.з.} \geq I_{пл} \tag{109}$$

где $I_{пл}$ – значение тока, необходимого для плавления вставки предохранителя за время $t_{с.з.}$, А.

$$\text{Для времени } t_{с.з.} = 1.3 \text{ с: } I_{пл} = 230 \text{ А}$$

$$544.32 \geq 230 \text{ А.}$$

Условие выполняется, следовательно, время срабатывания удовлетворяет условию селективности.

Расчет МТЗ для остальных отходящих линий приведен в таблице 38.

Таблица 38 – Расчет МТЗ для отходящих линий 10 кВ.

Участок сети	$I_{с.з.}, A$	$I_{раб.мах}, A$	$I_{с.р.}, A$	$k_{ч.мтз.}$	$I_{пл}, A$	Уставка тока, A
1	2	3	4	5	6	7
РП						
ЦРП-ТП88	116.53	82.98	2.52	43.25	15	4
ЦРП-ТП94	239.96	170.88	4.2	21.8	15	6
ЦРП-ТП102	196.33	160.98	3.52	33.25	15	5
ЦРП-ТП103	219.32	120.88	5.2	41.8	15	6

По данным расчета можно пронаблюдать, что токовую отсечку можно принять к установке на всех отходящих присоединениях.

12.1.3 Расчёт уставок защиты от замыканий на землю

ОЗЗ предназначено для защиты трехфазной сети с изолированной нейтралью от однофазных замыканий на землю, а также для защиты генератора, электродвигателя, трансформатора от однофазных замыканий на землю (корпус) в обмотках. Данная защита позволяет расширить функциональные возможности и повышение чувствительности средств защиты сети с изолированной нейтралью от однофазных замыканий на землю. Принцип действия состоит в измерении тока утечки на землю через общее сопротивление сети относительно земли, этот ток усредняют, по среднему значению измеренного тока и напряжению источника питания определяют сопротивление изоляции, сравнивают его с предельно допустимым значением и, по достижении им предельно допустимого значения формируют сигнал на отключение защищаемой сети, дополнительно выбирают фазу с наибольшим по абсолютному значению напряжением относительно земли и в ней измеряют ток утечки. На текущем интервале времени, соответствующем периоду промышленной частоты, указанные токи утечки сравнивают между собой и по их соотношениям определяют место повреждения изоляции. Кроме того, измеряют фазные напряжения и по их отношению к соответствующему току

утечки определяют общее сопротивление защищаемой сети относительно земли, что позволяет выявлять дефекты в изоляции на ранней стадии развития.

Рассчитаем ток срабатывания защиты на примере участка ЦРП95-ТП88:

$$I_{с.з.}^{O33} = k_{отс} \cdot I_c \quad (110)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки;

I_c - емкостной ток замыкания на землю, А.

Емкостной ток определяется по следующей формуле:

$$I_c = K \cdot \left(\frac{U \cdot l_{кл\Sigma}}{10} \right) \quad (111)$$

где K – коэффициент, учитывающий ёмкость машин, трансформаторов и ошиновок относительно земли ($K = 1,25 - 1,35$);

$l_{кл\Sigma}$ – суммарная длина кабельных линий.

$$I_c = 1.25 \cdot \left(\frac{10 \cdot 1.98}{10} \right) = 2.48 \text{ А}$$

$$I_{с.з.}^{O33} = 1.1 \cdot 2.48 = 2.73 \text{ А}$$

Расчет ОЗЗ для остальных отходящих линий приведен в таблице 39.

Таблица 39 – Расчет ОЗЗ для отходящих линий 10 кВ.

Участок сети	$l_{кл\Sigma}$, км	I_c , А	$I_{с.з.}^{O33}$, А
РП			
ЦРП-ТП88	0.229	0.7	0.77
ЦРП-ТП94	0.298	0.6	0.66

Участок сети	$l_{\text{KL}\Sigma}$, км	I_c , А	$I_{\text{с.з.}}^{O33}$, А
РП			
ЦРП-ТП102	0.188	0.6	0.66
ЦРП-ТП103	0.214	0.5	0.55

По данным расчета можно пронаблюдать, что ОЗЗ можно принять к установке на всех отходящих присоединениях.

13 ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТАТИЧЕСКИХ ПРИВЕДЕННЫХ ЗАТРАТ В ПРОЕКТИРУЕМОЙ СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

13.1 Расчет капитальных вложений

Расчет капитальных вложений производим по укрупненным показателям. Вначале определим капитальные вложения по линиям с учетом коэффициента трассы. Расчет производим на год выполнения проекта, т. е. с помощью коэффициента инфляции на 2020 год ($K_{инфл} = 4.91$). Затем определим капитальные вложения по подстанциям.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых [6]:

- капиталовложения на сооружение подстанций, $K_{ПС}$;
- капиталовложения на, $K_{КЛ}$.

$$K = K_{ПС} + K_{КЛ} \quad (112)$$

Капиталовложения для схемы 1:

$$K = 15.68 \cdot 10^3 + 10.28 \cdot 10^3 = 25.96 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов и компенсирующих устройств, на сооружение ОРУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории [6]:

Среднюю стоимость комплектных трансформаторных подстанций приведем в таблице 40.

Таблица 40 – Средняя стоимость БКТП 10/0.4

2 БКТП-630 10/0.4	2 БКТП-1000 10/0.4
400000 руб.	450000 руб.

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{ТП} + K_{ПОСТ} \quad (113)$$

Рассчитаем капиталовложения на сооружения ТП:

$$K_{ПС} = 1.4 \cdot 10^3 + 4.616 \cdot 10^3 + 3,54 \cdot 10^3 = 9.556 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора, зависящая от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{ТП}$ – капиталовложение в трансформаторную подстанцию;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение кабельных линий определяются по формуле [6]:

$$K_{КЛ} = K_{ст} \cdot K_{инф} \cdot K_{зон} \cdot l. \quad (114)$$

Капиталовложения на сооружение кабельных линий:

$$K_{ВЛ} = 0.682 \cdot 10^3 \cdot 4.91 \cdot 1.4 = 4.67 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

Таблица 41 – Результаты расчёта капиталовложений

Схема электроснабжения		
$K_{ПС}$, млн.руб.	$K_{ВЛ}$, млн.руб.	K , млн.руб.
9.57	4.67	14.25

13.2 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки находят по формуле [6]:

$$И = И_{АМ} + И_{РЭО} + И_{\Delta W}, \quad (115)$$

где $И_{АМ}$ – издержки на амортизационные отчисления, тыс.руб.;

$I_{PЭО}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание, тыс.руб.;

$I_{ΔW}$ – затраты на передачу электроэнергии, тыс.руб.

Рассчитываются издержки:

$$I = 0.712 \cdot 10^3 + 0.601 \cdot 10^3 + 8.148 \cdot 10^5 = 1.264 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле [6]:

$$I_{PЭО} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС} \quad (116)$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ВЛ и ПС ($\alpha_{тэоВЛ} = 0.008$; $\alpha_{тэоПС} = 0.059$).

Рассчитаем издержки на эксплуатацию и ремонт:

$$I_{PЭО} = 0.008 \cdot 4.69 \cdot 10^3 + 0.059 \cdot 9.57 \cdot 10^3 = 0.601 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы

$T_{СЛ} = 20$ лет [6]:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}} \quad (117)$$

Найдём издержки на амортизацию:

$$I_{AM} = \frac{14.25 \cdot 10^3}{20} = 0.712 \cdot 10^3 \text{ руб.}$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии [6]: