

**Министерство образования и науки 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) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование системы электроснабжения жилого комплекса  
Березки в городе Хабаровск

Исполнитель

студент группы 342-зсб2 \_\_\_\_\_ А.А. Мартыненко

подпись, дата

Руководитель

старший преподаватель \_\_\_\_\_ Л.А. Мясоедова

подпись, дата

Нормоконтроль

доцент, к.т.н \_\_\_\_\_ А.Н. Козлов

подпись, дата

Благовещенск 2017

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Мартыненко Андрея Алексеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы электроснабжения жилого комплекса Березки в городе Хабаровск

(утверждено приказом от 23.11.2016 № 2584-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 24 января 2017

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы преддипломной практики, данные собранные из научной литературы и технических документов исследуемого предприятия.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Исходные данные для анализа нагрузок и их расчет, выбор схемы электроснабжения и обоснование, расчет и выбор трансформаторов для ТП, расчет токов К.З. и выбор основной и защитной аппаратуры.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): Выпускная квалификационная работа содержит 17 рисунков, 46 таблиц, 1 приложение и 6 листов графической части.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) \_\_\_\_\_

7. Дата выдачи задания: 4 октября 2016г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедова Л.А., ст. преподаватель  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 4 октября 2016г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 109 с, 17 рисунков, 46 таблиц, 1 приложение, 26 источников.

РАСЧЁТНАЯ НАГРУЗКА, СИЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОПРИЁМНИКИ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ДВУХЛУЧЕВАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, КОМПЛЕКТНАЯ ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, КОЭФФИЦИЕНТ ОДНОВРЕМЕННОСТИ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА, АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ РЕЗЕРВА.

В данной бакалаврской работе на основе имеющегося плана застройки района разработана система электроснабжения планируемых к постройке социальных объектов совместно с жилыми зданиями в городе Хабаровск. Выполнен технико-экономический расчет доказывающий эффективность одного из вариантов выполнения схемы сети 10 кВ.

Расчитаны нагрузки, выбраны и проверены кабели, силовые трансформаторы, определены рабочие токи и токи короткого замыкания. Выбраны и проверены устройства релейной защиты и автоматики. Оценена надёжность системы электроснабжения 10 кВ аналитическим методом.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика жилого района «Берёзки» города Хабаровск	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности	10
1.2 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии жилого района «Берёзки» города Хабаровск	11
2 Анализ существующей системы электроснабжения жилого района «Берёзки» города Хабаровск	13
2.1 Источники питания и их анализ	13
2.2 Характеристика схемы электроснабжения жилого района «Берёзки» города Хабаровск и ее анализ	13
3 Расчет электрических нагрузок	15
3.1 Расчет электрических нагрузок жилых домов	15
3.2 Расчет электрических нагрузок общественных зданий	20
3.3 Расчет электрических нагрузок производственных потребителей	22
3.4 Расчет электрических нагрузок ТП	22
3.5 Компенсация реактивной мощности на шинах 0,4 кВ ТП	25
3.6 Выбор и проверка питающих кабелей 0,4 кВ	25
4 Выбор трансформаторных подстанций	33
4.1 Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов ТП	33
4.2 Выбор типа ТП	34
4.3 Определение места расположения ТП	35
5 Разработка вариантов системы электроснабжения района города и их анализ	38
5.1 Выбор номинального напряжения распределительной сети	38
5.2 Расчет потокораспределения в сети 10 кВ	38
5.2.1 Приведенная нагрузка ТП	38
5.2.2 Определение нагрузки линий 10 кВ	40

5.3	Выбор кабельных линий напряжением 10 кВ	44
5.4	Определение суммарной нагрузки района	46
5.4.1	Компенсация реактивной мощности	46
5.4.2	Компенсация емкостных токов	47
7	Расчет токов короткого замыкания	48
7.1	Расчет токов короткого замыкания на шинах подстанции «СМР»	48
7.2	Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 10 кВ	52
8	Выбор и проверка оборудования 10 кВ	56
8.1	Выбор и проверка предохранителей 10 кВ ТП	56
8.2	Выбор и проверка выключателей нагрузки 10 кВ ТП	57
8.3	Выбор и проверка КРУ ПС «СМР» и РТП	58
8.4	Выбор и проверка выключателей 10 кВ	62
8.5	Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ	65
8.6	Выбор и проверка трансформаторов напряжения 10 кВ	68
8.7	Выбор и проверка предохранителей для защиты ТН	69
8.8	Выбор и проверка изоляторов	70
8.9	Выбор и проверка токоведущих частей КРУ	71
8.10	Выбор и проверка ограничителей перенапряжения 10 кВ	73
9	Проверка сечений кабельных линий на термическую стойкость к токам короткого замыкания	75
10	Конструктивное исполнение системы электроснабжения 10 кВ района	76
11	Заземление трансформаторной подстанции	78
12	Релейная защита и автоматика	82
12.1	Токовая отсечка без выдержки времени	82
12.2	Максимальная токовая защита линий	84
12.3	Защита от однофазных замыканий на землю	85
12.4	Устройства автоматического включения резерва	86
12.5	Защита понижающих трансформаторов ТП	87
12.6	Сигнализация	90

13 Оценка надежности системы электроснабжения района после проектирования	92
14 Технико-экономическое сравнение вариантов	100
15 Безопасность	103
Заключение	107
Список использованных источников	108
Приложение А. Программный расчёт надёжности сети 10 кВ	110
Приложение Б	115
Приложение В	116
Приложение Г	117
Приложение Д	118
Приложение Е	119
Приложение Ж	120

## ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы обусловлена тем, что в 2015 году Хабаровским ООО «Фонд жилищного строительства» анонсирован проект жилого комплекса «Березки» в районе ТОГУ, [1]. На данный момент проходят подготовительные работы на площадках строительства. Микрорайон «Березки» будет интегрирован в богатую транспортную инфраструктуру. Вблизи микрорайона будет находиться действующий детский сад «Рябинка», планируется строительство еще одного детского сада. Также в будущем будут возведены объекты медицинского, социально-бытового назначения и другие, востребованные в жизни современного человека объекты. Дата окончания строительства – 4 квартал 2017 года.

Территория города - 0,4 тыс. кв. км. Население - 593 636 человек (2014). Расстояние от Хабаровска до Москвы: по железной дороге - 8533 км, по воздуху - 6075 км. В составе города в 2001 году было 5 районов, которые в 15 февраля 2002 года объединены в 4 территориальных округа муниципального управления: Железнодорожный, Южный, Северный и Центральный. К началу рыночных преобразований Хабаровск сформировался как многофункциональный экономический центр общегосударственного значения. В производственной сфере ключевыми являлись промышленность, транспорт и строительство. В непроизводственной сфере - просвещение, здравоохранение, наука. В городе зарегистрировано 18,6 тыс. предприятий и организаций или 59% от числа зарегистрированных в крае. Из них большая доля приходится на предприятия торговли и общественного питания (41,4 %), промышленности (10,2 %), строительства (13,4%). Наибольший удельный вес в валовом продукте города Хабаровска приходится на отрасль "Транспорт" - 35,8%. Основными отраслями промышленности являются: энергетика (36,5% объема промышленного производства), пищевая (20,8 %), машиностроение и металлообработка (12,6%).

Цель проекта - спроектировать систему электроснабжения микрорайона «Березки». Для этого выполняется:

1. Расчёт электрических нагрузок потребителей жилых зданий по удельной нагрузке в зависимости от количества квартир в доме с учётом нагрузки силовых потребителей электродвигателей водоснабжения и лифтовых установок, а также с учётом нагрузки встроенных в жилые дома потребителей;

2. Расчёт электрических нагрузок потребителей общественных зданий по удельной нагрузке в зависимости от площади помещений и количества посетителей с учётом нагрузки силовых потребителей электродвигателей вентиляции и кондиционирования, а также с учётом нагрузки встроенных потребителей;

3. Выбор конфигурации сети 0,4 кВ по двухлучевой схеме с учётом условий прокладки кабелей в соответствии с требованиями по надёжности, а также с учётом проверки по допустимой потере напряжения;

4. Расчёт токов КЗ и выбор защитных аппаратов в сети – расчёт однофазных и трёхфазных токов КЗ в сети 0,4 кВ; расчёт двухфазных и трёхфазных токов КЗ в сети 10 кВ; выбор аппаратов по расчётному току и напряжению, проверка по чувствительности и стойкости к токам КЗ;

5. Выбор уставок срабатывания релейной защиты КЛ – трёхступенчатая токовая защита, защита от замыканий на землю;

6. Расчёт надёжности сети 10 кВ;

7. Перечень мер безопасности при реализации проекта;

В процессе разработки бакалаврской работы широко использовалась ПЭВМ с лицензионным ПО серии Microsoft Office, приложение MathType, ПО серии Mathcad.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматическое включение резерва;

АКС – Амурские коммунальные системы;

ВРУ – вводное распределительное устройство;

ЗНЗ – защита от замыкания на землю;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КЛ – кабельная линия;

МТЗ – максимальная токовая защита;

РЗ - релейная защита;

ТО – токовая отсечка;

ТП – трансформаторная подстанция.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ЖИЛОГО РАЙОНА «БЕРЁЗКИ» ГОРОДА ХАБАРОВСК

## 1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности

Хабаровская энергосистема во многом уникальна, по географии, климатическим условиям и площади обслуживания, в ней представлены многие виды генерации.

Хабаровский край расположен на Дальнем Востоке; с востока омывается Охотским и Японским морями. Хабаровский край граничит на юге с Приморским краем, Китаем, на юго-западе и западе – с Амурской областью, на северо-западе и севере - с Республикой Саха, на северо-востоке – с Магаданской областью.

Климат умеренно-муссонный, с холодной малоснежной зимой и жарким влажным летом. Средняя температура января: от  $-22^{\circ}\text{C}$  на юге, до  $-40$  градусов на севере, на морском побережье от  $-15$  до  $-25^{\circ}\text{C}$ ; июля: от  $+11^{\circ}\text{C}$  - в приморской части, до  $+21^{\circ}\text{C}$  во внутренних и южных районах. Осадков в год выпадает от 400 мм на севере.

Каждый район характеризуется своим климатом и исходящими из этого условиями, показателями. Сведены все необходимые характеристики района в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатические условия	Справочная величина
Район по ветру	III
Нормативная скорость ветра, м/сек	3,25
Район по гололеду	II
Толщина стенки гололеда, мм	10

Низшая температура воздуха, С	-40
Высшая температура воздуха, С°	+38

## **1.2 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии жилого района «Берёзки» города Хабаровск**

В рассматриваемом районе проектирования согласно градостроительно-му плану на 2017 год предусматривается сооружения микрорайона «Березки».

Краткая характеристика микрорайона:

- Местоположение - Границы улиц Совхозная и Воронежская, напротив микрорайона "Ореховая сопка"
- Период сдачи - IV квартал 2017 года
- Количество этажей - Первый этап строительства - 9-этажные кирпичные П-образные дома.
- Количество комнат - 1, 2, 3
- Площадь квартир - от 32 до 88 кв.м.

Придомовые зоны в микрорайоне будут оснащены детскими и спортивными площадками, а также зонами отдыха. Для удобства жителей микрорайона предусмотрено строительство гаража-стоянки, [2]. Расположение потребителей проектируемого района застройки показана на рисунке 1.



Рисунок 1 – Район проектирования

Характеристика строящихся объектов на весь период строительства комплекса приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Строящиеся объекты

Объект	кол-во	объем строительства		дополнительно подключаются		
		кв				
Кирпичный жилой дом 1 очередь	2	кв	279			
Кирпичный жилой дом 1 очередь	2	кв	80	офисы	м <sup>2</sup>	200
Кирпичный жилой дом 1 очередь	1	кв	200	магазин	м <sup>2</sup>	500
Кирпичный жилой дом 2 очередь	3	кв	160			
Кирпичный жилой дом 2 очередь	1	кв	80	магазин	м <sup>2</sup>	100
Кирпичный жилой дом 2 очередь	1	кв	200	офисы	м <sup>2</sup>	500
Кирпичный жилой дом 2 очередь	1	кв	120	магазин	м <sup>2</sup>	150
Кирпичный жилой дом 2 очередь	1	кв	120			
Кирпичный жилой дом 3 очередь	1	кв	200	магазин	м <sup>2</sup>	200
Кирпичный жилой дом 3 очередь	2	кв	200			
Кирпичный жилой дом 3 очередь	1	кв	200	офисы	м <sup>2</sup>	300
Кирпичный жилой дом 3 очередь	1	кв	120	офисы	м <sup>2</sup>	150

Кирпичный жилой дом 3 очередь	1	кв	120	магазин	м <sup>2</sup>	150
Кирпичный жилой дом 3 очередь	1	кв	120			
садик	1	мест	300			
паркинг	1		100			

## 2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЖИЛОГО РАЙОНА «БЕРЁЗКИ» ГОРОДА ХАБАРОВСК

### 2.1 Источники питания и их анализ

Для рассматриваемого района города Хабаровск «Краснофлотский» источником питания по стороне 110 кВ является подстанция «СМР» 110/35/6. На ПС установлены 2 трансформатора мощностью 40 МВА. По результату контрольного замера зимы 2016 года загрузка Т1 – 34%, Т2 – 29%. Таким образом, данный центр питания считается возможным рассматривать для подключения данного района застройки.

Подстанция «Березовка» 110/10. На ПС установлены 2 трансформатора мощностью 2x10 МВА. По результату контрольного замера зимы 2016 года загрузка Т1 – 6%, Т2 – 37%. Данный центр питания считается возможным рассматривать для подключения данного района застройки.

Подстанция «Эмальзавод» 35/6. На ПС установлены 2 трансформатора мощностью 2x16 МВА. По результату контрольного замера зимы 2016 года за-

грузка Т1 – 63%, Т2 – 53%. Данный центр питания считается возможным рассматривать для подключения данного района застройки.

## **2.2 Характеристика схемы электроснабжения жилого района «Берёзки» города Хабаровск и ее анализ**

Для правильного выбора центра питания проектируемого района необходимо учесть их удаление от проектируемого района. ПС «Эмальзавод», таким образом исключается из рассмотрения. Кроме того, на данной подстанции необходима силовых трансформаторов после подключения нагрузки района.

ПС «Балтика» и ПС «РЦ» для подключения не рассматриваются, так как согласование технического присоединения к данным подстанциям затруднено, ввиду их балансовой принадлежности.

Распределительные сети проектируемого района рассчитываются на напряжение 10 кВ, [3].

Выбирается центр питания ПС «СМР» по технической осуществимости и приближенности к проектируемому району. Для создания возможности развития сетей 10 кВ данного района предусматривается сооружение РТП-10 кВ с питанием от ПС «СМР».

Существующая система электроснабжения 110-35 кВ района города показана на рисунке 2.



Рисунок 2 – Система электроснабжения 110-35 кВ района города Хабаровск

### 3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

#### 3.1 Расчет электрических нагрузок жилых домов

Нагрузку проектируемых жилых домов района определяем по Инструкции по проектированию городских электрических сетей [3].

В соответствии с [3], в жилых зданиях, помимо силовой нагрузки электроприёмников квартир (линии от ввода в помещение), необходимо учитывать нагрузку электроприемников общедомового назначения (лифты, насосы, домофоны, блоки питания кабельного телевидения, интернета, противопожарных систем, общедомовое освещение, системы вентиляции, питающиеся от ввода в здание).

При определении нагрузок жилых зданий необходимо скомпоновать таблицу 3, содержащую нумерацию жилых домов района.

Таблица 3 – Характеристика жилых домов района

Объект	№ на листе	Кол-во объектов
Кирпичный жилой дом 1 очередь	1,2	2
Кирпичный жилой дом 1 очередь	3,4	2
Кирпичный жилой дом 1 очередь	5	1
Кирпичный жилой дом 2 очередь	6,7,8	3
Кирпичный жилой дом 2 очередь	9	1
Кирпичный жилой дом 2 очередь	10	1
Кирпичный жилой дом 2 очередь	11	1
Кирпичный жилой дом 2 очередь	12	1
Кирпичный жилой дом 3 очередь	13	1
Кирпичный жилой дом 3 очередь	14,15	2
Кирпичный жилой дом 3 очередь	16	1
Кирпичный жилой дом 3 очередь	17	1
Кирпичный жилой дом 3 очередь	18	1
Кирпичный жилой дом 3 очередь	19	1

Расчётная электрическая нагрузка квартир принимается в зависимости от числа квартир в доме, [3]. Коэффициент участия силовой нагрузки в максимуме нагрузке квартир указан в [3]. Таким образом, для примера, по объекту 3 на плане определяем характеристику:

Кирпичный жилой дом первой очереди, 80 кв., 2 подъезда, встроенные офисы площадью 200 м<sup>2</sup>.

Мощность лифтовых установок определяется по формуле  $P_L$ :



$$P_l = k'_c \sum_1^n P_{li}, \quad (1)$$

$$P_l = 0,8 \cdot 2 \cdot 8,5 = 13,6 \text{ кВт} ,$$

где  $k'_c$  - коэффициент спроса лифтовых установок, [3];

$n$  - количество лифтовых установок;

$P_{li}$  - установленная мощность электродвигателя лифта, [5], кВт.

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения  $P_{нас}$ , кВт, определяется по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса  $k_c$ :

$$P_{нас} = k''_c \sum_1^n P_{нас}, \quad (2)$$

$$P_{нас} = 1 \cdot 2 \cdot 10 = 20 \text{ кВт}$$

где  $k''_c$  - коэффициент спроса санитарно-технических устройств;

$n$  - количество санитарно-технических устройств;

$P_{нас}$  - установленная мощность насосов, [6], кВт.

Расчётная силовая нагрузка:

$$P_c = P_{нас} + P_l, \quad (3)$$

$$P_c = 13,6 + 20 = 33,6 \text{ кВт}.$$

Составляем таблицу 4 с нагрузкой жилых домов района.

Таблица 4 – Нагрузка жилых домов района

Объект	№ на листе	Обозн.	кол-во ед	Руд, кВт/уе	Nлифт	Pлифт, кВт	Kс лифт	Nнасос	Pнасос, кВт	Kс насос	P силЭП, кВт	Kу
Кирпичный жилой дом 1 очередь	1,2	кв	279	1,8	7	8,5	0,65	7	10	0,75	91,2	0,9
Кирпичный жи-	3,4	кв	80	2,5	2	8,5	0,8	2	10	1	33,6	0,9

лой дом 1 очередь												
Кирпичный жилой дом 1 очередь	5	кв	200	1,83	5	8,5	0,7	5	10	0,8	69,75	0,9
Кирпичный жилой дом 2 очередь	6,7,8	кв	160	1,9	4	8,5	0,7	4	10	0,85	57,8	0,9
Кирпичный жилой дом 2 очередь	9	кв	80	2,5	2	8,5	0,8	2	10	1	33,6	0,9
Кирпичный жилой дом 2 очередь	10	кв	200	1,83	5	8,5	0,7	5	10	0,8	69,75	0,9
Кирпичный жилой дом 2 очередь	11	кв	120	1,93	3	8,5	0,8	3	10	0,9	47,4	0,9
Кирпичный жилой дом 2 очередь	12	кв	120	1,93	3	8,5	0,8	3	10	0,9	47,4	0,9
Кирпичный жилой дом 3 очередь	13	кв	200	1,83	5	8,5	0,7	5	10	0,8	69,75	0,9
Кирпичный жилой дом 3 очередь	14,15	кв	200	1,83	5	8,5	0,7	5	10	0,8	69,75	0,9
Кирпичный жилой дом 3 очередь	16	кв	200	1,83	5	8,5	0,7	5	10	0,8	69,75	0,9
Кирпичный жилой дом 3 очередь	17	кв	120	1,93	3	8,5	0,8	3	10	0,9	47,4	0,9
Кирпичный жилой дом 3 очередь	18	кв	120	1,93	3	8,5	0,8	3	10	0,9	47,4	0,9
Кирпичный жилой дом 3 очередь	19	кв	120	1,93	3	8,5	0,8	3	10	0,9	47,4	0,9

Совместно с питанием основных и силовых электроприёмников от ввода 0,4 кВ в здание, к вводу подключаются электроприёмники встраиваемых объектов таких как, магазины, парикмахерские, столовые, офисные помещения. Данные потребители по [3] учитываются с помощью коэффициентов участия в максимуме нагрузки основного потребителя.

Расчётную мощность объектов принимаем по [3], в зависимости от количества удельных единиц. Информация по встроенным объектам показывается в таблице 5.

Таблица 5 – Встроенные объекты жилых домов района

Объект	№ на листе	Встроен. ЭП	УЕ	кол-во УЕ	Мощность, кВт/УЕ	К <sub>у</sub>
Кирпичный жилой дом 1 очередь	3,4	офисы	м <sup>2</sup>	200	0,054	0,6
Кирпичный жилой дом 1 очередь	5	магазин	м <sup>2</sup>	500	0,25	0,6
Кирпичный жилой дом 2 очередь	9	магазин	м <sup>2</sup>	100	0,16	0,6
Кирпичный жилой дом 2 очередь	10	офисы	м <sup>2</sup>	500	0,054	0,6
Кирпичный жилой дом 2 очередь	11	магазин	м <sup>2</sup>	150	0,16	0,6
Кирпичный жилой дом 3 очередь	13	магазин	м <sup>2</sup>	200	0,25	0,6
Кирпичный жилой дом 3 очередь	16	офисы	м <sup>2</sup>	300	0,054	0,6
Кирпичный жилой дом 3 очередь	17	офисы	м <sup>2</sup>	150	0,054	0,6
Кирпичный жилой дом 3 очередь	18	магазин	м <sup>2</sup>	150	0,25	0,6

Таким образом, собрана вся необходимая информация для определения нагрузки, приведенной к вводу в здание 0,4 кВ (расчётная нагрузка).

Нагрузка квартир  $P_{кв}$  :

$$P_{кв} = P_{кв. уд.} \cdot n, \quad (4)$$

$$P_{кв} = 2,5 \cdot 80 = 200 \text{ кВт} ,$$

где  $P_{кв. уд.}$  – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир, зависит от числа квартир в здании, кВт/кв;

$n$  – количество квартир.

Нагрузка жилого дома без встроенных потребителей  $P_{р.ж.д.}$  :

$$P_{р.ж.д.} = P_{кв} + k_y P_c, \quad (5)$$

$$P_{р.ж.д.} = 200 + 0,9 \cdot 33,6 = 230,24 \text{ кВт} ,$$

где  $P_{кв}$  - расчетная электрическая нагрузка квартир, кВт;  
 $P_c$  - расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт;  
 $k_y$  - коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников.

Нагрузка жилого дома с встроенными потребителями  $P_{р.ж.д.общ}$ :

$$P_{р.ж.д.общ} = P_{зд.мах} + \sum_1^n k_{yi} P_{зДi}, \quad (6)$$

$$P_{р.ж.д.общ} = 230,2 + 0,6 \cdot 10,8 = 236,7 \text{ кВт},$$

где  $P_{зд.мах}$  - наибольшая нагрузка из числа имеющихся абонентов, кВт;  
 $k_{yi}$  - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок помещений или квартир и силовых электроприемников, [3];

$P_{зДi}$ , - расчетные нагрузки остальных абонентов.

Из встроенный потребителей присутствуют офисные помещения площадью 200 м<sup>2</sup>.

Расчётная нагрузка офисов:

$$P_{оф} = P_{офис. уд.} \cdot S, \quad (7)$$

$$P_{оф} = 200 \cdot 0,054 = 10,8 \text{ кВт},$$

где  $P_{маг. уд}$  – удельная расчётная нагрузка, [3], кВт;

$S$  – площадь офисов.

Расчётная реактивная мощность находится через коэффициент мощности:

$$Q_{р.ж.д} = P_{р.ж.д} \cdot \text{tg} \varphi, \quad (8)$$

$$Q_{р.ж.д} = 236,7 \cdot 0,43 = 96,7 \text{ квар},$$

где  $tg\varphi$  - коэффициент мощности, принимаем по [3].

Для жилых домов расчёт нагрузки ведётся аналогично, результаты сведем в таблицу 6.

Таблица 6- Расчётная нагрузка жилых домов

Объект	№ на листе	cosφ	Расчётная нагрузка на вводе		
			Pp, кВт	Qp, кВАр	Sp, кВА
Кирпичный жилой дом 1 очередь	1,2	0,98	584,3	117,4	596
Кирпичный жилой дом 1 очередь	3,4	0,92	236,7	96,7	256
Кирпичный жилой дом 1 очередь	5	0,90	503,8	231,5	554
Кирпичный жилой дом 2 очередь	6,7,8	0,98	356,0	71,6	363
Кирпичный жилой дом 2 очередь	9	0,92	239,8	98,0	259
Кирпичный жилой дом 2 очередь	10	0,92	445,0	181,8	481
Кирпичный жилой дом 2 очередь	11	0,92	288,7	117,9	312
Кирпичный жилой дом 2 очередь	12	0,98	274,3	55,1	280
Кирпичный жилой дом 3 очередь	13	0,92	458,8	187,5	496
Кирпичный жилой дом 3 очередь	14,15	0,98	428,8	86,2	437
Кирпичный жилой дом 3 очередь	16	0,92	438,5	179,2	474
Кирпичный жилой дом 3 очередь	17	0,95	279,1	89,4	293
Кирпичный жилой дом 3 очередь	18	0,92	296,8	121,3	321
Кирпичный жилой дом 3 очередь	19	0,98	274,3	55,1	280

### 3.2 Расчет электрических нагрузок общественных зданий

Определение нагрузки общественных зданий ведётся в соответствии с [3].

К общественным зданиям относятся

- различные учреждения и организации управления, финансирования, кредитования, госстраха, просвещения, дошкольные;
- библиотеки, архивы;

- предприятия торговли, бытового обслуживания населения;
- столовые и учреждения общественного питания;
- гостиницы, лечебные учреждения, музеи;
- зрелищные предприятия и спортивные сооружения.

По [3], к вводам в общественные помещения приводится нагрузка всех электроприёмников: силовая нагрузка, кондиционеры, вентиляционные двигатели и т.д.

Нагрузка общественных зданий определяется аналогично нагрузке жилых домов. В качестве удельных единиц выступает количество посещений здания, площадь здания, количество мест.

Для примера определяем нагрузку садика 20, количество мест - 300 шт.

Таким образом, нагрузка здания:

$$P_{\text{общ зд}} = P_{\text{общ зд уд}} \cdot n, \quad (9)$$

$$P_{\text{общ зд}} = 300 \cdot 0,46 = 138 \text{ кВт},$$

где  $P_{\text{общ зд}}$  – удельная расчётная нагрузка для общественных зданий, [3], кВт;

$n$  – количество мест по экспликации.

Составляем таблицу 7 с нагрузкой общественных зданий района.

Таблица 7 - Нагрузка общественных зданий района

Объект	№ на листе	Кол-во	единица измерения	кол-во единиц	Мощность, кВт/единицу
садик	20	1	Мест	300	0,46
паркинг	21	1	Мест	100	1

Расчётная нагрузка общественных зданий представлена в таблице 8.

Таблица 8 - Расчётная нагрузка общественных зданий

Объект	№ на листе	cosφ	Pp, кВт	Qp, кВАр	Sp, кВА
садик	20	0,97	138,0	34,1	142

паркинг	21	0,95	100,0	32,0	105
---------	----	------	-------	------	-----

Данные по категорийности потребителей по надёжности электроснабжения в соответствии с [3] показаны в таблице 9.

Таблица 9 – Категории по надёжности электроснабжения потребителей района

Объект	категория
Кирпичный жилой дом 1 очередь	1,2
Кирпичный жилой дом 1 очередь	1,2
Кирпичный жилой дом 1 очередь	1,2
Кирпичный жилой дом 2 очередь	1,2
Кирпичный жилой дом 2 очередь	1,2
Кирпичный жилой дом 2 очередь	1,2
Кирпичный жилой дом 2 очередь	1,2
Кирпичный жилой дом 2 очередь	1,2
Кирпичный жилой дом 2 очередь	1,2
Кирпичный жилой дом 3 очередь	1,2
Кирпичный жилой дом 3 очередь	1,2
Кирпичный жилой дом 3 очередь	1,2
Кирпичный жилой дом 3 очередь	1,2
Кирпичный жилой дом 3 очередь	1,2
Кирпичный жилой дом 3 очередь	1,2
Садик	2
Паркинг	3

### 3.3 Расчет электрических нагрузок производственных потребителей

Согласно проекту застройки микрорайона «Березки», промышленной нагрузки в микрорайоне не предусматривается.

### 3.4 Расчет электрических нагрузок ТП

По [3], нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП-3 определяется по формуле (8), учитывая некоторые особенности:

- Определяется суммарное количество квартир во всех домах, питаемых от данной ТП;
- Определяется суммарное количество насосов водоподачи и лифтов во всех домах, питаемых от данной ТП;

- Учитываются суммарные потери во всех линиях 0,4 кВ питаемых данной ТП;

- Учитывается нагрузка здания 20 -  $P_{20} = 138 \text{ кВт}, Q_{20} = 34 \text{ квар}$ ;

- Учитывается нагрузка освещения улиц.

Для примера, проводится расчёт по ТП-3. От данной ТП в совокупности по всем жилым домам питается 520 квартир. По [3], удельная нагрузка для квартир принимается 1,69 кВт/кВ. Силовая нагрузка – 13 насосов по 10 кВт, 13 лифтов по 8,5 кВт. Нагрузка уличного освещения приближенно определяется по формуле:

$$P_{осв} = P_{осв\ уд} \cdot L_{тер}, \quad (10)$$

$$P_{осв} = 10 \cdot 0,61 = 6,1 \text{ кВт},$$

где  $P_{осв\ уд}$  – удельная мощность уличного освещения, принимаем 10 кВт/км при использовании ламп ДнАТ;

$L_{тер}$  – длина освещаемой территории, км.

Потери в линиях 0,4 кВ составляют  $\Delta P_{л0,4кВ} = 79 \text{ кВт}, \Delta Q_{л0,4кВ} = 17 \text{ квар}$ .

Расчётная активная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП-3:

$$P_{расч\ ТП-3} = P_{кв\ уд} \cdot n_{кв} + (P_{20}) \cdot k_y + (k'_c \cdot P_{нас} \cdot n_{нас} + k'_c \cdot P_{лифт} \cdot n_{лифт}) \cdot k_y + P_{осв} + \Delta P_{л0,4кВ}, \quad (11)$$

$$P_{расч\ ТП-3} = 1,69 \cdot 520 + (138) \cdot 0,6 + (0,45 \cdot 8,5 \cdot 13 + 13 \cdot 10 \cdot 0,65) \cdot 0,9 + 6,1 + 79 = 1167,6 \text{ кВт}.$$

Расчётная реактивная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП-3:

$$Q_{расч\ ТП-3} = Q_{кв} + (Q_{20}) \cdot k_y + \Delta Q_{л0,4кВ}, \quad (12)$$

$$Q_{расч\ ТП-3} = 175,8 + (34) \cdot 0,6 + 17 = 212,7 \text{ квар}.$$



Расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП-3:

$$S_{расч\ ТП-3} = \sqrt{P_{расч\ ТП-3}^2 + Q_{расч\ ТП-3}^2}, \quad (13)$$

$$S_{расч\ ТП-3} = \sqrt{1167,6^2 + 212,7^2} = 1186,8\text{ кВА}.$$

Подробные данные для расчета по ТП сведены в таблицу 10.

Расчётные нагрузки по ТП сведены в таблицу 11.

Таблица 10 – Подробный расчёт нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП

№ ТП	N <sub>кв</sub>	P <sub>кв уд,</sub> кВт/кВ	P <sub>кв,</sub> кВт	Q <sub>кв,</sub> кВар	P <sub>силЭП,</sub> кВт	K <sub>y</sub>	P <sub>зд i ,</sub> кВт	Q <sub>зд i ,</sub> кВар	K <sub>y</sub>	L <sub>тер,</sub> км	P <sub>осв уд,</sub> кВт/км	P <sub>осв,</sub> кВт	ΔP <sub>л,</sub> кВт	ΔQ <sub>л,</sub> кВар
РТП	959	1,62	1553,58	310,716	237,6	0,9				1,14	10	11,4	142	45
ТП-1	560	1,69	946,4	189,28	144,55	0,9				0,6	10	6	75	14
ТП-2	679	1,65	1120,35	224,07	175,53	0,9				0,67	10	6,7	85	31
ТП-3	520	1,69	878,8	175,76	134,23	0,9	138	34	0,6	0,61	10	6,1	79	17
ТП-4	360	1,85	666	133,2	101,25	0,9	100	32	0,6	1,07	10	10,7	62	12

Таблица 11 – Расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП

№	P <sub>p 0,4 кВ,</sub> кВт	Q <sub>p 0,4 кВ,</sub> кВар	S <sub>p 0,4 кВ,</sub> кВА
РТП	1920,7	355,4	1953,3
ТП-1	1157,3	203,2	1175,0
ТП-2	1370,2	255,4	1393,8
ТП-3	1167,6	212,7	1186,8
ТП-4	890,1	164,7	905,2

### 3.5 Компенсация реактивной мощности на шинах 0,4 кВ ТП

Согласно [12], на шинах 0,4 кВ подстанций допустимый коэффициент реактивной мощности рекомендуется выдерживать  $tg\varphi = 0.35$ . Проверим значение  $tg\varphi$  на шинах 0,4 кВ ТП-3:

$$tg\varphi = \frac{Q_{расч\ ТП-3}}{P_{расч\ ТП-3}}; \quad (14)$$

$$tg\varphi = \frac{212,7}{1167,6} = 0.18.$$

Для остальных ТП расчёт покажем в таблице 12.

Таблица 12 –  $tg\varphi$  на шинах 0,4 кВ ТП

№	$P_{p\ 0,4\ кВ, кВт}$	$Q_{p\ 0,4\ кВ, кВар}$	$tg\varphi_{расч}$	$tg\varphi_{пред}$
РТП	1920,7	355,4	0,19	0,35
ТП-1	1157,3	203,2	0,18	0,35
ТП-2	1370,2	255,4	0,19	0,35
ТП-3	1167,6	212,7	0,18	0,35
ТП-4	890,1	164,7	0,19	0,35

По таблице 12 компенсация реактивной мощности на шинах 0,4 кВ ТП не требуется.

### 3.6 Выбор и проверка питающих кабелей 0,4 кВ

Согласно описанию потребителей района города, преобладает 2 категория по надёжности электроснабжения потребителей. Таким образом, перерыв в электроснабжении не должен превышать 2 часа. В соответствии с [3], допускается применение автоматизированных схем (двухлучевых) для питания потребителей 0,4 кВ.

Используя план района, проведём разработку конфигурации сети 0,4 кВ. Сводные данные о линиях 0,4 кВ по каждой ТП покажем в таблице 13.

Таблица 13 – Сводные данные о линиях 0,4 кВ по каждой ТП

Наименование потребителей по линии 0,4 кВ	$P_{зд макс}$ , кВт	$Q_{зд макс}$ , кВар	$P_{зди}$ , кВт	$Q_{зди}$ , кВар	$Ky$
РТП					
2	584,26	117,45			
6	356,02	71,57			
7	356,02	71,57			
5	503,78	231,47			
3,4	236,72	96,72	236,72	96,72	0,90
ТП-1					
8	356,02	71,57			
9	239,84	98,00			
10	444,98	181,82			
11	288,66	117,95			
ТП-2					
1	584,26	117,45			
15	428,78	86,19			
16	438,50	179,17			
ТП-3					
12	274,26	55,13			
13	458,78	187,46			
14	428,78	86,19			
20	138,00	34,06			
ТП-4					
17	279,12	89,42			
18	296,76	121,26			
19	274,26	55,13			
21	100,00	32,04			

Расчёт нагрузки по линии 0,4 кВ ведётся по формуле, аналогичной (11). Для примера определяем нагрузку линии 1 от ТП-1. Потребители по линии – жилой дом 2.

Расчётная активная нагрузка по линии:

$$P_{p\ л0,4кВ} = P_{наиб\ зд} + k_y \cdot P_{ост\ зд}, \quad (15)$$

$$P_{p\ л0,4кВ} = 584,26 + 0 \cdot 0 = 584,26\ кВт,$$

где  $P_{наиб\ зд}$  - наибольшая нагрузка здания из числа подключенных к линии, кВт;

$k_y$  - коэффициент участия в максимуме электрической нагрузки здания с наибольшей нагрузкой, [3];

$P_{ост\ зд}$  - расчетные нагрузки остальных зданий.

Расчётная реактивная нагрузка по линии:

$$Q_{p\ л0,4кВ} = P_{p\ л0,4кВ} \cdot tg\varphi_{л0,4кВ}, \quad (16)$$

$$Q_{p\ л0,4кВ} = 584,26 \cdot 0,2 = 117,4\ квар,$$

где  $tg\varphi_{л0,4кВ}$  - коэффициент мощности нагрузки по линии, принимается как среднее из коэффициентов каждого потребителя по линии.

Согласно [3], при определении расчетной электрической нагрузки линий 0,4 кВ должны учитываться потери мощности в питающих линиях 0,4 кВ. Потери мощности для линии 1 от ТП-1 определяются по формуле:

$$\Delta P_{л0,4кВ} = \frac{P_{p\ л0,4кВ}^2 + Q_{p\ л0,4кВ}^2}{U_n^2} \cdot R_{л0,4кВ\ уд} \cdot L_{л0,4кВ}, \quad (17)$$

$$\Delta P_{л0,4кВ} = \frac{584,26^2 + 117,45^2}{0,4^2} \cdot 0,129 \cdot 0,16 / 2 = 23\ кВт,$$

$$\Delta Q_{л0,4кВ} = \frac{P_{р.л0,4кВ}^2 + Q_{р.л0,4кВ}^2}{U_n^2} \cdot X_{л0,4кВ \text{ уд}} \cdot L_{л0,4кВ}, \quad (18)$$

$$\Delta Q_{л0,4кВ} = \frac{584,26^2 + 117,45^2}{0,4^2} \cdot 0,057 \cdot 0,16 / 2 = 10,1 \text{ квар},$$

где  $P_{р.л0,4кВ}$ ,  $Q_{р.л0,4кВ}$  - расчетная активная и реактивная нагрузка по линии, кВт;

$U_n$  - номинальное напряжение сети,  $U_n = 0,4кВ$ ;

$R_{л0,4кВ \text{ уд}}$ ,  $X_{л0,4кВ \text{ уд}}$  - удельное активное и реактивное сопротивление линии, Ом/км, [7];

$L_{л0,4кВ}$  - длина линии 0,4 кВ, км.

Приведенная нагрузка по линии определяется по формуле:

$$P_{прив.л0,4кВ} = P_{р.л0,4кВ} + \Delta P_{л0,4кВ}, \quad (19)$$

$$P_{прив.л0,4кВ} = 584,3 + 23 = 607,2 \text{ кВт}.$$

Приведенная реактивная нагрузка определяется аналогично.

Для фидера 1 от ТП-1 определяем расчётный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{\sqrt{P_{прив.л0,4кВ}^2 + Q_{прив.л0,4кВ}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (20)$$

$$I_p = \frac{\sqrt{607,2^2 + 127,6^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 2} = 448 \text{ А}.$$

Расчётный ток показан для одного луча двухлучевой схемы.

Результаты расчёта расчётной, приведенной нагрузки и расчётного тока сводим в таблицу 14.

Таблица 14 - Расчётные нагрузки фидеров 0,4 кВ

потребители по линии 0,4 кВ	$P_{р.л.}$ , кВт	$Q_{р.л.}$ , кВАр	$S_{расч}$ линии, кВА	$\Delta P_{л.}$ , кВт	$\Delta Q_{л.}$ , кВАр	$P_{прив.л.}$ , кВт	$Q_{прив.л.}$ , кВАр	$S_{прив.л.}$ , кВА	$I_{расч.}$ , А
РТП									
2	584,3	117,4	595,9	23	10,1	607,2	127,6	620,4	448
6	356,0	71,6	363,1	30	6,9	386,1	78,5	394,0	285
7	356,0	71,6	363,1	26	7,4	381,7	78,9	389,8	282
5	503,8	231,5	554,4	32	11,4	536,2	242,9	588,7	425
3,4	449,8	183,8	485,9	31	8,8	480,5	192,6	517,6	374
ТП-1									
8	356,0	71,6	363,1	22	4,0	377,7	75,5	385,2	278
9	239,8	98,0	259,1	19	2,6	258,6	100,6	277,5	200
10	445,0	181,8	480,7	18	5,2	463,0	187,0	499,3	361
11	288,7	117,9	311,8	16	2,2	305,0	120,2	327,8	237
ТП-2									
1	584,3	117,4	595,9	29	12,7	612,9	130,1	626,5	453
15	428,8	86,2	437,4	19	5,3	447,4	91,5	456,7	330
16	438,5	179,2	473,7	38	13,4	476,4	192,5	513,9	371
ТП-3									
12	274,3	55,1	139,9	17	2,4	291,8	57,5	297,4	215
13	458,8	187,5	247,8	29	8,2	487,5	195,7	525,3	380
14	428,8	86,2	218,7	23	5,4	452,2	91,6	461,4	333
20	138,0	34,1	71,1	9	0,5	147,5	34,6	151,5	109
ТП-4									
17	279,1	89,4	293,1	12	1,6	291,1	91,1	305,0	220
18	296,8	121,3	320,6	22	4,1	318,9	125,3	342,7	248
19	274,3	55,1	279,7	20	5,8	294,6	61,0	300,8	217
21	100,0	32,0	105,0	8	0,8	107,8	32,8	112,6	81

Городские линии 0,4 кВ, учитывая специфику городской застройки, прокладываются в траншеях. Используется кабель ААШв (А - алюминиевые жилы, А - алюминиевая оболочка, Шв – изоляция из шланга поливинилхлоридного). Исходя из условий прокладки и работы кабелей 0,4 кВ, применяются поправочные коэффициенты.

Допустимый ток кабельной линии сечением 240 мм<sup>2</sup> с поправкой на условия прокладки определяется по формуле:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп справ}} \cdot K_{\text{сниж}} \cdot K_{\text{перегр}} \cdot K_t, \quad (21)$$

$$I_{\text{доп}} = 440 \cdot 0.92 \cdot 1.25 \cdot 1 = 508 \text{ A},$$

где  $I_{\text{доп справ}}$  - справочная величина, [7],

$K_{\text{сниж}}$  - коэффициент снижения токовой нагрузки, для двух кабелей в траншее при двухлучевой схеме принимается равный 0,92;

$K_{\text{перегр}}$  - для кабелей 0,4 кВ предварительно загруженных на 80% при прокладке в земле с учётом 6-ти часового промежутка времени на ликвидацию аварии принимается 1.25;

$K_t$  - температурный коэффициент равный 1 для температуры окружающего воздуха 25<sup>0</sup> С.

Согласно [8], кабели до 1 кВ выбираются по нагреву длительно допустимым током:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} . \quad (22)$$

Предварительный выбор кабелей 0,4 кВ покажем в таблице 15.

Таблица 15 – Предварительный выбор кабелей 0,4 кВ

Наименование потребителей по линии 0,4 кВ	S <sub>расч</sub> линии, кВА	I <sub>расч</sub> , А	I <sub>доп</sub> , А	F, мм <sup>2</sup>
РТП				
2	595,9	448	508	240
6	363,1	285	339	120
7	363,1	282	385	150
5	554,4	425	443	185
3,4	485,9	374	385	150
ТП-1				
8	363,1	278	293	95
9	259,1	200	242	70
10	480,7	361	385	150
11	311,8	237	242	70
ТП-2				
1	595,9	453	508	240
15	437,4	330	385	150
16	473,7	371	443	185
ТП-3				
12	139,9	215	242	70
13	247,8	380	385	150
14	218,7	333	339	120
20	71,1	109	132	25
ТП-4				
17	293,1	220	242	70
18	320,6	248	293	95
19	279,7	217	385	150
21	105,0	81	201	50

Проверка кабелей проводится из условий соблюдения [8], а именно не превышение потери напряжения в пределах 10% по формуле для линии 1 ТП-1:

$$\Delta U_{\text{факт}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{расч}} \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos(\varphi) + x_0 \cdot \sin(\varphi))}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, \quad (23)$$

$$\Delta U_{\text{факт}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 448 / 2 \cdot 0,16 \cdot (0,129 \cdot 0,98 + 0,06 \cdot 0,2)}{0,4} \cdot 100\% = 4,5\%,$$



где  $\cos(\varphi)$  и  $\sin(\varphi)$  – коэффициента мощности, определённые как средние из всех потребителей по линии;

$U_{ном}$  - номинальное напряжение КЛ, 0,4 кВ;

$L$  – длина кабельной линии 0,4 кВ, км;

$I_{расч}$  – расчетный ток по кабельной линии 0,4 кВ, А;

$r_0, x_0$  - удельные сопротивления ранее выбранных кабелей, Ом/км.

Условие выполняется. Результаты расчёта по всем линиям 0,4 кВ показаны в таблице 16.

Таблица 16– Потери напряжения в сети 0,4 кВ

Наименование потребителей по линии 0,4 кВ	$I_{расч}$ , А	L, км	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	R, Ом/км	X, Ом/км	$\Delta U$ , %
РТП							
2	448	0,16	0,98	0,20	0,129	0,057	4,5
6	285	0,28	0,98	0,20	0,261	0,060	9,7
7	282	0,30	0,98	0,20	0,208	0,060	8,3
5	425	0,20	0,90	0,44	0,169	0,060	6,9
3,4	374	0,20	0,92	0,39	0,208	0,060	7,3
ТП-1							
8	278	0,16	0,98	0,20	0,329	0,060	6,8
9	200	0,20	0,92	0,39	0,447	0,061	7,9
10	361	0,12	0,92	0,39	0,208	0,060	4,2
11	237	0,12	0,92	0,39	0,447	0,061	5,6
ТП-2							
1	453	0,2	0,98	0,20	0,129	0,057	5,7
15	330	0,15	0,98	0,20	0,208	0,060	4,9
16	371	0,32	0,92	0,39	0,169	0,060	9,7
ТП-3							
12	215	0,16	0,98	0,20	0,447	0,061	7,0
13	380	0,18	0,92	0,39	0,208	0,060	6,7
14	333	0,15	0,98	0,20	0,261	0,060	6,1
20	109	0,12	0,97	0,24	1,250	0,066	7,3
ТП-4							
17	220	0,10	0,95	0,31	0,447	0,061	4,5
18	248	0,21	0,92	0,39	0,329	0,060	7,7
19	217	0,40	0,98	0,20	0,208	0,060	8,5
21	81	0,36	0,95	0,31	0,625	0,063	8,2

ГОСТ 32144-2013 выполняется, так как отклонение напряжения не превышает 10%, [9].

## 4 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

### 4.1 Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов ТП

Мощность трансформаторов ТП выбирается по нагрузке на стороне 0,4 кВ. Расчётная мощность трансформаторов 10/0,4 кВ для ТП-1:

$$S_{p\text{ CT ТП-1}} = \frac{S_{\text{расч ТП-1}}}{n_T \cdot K_3^{\text{ОПТ}}}, \quad (24)$$
$$S_{p\text{ CT ТП-1}} = \frac{1175}{2 \cdot 0,8} = 734 \text{ кВА},$$

где  $S_{\text{расч ТП-1}}$  - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП-1, по таблице 18, кВА;  
 $n_T$  - количество устанавливаемых трансформаторов, зависящее от категорийности потребителей ТП, принимается 2 для потребителей 1 и 2 категории;  
 $K_3^{\text{ОПТ}}$  - коэффициент загрузки, принимаем 0,8.

Ближайшая большая мощность заводского ряда выпускаемых трансформаторов 1000 кВА. Проверим её по загрузке в нормальном и послеаварийном режиме для ТП-1:

$$K_{\text{загр норм}} = \frac{S_{p\text{ CT ТП-1}}}{S_{\text{ф CT ТП-1}} \cdot n_T}; \quad (25)$$
$$K_{\text{загр норм}} = \frac{1175}{1000 \cdot 2} = 0,59.$$

Значение коэффициента в нормальном режиме больше 0,5.

$$K_{загр\ послеав} = \frac{S_{p\ CT\ ТП-1}}{S_{\phi\ CT\ ТП-1} \cdot (n_T - 1)}, \quad (26)$$

$$K_{загр\ послеав} = \frac{1175}{1000 \cdot (2-1)} = 1,17.$$

Значение коэффициента в нормальном режиме меньше 1,5-1,6.

По другим ТП результаты расчёта сводим в таблицу 17.

Таблица 17 – Значения выбираемых трансформаторов ТП

№ ТП	$P_p$ 0,4 кВ, кВт	$Q_p$ 0,4 кВ, кВар	$S_p$ 0,4 кВ, кВА	$N_{тр}$	$K_{доп}$	$S_{тр\ расч}$ , кВА	$S_{тр\ ном}$ , кВА	$K_z$ норм	$K_z$ послеав
РТП	1920,7	355,4	1953,3	2	0,8	1221	1600	0,61	1,22
ТП-1	1157,3	203,2	1175,0	2	0,8	734	1000	0,59	1,17
ТП-2	1370,2	255,4	1393,8	2	0,8	871	1000	0,70	1,39
ТП-3	1167,6	212,7	1186,8	2	0,8	742	1000	0,59	1,19
ТП-4	890,1	164,7	905,2	2	0,8	566	630	0,72	1,44

Мощность трансформаторов всех ТП выбрана правильно.

#### 4.2 Выбор типа ТП

В проекте выбираем подстанции трансформаторные комплектные КТПН – 250-1600/10/0,4 У1, [10].

Подстанции трансформаторные комплектные мощностью 250-1600 кВА трехфазного переменного тока частотой 50Гц напряжением 6-10/0,4 кВ представляют собой двухтрансформаторные подстанции тупикового и проходного типа наружной установки. Предназначены для приема электрической энергии трехфазного переменного тока напряжением 6-10 кВ, преобразования и распределения ее по трехфазной четырехпроводной сети с заземленной нейтралью при напряжении 0,4 кВ.

Применяются для электроснабжения городских потребителей, отдельных населенных пунктов и небольших промышленных объектов.

Функция КТПН заключается в приеме, преобразовании и перераспределении электроэнергии.

Преимущества КТПН:

1. Мобильность оборудования.
2. Блоки подстанции изготавливаются с оптимальной длиной и толщиной стен, что обеспечивает надежность конструкции.
3. Удобство транспортирования.

### 4.3 Определение места расположения ТП

В проектируемом районе места расположения ТП выбираются исходя из:

- удобства доставки/монтажа/демонтажа (удобный габаритный проезд для платформы погрузчика, достаточность места для работы крана);
- максимального приближения к зданию с наибольшей нагрузкой, что сокращает протяженность распределительных сетей 0,4 кВ, следовательно потери энергии в них;
- архитектурного облика построек (выбранный тип КТП позволяет использовать различные по цветовой гамме панели для облицовки здания КТП).

Эффективность размещения ТП обосновывается картограммой нагрузок.

Картограмма представляет собой план местности с расположением домов, в геометрическом центре которых показана окружность, диаметром пропорциональном активной мощности потребителей здания.

Радиус окружности находим по формуле:

$$R = \sqrt{\frac{P_p}{\pi \cdot m}}, \quad (27)$$

где  $m$  – электрический масштаб, принимаем 20 кВт/см<sup>2</sup>.

$P_p$  - активная нагрузка потребителя, кВт.

Диаметр окружности находим по формуле:

$$D = 2 \cdot R, \quad (28)$$

Для примера определяем диаметр и радиус окружности для дома 1, см:

$$R = \sqrt{\frac{584}{3.14 \cdot 10}} = 43,1,$$

$$D = 2 \cdot 43,1 = 86,3,$$

Результаты расчёта остальных объектов покажем в таблице 18.

Таблица 18 – Данные для построения картограммы

Объект	Обозначение на листе	$P_p$ , кВт	$R$ , мм	$D$ , мм
Кирпичный жилой дом 1 очередь	1,2	584,3	43,1	86,3
Кирпичный жилой дом 1 очередь	3,4	236,7	27,5	54,9
Кирпичный жилой дом 1 очередь	5	503,8	40,1	80,1
Кирпичный жилой дом 2 очередь	6,7,8	356,0	33,7	67,3
Кирпичный жилой дом 2 очередь	9	239,8	27,6	55,3
Кирпичный жилой дом 2 очередь	10	445,0	37,6	75,3
Кирпичный жилой дом 2 очередь	11	288,7	30,3	60,6
Кирпичный жилой дом 2 очередь	12	274,3	29,6	59,1
Кирпичный жилой дом 3 очередь	13	458,8	38,2	76,4
Кирпичный жилой дом 3 очередь	14,15	428,8	37,0	73,9
Кирпичный жилой дом 3 очередь	16	438,5	37,4	74,7
Кирпичный жилой дом 3 очередь	17	279,1	29,8	59,6
Кирпичный жилой дом 3 очередь	18	296,8	30,7	61,5

Кирпичный жилой дом 3 очередь	19	274,3	29,6	59,1
-------------------------------	----	-------	------	------

Картограмма показана на рисунке 3. Расположение ТП отвечает всем необходимым условиям. Расположение РТП выбирается таким образом, чтобы углубиться в район электроснабжения на 10-15%, для снижения потерь по питающим сетям 10 кВ, [8].

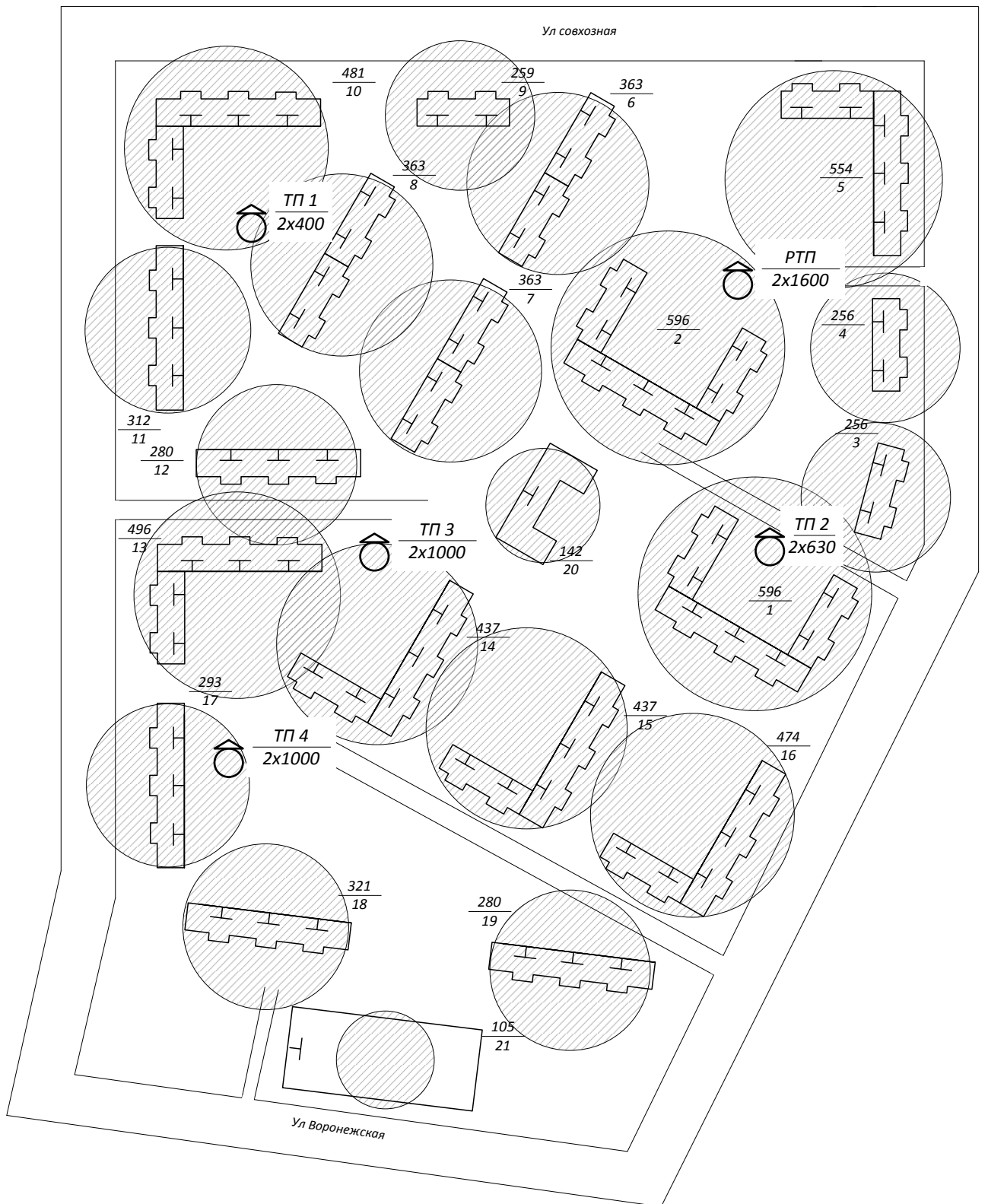


Рисунок 3 – Картограмма нагрузок

## 5 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ РАЙОНА ГОРОДА И ИХ АНАЛИЗ

### 5.1 Выбор номинального напряжения распределительной сети

Для распределительной сети низкого напряжения принимается напряжение 0,4 кВ как наиболее распространённое.

Для распределительной сети высокого напряжения принимается напряжение 10 кВ, так как данное напряжение имеет более низкий уровень потерь, чем существующее напряжение 6 кВ.

### 5.2 Расчет потокораспределения в сети 10 кВ

#### 5.2.1 Приведенная нагрузка ТП

Для более точного определения нагрузок линий 10 кВ по [3], необходимо пересчитать нагрузку на шины 10 кВ ТП.

Расчёт потерь мощности в трансформаторах проводим по формулам для ТП-1:

$$\Delta P_T = \frac{P_{pCT\ TP-1}^2 + Q_{pCT\ TP-1}^2}{U_H^2} \cdot \frac{R_T}{2} + \Delta P_{XX} \cdot 2, \quad (29)$$

$$\Delta P_T = \frac{1157,3^2 + 203,2^2}{10^2} \cdot \frac{0,0008}{2} + 1,56 \cdot 2 = 8,37 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = \frac{P_{pCT\ TP-1}^2 + Q_{pCT\ TP-1}^2}{U_H^2} \cdot \frac{X_T}{2} + \left(\frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{\phi CT\ TP-1}\right) \cdot 2, \quad (30)$$

$$\Delta Q_T = \frac{1157,3^2 + 203,2^2}{10^2} \cdot \frac{0,0054}{2} + \left(\frac{2}{100} \cdot 1000\right) \cdot 2 = 77,6 \text{ квар},$$

где  $\Delta P_{XX}$  - активные потери холостого хода трансформатора, [9];

$I_{xx}$  - ток холостого хода трансформатора, %, [9];

$S_{\phi CT\ TP-1}$  - фактическая мощность трансформатора, кВА;

$P_{pCT\ TP-1}, Q_{pCT\ TP-1}$  - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП-1, по таблице 24, кВт, квар;



$U_{H BH}$  - номинальное напряжение стороны ВН трансформатора, принимается 10 кВ;

$R_T, X_T$  - активное и реактивное сопротивление трансформатора, [11]:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{H BH}^2}{S_{\phi CT TП-1}}, \quad (31)$$

$$R_T = \frac{7.6 \cdot 10^2}{1000} = 0,0008 \text{ Ом},$$

$$X_T = \sqrt{\left(\frac{U_K \cdot U_{H BH}^2}{100 \cdot S_{\phi CT TП-1}}\right)^2 - R_T^2}, \quad (32)$$

$$X_T = \sqrt{\left(\frac{5.5 \cdot 10^2}{100 \cdot 1000}\right)^2 - 0.0008^2} = 0.0054 \text{ Ом},$$

где  $\Delta P_K$  - потери короткого замыкания трансформатора, кВт, [8];

$U_K$  - напряжение короткого замыкания трансформатора, %, [8];

Приведенная к стороне 10 кВ ТП нагрузка определяется по выражению:

$$S_{p10кВ TП-1} = \sqrt{(P_{p CT TП-1} + \Delta P_T)^2 + (Q_{p CT TП-1} + \Delta Q_{ТП})^2}, \quad (33)$$

$$S_{p10кВ TП-1} = \sqrt{(1157,3 + 8,37)^2 + (203,2 + 77,6)^2} = 1199 \text{ кВА}.$$

По остальным ТП результат приведения нагрузки показан в таблице 19.

Таблица 19 – Справочные данные трансформаторов ТП

№ ТП	$S_{тр ном}$ , кВА	$\Delta P_X$ , кВт	$\Delta P_K$ , кВт	$U_K$ , %	$I_X$ , %
РТП	1600	3,30	18,00	5,50	1,30
ТП-1	1000	1,56	7,60	5,50	2,00
ТП-2	1000	2,45	12,20	5,50	1,40
ТП-3	1000	2,45	12,20	5,50	1,40
ТП-4	630	2,45	12,20	5,50	1,40

Таблица 20 – Приведение нагрузки к стороне ВН ТП

№ ТП	$P_{p\ 0,4\ кВ},$ кВт	$Q_{p\ 0,4\ кВ},$ кВар	$N_{тр}$	$R_{т}, Ом$	$X_{т}, Ом$	$\Delta P_{т},$ кВт	$\Delta Q_{т},$ кВт	$P_{p\ 10\ кВ},$ кВт	$Q_{p\ 10\ кВ},$ кВар	$S_{p\ 10\ кВ},$ кВА
РТП	1920,7	355,4	2	0,0007	0,0034	20,01	105,8	1940,7	461,2	1994,8
ТП-1	1157,3	203,2	2	0,0008	0,0054	8,37	77,6	1165,6	280,8	1199,0
ТП-2	1370,2	255,4	2	0,0012	0,0054	16,75	80,1	1387,0	335,5	1427,0
ТП-3	1167,6	212,7	2	0,0012	0,0054	13,49	65,8	1181,1	278,5	1213,5
ТП-4	890,1	164,7	2	0,0031	0,0082	17,49	51,1	907,6	215,8	932,9

### 5.2.2 Определение нагрузки линий 10 кВ

Для соблюдения категории по надёжности электроснабжения потребителей на стороне НН ТП необходимо чтобы требования по категорийности соблюдались на стороне ВН ТП. Это достигается следующими способами:

- запитка вводов ТП по стороне ВН от разных центров питания (с двух сторон по петлевой схеме);

- запитка вводов ТП по стороне ВН от одного центра питания, но от разных секций шин (двухлучевая схема сети 10 кВ питающаяся от ПС 110-35 кВ с секционированием по стороне НН);

- запитка потребителей ТП по стороне НН (резервирование по стороне НН).

Для вновь проектируемых сетей 10 кВ рекомендуется применять двухлучевые и петлевые схемы [3].

Для выбранного района проектирования рассматривается сооружение питающей сети 10 кВ, так как непосредственно рядом с районом проектирования планируется возведение нескольких районов застройки.

Составляются 2 варианта подключения ТП к сети 10 кВ – с использованием петлевой схемы и двух магистралей питания, показаны на рисунках 4 и 5.

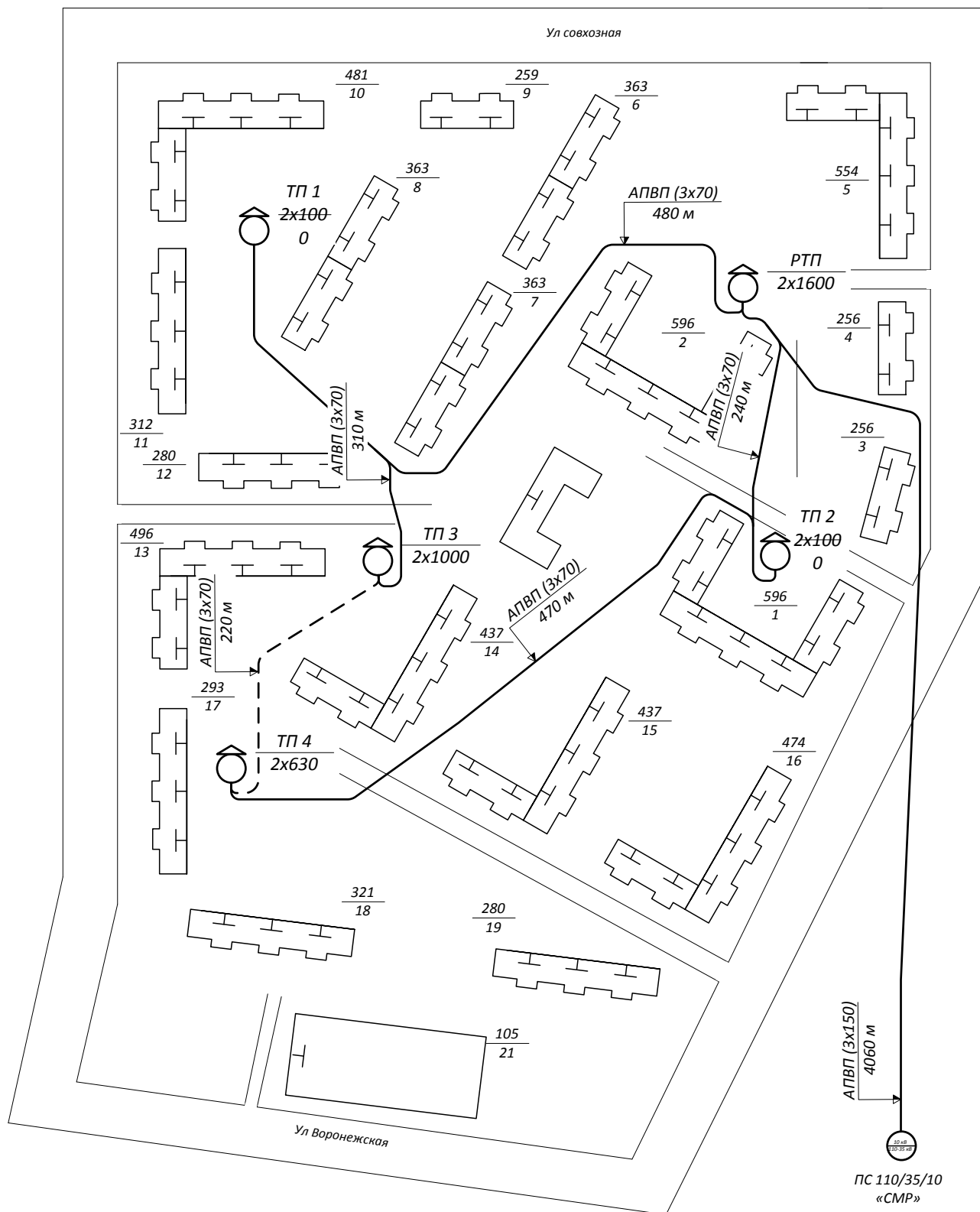


Рисунок 4 – Вариант №1

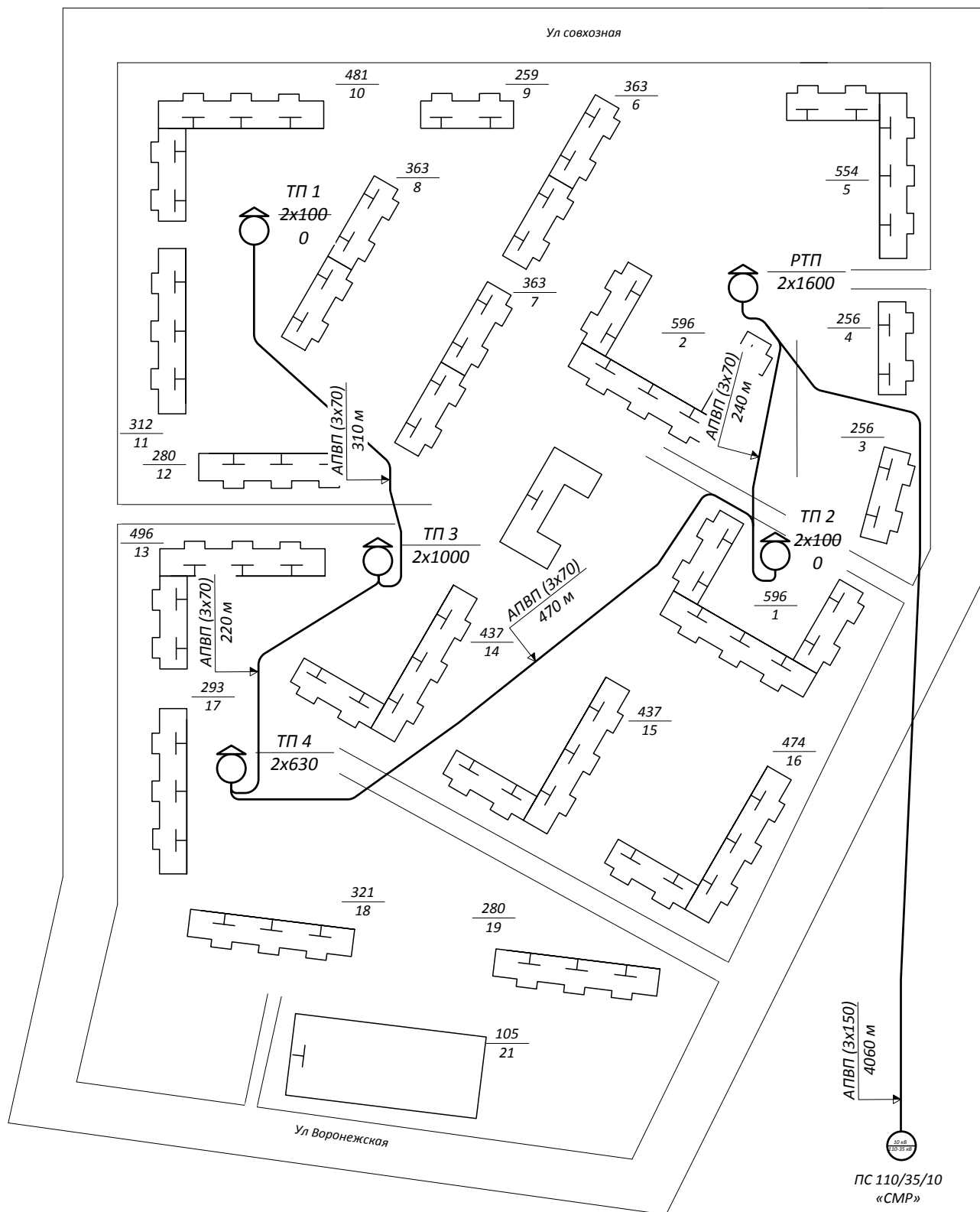


Рисунок 5 – Вариант №2

Расчетные нагрузки на шинах 10 кВ ЦП определяются с учетом несовпадения максимумов нагрузок потребителей городских распределительных сетей и сетей промышленных предприятий (питающихся от ЦП по

самостоятельным линиям) путем умножения суммы их расчетных нагрузок на коэффициент совмещения максимумов  $k_{сов макс}$ .

Для варианта 1 схемы участка сети 10 кВ включающей ПС - ТП 1 - ТП 3 расчётная нагрузка участка схемы находится как:

$$P_{расч лин10кВ} = k_{сов макс} \cdot P_{сумм нагр ТП}, \quad (34)$$

$$Q_{расч лин10кВ} = k_{сов макс} \cdot Q_{сумм нагр ТП}, \quad (35)$$

$$S_{расч лин10кВ} = \sqrt{P_{расч лин10кВ}^2 + Q_{расч лин10кВ}^2}$$

$$P_{расч лин10кВ} = 0,9 \cdot 2347 = 2112 \text{ кВт},$$

$$Q_{расч лин10кВ} = 0,9 \cdot 559 = 503 \text{ квар},$$

$$S_{расч лин10кВ} = \sqrt{2112^2 + 503^2} = 2171 \text{ кВА}$$

где  $k_{сов макс} = 0,9$  - коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов, [3];

$S_{сумм нагр ТП}, Q_{сумм нагр ТП}, P_{сумм нагр ТП}$  - суммарная нагрузка ПС - ТП 1 - ТП 3, используя данные таблицы 27 находится как сумма:

$$P_{сумм нагр ТП} = 1165,6 + 1181,1 = 2347 \text{ кВт}.$$

$$Q_{сумм нагр ТП} = 280,8 + 278,5 = 559 \text{ квар}$$

Токовая нагрузка по линии:

$$I_{расч лин10кВ} = \frac{S_{расч лин10кВ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (36)$$

$$I_{расч лин10кВ} = \frac{2171}{\sqrt{3} \cdot 10} = 126 \text{ А}.$$

Результаты расчёта показаны в таблице 21.

Таблица 21 - Расчёт нагрузки кабелей 10 кВ

Наименование фидера 10 кВ	$P_{\text{СУМ КЛ}}$ , кВт	$Q_{\text{СУММ КЛ}}$ , кВар	$S_{\text{СУММ КЛ}}$ , кВА	$K_{\text{СОВМ}}$	$P_{\text{Р КЛ}}$ , кВт	$Q_{\text{Р КЛ}}$ , кВар	$S_{\text{Р КЛ}}$ , кВА	$I_{\text{Р КЛ}}$ , А
РП - ТП 1 - ТП 3 (вариант 1)	2347	559	2412	0,90	2112	503	2171	126
РП - ТП 2 - ТП 4 (вариант 1)	2295	551	2360	0,90	2065	496	2124	123
РП - ТП 2 - ТП 4 - ТП 3 - ТП 1 (вариант 1 аварийный)	4641	1111	4772	0,85	3945	944	4056	234
РП - ТП 2 - ТП 4 - ТП 3 - ТП 1 (вариант 2)	4641	1111	4772	0,85	3945	944	4056	234
ПС-РП	6582	1572	6767	0,8	5266	1257	5414	313

### 5.3 Выбор кабельных линий напряжением 10 кВ

Для увеличения надёжности пропускной способности сети 10 кВ применяем кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена АПвП (А - алюминиевая жила; Пв - изоляция из сшитого полиэтилена; П- оболочка из сшитого полиэтилена).

Согласно [7], сечение кабелей 10 кВ выбирается по нагреву длительно допустимым током. Допустимый ток кабелей 10 кВ приведён в [11].

Согласно таблице 20, сечение кабеля для линии ПС - ТП 1 - ТП 3 варианта №1 сети 70 мм<sup>2</sup> с учётом аварийного режима работы сети, когда вся нагрузка петли подключена на один головной участок. Результаты расчётов покажем в таблице 22.

Таблица 22- Выбор сечения кабелей 10 кВ

Наименование фидера 10 кВ	$P_{\text{Р КЛ}}$ , кВт	$Q_{\text{Р КЛ}}$ , кВар	$S_{\text{Р КЛ}}$ , кВА	$I_{\text{Р КЛ}}$ , А	$I_{\text{ДОП КЛ}}$ , А	L, км	$F_{\text{КЛ ФАКТ}}$ , мм <sup>3</sup>
РП - ТП 1 - ТП 3 (вариант 1)	2112	503	2171	126	240	0,79	70
РП - ТП 2 - ТП 4 (вариант 1)	2065	496	2124	123	240	0,71	70
РП - ТП 2 - ТП 4 - ТП 3 - ТП 1 (вариант 1 аварийный)	3945	944	4056	234	240	1,24	70
РП - ТП 2 - ТП 4 - ТП 3 - ТП 1 (вариант 2)	3945	944	4056	234	240	1,24	70
ПС-РП	5266	1257	5414	313	329	4,06	150

Проверка кабелей проводится из условий соблюдения [8], а именно не превышение потери напряжения в пределах 10% по ГОСТ 32144-2013 по формуле для линии ПС - ТП 1 - ТП 3 варианта №1:

$$\Delta U_{\text{факт}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{расч}} \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos(\varphi) + x_0 \cdot \sin(\varphi))}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, \quad (37)$$

$$\Delta U_{\text{факт}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 126 \cdot 0,79 \cdot (0,443 \cdot 0,92 + 0,1 \cdot 0,44)}{10} \cdot 100\% = 0,8\%,$$

где  $\cos(\varphi)$  и  $\sin(\varphi)$  – коэффициента мощности, определённые как средние из всех потребителей по линии;

$U_{\text{ном}}$  - номинальное напряжение КЛ, 10 кВ;

$L$  – длина кабельной линии 10 кВ, км;

$I_{\text{расч}}$  – расчетный ток по кабельной линии 10 кВ, А;

$r_0, x_0$  - удельные сопротивления ранее выбранных кабелей, Ом/км.

Условие выполняется.

Результат показан в таблице 23.

Таблица 23 - Проверка кабелей 10 кВ по потере напряжения

Наименование линии 10 кВ	$I_{\text{р КЛ}}$ , А	$L$ , км	$\cos(\varphi)$	$R_{\text{КЛ}}$ , Ом/км	$\Delta U_{\text{КЛ}}$ , %	$\Delta U_{\text{КЛ}}$ доп, %
РП - ТП 1 - ТП 3 (вариант 1)	126	0,79	0,97	0,443	0,8	10
РП - ТП 2 - ТП 4 (вариант 1)	123	0,71	0,97	0,443	0,7	10
РП - ТП 2 - ТП 4 - ТП 3 - ТП 1 (вариант 1 аварийный)	234	1,24	0,97	0,443	2,2	10
РП - ТП 2 - ТП 4 - ТП 3 - ТП 1 (вариант 2)	234	1,24	0,97	0,443	2,2	10
ПС-РП	313	4,06	0,97	0,206	2,3	10

Учитывая, что в аварийном режиме для двухлучевой схемы потеря напряжения увеличивается в 2 раза, все кабели проверку проходят.

## 5.4 Определение суммарной нагрузки района

Расчётная нагрузка, подключаемая к центру питания по [3] определяется с учётом коэффициента совмещения  $k_{сов макс} = 0,8$  при количестве трансформаторов 10 шт. в сети:

$$P_{расч ЦП} = k_{сов макс} \cdot P_{сумм нагр ТП}, \quad (38)$$

$$P_{расч ЦП} = 0,8 \cdot 6582 = 5266 \text{ кВт},$$

$$S_{расч ЦП} = \frac{P_{расч ЦП}}{\cos \varphi}, \quad (39)$$

$$S_{расч ЦП} = \frac{5266}{0.97} = 5414 \text{ кВА},$$

$$Q_{расч ЦП} = \sqrt{S_{расч ЦП}^2 - P_{расч ЦП}^2}, \quad (40)$$

$$Q_{расч ЦП} = \sqrt{5414^2 - 5266^2} = 1260 \text{ кВар},$$

где  $P_{сумм нагр ТП}$  - суммарная активная нагрузка всех ТП района проектирования, кВт;

$\cos \varphi$  - средний коэффициент мощности по всем ТП, равен 0,9.

Токовая нагрузка ЦП:

$$I_{расч ЦП} = \frac{5414}{\sqrt{3} \cdot 10} = 313 \text{ А}. \quad (41)$$

### 5.4.1 Компенсация реактивной мощности

Для увеличения пропускной способности питающих линий и уменьшения потерь электроэнергии рассчитаем необходимую мощность батарей конденсаторов:

$$Q_{треб БК} = Q_{расч ЦП} - P_{расч ЦП} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{пред}, \quad (42)$$



$$Q_{\text{треб БК}} = 1260 - 5266 \cdot 0,4 = -846 \text{ квар},$$

где  $\text{tg}\varphi_{\text{пред}}$  - предельное значение коэффициента реактивной мощности при подключении потребителя к шинам 10 кВ ПС, равно 0,4 по [12] для напряжения 6-20 кВ.

Компенсация реактивной мощности для данного района не проводится.

#### 5.4.2 Компенсация емкостных токов

Оценочно величина ёмкостного тока определяется по формуле:

$$I_c = \frac{1,35 \cdot U_{\text{ном}} \cdot L_{\text{лин}}}{10}, \quad (43)$$

$$I_c = \frac{1,35 \cdot 10 \cdot 1,72}{10} = 2,3 \text{ A},$$

где  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение сети, 10 кВ;

По [13]  $I_{c \text{ доп}} = 20 \text{ A}$  для сети 10 кВ. Установка дугогасящего реактора не требуется.

## 7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора и проверки уставок релейной защиты и автоматики.

### 7.1 Расчет токов короткого замыкания на шинах подстанции «СМР»

Расчет токов КЗ проводится в относительных единицах с приближенным приведением. Для определения мощности КЗ системы используется информация об уровне токов КЗ на стороне 110 кВ ПС «РЦ»  $I_K^{(3)} = 8,6 \text{ кА}$  и ХТЭЦ-3  $I_K^{(3)} = 9,9 \text{ кА}$ , (рисунок 6).

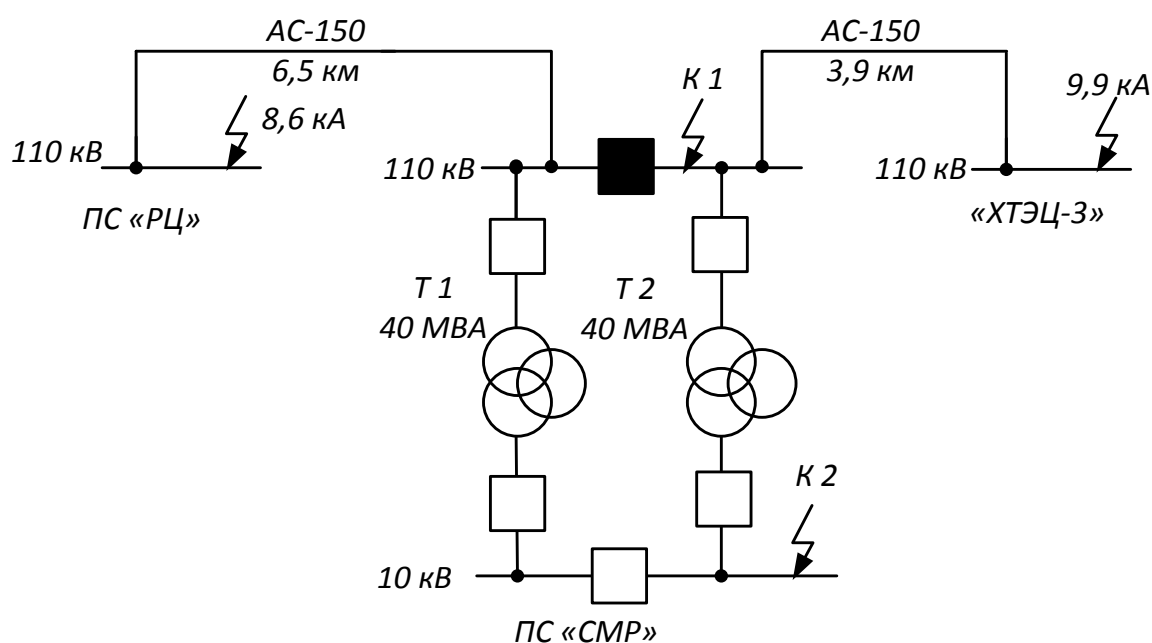


Рисунок 6 – Схема для расчёта токов КЗ на ПС «СМР»

Выбирается базисная мощность и базисное напряжение. За базисное напряжение удобнее брать напряжение той ступени, где произошло КЗ, [4].

Исходя из этого принимается:

$$S_B = 10 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned}
U_{B1} &= 110 \text{ кВ}; \\
U_{B2} &= 10 \text{ кВ}; \\
I_{B1} &= \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B1}}; \\
I_{B1} &= \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,05 \text{ кА}; \\
I_{B2} &= \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B2}}; \\
I_{B2} &= \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,58 \text{ кА}.
\end{aligned}
\tag{44}$$

Рассчитаем сопротивление трансформаторов в относительных единицах по формулам, о.е.:

$$X_{тв} = \frac{(u_{квс} + u_{квн} - u_{кcn})}{200} \cdot \frac{S_{б}}{S_{тном}}, \tag{45}$$

$$X_{тв} = \frac{(10,5 + 17 - 6)}{200} \cdot \frac{10}{40} = 0,004,$$

$$X_{ти} = \frac{(u_{квн} + u_{кcn} - u_{квс})}{200} \cdot \frac{S_{б}}{S_{тном}}; \tag{46}$$

$$X_{ти} = \frac{(17 + 6 - 10,5)}{200} \cdot \frac{10}{40} = 0,015;$$

где  $u_{квс}, u_{квн}, u_{кcn}$  - исходные данные по трансформатору для расчета, 10,5%, 17% и 6% соответственно;

$S_{тном}$  - номинальная мощность трансформаторов, 40 МВА.

Подпитка места КЗ учитывается по каждой из ветвей – со стороны ПС «РЦ» и со стороны ХТЭЦ-3 согласно РД по расчёту токов КЗ. Схема замещения показана на рисунке 7.

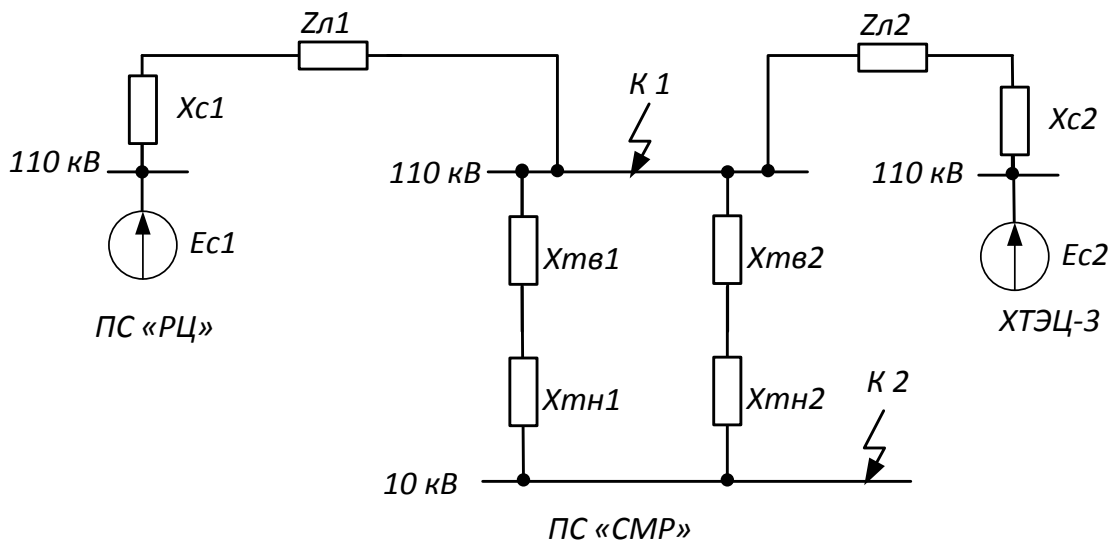


Рисунок 7 – Схема замещения для расчёта токов КЗ на ПС «СМР»

Сопротивление системы находится по формуле, о.е.:

$$X_C = \frac{I_B}{I_K};, \quad (47)$$

$$X_{C1} = \frac{0,05}{8,6} = 0,006;$$

$$X_{C2} = \frac{0,05}{9,9} = 0,005;$$

где  $I_{K1}$  - ток КЗ на шинах 110 кВ ПС «РЦ»,  $I_K^{(3)} = 8,6$  кА,

$I_{K2}$  - ток КЗ на шинах 110 кВ ХТЭЦ-3,  $I_K^{(3)} = 9,9$  кА,

Сопротивление кабельной линии определяется по формуле, о.е.:

$$Z_{Л} = Z_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_B}{U_B^2}; \quad (48)$$

$$Z_{Л1} = 0,4 \cdot 3,9 \cdot \frac{10}{110^2} = 0,001;$$

$$Z_{Л2} = 0,4 \cdot 6,5 \cdot \frac{10}{110^2} = 0,002;$$

где  $L$  - длина линии, 3,9 и 6,5 км соответственно;

$Z_{уд}$  - удельное сопротивление линии, принимается  $Z_{уд} = 0.4$ , Ом/км по паспортным данным провода АС-150 на напряжении 110 кВ.

Периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ в начальный момент времени рассчитывается по формуле для точки К 1:

$$I_{П0 К1} = \frac{E_C \cdot I_{Б1}}{X_C + X_L}; \quad (49)$$

$$I_{П0 РЦ К1} = \frac{1 \cdot 0,05}{0,006 + 0,001} = 7,1 \text{ кА};$$

$$I_{П0 ХТЭЦ3 К1} = \frac{1 \cdot 0,05}{0,005 + 0,002} = 6,5 \text{ кА};$$

$$I_{П0 К2} = \frac{E_C \cdot I_{Б2}}{X_C + X_L + X_T};$$

$$I_{П0 РЦ К2} = \frac{1 \cdot 0,58}{0,006 + 0,001 + 0,04} = 11,58 \text{ кА};$$

$$I_{П0 ХТЭЦ3 К2} = \frac{1 \cdot 0,58}{0,005 + 0,002 + 0,015} = 11,57 \text{ кА};$$

$$i_{a0 К2} = \sqrt{2} \cdot I_{П0 К2};$$

$$i_{a0 РЦ К2} = \sqrt{2} \cdot 11,58 = 16,3 \text{ кА};$$

$$i_{a0 ХТЭЦ3 К2} = \sqrt{2} \cdot 11,57 = 16,3 \text{ кА};$$

$$i_{уд К2} = i_{a0 К2} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}\right);$$

$$i_{уд РЦ К2} = 16,3 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,05}}\right) = 29,7 \text{ кА};$$

$$i_{уд ХТЭЦ3 К2} = 16,3 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,05}}\right) = 29,7 \text{ кА};$$

По [4] упрощённо принимается  $T_a = 0,05$  с для шин 10 кВ ПС.

Результаты расчёта суммарных уровней токов на стороне 10 кВ ПС «СМР» показываются в таблице 24.

Таблица 24 – Токи КЗ на ПС «СМР»

Точка КЗ	$I_{по}, \text{кА}$	$I_{а0}, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$
К-2 ток от ПС РС	11,58	16,3	29,7
К-2 ток от ХТЭЦ-3	11,57	16,3	29,7
К-2 суммарный ток	23,2	32,6	59,4

### 7.2 Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 10 кВ

Для оценки, расчет проводим для ближней и дальней ТП по каждому лучу из схем. Для определения максимальных токов КЗ используем суммарное значение периодической составляющей тока трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ ПС «СМР».

Исходная схема для принятого варианта сети показана на рисунке 8.

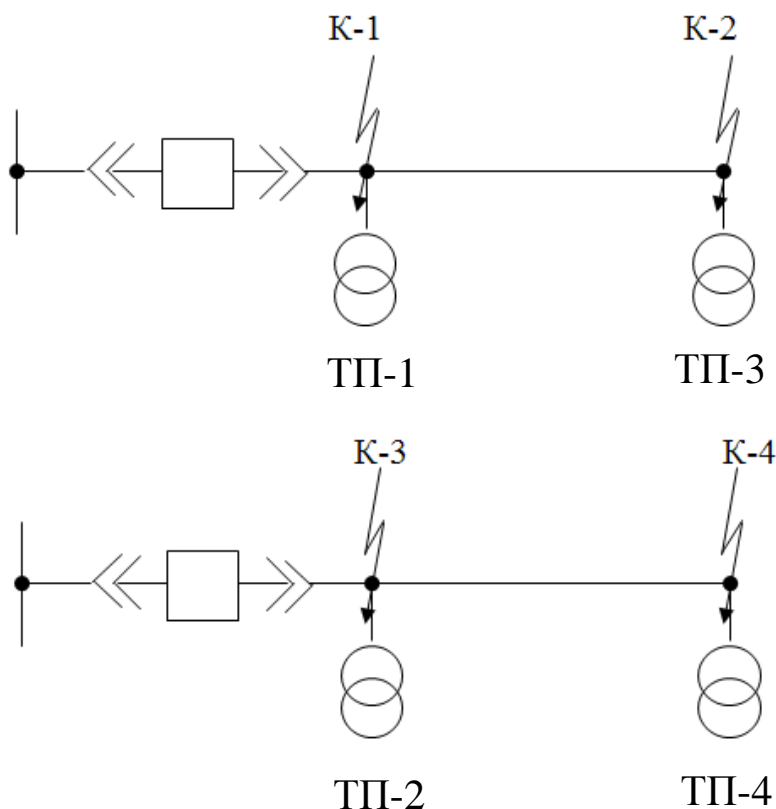


Рисунок 8 – Исходная схема сети 10 кВ

Схема замещения показана на рисунке 9.

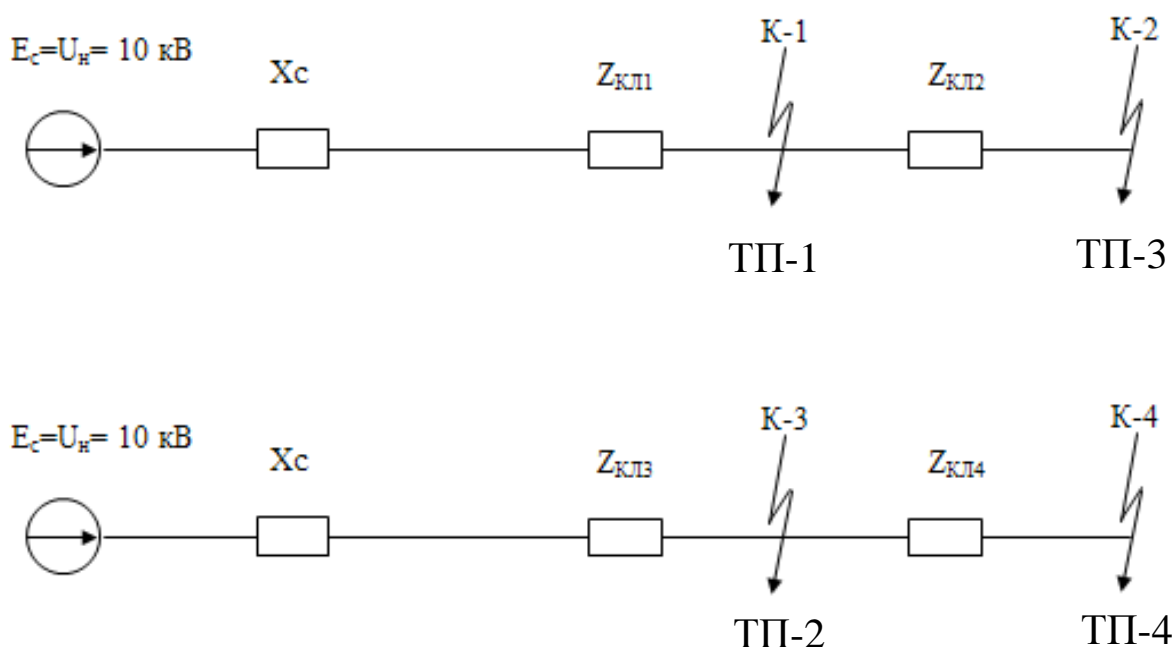


Рисунок 9–Схема замещения сети 10 кВ

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени для точки К-1, кА:

$$I_{\text{ПО}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}, \quad (50)$$

$$I_{\text{ПО}}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{2,01^2 + (0,262 + 0,45)^2}} = 2,84;$$

где  $U_{\text{ном}}$  - номинальное напряжение на ЦП, принимается 10,5 кВ;

$R_{\Sigma}$  - суммарное активное сопротивление до точки КЗ, по рисунку 9, Ом;

$$R_{\Sigma} = R_{\text{лин } 10\text{кВ}} = R_{\text{уд лин } 10\text{кВ}} \cdot L;$$

$$R_{\text{КЛ1}} = 0,443 \cdot 4,5 = 2,01 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{КЛ2}} = 0,443 \cdot 4,9 = 2,15 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{КЛ3}} = 0,443 \cdot 4,3 = 1,9 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{КЛ4}} = 0,443 \cdot 4,77 = 2,11 \text{ Ом};$$

$L$  – длина участка до точки КЗ, км;

$X_{\Sigma}$  – суммарное реактивное сопротивление до точки КЗ по рисунку 4:

$$X_{\Sigma} = X_c + X_{КЛ};$$

$$X_c = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{ПО}^{(3)}},$$

где  $I_{ПО}^{(3)}$  – суммарное значение периодической составляющей тока трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ ПС «СМР», определен ранее в п. 7.1;

$$X_{\Sigma} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 23,2} = 0,26 \text{ Ом},$$

$$X_{КЛ1} = 0,1 \cdot 4,5 = 0,45 \text{ Ом};$$

$$X_{КЛ2} = 0,1 \cdot 4,9 = 0,49 \text{ Ом};$$

$$X_{КЛ3} = 0,1 \cdot 4,3 = 0,43 \text{ Ом};$$

$$X_{КЛ4} = 0,1 \cdot 4,77 = 0,477 \text{ Ом};$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке К-1, кА:

$$I_{ПО}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{ПО}^{(3)}. \quad (51)$$

$$I_{ПО}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,84 = 2,47.$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей в точке К-1, сек:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}. \quad (52)$$

$$T_a = \frac{0,45 + 0,26}{2,01 \cdot 314} = 0,001.$$



Коэффициент затухания апериодической составляющей в точке К-1:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \quad (53)$$

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,001}} = 1,0.$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К-1, кА:

$$i_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \quad (54)$$

$$i_{y\partial} = 1,0 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,84 = 4.$$

Результаты расчёта приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Результаты расчетов токов КЗ в сети 10 кВ

точка	L, км	R <sub>Σ</sub> , Ом	X <sub>Σ</sub> , Ом	Z <sub>Σ</sub> , Ом	I <sup>(3)</sup> <sub>ПО</sub> , кА	I <sup>(2)</sup> <sub>ПО</sub> , кА	T, с	K <sub>y∂</sub>	i <sub>y∂</sub> , кА
ПС - ТП 1 - ТП 3									
ТП 1	4,5	2,01	0,716	2,13	2,84	2,47	0,001	1,00	4,0
ТП 3	4,9	2,15	0,485	2,27	2,67	2,32	0,001	1,00	3,8
ПС - ТП 2 - ТП 4									
ТП 2	4,3	1,90	0,430	2,03	2,99	2,61	0,001	1,00	4,2
ТП 4	4,77	2,11	0,477	2,24	2,71	2,36	0,001	1,00	3,8

## 8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ 10 кВ

### 8.1 Выбор и проверка предохранителей 10 кВ ТП

Для защиты трансформаторов 10 кВ от токов КЗ со стороны ВН применяются кварцевые предохранители ПК, рисунок 10.

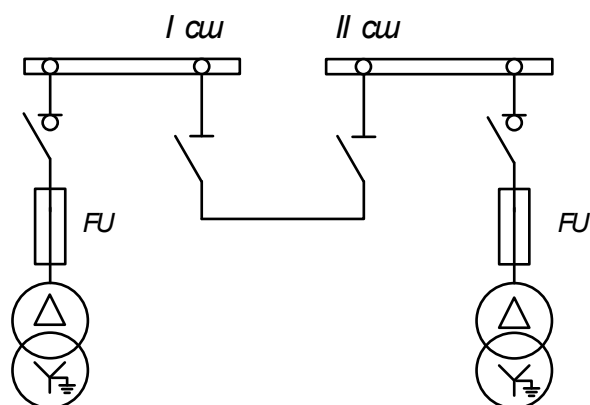


Рисунок 10 – Выбор предохранителей 10 кВ

Выбор проводится по формуле для ТП-1:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{тр\ ном} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (55)$$

$$I_{РАСЧ} = \frac{1000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 81 \text{ A},$$

где  $S_{тр\ ном}$  - ранее выбранная мощность трансформатора, кВА;

$U_{ном}$  - номинальное напряжение ВН, 10 кВ.

Выбирается предохранитель марки ПК4-160-160-10У3 на ток 160 А, [8].

Результаты выбора для остальных ТП сведём в таблицу 26.

Таблица 26 – Выбор предохранителей 10 кВ

№ ТП	$S_{тр\ ном}$ , кВА	$I_{РАСЧ}$ , А	$I_{номПР}$ , А	$I_{вст}$ , А	Тип предохранителя
РТП	1600	129	160	160	ПК4– 10У3
ТП-1	1000	81	160	160	ПК4– 10У3
ТП-2	1000	81	160	160	ПК4– 10У3

ТП-3	1000	81	160	160	ПК4– 10У3
ТП-4	630	51	160	80	ПК4– 10У3

## 8.2 Выбор и проверка выключателей нагрузки 10 кВ ТП

Защита трансформаторов от токов КЗ осуществляется выключателями нагрузки ВМП-16 в состав которых входят ранее выбранные предохранители ПК. Для выключателя нагрузки ВМП-16 предусмотрено применение привода типа ПРА-17 (привод ручной автоматический).

Выбор проводится по расчётному току выключателя нагрузки, проверка проводится по термической стойкости для ТП-1:

$$B_{к\ расч} = I_{ПО}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + T_a + \Delta t), \quad (56)$$

$$B_{к\ расч} = 2,84^2 \cdot (1 + 0,01 + 1) = 16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{к\ ном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 12,5^2 \cdot 4 = 625, \quad (57)$$

где  $t_{отк}$  - собственное время отключения выключателя 1с;

$T_a$  - постоянная затухания апериодической составляющей, с;

$\Delta t$  - ступень селективности по магистрали, увеличивается от головного участка магистрали на 0,5 с.

Проверка по электродинамической стойкости:

$$I_{уд} \leq I_{дин},$$

6,38 ≤ 40 - выключатель проверку проходит.

Выключатель проходит по всем условиям проверки. По остальным ТП результаты проверки сводим в таблицу 27.

Таблица 27–Выключатели нагрузки

№ ТП	$I_{РАСЧ}$ , А	$I_H$ , А	$B_{к\ расч}$ , кА <sup>2</sup> с	$B_{к\ ном}$ , кА <sup>2</sup> с	$I_{уд}$ , кА	$I_{дин}$ , кА
РТП	129	400	48	625	8,031	40
ТП-1	81	400	16	625	4,021	40
ТП-2	81	400	18	625	4,236	40

ТП-3	81	400	18	625	3,774	40
ТП-4	51	400	18	625	3,835	40

Для всех ТП выключатели выбраны правильно.

### 8.3 Выбор и проверка КРУ ПС «СМР» и РТП

В ЗРУ-10 кВ ПС «СМР» ставятся линейные ячейки КРУ К-63 (рисунок 11).



Рисунок 11 - Общий вид ячейки КРУ К-63

Комплектное распределительное устройство К-63 предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50Гц напряжением 6 и 10 кВ. Климатическое исполнение УЗ по ГОСТ 15150 для шкафов предназначенных для работы внутри помещения; УХЛ1 - для отдельностоящего шкафа ТСН, [14].

Особенности:

- Надежный механизм вкатывания и выкатывания выкатного элемента, легкость катания
- Уменьшенные габариты выкатного элемента
- Простой механизм открывания и закрывания шторок
- Улучшенная конструкция съемного релейного отсека, с прилагаемым к нему трехметровым удлинителем

- Механизм токосяема ЗАО «Шнейдер Электрик», разъемное соединение происходит в проходном изоляторе

- Использование современных выключателей: вакуумных «Эволис» Франция, «ВВ/TEL», ВБЧЭ, ВБП, ВБСК, ВБЭ Россия или элегазовых «LF» Франция

Условия эксплуатации ячейки К-63:

- температура окружающего воздуха:
  1. для ячеек внутренней установки - не выше +40°C и не ниже -25°C;
  2. для отдельно стоящего шкафа, предназначенного для работы на открытом воздухе.

- высота над уровнем моря не более 1000 м;
- тип атмосферы II по ГОСТ 15150;
- окружающая среда - не взрывоопасная, не содержащая агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металл и изоляцию.

- Безотказная работа - не менее 25 лет, при условии проведения техобслуживания и замены аппаратуры, устанавливаемой в шкафах КРУ.

Технические данные приведены в таблице 28.

Таблица 28 - Технические данные КРУ К-63

Наименование параметра	Величина
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток главных цепей при частоте 50Гц, А	630; 1000; 1600
Номинальный ток сборных шин, А	1000; 1600; 2000; 3150
Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей, кА	51; 81

В РУВН РТП используются ячейки КСО-207, [14]. Ячейки КСО предназначены для комплектования распределительных устройств напряжением до 10 кВ трехфазного переменного тока частотой 50 Гц в сетях с изолированной, заземленной через дугогасительный реактор или резистор нейтралью. Ячейки КСО-207 применяются в составе РУ напряжением 6-10 кВ при новом строи-

тельстве, расширении, реконструкции и техническом перевооружении следующих объектов: распределительных и трансформаторных подстанций городских электрических сетей; распределительных и трансформаторных подстанций объектов гражданского назначения и инфраструктуры; распределительных подстанций промышленных объектов; тяговых подстанций городского электрического транспорта и метрополитена; понижающих подстанций 35-110/6-10 кВ и 6-10/0,4 кВ распределительных сетей.

Уменьшенные габаритные размеры позволяют применять ее в блочных трансформаторных подстанциях без увеличения транспортных габаритов, рисунок 12.



Рисунок 12 - Общий вид ячейки КСО 207

Технические данные приведены в таблице 29.

Таблица 29 - Технические данные КСО-207

Наименование параметра	Величина
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток главных цепей при частоте 50Гц, А	400, 630; 1000
Номинальный ток сборных шин, А	630; 1000

Выбор ячейки КРУ производят по напряжению установки и длительно-  
му току. Проверку по термической устойчивости проводим по формуле:

$$B_{к\ расч\ лин} = I_{ПО}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + T_a + \Delta t_{сел}) , \quad (58)$$

$$B_{к\ расч\ лин} = 23,2^2 \cdot (0,03 + 0,05 + 1,5) = 847 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{к\ ном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} ;$$

$$B_{к\ ном} = 32^2 \cdot 3 = 3072 \text{ кА}^2\text{с};$$

где  $I_{ПО}^{(3)}$  - значение суммарной периодической составляющей тока трёхфаз-  
ного КЗ на шинах 10 кВ ПС «СМР», рассчитано в п. 7.1, 23,2 кА;

$t_{отк}$  - собственное время отключения выключателя, по каталожным дан-  
ным принимаем 0.03с;

$T_a$  - время затухания аperiodической составляющей, упрощённо при-  
нимается 0,05 с;

$\Delta t_{сел}$  - степень селективности, с учётом задержки выключателя СН и ВН  
принимается 1,5 с,

$t_{терм}$  - время допустимого термического воздействия на шины КРУ, по  
каталожным данным 3 с;

$I_{терм}$  - ток допустимого термического воздействия на шины КРУ, по ка-  
таложным данным 32 кА.

Допустимое значение аperiodической составляющей:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном\ откл} , \quad (59)$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 32 = 13 \text{ кА},$$

где  $\beta_n$  – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, по каталожным данным 0,4;

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

Полный ток КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} + i_{\text{атПС}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном откл}}^{(3)} \cdot (1 + \beta_n); \quad (60)$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} + I_{\text{ПО}}^{(3)} \cdot (1 - \beta_n) \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном откл}}^{(3)} \cdot (1 + \beta_n)$$

$$\sqrt{2} \cdot 23,2 + 23,2 \cdot (1 - 0,4) \leq \sqrt{2} \cdot 32 \cdot (1 + 0,4);$$

$$46,5 \leq 62,7 \text{ кА.}$$

Результат расчёта в таблице 30. Все ячейки КРУ проверку проходят.

Таблица 30 – Выбор и проверка КРУ 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия
<b>линейные ячейки ПС</b>		
$U_{\text{уст}} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 80 \text{ кА}$ $В_{\text{к.ном}} = 3072 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{\text{а.ном}} = 11,31 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 313 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 59,4 \text{ кА}$ $В_{\text{к.}} = 847 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{\text{ат}} = 5 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $В_{\text{к.ном}} \geq В_{\text{к.}}$ $i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$
<b>вводные и секционные РТП</b>		
$U_{\text{уст}} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 51 \text{ кА}$ $В_{\text{к.ном}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{\text{а.ном}} = 11,31 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 313 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 8 \text{ кА}$ $В_{\text{к.}} = 17,8 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{\text{ат}} = 5 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $В_{\text{к.ном}} \geq В_{\text{к.}}$ $i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$
<b>линейные РТП</b>		
$U_{\text{уст}} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 51 \text{ кА}$ $В_{\text{к.ном}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{\text{а.ном}} = 11,31 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 234 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 8 \text{ кА}$ $В_{\text{к.}} = 8,5 \text{ кА}^2\text{с}$ $В_{\text{к.}} = 7,5 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{\text{ат}} = 5 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $В_{\text{к.ном}} \geq В_{\text{к.}}$ $i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$

#### 8.4 Выбор и проверка выключателей 10 кВ

В РТП Применяем линейные вакуумные выключатели ВВ/Тел-10–20/630 УХЛ2 с приводом БУ/TEL-220-10У2, [14]. Условия выбора и проверки показана-



ны в таблице 44. Проверку по термической устойчивости проводим по формуле:

$$B_{к\ расч} = I_{ПО}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + T_a + \Delta t_{сел}),$$

$$B_{к\ расч} = 5,67^2 \cdot (0,03 + 0,05 + 1,5) = 50 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{к\ расч\ лин1} = 2,84^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 1) = 8,5 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{к\ расч\ лин2} = 2,99^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 1) = 9,5 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{к\ ном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм};$$

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

где  $I_{ПО}^{(3)}$  - периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ в точках К-1, К-3 и на шинах 10 кВ ПС «СМР», кА;

$t_{отк}$  - собственное время отключения выключателя, по каталожным данным принимаем 0.045с;

$T_a$  - время затухания аperiodической составляющей, по расчёту принимается 0,01 с;

$\Delta t_{сел}$  - степень селективности, для отходящих присоединений – 1 с.

$t_{терм}$  - время допустимого термического воздействия на контакты выключателя, по каталожным данным 3 с;

$I_{терм}$  - ток допустимого термического воздействия на контакты выключателя, по каталожным данным 20 кА.

Допустимое значение аperiodической составляющей:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,31 \text{ кА},$$

где  $\beta_n$  – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, по каталожным данным 0,4;

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

Полный ток КЗ для линии ПС- ТП 1 – ТП 3:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} + i_{\text{атПС}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном отк}}^{(3)} \cdot (1 + \beta_{\text{н}}) ;$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} + I_{\text{ПО}}^{(3)} \cdot (1 - \beta_{\text{н}}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном отк}}^{(3)} \cdot (1 + \beta_{\text{н}})$$

$$\sqrt{2} \cdot 2,84 + 2,84 \cdot (1 - 0,4) \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + 0,4) ;$$

$$5,7 \leq 39,2 \text{ кА.}$$

Полный ток КЗ для линии ПС- ТП 2 – ТП 4:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} + i_{\text{атПС}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном отк}}^{(3)} \cdot (1 + \beta_{\text{н}}) ;$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} + I_{\text{ПО}}^{(3)} \cdot (1 - \beta_{\text{н}}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном отк}}^{(3)} \cdot (1 + \beta_{\text{н}})$$

$$\sqrt{2} \cdot 2,99 + 2,99 \cdot (1 - 0,4) \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + 0,4) ;$$

$$6 \leq 39,2 \text{ кА.}$$

Результат расчёта в таблице 31. Все выключатели проверку проходят.

Таблица 31 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия
1	2	3
Выключатель линии ПС- ТП 1– ТП 3		
$U_{\text{уст}} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 51 \text{ кА}$ $B_{\text{к.ном}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{вкл}} = 20 \text{ кА}$ $I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$ $i_{\text{а.ном}} = 11,31 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рмах}} = 234 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 4 \text{ кА}$ $B_{\text{к расч.}} = 8,5 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{по}} = 2,8 \text{ кА}$ $I_{\text{пт}} = 2,8 \text{ кА}$ $i_{\text{ат}} = 2,8 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рмах}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$ $I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$ $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{пт}}$ $i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$
Выключатель линии ПС- ТП 2 – ТП 4		

$U_{уст} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $i_{скв} = 51 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{вкл} = 20 \text{ кА}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$ $i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 234 \text{ А}$ $i_{уд} = 3,8 \text{ кА}$ $B_{к расч.} = 9,5 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{по} = 2,9 \text{ кА}$ $I_{пт} = 2,9 \text{ кА}$ $i_{ат} = 2,9 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к}$ $I_{вкл} \geq I_{по}$ $I_{откл} \geq I_{пт}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$
вводные и секционные РТП		

Продолжение таблицы 31

1	2	3
$U_{уст} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $i_{скв} = 51 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{вкл} = 20 \text{ кА}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$ $i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 313 \text{ А}$ $i_{уд} = 8 \text{ кА}$ $B_{к расч.} = 50 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{по} = 5,67 \text{ кА}$ $I_{пт} = 5,67 \text{ кА}$ $i_{ат} = 9,31 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к}$ $I_{вкл} \geq I_{по}$ $I_{откл} \geq I_{пт}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$
линейные на ПС		
$U_{уст} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $i_{скв} = 80 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 3072 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{вкл} = 32 \text{ кА}$ $I_{откл} = 32 \text{ кА}$ $i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 313 \text{ А}$ $i_{уд} = 59,4 \text{ кА}$ $B_{к расч.} = 847 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{по} = 23,2 \text{ кА}$ $I_{пт} = 23,2 \text{ кА}$ $i_{ат} = 9,31 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к}$ $I_{вкл} \geq I_{по}$ $I_{откл} \geq I_{пт}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$

### 8.5 Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ

Применяем трансформаторы тока ТОЛ-10-1, встраиваемые в КРУ. Условия выбора и проверки показаны в таблице 33. Величина теплового импульса равна значениям, посчитанным для выключателей 10 кВ.

Проверка по нагрузке вторичной обмотки проводится по формуле, [15]:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (61)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом;

$Z_{2ном}$  – номинальная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока для обеспечения класса точности, Ом.

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  $r_{\text{к}}$ :

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{конт}}. \quad (62)$$

В качестве соединительных проводов применяют многожильные контрольные кабели с бумажной, резиновой, полихлорвиниловой или специальной теплостойкой оболочке. Согласно ПУЭ, по условию прочности сечение не должно быть меньше  $4 \text{ мм}^2$  и для алюминиевых жил и  $2,5 \text{ мм}^2$  для медных жил.

Предусмотрена установка счётчиков электроэнергии Меркурий 230 ART для возможности создания АИИС КУЭ.

Данные по вторичной нагрузке сводим в таблицу 32.

Таблица 32 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335		0.5	
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230 ART	0.15		0.15
Ватметр	Д-335	0.5		0.5
Варметр	Д-335	0.5		0.5
Итого		1.15	0.5	1.15

Наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Мощность вторичной обмотки  $S_{2H}=12.5 \text{ ВА}$ .

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}, \quad (63)$$

$$Z_{2H} = \frac{12.5}{5^2} = 0.5 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (64)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1.15}{5^2} = 0.046 \text{ Ом.}$$

где  $S_{\text{ПРИБ}}$  – мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечением  $q=4 \text{ мм}^2$  АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением  $\rho=0,0283$ . Длину проводов примем  $l=10 \text{ м}$ .

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (65)$$

$$r_{\text{пров}} = \frac{0.0283 \cdot 10}{4} = 0.07 \text{ Ом,}$$

где  $r_{\text{КОНТ}}$  - сопротивление контактов ( $r_{\text{КОНТ}} = 0.1 \text{ Ом}$ ).

$$r_2 = 0.1 + 0.07 + 0.046 = 0.216 \text{ Ом.}$$

Проверку по термической устойчивости проводим по формуле:

$$B_{\text{к расч}} = I_{\text{ПО}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{отк}} + T_a + \Delta t_{\text{сел}}),$$

$$B_{\text{к расч}} = 12,2^2 \cdot (0,03 + 0,05 + 1,5) = 233 \text{ кА}^2\text{с,}$$

$$B_{\text{к расч лин1}} = 4,47^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 1) = 21 \text{ кА}^2\text{с,}$$

$$B_{\text{к расч лин2}} = 4,84^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 1) = 24,7 \text{ кА}^2\text{с,}$$

$$B_{\text{к ном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}};$$

$$B_{\text{к ном}} = 15^2 \cdot 4 = 900 \text{ кА}^2\text{с;}$$

Результаты проверки сведём в таблицу 33. Все трансформаторы тока подходят по условиям проверки.

Таблица 33 – Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия
1	2	3
линия ПС- ТП 1 – ТП 2		
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 300 \text{ А}$	$I_P = 234 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P\max}$
$Z_{2H} = 0.4 \text{ Ом}$	$Z_{HP} = 0.216 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$V_{KH} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KP} = 8,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KH} \geq V_{KP}$
Продолжение таблицы 33		
1	2	3
$I_{ДИН} = 40 \text{ кА}$	$I_{УД} = 4 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq I_{УД}$
	0,5	Класс точности
линия ПС- ТП 4 – ТП 3		
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 300 \text{ А}$	$I_P = 234 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P\max}$
$Z_{2H} = 0.4 \text{ Ом}$	$Z_{HP} = 0.216 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$V_{KH} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KP} = 9,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KH} \geq V_{KP}$
$I_{ДИН} = 40 \text{ кА}$	$I_{УД} = 3,8 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq I_{УД}$
	0,5	Класс точности
линейные ячейки ПС		
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 400 \text{ А}$	$I_P = 313 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P\max}$
$Z_{2H} = 0.4 \text{ Ом}$	$Z_{HP} = 0.216 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$V_{KH} = 900 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KP} = 847 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KH} \geq V_{KP}$
$I_{ДИН} = 81 \text{ кА}$	$I_{УД} = 59,4 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq I_{УД}$
	0,5	Класс точности
Вводные, секционные, линейные ячейки РТП		
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 400 \text{ А}$	$I_{P \text{ ввод/секц}} = 313 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P\max}$
$Z_{2H} = 0.4 \text{ Ом}$	$Z_{HP} = 0.216 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$V_{KH} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KP} = 50 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KH} \geq V_{KP}$
$I_{ДИН} = 40 \text{ кА}$	$I_{УД} = 8 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq I_{УД}$
	0,5	Класс точности

### 8.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 10 кВ

Трансформаторы напряжения НАМИ-10 класс точности 0,5 выбираются аналогично трансформаторам тока. Вторичная нагрузка ТН измеряется в ВА:

$$S_{\text{втор ТН}} \leq S_{\text{ном втор}}, \quad (66)$$

где  $S_{\text{ном втор}}$  – номинальная мощность вторичной обмотки, ВА;

$S_{\text{втор ТН}}$  - нагрузка подключенная ко вторичной обмотке, ВА.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам:

$$S_{\text{втор ТН}} = \sqrt{P_{\text{втор ТН}}^2 + Q_{\text{втор ТН}}^2}, \quad (67)$$

$$S_{\text{втор ТН}} = \sqrt{24^2 + 46^2} = 52 \text{ ВА}.$$

Трансформаторы напряжения устанавливаются в отсеке КРУ совместно с ОПН для питания обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Определяем расчетную нагрузку  $S_{\text{втор ТН}}$  по таблице 34.

Таблица 34 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Марка	$P_{\text{номр}}$ , ВА	$N_{\text{кат}}$	cosφ	sinφ	$P_{\text{втор ТН}}$ , Вт	$Q_{\text{втор ТН}}$ , ВА
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART	5 ВА	5	0.38	0.925	9,5	23
Счетчик РЭ	Меркурий 230 ART	5 ВА	5	0.38	0.925	9,5	23
Итого	-	-	-	-	-	24	46

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 35.

Таблица 35 – Выбор и проварка трансформатора напряжения 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 10 \text{ кВ}$ $S_{\text{р}} = 52 \text{ ВА}$	$U_{\text{НТ}} = 10 \text{ кВ}$ $S_{\text{Н}} = 75 \text{ ВА}$	$U_{\text{НТ}} \geq U_{\text{Н}}$ $S_{\text{Н}} \geq S_{\text{р}}$

На каждой секции шин выбранные ТН проходят проверку.

### 8.7 Выбор и проверка предохранителей для защиты ТН

Выбор предохранителей производится по напряжению установки и длительному току

$$I_{ТН макс} = \frac{S_{ТН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$$

$$I_{ТН макс} = \frac{75}{\sqrt{3} \cdot 10} = 4,3 \text{ А}$$

Принимается предохранитель типа с током плавкой вставки 6А ПКТ101-10-6-20У1, [8].

Проверяют осуществляется по отключающей способности, согласно таблице 36.

Таблица 36 – Выбор предохранителей ТН

Справочные данные	Расчётные данные	Условия
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 6 \text{ А}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 4,3 \text{ А}$ $I_{по} = 5,67 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $I_{откл} \geq I_{по}$

Данный тип предохранителя подходит.

## 8.8 Выбор и проверка изоляторов

Выбираем опорные изоляторы марки ОНШП-10-20 УХЛ1 с  $F_{разр} = 3000$

Н. Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (68)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{59400^2 \cdot 0.9}{0.8} \cdot 10^{-7} = 686 \text{ Н},$$

где  $a$  - ширина полосы шины, для выбранного КРУ 0,8 м;

$l$  - длина пролёта между осями опорных изоляторов, должна быть меньше 1,7 м условия недопустимости резонанса, в выбранном типе КРУ К-63 расстояние 0,9 м.

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:



$$F_{\text{доп}} = 0.6 \cdot F_{\text{разр}},$$

$$F_{\text{доп}} = 0.6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н}.$$

Таблица 37 – Выбор и проверка опорных изоляторов

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{\text{расч}} = 686 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} = 2400 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$

Выбранные тип изоляторов проверку проходит для КРУ на ПС и РТП.

### 8.9 Выбор и проверка токоведущих частей КРУ

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных полимерных изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин.

В РУ 10 кВ применяется жёсткая ошиновка, рисунок 13.

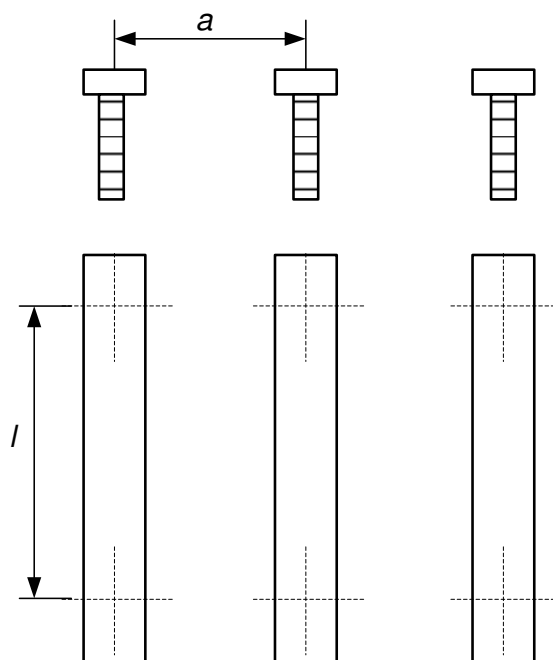


Рисунок 13 - Расположение шин

Выбираем сечение шин по допустимому току. Принимаем однополюсные алюминиевые шины прямоугольного сечения  $60 \times 10 \text{ мм}^2$ , марки АДО - из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные;  $I_{дон} = 1025 \text{ А}$ .

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:  
 $I_{\max} = 313 \text{ А} \leq I_{дон} = 1025$ .

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{Bk}}{C}, \quad (69)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{847 \cdot 10^3}}{91} = 10 \text{ мм}^2$$

Определяется пролёт  $l$  при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l^2 \leq \frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad l \leq 1,2 \text{ м}. \quad (70)$$

где  $l$  - длина пролёта между осями опорных изоляторов, должна быть меньше 1,2 м условия недопустимости резонанса, в выбранном типе КРУ расстояние 0,9 м;

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} - \text{момент инерции шины};$$

$$J = \frac{0.8 \cdot 6^3}{12} = 14.4 \text{ см}^4$$

$q$  - поперечное сечение шины, равное  $600 \text{ мм}^2$ .

Механический расчет однополосных шин:

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \text{ МПа,} \quad (71)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{59400^2 \cdot 0.9^2}{1 \cdot 0.6} = 82 \text{ МПа,}$$

где  $W = \frac{l^2 \cdot 6}{6} = 1$  - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см<sup>3</sup>,

$a$  - расстояние между фазами, для выбранной КРУ равно 0,6 м ;

$l$  - длина пролета между опорными изоляторами, м.

Шины механически прочны, если  $\sigma_{расч} < \sigma_{доп}$ , т. е.  $82 < 95$  МПа, а также  $\sigma_{доп} \leq 0.7 \sigma_{разр}$ , т. е.  $82 \leq 0.7 \cdot 130 = 91$ . Условия механической прочности соблюдены.

Таблица 38 – Выбор жёстких шин 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{max} = 313 \text{ А}$ $\sigma_{расч} = 82 \text{ МПа}$ $q_{min} = 10 \text{ мм}^2$	$I_{доп} = 1025 \text{ А}$ $\sigma_{доп} = 91 \text{ МПа}$ $q = 600 \text{ мм}^2$	$I_{доп} \geq I_{max}$ $\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$ $q \geq q_{min}$

### 8.10 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения 10 кВ

Выбирается ОПН – РВ/TEL У1, в таблице 39 указываются условия проверки.

Таблица 39 – Выбор ограничителей перенапряжения 10 кВ

Характеристика	Формула	Расчёт	Вывод
Напряжение установки	$U_{уст} \geq U_{ном}$	$10 \geq 10$	проходит
класс энергоемкости	1,2,3,4,5	$0,5 \leq 0,5$	Проходит по 1 классу энергоемкости

Для определения энергоемкости ОПН находится энергия поглощения ОПН по формуле, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n,$$

$$\mathcal{E} = \frac{43 - 12,6}{250} \cdot 12,6 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 4,9 \text{ кДж,}$$

где  $U$  - величина неограниченного перенапряжения, определяемая в процентном соотношении от пятидесятипроцентного напряжения, принимается равной 43 кВ в соответствии с [16];

$U_{ост}$  - остающееся напряжение ОПН, принимается 12,6 кВ;

$z$  - волновое сопротивление провода, принимается 250 Ом;

$n$  - количество последовательных токовых импульсов, принимается 20;

$\Delta t = 7,94$  мкс - время распространения волны;

Удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{уст\ ОПН}},$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{4,9}{10} = 0,49,$$

ОПН проходит по всем параметрам с учётом 1 класса по энергоёмкости до 1,1 кДж/кВ.

## 9 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ НА ТЕРМИЧЕСКУЮ СТОЙКОСТЬ К ТОКАМ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Проверка на воздействие токов КЗ проводится по формуле термически стойкого сечения, мм<sup>2</sup>:

$$B_{к\ расч} = I_{ПО}^{(3)2} \cdot t_{возд}, \quad (72)$$

$$B_{к\ ном} = I_{1сек}^2 \cdot t_{возд},$$

$$B_{к\ расч\ РП} = 5,67^2 \cdot (0,03 + 0,05 + 1,5) = 50 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{к\ расч\ лин1} = 2,84^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 1) = 8,5 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{к\ расч\ лин2} = 2,99^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 1) = 9,5 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{к\ расчРП} = 14,2^2 \cdot 3 = 604 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{к\ расчлин1} = 6,6^2 \cdot 3 = 130 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{к\ расчлин2} = 6,6^2 \cdot 3 = 130 \text{ кА}^2\text{с},$$

где  $I_{ПО}^{(3)}$  - ток КЗ по линии, кА;

$I_{1сек}$  - односекундный ток КЗ, для кабеля 3x150 мм<sup>2</sup> 14,2 кА, 3x70 мм<sup>2</sup> – 6,6 кА;

$t_{возд}$  - время воздействия тока КЗ, равно  $t_{отк} + T_a + \Delta t$  при выборе выключателей 10 кВ, при расчёте допустимого воздействия принимается 3 с;

Результаты расчёта сводим в таблицу 40.

Таблица 40 – Проверка линий 10 кВ по термической стойкости

Линия	$B_{к\ расч}, \text{кА}^2\text{с}$	$I_{1сек}^2 \cdot t_{возд}, \text{кА}^2\text{с}$	Условие проверки
ПС-РП	50	604	$B_{к\ расч} \leq I_{1сек}^2 \cdot t_{возд}$
ПС - ТП 1 - ТП 3	8,5	130	$B_{к\ расч} \leq I_{1сек}^2 \cdot t_{возд}$
ПС - ТП 2 - ТП 4	9,5	130	$B_{к\ расч} \leq I_{1сек}^2 \cdot t_{возд}$

Все предварительно выбранные сечения линий 10 кВ проверку по термической стойкости проходят.

## 10 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10 КВ РАЙОНА

Разрез траншеи при прокладке КЛ высокого напряжения приведен на рисунке 14.

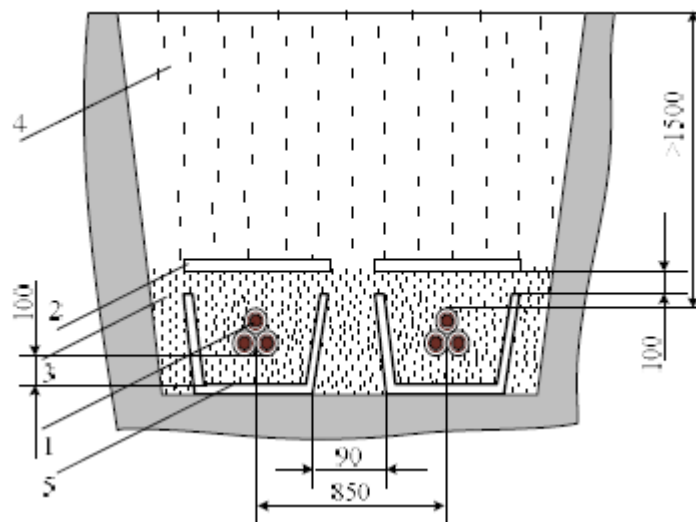


Рисунок 14 – Прокладка КЛ-10 кВ

Согласно проекту по бокам КЛ может быть предусмотрена дополнительная установка защитных железобетонных плит, а также дополнительная железобетонная плита между двумя цепями КЛ.

Обозначение на рисунке:

- 1 - кабель,
- 2 - железобетонная защитная плита,
- 3 - песчано-гравийная смесь (толщина стабилизированного грунта принимается по проекту),
- 4 - засыпной грунт,
- 5 - железобетонный лоток,
- 6 - дополнительная железобетонная плита (согласно проекту)

Прокладка одножильных кабелей в трубах осуществляется с использованием труб из немагнитных материалов (например, пластмассовых труб из полиэтилена низкого давления или гибких гофрированных полиэтиленовых труб) для защиты от механических повреждений и агрессивного воздействия окружающей среды при прокладке кабелей в грунте, замоноличивании в бетон или при монтаже другим способом.

Описание КТП приведено в п. 4.2.

В стенах нижнего фундаментного элемента отформованы глухие отверстия с тонкостенной перегородкой для организации ввода кабелей внешнего и внутреннего подключения (секционные кабельные вставки). Для ввода кабеля из грунта в отверстия выбивается перегородка, устанавливается асбоцементная труба и вводится кабель. После укладки кабелей отверстие заделывается цементным раствором и покрывается гидроизолирующим составом. Для ввода дополнительных кабелей или ввода кабелей в условиях ограниченного пространства, используются резервные прямоугольные глухие отверстия.

## 11 ЗАЗЕМЛЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ

Рассчитаем заземляющее устройство ТП. Заземляющее устройство представляет собой систему из вертикальных и горизонтальных электродов диаметром 10 мм, соединённых между собой сваркой.

Определяем стационарное сопротивление одного вертикального электрода, Ом:

$$R_{эВ} = \frac{\rho_{грунт}}{\pi \cdot 2 \cdot l_B} \cdot \ln \left[ \frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)} \right], \quad (73)$$

$$R_{эВ} = \frac{50}{\pi \cdot 2 \cdot 1,5} \cdot \ln \left[ \frac{4 \cdot 1,5 \cdot (2 \cdot 0,3 + 1,5)}{0,03 \cdot (4 \cdot 0,3 + 1,5)} \right] = 33,$$

где  $l_B$  - длина вертикального электрода, м;  
 $h_3$  - глубина заложения заземлителя, м;

$\rho_{\text{грунт}}$  - удельное сопротивление грунта, по [16] для почвы берём из диапазона 50-1000 Ом\*м;

$d$  - диаметр электродов, м.

Определяем стационарное сопротивление одного горизонтального электрода, Ом:

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot l} \cdot \ln \left[ \frac{1.5 \cdot l}{\sqrt{2 \cdot d \cdot h_3}} \right], \quad (74)$$

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{50}{\pi \cdot 8} \cdot \ln \left[ \frac{1.5 \cdot 8}{\sqrt{2 \cdot 0,01 \cdot 0,3}} \right] = 9,$$

где  $l$  – длина горизонтальной полосы, м.

Общее стационарное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{\eta \cdot (n_{\text{В}} \cdot R_{\text{ЭГ}} + n_{\text{Г}} \cdot R_{\text{ЭВ}})}, \quad (75)$$

$$R = \frac{33 \cdot 9}{0,75 \cdot (6 \cdot 4 + 2 \cdot 33)} = 3,2,$$

где  $\eta = 0,75$  - коэффициент использования сложного заземлителя, учитывающий ухудшение растекания тока молнии из-за взаимного экранирования;

$n_{\text{В}}$  - число вертикальных электродов;

$n_{\text{Г}}$  - число горизонтальных электродов;

Импульсное сопротивление вертикального электрода, Ом:

$$R_{\text{иВ}} = \frac{\alpha_{\text{иВ}} \cdot R_{\text{ЭВ}}}{\eta \cdot n_{\text{В}}}, \quad (76)$$

$$R_{\text{иВ}} = \frac{1 \cdot 33}{0,75 \cdot 6} = 7,$$



где  $\alpha_{uB} = 1$  - импульсный коэффициент вертикального электрода.

Удельная индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя, мкГн/м:

$$L_0 = 0,2 \cdot \left( \ln \frac{l}{r} - 0,31 \right), \quad (77)$$

$$L_0 = 0,2 \cdot \left( \ln \frac{8}{0,005} - 0,31 \right) = 1,27,$$

Импульсный коэффициент протяженного заземлителя:

$$\alpha_{u\Gamma} = 1 + \frac{L_0 \cdot l}{3 \cdot \tau_\phi \cdot R_{\text{эГ}}}, \quad (78)$$

$$\alpha_{u\Gamma} = 1 + \frac{1,27 \cdot 8}{3 \cdot 2 \cdot 9} = 1,1,$$

где  $\tau_\phi = 2$  мкс - длительность фронта тока молнии.

Импульсное сопротивление протяжного электрода, Ом:

$$R_{u\Gamma} = \alpha_u \cdot R_{\text{эГ}} = 1,1 \cdot 9 = 10. \quad (79)$$

Общее импульсное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R_u = \frac{R_{u\Gamma} \cdot R_{uB}}{\eta_u \cdot (n_B \cdot R_{u\Gamma} + n_\Gamma \cdot R_{uB})} = \frac{10 \cdot 7}{0,75 \cdot (6 \cdot 10 + 2 \cdot 7)} = 1,3. \quad (80)$$

Для удобства просмотра результатов расчёта, составим таблицу 41.

Вертикальные электроды количеством 2 шт, длиной 1,5 м, диаметром 10 мм закладываем на глубину 0,3 м, соединяем между собой электродами того же диаметра.

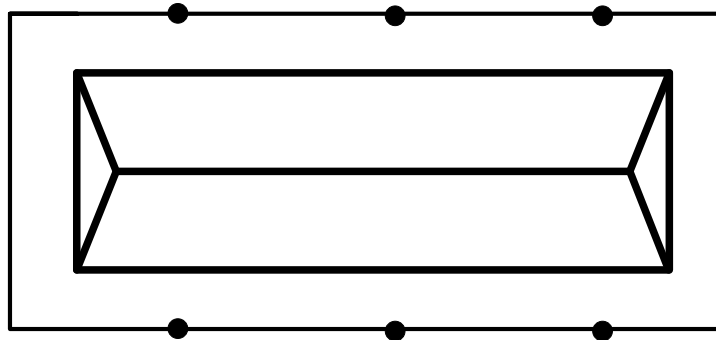
Таблица 41 – Расчёт заземления ТП

длина вертикального электрода, м	1,5
глубина заложения заземлителя, м	0,3
удельное сопротивление грунта, Ом*м	50
диаметр электродов, м	0,01
стационарное сопротивление одного вертикального электрода, Ом	33
длина горизонтальной полосы, м	4
стационарное сопротивление одного горизонтального электрода, Ом	9
число вертикальных электродов	6
число горизонтальных электродов	2
Общее стационарное сопротивление заземлителя, Ом	3,2
Импульсное сопротивление вертикального электрода, Ом	7
Удельная индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя, мкГн/м	1,27
Импульсный коэффициент протяженного заземлителя	1,10
Импульсное сопротивление протяжного электрода, Ом	10
<i>Общее импульсное сопротивление заземлителя, Ом</i>	<i>1,3</i>

Из таблицы 41 видно, что должный уровень электробезопасности, согласно [13], обеспечивается, так как стационарное сопротивление заземлителя меньше 4 Ом. В то же время общее импульсное сопротивление заземлителя меньше 9 Ом, что обеспечит стекание тока молнии. Таким образом, заземлитель обеспечивает молниезащиту и защиту от поражения током при прикосновении к токоведущим частям.

Эскиз заземления ТП показан на рисунке 15.

## Вид сверху



## Вид сбоку

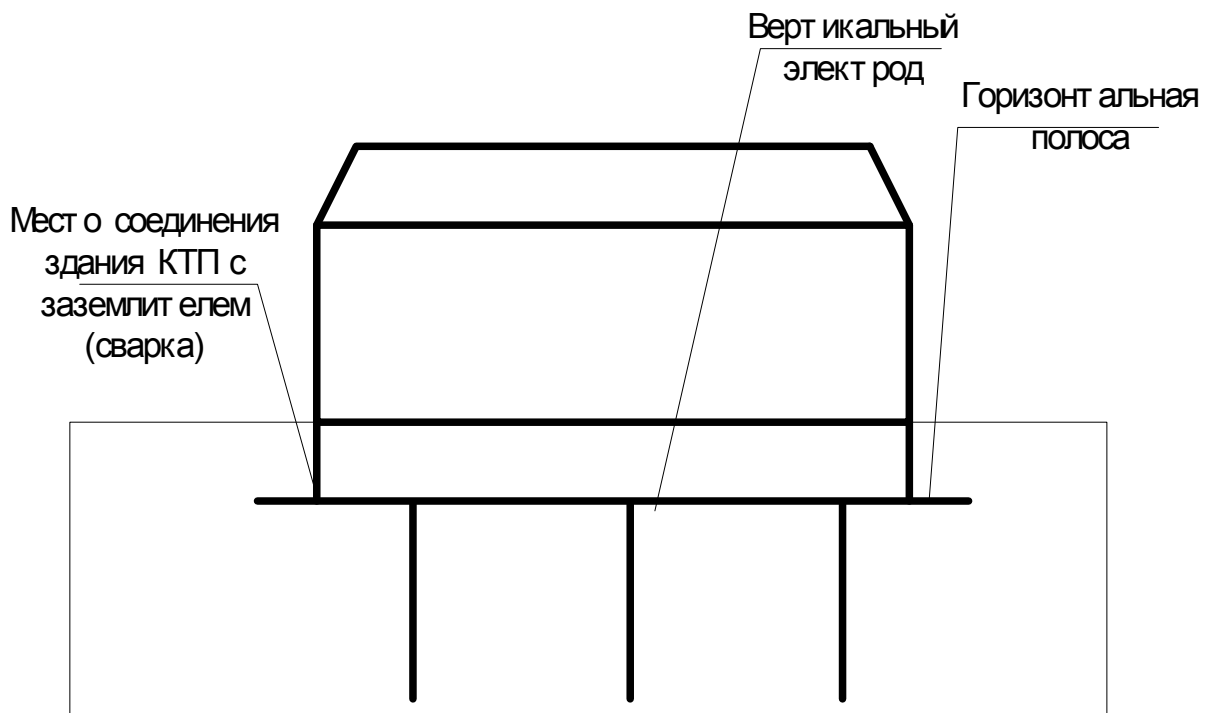


Рисунок 15 – Общий вид устройства заземлителя КТП  
12 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

В данном проекте городские сети напряжением 10 кВ выполняются, кабельными линиями сравнительно небольшой протяженности (несколько километров). ТП, питающиеся по одной рабочей линии, обеспечиваются автоматически включаемым резервным источником питания (АВР).

Устройства релейной защиты должны обеспечивать наименьшее возможное время отключения КЗ в целях сохранения бесперебойной работы неповрежденной части системы (устойчивая работа электрической системы и электроустановок потребителей, обеспечение возможности восстановления нормальной работы. Релейная защита, действующая на отключение, как правило, должна обеспечивать селективность действия, с тем, чтобы при повреждении какого-либо элемента электроустановки отключался только этот поврежденный элемент, [18].

Для питающих и разделительных сетей 10 кВ в качестве основной служит максимальная токовая защита. От междуфазных замыканий, защиту выполняют в двухфазном исполнении (фазы А и С – в предположении, что трансформаторы тока защит других элементов сети установлены в тех же фазах). Также для кабельной линии 10 кВ устанавливается защита от замыкания на землю. Для защиты кабельной линии применяем защиту на переменном оперативном токе с зависимой выдержкой времени с использованием микропроцессоров «Міsom».

Проведём расчёт времени и уставок комплектов защит линии ПС - ТП 1 - ТП 3 по порядку [18].

### 12.1 Токовая отсечка без выдержки времени

Первичный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{ср\ TO} = I_{ПО\ макс}^{(3)} \cdot K_n, \quad (81)$$

$$I_{ср\ TO} = 2,84 \cdot 1,1 = 3,1\text{кА},$$

где  $K_n$  – коэффициент надежности, принимаемый для микропроцессорной защиты равным 1,1;

$I_{ПО\ макс}^{(3)}$  – максимальный ток в фазе линии при КЗ на шинах противоположной ТП.

Проверяем чувствительность защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{ПО макс}}^{(2)}}{I_{\text{ср ТО}}}, \quad (82)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2,32}{3,1} = 0,74,$$

где  $I_{\text{ПО макс}}^{(2)}$  – значение тока КЗ, протекающего через место установки защиты при двухфазном КЗ в конце основной зоны защиты, кА.

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{\text{ср ТО реле}} = k_{\text{СХ}} \frac{I_{\text{ср ТО}}}{n_{\text{T}}}, \quad (83)$$

$$I_{\text{ср ТО реле}} = 1 \cdot \frac{3127}{\frac{300}{5}} = 52 \text{ А},$$

где  $k_{\text{СХ}}$  - коэффициент схемы, принимается 1;

$n_{\text{T}}$  - коэффициент трансформации при токе вторичной обмотки 5А.

Выдержка времени ТО:  $t_{\text{ср ТО реле}} = 0 \text{ с}$ .

Для остальных линий результаты расчёта ТО сведём в таблицу 42.

Таблица 42 – Расчёт токовой отсечки

Линия	$I_{\text{по}}^{(3)}$ , кА	$I_{\text{по}}^{(2)}$ , кА	$I_{\text{р макс}}$ , А	$I_{\text{Н ТТ}}$ , А	$I_{\text{с.з.}}$ кА	пТ	$I_{\text{с.р.}}$ А	$K_{\text{ч}}$
РП - ТП 1 - ТП 3	2,84	2,32	234	300	3,127	60	52	0,74
РП - ТП 2 - ТП 4	2,99	2,36	234	300	3,294	60	55	0,72

## 12.2 Максимальная токовая защита линий

Ток срабатывания защиты определяется по выражению:

$$I_{\text{ср МТЗ}} = \frac{I_{\text{р макс}} \cdot K_{\text{н}} \cdot K_{\text{с-з}}}{K_{\text{г}}}, \quad (84)$$

$$I_{\text{ср МТЗ}} = \frac{240 \cdot 1,1 \cdot 1}{0,95} = 278 \text{ А},$$

где  $K_n$  - коэффициент надежности, 1,1;  
 $K_{с-з}$  - коэффициент запуска двигателей, 1;  
 $K_6$  - коэффициент возврата, 0,95;  
 $I_{р макс}$  - максимальный рабочий ток защищаемой линии, для кабеля сечением  $70 \text{ мм}^2 - 240 \text{ А}$ .

Ток срабатывания определяется по выражению:

$$I_{ср МТЗ реле} = k_{СХ} \frac{I_{ср МТЗ}}{n_T}, \quad (85)$$

$$I_{ср МТЗ реле} = 1 \cdot \frac{278}{\frac{300}{5}} = 5 \text{ А} .$$

Чувствительность защиты определяется по выражению:

$$K_{ч} = \frac{I^{(2)}_{ПО макс}}{I_{ср МТЗ} \cdot K_T}, \quad (86)$$

$$K_{ч} = \frac{3127}{5 \cdot 25} = 20 .$$

где  $K_T$  - коэффициент трансформации ТП со стороны НН к ВН,  $10/0,4=25$ .

Чувствительность превышает 1,5. Выдержка времени МТЗ определяется с учетом ступени селективности  $\Delta t = 0,5 \text{ с}$ . Таким образом, время срабатывания защиты определяется по выражению:

$$t_{ср МТЗ реле} = t_{ср ТО реле} + t_{ср РЗ} + 0,5, \quad (87)$$

$$t_{ср МТЗ реле} = 0 + 0,1 + 0,5 = 0,6 \text{ с} ,$$

где  $t_{ср ТО реле}$  - время срабатывания токовой отсечки, 0 с;

$t_{ср РЗ}$  - время срабатывания защиты 0,1с.

Для остальных линий результаты расчёта уставок МТЗ сведём в таблицу 43.

Таблица 43– Расчёт МТЗ

Линия	$I^{(3)}_{по}$ , кА	$I^{(2)}_{по}$ , кА	$I_{р макс}$ , А	$I_{Н ТТ}$ , А	$I_{с.з}$ , А	$I_{с.р}$ , А	$K_{ч}$
РП - ТП 1 - ТП 3	2,84	2,32	234	300	0.278	5	20,0
РП - ТП 2 - ТП 4	2,99	2,36	234	300	0.278	5	20,4

### 12.3 Защита от однофазных замыканий на землю

В сетях 10 кВ такая защита выполняется в виде: селективной токовой защиты, действующей на сигнал; селективной токовой защиты, действующей на отключение, если это необходимо по требованиям безопасности; устройства контроля изоляции, [19].

Ток срабатывания защиты определяется по заданному коэффициенту чувствительности, который для КЛ равен 1,5 по выражению:

$$I_{ср ЗНЗ} = \frac{I_{ТНП\ повр\ лин}}{K_{ч}}, \quad (88)$$

$$I_{ср ЗНЗ} = \frac{1,26}{1,5} = 0,837 \text{ А},$$

где  $I_{ТНП\ повр\ лин}$  – ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, в сетях с изолированной нейтралью определяется по формуле:

$$I_{ТНП\ повр\ лин} = I_{емк\ сумм} - I_{повр\ лин},$$

$$I_{ТНП\ повр\ лин} = 2,3 - 1,07 = 1,26 \text{ А},$$

где  $I_{емк\ сумм}$  – суммарный емкостной ток сети, рассчитан ранее и составляет 2,3 А;

$I_{повр\ лин}$  – ток замыкания на землю линии ПС - ТП 1 - ТП 3, А:

$$I_{\text{повр.лин}} = \frac{1,35 \cdot U_{\text{ном}} \cdot L_{\text{лин}}}{10},$$

$$I_{\text{повр.лин}} = \frac{1,35 \cdot 10 \cdot 0,79}{10} = 1,07 \text{ A} .$$

Для остальных линий результаты расчёта ЗНЗ сведём в таблицу 44.

Таблица 44 – Расчёт ЗНЗ

Линия	$I_{\text{повр.л, А}}$	$I_{\text{ГПП.повр.л, А}}$	$I_{\text{с.з, А}}$
ПС - ТП 1 - ТП 3	1,07	1,26	0,84
ПС - ТП 2 - ТП 4	0,96	1,36	0,91

#### 12.4 Устройства автоматического включения резерва

Устройства автоматического включения резерва (АВР) быстро восстанавливают электроснабжение потребителей при отключении рабочего источника питания, [20].

Выбираем напряжение срабатывания пусковых реле на стороне 10 кВ ПС «СМР»:

$$U_{\text{с.з.}} = (0,25 \div 0,40) \cdot U_{\text{ном}} \quad (89)$$

$$U_{\text{с.з.}} = 0,4 \cdot 10000 = 400 \text{ В}.$$

Выдержка времени АВР  $t_{\text{АВР}} = 0,6 + 0,5 = 1,1$  с отстроена от наибольшего времени срабатывания защит отходящих от шин присоединений (от МТЗ). Выдержка времени АВР выбрана таким образом, чтобы обеспечить недействие устройства при кратковременном исчезновении или снижении напряжения на резервируемом элементе из-за возникновения КЗ в сети, до отключения этих повреждений.

Выбираем напряжение срабатывания пусковых реле на стороне 0,4 кВ каждой ТП:



$$U_{с.з} = 0,4 \cdot 400 = 160 \text{ В.}$$

## 12.5 Защита понижающих трансформаторов ТП

Производится выбор защиты для ТП-4 с трансформаторами мощностью 630 кВА. Для защиты трансформаторов в ТП со стороны 10 кВ в применяются предохранители. При условии обеспечения селективности работы с защитами смежных элементов. Плавкие предохранители выполняют роль автоматического отключения цепи при превышении определенного значения тока.

В соответствии с [20] на двухобмоточных трансформаторах устанавливаются:

1. Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на их выводах - применяют токовую отсечку.

2. Для защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ и резервирования действия защиты от внутренних повреждений на трансформаторах с односторонним питанием - максимальная токовая защита без пуска или с пуском минимального напряжения (при недостаточной чувствительности без пуска напряжения), устанавливаемая со стороны питания.

3. Для защиты от токов в обмотках, обусловленных перегрузкой - токовая защита, выполняемая с одним токовым реле с действием на сигнал с выдержкой времени.

4. Для сигнализации о повышении температуры масла ставится термо-сигнализатор с действием на сигнал.

Расчёт токовой отсечки

Токовой отсечкой должны быть оборудованы понижающие трансформаторы с напряжением 10 кВ, мощностью до 6,3 МВА при условии обеспечения ею достаточной чувствительности защиты ( $k_{ч} \geq 2$ ).

Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{с.з.} = \frac{K_n \cdot K_{сам}}{K_B} \cdot I_{раб.макс}, \quad (90)$$

$$I_{с.з.} = \frac{1.25 \cdot 2}{0.8} \cdot 36,79 = 114,9 \text{ А},$$

где  $I_{\text{раб.макс}}$  - первичный номинальный ток;

$K_n$  - коэффициент надежности, принимается из диапазона (1.2 - 1.3);

$K_{\text{сам}}$  - коэффициент самозапуска, принимается из диапазона (1.5 - 2);

$K_B$  - коэффициент возврата, принимается из диапазона (0.8 - 0.85);

Ток срабатывания отсечки по условию селективности выбирается по выражению:

$$I_{с.о} \leq k_n \cdot I_{к.макс}^{(3)}, \quad (91)$$

$$I_{с.о} \leq 1,3 \cdot 2,71 = 3,5 \text{ кА},$$

где  $I_{к.макс}^{(3)}$  - максимальное значение тока трехфазного КЗ за трансформатором, приведенное к стороне высшего напряжения, то есть к месту установки защиты.

$k_n$  - коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2 – 1,3;

Ток срабатывания реле токовой отсечки определяется по выражению:

$$I_{ср.р} = I_{с.з} \cdot \frac{k_{сх}}{n_m},$$

$$I_{ср.р} = 114,9 \cdot \frac{1}{10} = 11,5 \text{ А},$$

где  $k_{сх}$  - коэффициент схемы (при схеме соединения трансформаторов тока в звезду  $k_{сх} = 1$ ; в треугольник и на разность фаз  $k_{сх} = \sqrt{3}$ );

$n_m$  - коэффициент трансформации трансформаторов тока, 50/5=10.

Чувствительность токовой отсечки проверяется при двухфазном КЗ на выводах высшего напряжения защищаемого трансформатора. Минимальный коэффициент чувствительности можно определить по выражению:

$$k_{\text{ч}} \geq k'_{\text{ч}} \cdot \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}},$$

$$k_{\text{ч}} \geq 1 \cdot \frac{2360}{114,9} = 21,$$

где  $I_{\text{к.мин}}^{(2)}$  - ток двухфазного КЗ в минимальном режиме работы питающей системы при КЗ в конце защищаемого участка;

$k'_{\text{ч}}$  - коэффициент, учитывающий расчетный вид и место КЗ, схему соединений трансформаторов тока и реле.

Выбор максимальной токовой защиты

Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{сам}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (92)$$

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,25 \cdot 2}{0,8} \cdot 36,79 = 114,9 \text{ А},$$

где  $I_{\text{раб.макс}}$  - первичный номинальный ток, согласно таблице 2;

$K_{\text{н}}$  - коэффициент надежности, принимается из диапазона (1.2 - 1.3);

$K_{\text{сам}}$  - коэффициент самозапуска, принимается из диапазона (1.5 - 2);

$K_{\text{в}}$  - коэффициент возврата принимается из диапазона (0.8 - 0.85);

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)} \cdot 0,87}{I_{\text{с.з.}} \cdot K_{\text{Т}}} \geq 1,5, \quad (93)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2360 \cdot 0,87}{114,9 \cdot 25} = 18 \geq 1,5,$$

Время срабатывания защиты:

$$t_{c.з.МТЗ} = t_{np \max} + \Delta t, \quad (94)$$

$$t_{c.з.МТЗ} = 0.7 + 0.5 = 1.2 \text{ с.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.p.} = K_{cx} \cdot \frac{I_{c.з.}}{n_{TA}}, \quad (95)$$

$$I_{c.p.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 114,9}{10} = 20 \text{ А.}$$

## 12.6 Сигнализация

Сигнализация предусматривается для отображения на диспетчерских пунктах положения и состояния основного коммутационного оборудования.

Сигнализация предусматривается на трансформаторных подстанциях в следующем объеме:

1) Сигнализации положения коммутационного оборудования подстанций (как правило, система сигнализации передает сведения о дискретных состояниях контролируемых объектов, например, «включено» - «выключено»);

2) Аварийно-предупредительной сигнализации:

- работа защиты – один общий сигнал,
- авария трансформатора (работа газовой и дифференциальной защит на отключение) – один сигнал для всех трансформаторов,
- ненормальная работа трансформатора (сигнализация о перегрузке, работа первой ступени газовой защиты, перегрев, понижение уровня масла) – один сигнал с трансформатора,
- земля на секции 10 кВ – один сигнал с секции,
- неисправность на подстанции (неисправность во вторичных цепях, падение напряжения на подстанции, выход из строя стабилизатора питания) – один общий сигнал,

На двухобмоточных трансформаторах амперметр устанавливается в цепи одной из обмоток, так как токи в обмотках пропорциональны и по одному амперметру можно судить о нагрузке обеих обмоток. Ввиду практического отсутствия перекоса нагрузок у трансформаторов на них обычно устанавливается амперметр лишь на одной фазе. У трансформаторов с заземленной нейтралью амперметры устанавливаются во всех трех фазах.

### 13 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ РАЙОНА ПОСЛЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

С внедрением новой техники проблема надежности основного оборудования и всего комплекса энергетической установки становятся одной из главных.

Надежность – это свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки (ГОСТ 27.002-83).

Под надежностью любого технического объекта, в том числе и ЭЭС, понимается свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования; применительно к ЭЭС – бесперебойное снабжение электрической энергией в пределах допустимых показателей ее качества и исключение ситуаций, опасных для людей и окружающей среды [21].

Расчет надежности сетей электроснабжения проводим аналитическим методом, [22]. Данный метод позволяет количественно оценить надежность электрической схемы любой сложности. Он основан на композиции системного анализа и теории вероятностей. Его сущность заключается в определении количественных вероятностных значений показателей надежности для расчета слу-

чаев надежности, к которым относятся: полное погашение схемы (состояние полного отказа), разрыв транзита; оценка возможных недоотпусков электроэнергии при частичных отказах схемы.

Рассматриваемая схема представлена на рисунке 16.

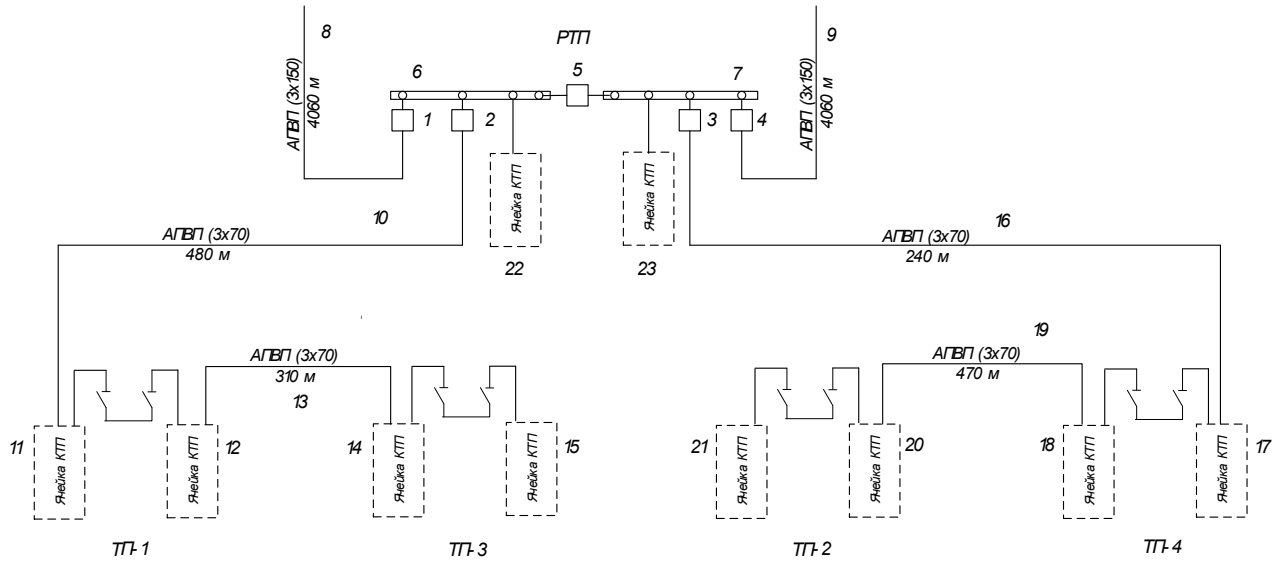


Рисунок 16 – Исходная схема для расчета надежности

Схема замещения для расчёта надёжности проектируемой системы электроснабжения на рисунке 17.

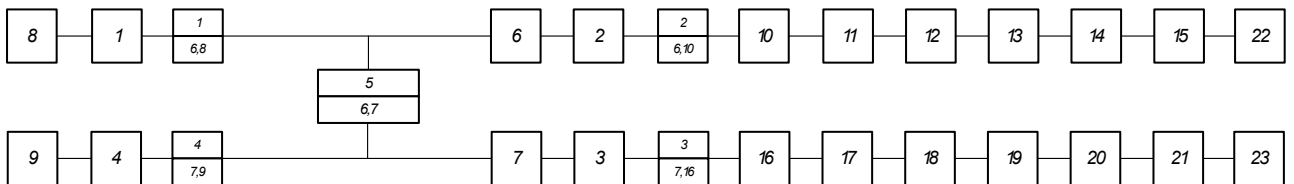


Рисунок 17 – Схема замещения для расчета надежности

Для каждого из элементов схемы замещения необходимо определить следующие показатели надежности:

- интенсивность отказа, или параметр потока отказов  $\omega$ ;
- среднее время восстановления  $t_6$ ;
- частота плановых или преднамеренных отключений  $\mu_{v\ddot{v}}$ ;
- время плановых или преднамеренных отключений  $t_{пл}$ .

Для выключателя дополнительно определяются:

- параметр отказа выключателей при отключении КЗ,  $a_{кз}$ ;
- относительная частота отказов при оперативных переключениях,  $a_{оп}$ ;

- коэффициент неуспешного действия АПВ,  $K_{АПВ}$ ;
- число оперативных переключений,  $N_{оп}$ ;
- длительность оперативных переключений,  $T_{оп}$ .

Общая формула нахождения вероятности отказа для одного элемента схемы замещения на примере выключателя 3:

$$q = \frac{\omega \cdot t_g}{T_{г}}, \quad (96)$$

$$q = \frac{0,004 \cdot 8}{8760} = 0,0000073,$$

где  $q$  – вероятность отказа (отключения) элемента;

$\omega$  - параметр потока отказов данного элемента, 1/год, [20];

$t_g$  – время восстановления элемента после отказа, ч;

$T_{г}$  – количество часов в году, ч/год.

Данная формула используется для всех элементов, кроме выключателей. В модель выключателя включаются вероятности отключения выключателя из-за отказа в смежных элементах и неправильной работы релейной защиты и автоматики. Модель выключателя 3 (вероятность отказа) описывается следующей формулой:

$$q_g = q_{ст} + a_{кз} \cdot (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot \left(1 - \prod_k (1 - q_{PЗ_k})\right) \cdot \left(1 - \prod_i (1 - q_{СМ_i})\right) + \quad (97)$$

$$+ a_{оп} \cdot N_{оп} \cdot t_{оп},$$

$$q_g = 0,0000073 + 0,0027 \cdot (1 + 0 \cdot 0) \cdot$$

$$(1 - (1 - 0,002)) \cdot (1 - (1 - 0,0012)) \cdot (1 - (1 - 0,0000479)) \cdot (1 - (1 - 0,0002534)) +$$

$$+ 0,0022 \cdot 1,166 / 8760 = 0,000007595,$$

где  $q_{ст}$  – вероятность отказа выключателя в статическом состоянии;

$K_{АПВ}$  - коэффициент учитывающий вероятность несрабатывания АПВ;

$i, k$  – количество смежных элементов и их РЗиА;

$q_{PЗ_k}$  - вероятность отказа  $k$ -й релейной защиты;

$q_{СМ_i}$  - вероятность отказа  $i$ -го смежного элемента;

Для определения параметра потока отказов воспользуемся следующей формулой:

$$\omega_{\theta} = \omega_{см} + a_{кз} \cdot (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot \left(1 - \prod_k (1 - \omega_{PЗ_k})\right) \cdot \left(1 - \prod_i (1 - \omega_{СМ_i})\right) + a_{оп} \cdot N_{оп}, \quad (98)$$

$$\omega_{\theta} = 0,004 + 1 \cdot (1 + 0) \cdot 0,217 \cdot 0,03 + 0,0022 \cdot 1,166 = 0,00658.$$

Необходимые исходные данные для расчета надежности приведены в таблице 45.

Таблица 45 – Исходные данные для расчета надежности

Элемент схемы	$\omega$ , 1/год	$T_{\theta}$ , ч	$\mu$ , 1/год	$T_p$ , ч	$a_{кз}$	$a_{оп}$
Выключатели вакуумные 10 кВ	0,004	8	0,083	4	0,0027	0,0022
Кабельные линии 10 кВ	0,075	16	1	2		
Система шин 10 кВ	0,03	7	0,166	5		
КТП	0,05	10	0,4	4		

Схему замещения на рисунке 5 необходимо эквивалентировать для нахождения комплексных показателей надежности всей схемы. При эквивалентировании были использованы следующие формулы.

Параметр потока отказов для последовательно соединенных элементов определим как:

$$\omega = \sum \omega_i + \omega_{пр.наиб}, \quad (99)$$

где  $\omega_{пр.наиб}$  - наибольшая частота преднамеренных отключений, 1/год. Определяется по [22], исходя из максимального значения частоты капитальных ремонтов.



$\omega_{\text{пр.наиб}}$  определяется по приложению А, исходя из максимального значения частоты капитальных ремонтов, для цепочки 1,2:

$$\omega_1 = 0,312, \omega_2 = 0,309.$$

Поток отказов для двух параллельно соединенных элементов определим как:

$$\omega_{I,II} = \omega_I \cdot q_{II} + \omega_{II} \cdot q_I + \omega_I^* \cdot q_{npII} + \omega_{II}^* \cdot q_{npI}, \quad (100)$$

$$\omega_{I,II} = 0,537 \cdot 0,0008329 + 0,531 \cdot 0,0008439 + 0,173 \cdot 0,0006534 + 0,167 \cdot 0,0006634 = 0,0011,$$

где  $q_{np}$  - вероятность преднамеренного отключения цепочки определяемая по формуле для линии 2 цепочки 1 и линии 1 цепочки 2:

$$q_{л1} = \frac{\omega \cdot t_B}{T_z}, \quad (101)$$

$$q_{л1} = \frac{0,075 \cdot 16 \cdot 4,85}{8760} = 0,0006644,$$

$$q_{л2} = \frac{0,075 \cdot 16 \cdot 4,77}{8760} = 0,0006534.$$

$\omega^*$  находим по формуле для первой и второй цепочки:

$$\omega_I^* = \omega_c - \omega_{\text{пр.наб}}, \quad (102)$$

$$\omega_I^* = 0,179,$$

$$\omega_{II}^* = 0,167.$$

Средняя вероятность состояния отказа системы или коэффициент простоя системы определяется по формуле:

$$q_c = K_{ПС} = q_1 \cdot q_2 + K_{np1} \cdot \lambda_{np1} \cdot q_2 + K_{np2} \cdot \lambda_{np2} \cdot q_1, \quad (103)$$

$$q_c = 0,0008329 \cdot 0,0008439 + 0,118 \cdot 0,537 \cdot 0,0008439 + \\ + 0,118 \cdot 0,531 \cdot 0,0008329 = 0,00011,$$

где  $K_{npi}$  – коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого, который определяется по выражению для каждой цепочки:

$$K_{npi} = 1 - e^{\frac{-t_{npi}}{t_{Вэка}}}, \quad (104)$$

$$K_{np1} = 1 - e^{\frac{-2}{16}} = 0,118,$$

$$K_{np2} = 1 - e^{\frac{-2}{16}} = 0,118.$$

Определяем вероятность отказа системы с учетом АВР. Учет АВР осуществляем по формуле полной вероятности при этом вероятность отказа существующей системы равна:

$$q_{c.ABP} = q(S / A_1 A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + q(S / A_1' A_2) \cdot q(A_1') \cdot p(A_2) + \\ + q(S / A_1 A_2') \cdot p(A_1) \cdot q(A_2') + q(S / A_1' A_2') \cdot q(A_1') \cdot q(A_2'), \quad (105)$$

$$q_{c.ABP} = 0,00011 \cdot 0,997 \cdot 0,91 + 0,5 \cdot 0,003 \cdot 0,91 + 0,5 \cdot 0,997 \cdot 0,09 + \\ + 0,5 \cdot 0,003 \cdot 0,09 = 0,0052,$$

где  $q(S / A_1 A_2)$  - условная вероятность отказа, при условии отсутствия отказа поврежденного элемента и отсутствие отказа во включении резервного элемента, посчитана ранее 0,00011;

$q(S / A_1' A_2)$  - условная вероятность отказа, при условии не успешного отключения поврежденного элемента и отсутствия отказа во включении резервного элемента, принимается 0,5;

$q(S/A_1A_2')$  - условная вероятность отказа, при условии успешного автоматического отключения поврежденного элемента и отказа при включении резервного, принимается 0,5;

$q(S/A_1'A_2)$  - условная вероятность отказа, при условии неуспешного автоматического отключения поврежденного элемента и не успешного автоматического включения резервного элемента, принимается 0,5;

$p(A_1)$  - вероятность того, что не произошел отказ в автоматическом отключении поврежденного элемента, принимается 0,997, расчёт показан в приложении А;

$p(A_2)$  - вероятность того, что не произошел отказ в автоматическом включении резервного элемента, принимается 0,91, расчёт показан в приложении А;

$q(A_1')$  - вероятность того, что произошел отказ при автоматическом отключении поврежденного элемента, принимается  $(1-0,997)=0,003$ ;

$q(A_2')$  - вероятность того, что произойдет отказ в автоматическом включении резервного элемента, принимается  $(1-0,997)=0,003$ .

Среднее время восстановления системы найдем из формулы:

$$t_{BC} = \frac{q_c}{\omega_c}, \quad (106)$$

$$t_{BC} = \frac{0.0052}{0.00011} = 4,6 \text{ ч.}$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии определяется по выражению, кВт·ч:

$$W_{нед} = P_{деф} \cdot q_c \cdot 8760, \quad (107)$$

где  $P_{деф}$  - дефицит мощности ( $P_{деф} = 5266$  кВт за год).

$$W_{нед} = 5266 \cdot 0,0052 \cdot 8760 = 136916 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Ограничения мощности определяется по выражению, кВт:

$$P_{нед} = P_{деф} \cdot q_c, \quad (108)$$

$$P_{нед} = 5266 \cdot 0,0052 = 26 \text{ кВт}.$$

Ущерб от недоотпуска электроэнергии за год определяется по выражению, руб.:

$$Y = C \cdot W_{нед}, \quad (109)$$

где  $C$  – стоимость электроэнергии, отпускаемой потребителям, равная 3 руб/кВт·ч.

$$Y = 3 \cdot 136916 / 1000 = 410,7 \text{ тыс.руб.} \quad (110)$$

Расчёты произведены в программе Mathcad по описанному выше алгоритму и сведены в приложение А. Результаты расчёта показаны в таблице 46.

Таблица 46 – Результаты расчёта надёжности схем

№ п/п	Показатели надёжности сети	Величина
1	Вероятность отказа системы без учёта АВР	0,00011
2	Вероятность отказа системы с учётом АВР	0,00046
3	Коэффициент вынужденного простоя системы	0,00046
4	Коэффициент готовности системы	0,99954
5	Время восстановления, сек	4,6
8	Недоотпуск ЭЭ, кВт·ч в год	136916
9	Ограничения мощности, кВт	26
10	Ущерб от недоотпуска за год, тыс. руб	410,7

## 14 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ

Для сравнения вариантов по эффективности определим потери энергии в сети:

$$\Delta W_{\text{лин}10\text{кВ}} = \frac{P_{\text{расч лин}10\text{кВ}}^2 + Q_{\text{расч лин}10\text{кВ}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{лин}10\text{кВ}} \cdot T, \quad (111)$$

$$\Delta W_{\text{лин}10\text{кВ В-1}} = \left( \frac{2112^2 + 503^2}{10^2} \cdot 0,35 + \right. \\ \left. + \frac{2065^2 + 496^2}{10^2} \cdot 0,31 \right) \cdot 5000 = 153433 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta W_{\text{лин}10\text{кВ В-2}} = \frac{3945^2 + 944^2}{10^2} \cdot 0,55 \cdot 5000 = 225979 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

где  $P_{\text{расч лин}10\text{кВ}}$  – активная нагрузка по линии, МВт;

$Q_{\text{расч лин}10\text{кВ}}$  – реактивная нагрузка по линии, Мвар;

$R_{\text{лин}10\text{кВ}}$  – активное сопротивление линии:

$$R_{\text{лин}10\text{кВ}} = L_{\text{лин}10\text{кВ}} \cdot \rho_{\text{пог уд}}, \quad (112)$$

$$R_{\text{лин}10\text{кВ В-1}} = 0,79 \cdot 0,443 = 0,35 \text{ Ом},$$

$$R_{\text{лин}10\text{кВ В-1}} = 0,71 \cdot 0,443 = 0,31 \text{ Ом},$$

$$R_{\text{лин}10\text{кВ В-2}} = 1,24 \cdot 0,443 = 0,55 \text{ Ом},$$

где  $\rho_{\text{пог уд}}$  – удельное погонное сопротивление линии 10 кВ, Ом/км;

$T$  – число часов максимума нагрузки, для городских сетей принято 5000 ч.

Конфигурация сети 10 кВ принята ранее при расчёте нагрузок.

Упрощённо допускается принимать оптимальную конфигурацию по приведенным затратам на сооружение и эксплуатацию сети:

$$Z = E \cdot K + И = E \cdot (K_{\text{лин}} + K_{\text{выкл}}) + (A_{\text{лин}} \cdot K_{\text{лин}} + A_{\text{выкл}} \cdot K_{\text{выкл}}) + C_0 \cdot \Delta W_{\text{лин}10\text{кВ}}, \quad (113)$$

$$Z_1 = 0,1 \cdot (896 + 900) + (0,005 \cdot 896 + 0,059 \cdot 900) + 1,8 \cdot (153433) = 728 \text{ тыс.руб.},$$

$$Z_2 = 0,1 \cdot (1292 + 900) + (0,005 \cdot 1292 + 0,059 \cdot 900) + 1,8 \cdot (225979) = 947 \text{ тыс.руб.},$$

где  $E$  - норматив дисконтирования, принимается по [23] 0,1;

$K_{\text{лин}}$  - стоимость кабелей КЛ, для варианта 1 и 2 соответственно:

$$K_{\text{лин}} = L_{\text{лин}} \cdot C_{\text{лин}},$$

$$K_{\text{лин}1} = L_{\text{лин}-70} \cdot C_{\text{лин}-70} = 1,7 \cdot 521 = 896 \text{ тыс.руб.},$$

$$K_{\text{лин}2} = L_{\text{лин}-70} \cdot C_{\text{лин}-70} = 2,48 \cdot 521 = 1292 \text{ тыс.руб.},$$

где  $L_{\text{лин}-70}$  - протяженность линий выполненной кабелем сечением 70 мм<sup>2</sup>, км;

$C_{\text{лин}-70}$  - стоимость кабеля сечением 70 мм<sup>2</sup>, принимается по [24] 521 тыс. руб./км;

$K_{\text{выкл}}$  - стоимость выключателей 10 кВ установленных в центре питания - 450 тыс. руб. по [25]

$$K_{\text{выкл}1} = 2 \cdot 450 = 900 \text{ тыс.руб.};$$

$$K_{\text{выкл}2} = 2 \cdot 450 = 900 \text{ тыс.руб.}$$

$A$  - ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание

$$A_{\text{выкл}} = 5,9\%, \quad A_{\text{лин}} = 0,5\%;$$

$\Delta W_{\text{лин}10кВ}$  - потери электроэнергии в ВЛ, кВтч;

$C_0$  – удельная стоимость потерь электроэнергии, принимается 1,8 руб/кВтч.

Разница в затратах 219 тыс.руб., по отношению к большей величине:

$$\frac{219}{947} \cdot 100\% = 23\% .$$

Вариант 1 оптимальный для проектирования по минимуму приведенных затрат.

## 15 БЕЗОПАСНОСТЬ

При эксплуатации подстанции «СМР», и распределительной сети возможны следующие опасные факторы:

- поражение электрическим током при прикосновении к токоведущим частям;
- поражение электрическим током при прикосновении к токоведущим частям нормально не находящимся под напряжением;
- влияние электромагнитного поля на организм;
- поражение электрическим током при работе с неисправным инструментом и средств индивидуальной и коллективной защиты;

- поражение обслуживающего персонала, находящегося в зоне растекания электрического потенциала при замыкании на землю;

- возможность падения персонала с высоты;

- возможность поражения персонала при проведении коммутационных операций.

Для предотвращения влияния опасных факторов на персонал, необходимо предусматривать следующие мероприятия:

- персонал должен действовать согласно ПТБ [26], при работе в электроустановках должна проводиться, ежегодная проверка знаний по технике безопасности;

- при невозможности ограничения времени пребывания персонала под воздействием электрического поля необходимо применить экранирование рабочих мест: экраны над переходами, экранирующие козырьки и навесы над шкафами управления, вертикальные экраны между выключателями на ОРУ 110 кВ, съёмные экраны при ремонтных работах.

- установка заземляющего контура, заземление и зануление оборудования;

- соблюдение расстояний до токоведущих частей;

- применение надлежащей изоляции, а в отдельных случаях – повышенной;

- надежного и быстродействующего автоматического отключения частей электрооборудования, случайно оказавшихся под напряжением, и поврежденных участков сети, в том числе защитного отключения;

- выравнивание потенциалов;

- применения разделительных трансформаторов;

- применения напряжений 42 В и ниже переменного тока частотой 50 Гц и 110 В и ниже постоянного тока;

- применение предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;

- пожаро и взрывобезопасность электроустановок, содержащих маслonaполненные аппараты и кабели, а также электрооборудования, покрытого и



пропитанного маслами, лаками, битумами и т.п., должна обеспечиваться в соответствии с требованиями ПУЭ. При сдаче в эксплуатацию указанные электроустановки должны быть снабжены противопожарными средствами и инвентарем в соответствии с действующими положениями

- выполнение организационно-технических мероприятий для безопасного проведения работ.

Организация охраны труда на подстанции.

К работе по обслуживанию ПС допускаются лица, не моложе 18 лет, прошедшие медицинский осмотр и признанные годными к выполнению вышеуказанной работы, имеющие профессиональное специальное образование и практический стаж работы в электрических установках высокого напряжения не менее 1 года. В виде исключения к оперативному обслуживанию ПС могут быть допущены лица, из числа грамотных практиков, имеющих стаж работы на электрических станциях, подстанциях и в распределительных сетях не менее 3-х лет, после проверки их общеобразовательной и технической подготовки квалификационной комиссией, в состав которой должен входить ИТР СПС.

Каждый, вновь принятый работник РДС, ОВБ, допускаемый к обслуживанию ПС, перед допуском к самостоятельной работе обязан пройти в сроки, установленные руководством предприятия:

- первичный инструктаж;
- необходимую теоретическую подготовку по утвержденной программе;
- производственное обучение на рабочем месте (стажировку);
- проверку знаний действующих правил технической эксплуатации электрических станций и сетей (ПТЭ) и правил техники безопасности (ПТБ) при эксплуатации электрических установок, инструкций по охране труда, правил пожарной безопасности;
- исполнение обязанностей под наблюдением дежурного на рабочем месте (дублирование);
- противоаварийную и противопожарную тренировки.

После проверки знаний персонал РДС, ОВБ, готовящийся к обслуживанию ПС, получает удостоверения, в которых указывается присвоенная группа по электробезопасности и право на выполнение работ по обслуживанию ПС, после чего персонал допускается к дублированию. Во время дублирования за все действия дублера, отвечают в равной степени как работник, ответственный за дублирование так и сам дублер.

Приступает к самостоятельной работе персонал на основании соответствующего приказа. Самостоятельно работающие диспетчер РДС, электромонтеры ОВБ по обслуживанию ПС должны иметь группу по электробезопасности не ниже IV.

Персонал РДС, ОВБ, обслуживающий ПС должен проходить в процессе работы:

- противоаварийные и противопожарные тренировки не реже 1 раза в квартал и полугодие соответственно;
- повторные инструктажи (не реже 1 раза в месяц);
- проверку знаний ПТЭ и ППБ (не реже 1 раза в 3 года);
- проверку знаний ПТБ (не реже 1 раза в год);
- медицинский осмотр (1 раз в 2 года);
- обучение на курсах повышения квалификации (не реже 1 раза в 5 лет).

При изменении ПТБ, ПТЭ, ППБ и других руководящих документов, устанавливающих порядок безопасной эксплуатации электрических установок, при нарушениях работниками требований безопасности труда, которые могут привести к травме, аварии, взрыву или пожару, при перерывах в работе более чем на 30 календарных дней - проводится внеплановый инструктаж.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения проекта рассчитаны параметры системы электро-снабжения микрорайона Березки города Хабаровск. При проектировании были использованы планы застройки района, однолинейные схемы сетей 10 кВ и центров питания. Поставлены и решены задачи

1. Рассчитаны нагрузки с учётом рекомендаций [3];
2. Техничко-экономически обоснована и выбрана сеть 10 кВ района го-  
рода;
3. Выбраны и проверены кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена;
4. Применены КТП серии «ЭКТА» компании «Таврида электрик»;
5. Повышена надёжность схемы 10 кВ;

6. Рассчитана релейная защита;
7. Рассчитано заземление КТП;
8. Рассмотрены мероприятия по электробезопасности;

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. URL: [http://www.khabarovskadm.ru/news/index.php?ELEMENT\\_ID=723089](http://www.khabarovskadm.ru/news/index.php?ELEMENT_ID=723089) (доступ от 24.12.2016)
2. URL: <http://novohab.ru/complexes/5781/#inf1> (доступ от 20.01.2016)
3. Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.385-94.
4. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования
5. URL: <http://www.my-article.net/> (доступ от 26.01.2017)
6. URL: [http://ef-tehno.ru/nasosy\\_dlya\\_vodosnabzheniya](http://ef-tehno.ru/nasosy_dlya_vodosnabzheniya) (доступ от 26.01.2017)

7. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. Москва, 2006 г.
8. Киреева Э.А., Цырук С.А. Электроснабжение жилых и общественных зданий. – М.:НТФ «Энергопресс», 2005. – 96 с.; ил.
9. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения
10. URL: <http://www.mnz1.ru/prod/261/index.html> (доступ от 26.01.2017)
11. URL: <http://estralin.com/files/catalogues/Kabel.pdf> (доступ от 26.01.2017)
12. Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.
13. ПУЭ, Правила устройства электроустановок, 7-е издание. – М.:НТФ «ЭНАС», 2008. – 506 с.; ил.
14. URL: <http://www.electroshield.ru/catalog/properties/3/689/> (доступ от 26.01.2017)
15. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др., - 8-е изд., испр. и доп. — М.: Издательство МЭИ, 2002. — 964 с.
16. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК, 1999.
17. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций
18. Беляков Ю.П. Козлов А.Н. Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматка электрических систем: Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.– 132 с.

19. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Приложение А  
Материалы монографии.

М.А. Шабад. - СПб.: ПЭИПК, 2006. - 4-е изд., перераб. и доп. - 350 стр.. ил.

20. Ротачёв Ю.А. Релейная

Вакуумные выключатели 10 кВ:

- средний параметр потока отказов $w$ , 1/год	$\omega_B := 0.004$
- среднее время восстановления $T_v$ , ч	$T_{v.B} := 8$
- частота текущих ремонтов $m$ , 1/год	$\mu_B := 0.083$
- продолжительность текущего ремонта $T_r$ , ч	$T_{r.B} := 4$
- параметр отказа выключателей при отключении КЗ $a_{кз}$	$a_{кз} := 0.0027$
- относительная частота отказов выключателей $a_{o.п}$	$a_{o.п} := 0.0022$

Кабельные линии 10 кВ:

- средний параметр потока отказов на 1 км $w$ , 1/год	$\omega_{л} := 0.075$
- среднее время восстановления $T_v$ , ч	$T_{v.л} := 16$
- частота текущих ремонтов $m$ , 1/год	$\mu_{л} := 1$
- продолжительность текущего ремонта $T_r$ , ч	$T_{r.л} := 2$

Система шин 10 кВ: защита и автоматика:

Учебно-методическое пособие для студентов заочного обучения/ Амурский гос. ун-т – Благовещенск, 2007.

21. Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2007.

22. Трубицын В.И. Надежность электростанций: Учебник для вузов. Энергоатомиздат, 2007. — 240 с: ил.

23. URL: <http://www.cbr.ru/statistics/?PrId=finr> (дата обращения 15.01.2017)

24. URL: <http://www.kabtrade.ru> (доступ от 25.01.2017)

25. URL: <http://www.tavrida.ru> (дата обращения 15.01.2017)

26. ГОСТ 12.1.019-79 (2001) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

## Приложение А

### Программный расчёт надёжности сети 10 кВ

- средний параметр потока отказов $w$ , 1/год	$\omega_{\text{СШ}} := 0.03$
- среднее время восстановления $T_{\text{В}}$ , ч	$T_{\text{В.СШ}} := 7$
- частота текущих ремонтов $m$ , 1/год	$\mu_{\text{СШ}} := 0.166$
- продолжительность текущего ремонта $T_{\text{р}}$ , ч	$T_{\text{р.СШ}} := 5$

КТП:

- средний параметр потока отказов $w$ , 1/год	$\omega_{\text{КТП}} := 0.05$
- среднее время восстановления $T_{\text{В}}$ , ч	$T_{\text{В.КТП}} := 10$
- частота текущих ремонтов $m$ , 1/год	$\mu_{\text{КТП}} := 0.4$
- продолжительность текущего ремонта $T_{\text{р}}$ , ч	$T_{\text{р.КТП}} := 4$

Вероятности отказа элементов схемы

$$q_{\text{Л1}} := 0.0006644 \quad q_{\text{СШ}} := 0.0000479 \quad q_{\text{рзшин}} := 0.002 \quad q_{\text{рзтр}} := 0.0012$$

$$q_{\text{Л2}} := 0.0006534 \quad q_{\text{Вст}} := 0.0000073 \quad q_{\text{рзлин}} := 0.0012 \quad \omega_{\text{рзВ}} := 0.0012$$

$$q_{\text{КТП1}} := 0.0000685$$

$$q_{\text{КТП2}} := 0.0000685$$

$$q_{B3} := q_{BCT} \dots \\ + a_{K3} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{P3SHIN}) \cdot (1 - q_{P3LIN})] \cdot [1 - (1 - q_{CSH}) \cdot (1 - q_{L1})] \dots \\ + a_{O.P.} \cdot \frac{\mu_{CSH} + \mu_L}{8760}$$

$$q_{B3} = 7.599 \times 10^{-6}$$

$$q_{B1} := q_{B3}$$

$$q_{B2} := q_{BCT} \dots \\ + a_{K3} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{P3SHIN}) \cdot (1 - q_{P3LIN})] \cdot [1 - (1 - q_{CSH}) \cdot (1 - q_{L2})] \dots \\ + a_{O.P.} \cdot \frac{\mu_{CSH} + \mu_L}{8760}$$

$$q_{B2} = 7.599 \times 10^{-6}$$

$$q_{B4} := q_{B2}$$

$$q_{B5} := q_{BCT} \dots \\ + a_{K3} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{P3SHIN}) \cdot (1 - q_{P3SHIN})] \cdot [1 - (1 - q_{CSH}) \cdot (1 - q_{CSH})] \dots \\ + a_{O.P.} \cdot \frac{2\mu_{CSH}}{8760}$$

$$q_{B5} = 7.384 \times 10^{-6}$$

Вероятности отказа цепочки

$$q_1 := q_{B3} + q_{B1} + q_{L1} + q_{CSH} \cdot 2 + q_{KTP1} \quad q_1 = 0.0008439$$

$$q_2 := q_{B2} + q_{B4} + q_{L2} + q_{CSH} \cdot 2 + q_{KTP2} \quad q_2 = 0.0008329$$

Параметр потока отказов для цепочек:

$$\omega_{B3} := \omega_B + \omega_{P3B} \cdot 4.85 \omega_L \cdot (\omega_{CSH}) + a_{O.P.} \cdot (\mu_{CSH} + \mu_L) \quad \omega_{B3} = 0.00658$$

$$\omega_{B2} := \omega_B + \omega_{P3B} \cdot 4.77 \omega_L \cdot (\omega_{CSH}) + a_{O.P.} \cdot (\mu_{CSH} + \mu_L) \quad \omega_{B2} = 0.00658$$

$$\omega_{B5} := \omega_B + \omega_{P3B} \cdot \omega_L \cdot (\omega_{CSH}) + a_{O.P.} \cdot (\mu_{CSH})$$

$$\omega_1 := \omega_{CSH} \cdot 2 + 2\omega_{B3} + \omega_L \cdot (4.85) + 2\omega_{KTP} \quad \omega_2 := \omega_{CSH} \cdot 2 + 2\omega_{B2} + \omega_L \cdot (4.77) + 2\omega_{KTP}$$

$$\omega_1 = 0.537$$

$$\omega_2 = 0.531$$



Параметр потока отказов для системы:

$$\omega_{\text{сист}} := \omega_1 \cdot q_2 + \omega_2 \cdot q_1 + (\omega_1 - \omega_{\text{Л}} \cdot 4.77) \cdot (q_{\text{Л}2}) + (\omega_2 - 4.85\omega_{\text{Л}}) \cdot (q_{\text{Л}1})$$

$$\omega_{\text{сист}} = 0.001123$$

Коэффициент

$$\omega_1 - \omega_{\text{Л}} \cdot 4.77 = 0.179$$

$$\omega_2 - 4.85\omega_{\text{Л}} = 0.167$$

$$K_{\text{пр}1} := 1 - e^{\frac{-T_{\text{р.л}}}{T_{\text{в.л}}}}$$

$$K_{\text{пр}1} = 0.118$$

$$K_{\text{пр}2} := 1 - e^{\frac{-T_{\text{р.л}}}{T_{\text{в.л}}}}$$

$$K_{\text{пр}2} = 0.118$$

Вероятность отказа системы без учёта АВР:

$$q_{\text{сб}ез\text{АВР}} := q_1 \cdot q_2 + K_{\text{пр}1} \cdot \omega_1 \cdot q_2 + K_{\text{пр}2} \cdot \omega_2 \cdot q_1$$

$$q_{\text{сб}ез\text{АВР}} = 0.00011$$

Вероятность отказа системы с учётом АВР:

$$p_1 := (1 - q_{\text{В}3}) \cdot [(1 - q_{\text{р}3\text{шин}}) \cdot (1 - q_{\text{р}3\text{лин}})]$$

$$p_2 := (1 - q_{\text{В}5}) \cdot (0.91)$$

$$q_{\text{сАВР}} := q_{\text{сб}ез\text{АВР}} \cdot p_1 \cdot p_2 + 0.5 \cdot (1 - p_1) \cdot p_2 + 0.5 \cdot (1 - p_2) \cdot p_1 + 0.5 \cdot (1 - p_1) \cdot (1 - p_2)$$

$$q_{\text{сАВР}} = 0.0052$$

Коэффициент вынужденного простоя системы

$$K_{\text{ПС}} := q_{\text{сАВР}}$$

$$K_{\text{ПС}} = 0.0052$$

Коэффициент готовности

$$K_{\text{ГС}} := 1 - K_{\text{ПС}}$$

$$K_{\text{ГС}} = 0.9948$$

Время восстановления

$$t_{\text{вс}} := \frac{K_{\text{ПС}}}{\omega_{\text{сист}}} \quad t_{\text{вс}} = 4.6$$

Расчётное время безотказной работы

$$T_{\text{р}} := \frac{0.105}{\omega_{\text{сист}}} \quad T_{\text{р}} = 21 \quad \text{лет}$$

Среднее время безотказной работы

$$T_C := \frac{1}{\omega_{\text{сист}}} \quad T_C = 200 \quad \text{лет}$$

Недоотпуск ЭЭ, при передаваемой мощности 5266 КВт за год

$$W_{\text{нед}} := 5266 \text{К}_{\text{ПС}} \cdot 5000 \quad W_{\text{нед}} = 136916 \quad \text{КВт} \cdot \text{ч}$$

Ограничения мощности

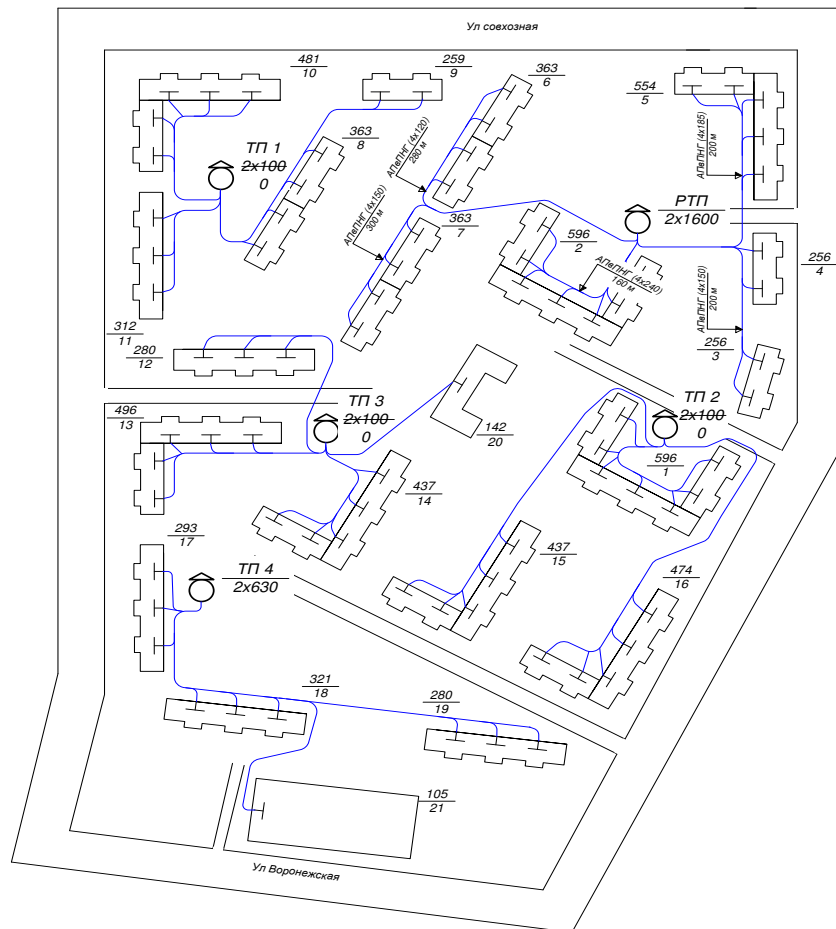
$$P_{\text{огр}} := 5017 \text{К}_{\text{ПС}} \quad P_{\text{огр}} = 26.0884 \quad \text{КВт}$$

Ущерб от недоотпуска за год

$$Y_{\text{нед}} := W_{\text{нед}} \cdot 3 \quad Y_{\text{нед}} = 410748 \quad \text{руб}$$

# Приложение Б

ВКР.000000.13.03.02. ПЛ



— - кабель 0,4 кВ (глубина заложения 0,5 м)

⊥ - ввод 0,4 кВ

### Источники питания района застройки



### Экспликация

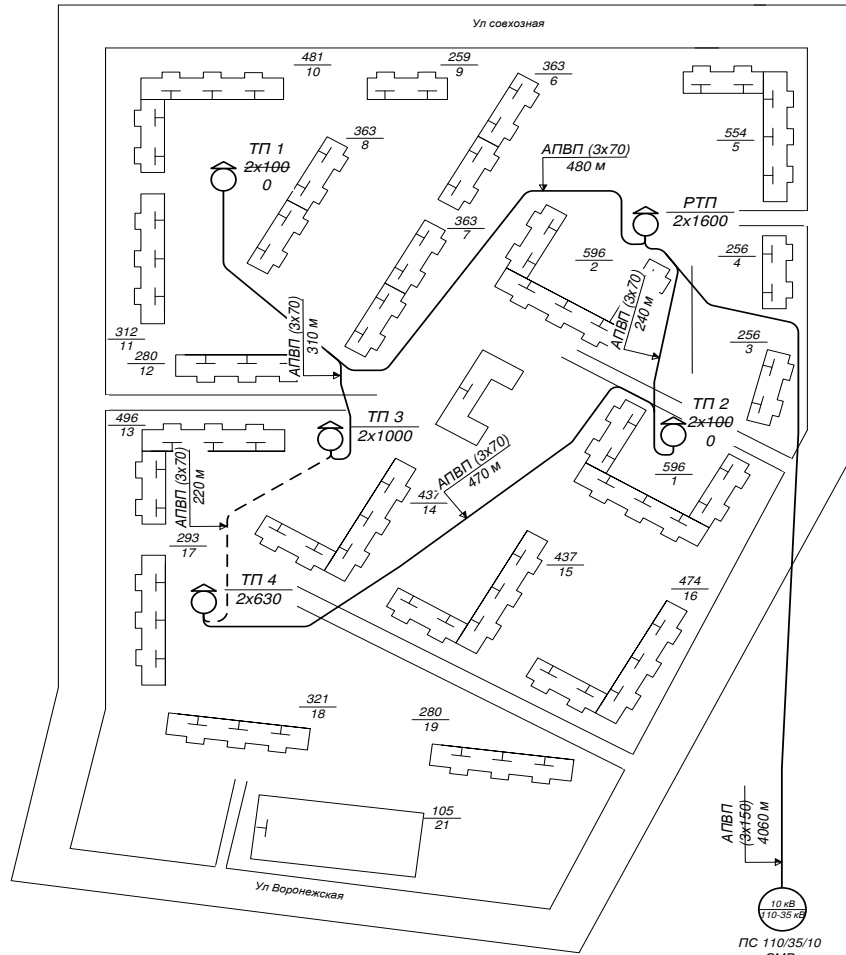
Объект	№ на листе	Рр, кВт	Qр, кВАр	Sp, кВА	Категория по надёжности
Кирпичный жилой дом 1 очередь	1,2	584	117	596	12
Кирпичный жилой дом 1 очередь	3,4	237	97	256	12
Кирпичный жилой дом 1 очередь	5	504	231	554	12
Кирпичный жилой дом 2 очередь	6,7,8	366	72	363	12
Кирпичный жилой дом 2 очередь	9	240	98	259	12
Кирпичный жилой дом 2 очередь	10	445	182	481	12
Кирпичный жилой дом 2 очередь	11	289	118	312	12
Кирпичный жилой дом 2 очередь	12	274	55	280	12
Кирпичный жилой дом 3 очередь	13	459	187	496	12
Кирпичный жилой дом 3 очередь	14,15	429	86	437	12
Кирпичный жилой дом 3 очередь	16	438	179	474	1
Кирпичный жилой дом 3 очередь	17	279	89	293	1
Кирпичный жилой дом 3 очередь	18	297	121	321	1
Кирпичный жилой дом 3 очередь	19	274	55	280	1
садик	20	138	34	142	2
паркин	21	100	32	105	2

ВКР.000000.13.03.02. ПЛ.					Лит			Масштаб		
РАЗВОДКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 0,4 кВ					Лит			Масштаб		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лит			Масштаб		
Разраб.	Мещеряков				Лит			Масштаб		
Провер.	Мещеряков				Лит			Масштаб		
Т. Контроль	Ю.Ф.				Лит			Масштаб		
Решит.					Лит			Масштаб		
И. Контроль	Козлова А.Н.				Лит			Масштаб		
Утв.	Савина Н.В.				Лит			Масштаб		

# Приложение В

ВКР.000000.13.03.02. ПЛ

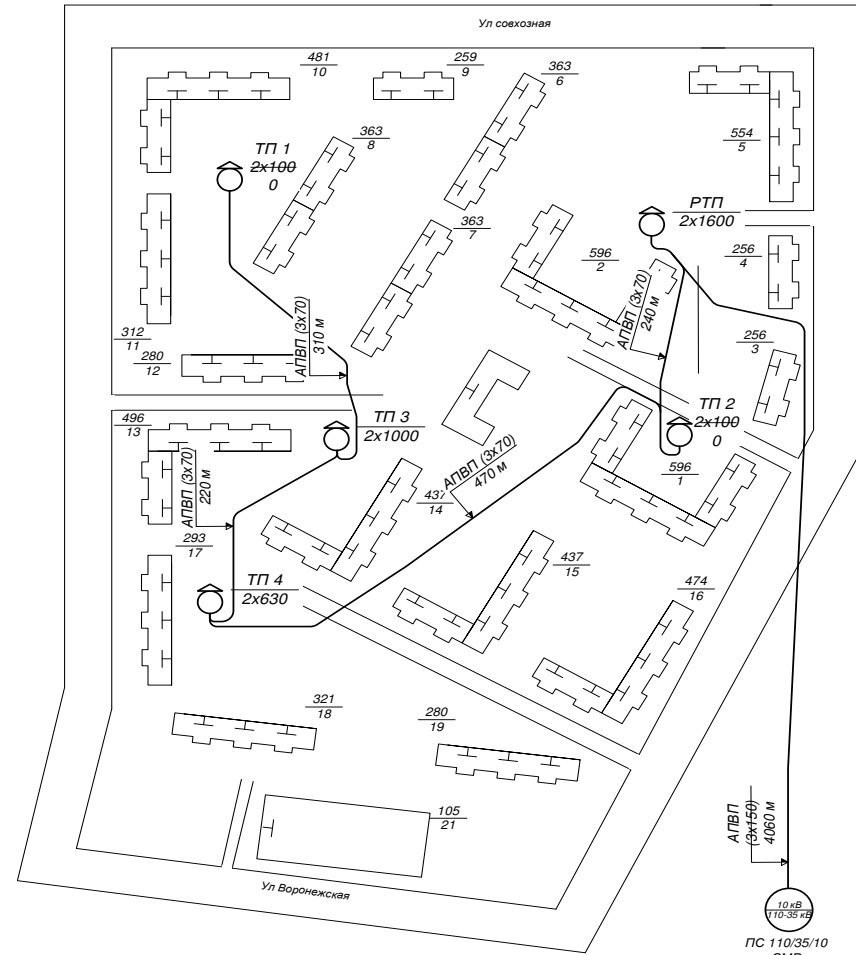
Вариант №1



Нагрузки кабелей 10 кВ

Наименование фидера 10 кВ	$S_{Р\text{ кл}}$ , кВА	$I_{Р\text{ кл}}$ , А	$I_{доп\text{ кл}}$ , А	$F_{\text{ кл факт}}$ , мм <sup>2</sup>	$\Delta U_{\text{ кл}}$ , %
РП - ТП 1 - ТП 3 (вариант 1)	2171	126	240	70	0,8
РП - ТП 2 - ТП 4 (вариант 1)	2124	123	240	70	0,7
РП - ТП 2 - ТП 4 - ТП 3 - ТП 1 (вариант 1 аварийный)	4056	234	240	70	2,2
РП - ТП 2 - ТП 4 - ТП 3 - ТП 1 (вариант 2)	4056	234	240	70	2,2
ПС РП	5414	313	329	150	2,3

Вариант №2



Условные обозначения

— кабельная линия 10 кВ (глубина заложения 0,7 м)

- - - - - кабельная линия 10 кВ (нормально отключенная)

← АПВЛ (3х70) / 700 м — марка кабеля (количество жил X сечение одной жилы) Протяженность (м)

ВКР.000000.13.03.02. ПЛ.					Выполнение сети 10 кВ по различным вариантам		
Изм.	Лист	№ докум.	Год	Дата	Лист	Масса	Масштаб
Разработ.	Мельникова				2		
Провер.	Мельникова						
Т. контр.	—						
Решен.	—						
И. контр.	Козлов А.И.				Листов 6		
Утв.	Савина Н.В.				Лист 2		

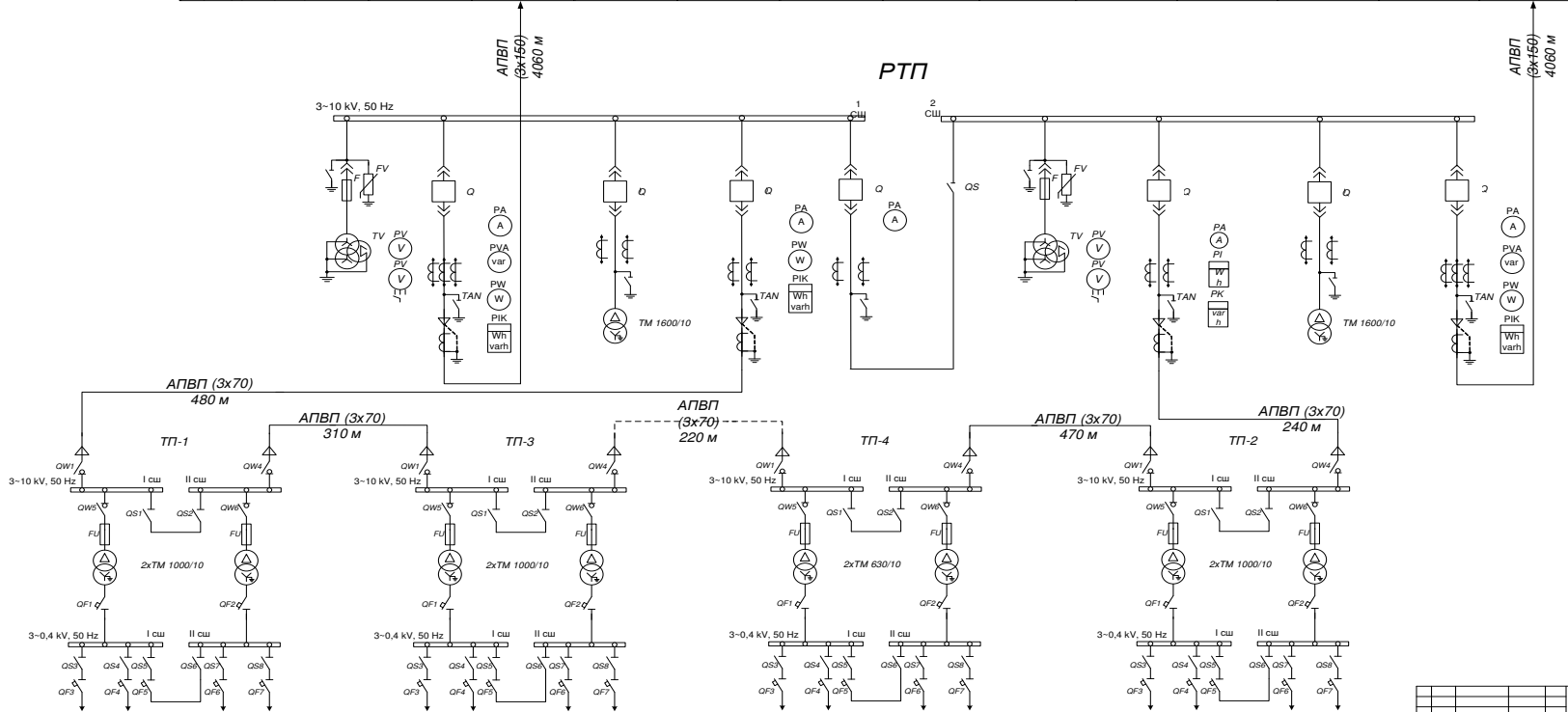
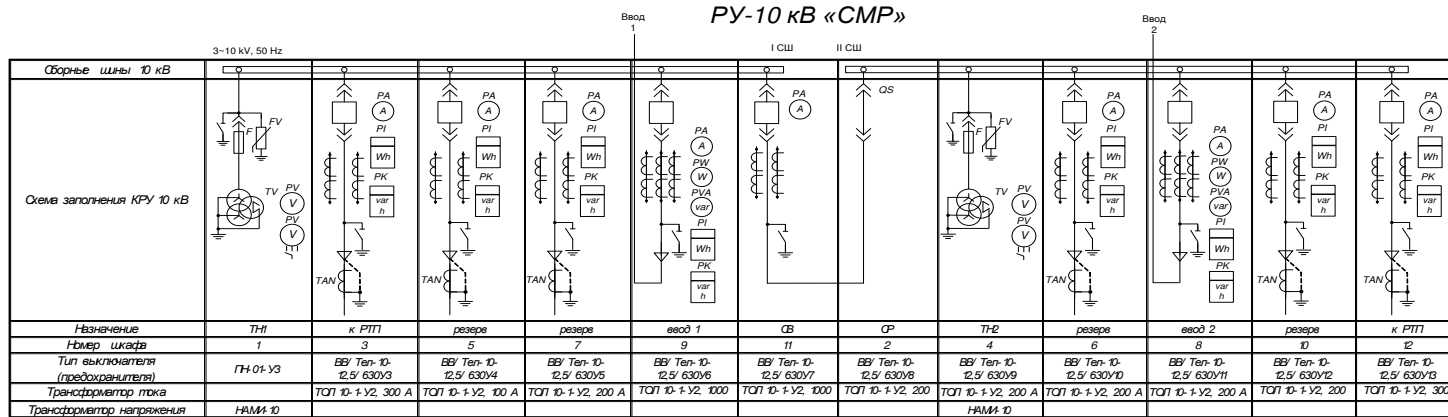
ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЖИЛОГО КОМПЛЕКСА БЕРКОВЫЙ В ГОРОДЕ ХАБАРОВСК

Лист 2

Кафедра Энергетики

# Приложение Г

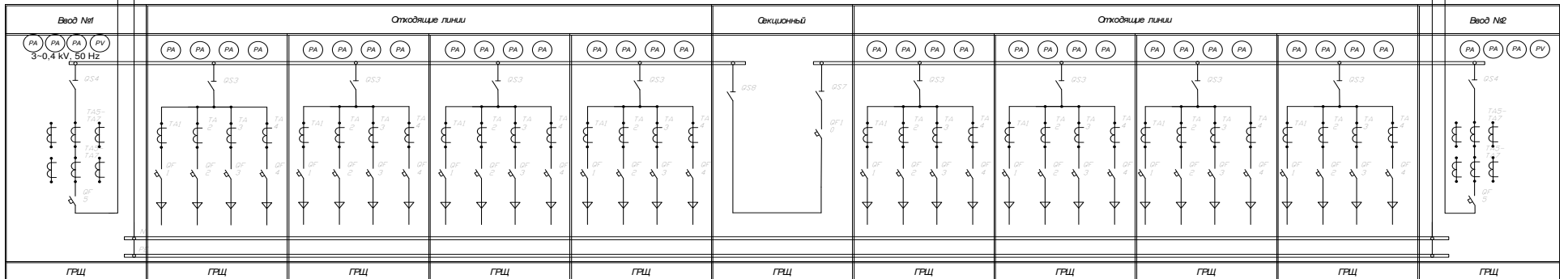
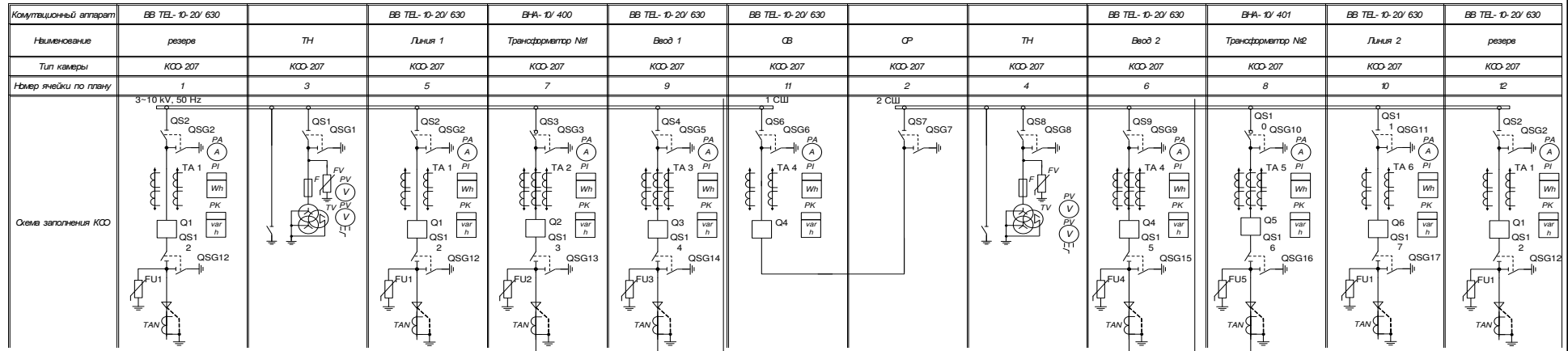
ВКР.000000.13.03.02. СХ.



ВКР.000000.13.03.02. СХ.				Лист	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Д	
Разработ.	Исполнитель	Провер.	Инженер			
Т. Колеба	Ю. В.					
Рисовал	Колодя А.Н.					
Н. Колеба	Савина Н.В.					
Уте.						
ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА СЕТИ 10 КВ				Лист 3 из 6		
ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЖИЛОГО КОМПЛЕКСА БЕГЕЗИ В ГОРОДЕ ХАБАРОВСК				Ин-У Кафедра Энергетики		

# Приложение Д

ВКР.000000.13.03.02.СХ

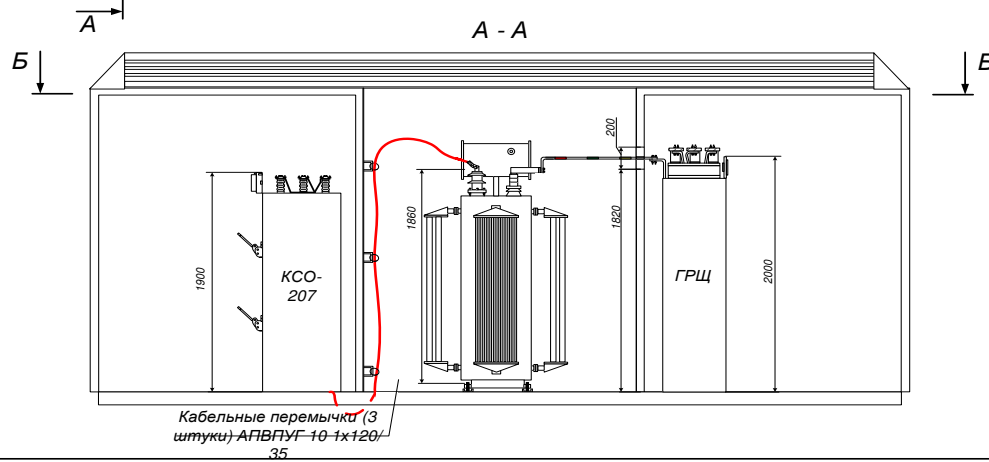
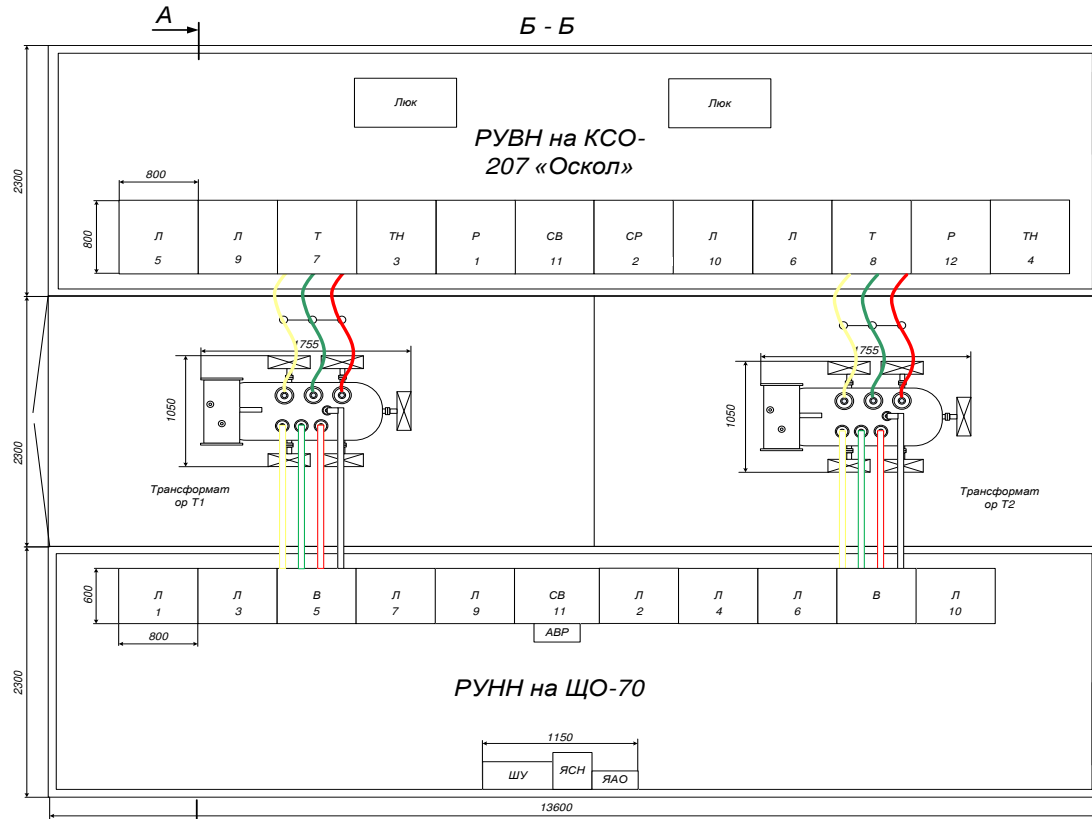


					ВКР.000000.13.03.02.СХ						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА РТП ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЖИЛОГО КОМПЛЕКСА БЕРЕЗКИ В ГОРОДЕ КАБАРОВСЬК					Лист	Масштаб
Разраб.	Т. Контр.	М. Контр.	И. Контр.	Учт.						д	Масштаб
Провер.	М. Контр.	И. Контр.	Учт.	Листов 6							
Реценз.	Ю. Контр.	И. Контр.	Учт.	Лист 4							
И. Контр.	С. Контр.	И. Контр.	Учт.	Лист 5							

АИГУ  
Кафедра  
Энергетики

# Приложение Е

ВКР.000000.13.03.02. ПЛ.

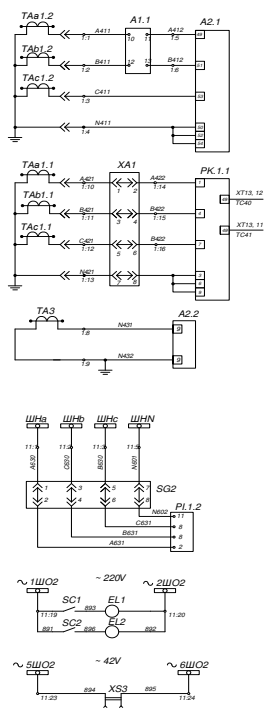
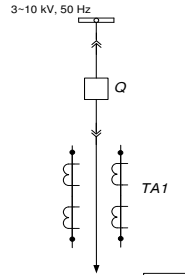


				ВКР.000000.13.03.02. ПЛ.		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист	Масса
Разраб.	И.И.И.	И.И.И.	И.И.И.	И.И.И.	1	1
Провер.	И.И.И.	И.И.И.	И.И.И.	И.И.И.	1	1
Т. Контро.	И.И.И.	И.И.И.	И.И.И.	И.И.И.	Лист 5	Листов 6
Рисунг.	И.И.И.	И.И.И.	И.И.И.	И.И.И.	АИП У	
И. Констр.	И.И.И.	И.И.И.	И.И.И.	И.И.И.	Кафедра Энергетики	
Упл.	И.И.И.	И.И.И.	И.И.И.	И.И.И.	ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЖИЛОГО КОМПЛЕКСА БЕРЕЖКИ В ГОРОДЕ ХАБАРОВСК	

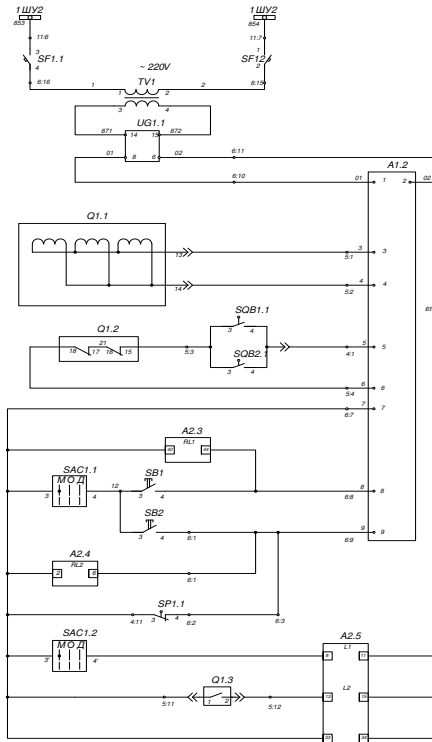
# Приложение Ж

ЭКР.000000.13.03.02.СХ

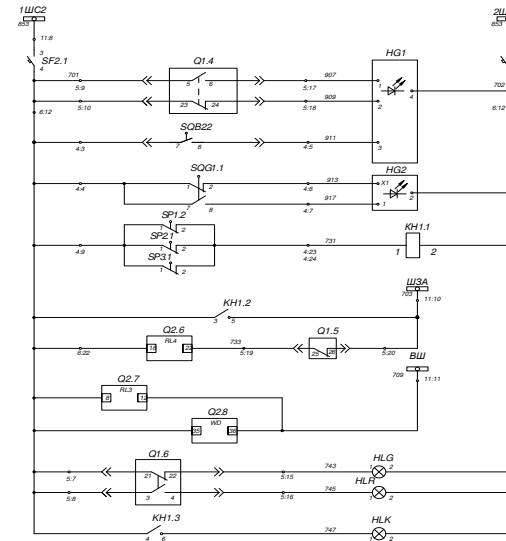
ПОЯСНЯЮЩАЯ СХЕМА



Максимальная токовая защита, питающие блоки управления выключателя	Токосые цепи
Цели учёта и измерений	
Защита от замыканий на землю	Цели напряжения
Шинки напряжения	
Цели учёта	Цели освещения
Отсек РЗА	
Отсек выключателя	
Цели питания переносного электроинструмента	



Шинки ШУ 220 В	Управление переводом
Автоматический выключатель	
Разделительный трансформатор	
Блок питания	
Блок управления	
Контроль цепи электромагнита включения	
Цель привода выключателя	
Блокировка от включения в промежуточном положении	
Включение от локальной сети	
Включение ручное	
Отключение ручное	
Отключение от защит, по локальной сети и по целям ускорения	
Дуговая защита каб. отсека	
Управление по локальной сети	
Фиксация положения выключателя	
Цели питания защиты	



Шинки ШУ 220 В	Цели сигнализации
Автоматический выключатель	
Включено	
Отключено	
В контр. положении	
Разомкн.	
Замкнуты	
Дуговая защита	
Аварийная сигнализация	
Аварийное отключение выключателя	
Предупредит. сигнализация	
Земля в сети 10 кВ	
Неисправность устройства защиты	
Выключатель отключен	
Выключатель включен	
Лампа "Блиinker не поднят"	

Перечень элементов к схеме управления

Позиционно обозначени	Наименование	Тип
A1	Микропроцессорный блок защит	Micot P-122
KL1	Реле промежуточное	РП-17-11 УХЛ4
XA1, XA2	Блок испытательный	БИ-4
TAa1, TAc1	Трансформатор тока	ТТЛ1-10
TA3	Трансформатор тока ТДЗЛ	ТДЗЛ-0,66

ЭКР.000000.13.03.02.СХ					
Изм.	Лист	Из докум.	Листов	Дата	Лист
Разработ.	Провер.	Инженер	Масштаб		Масштаб
Т. Кошур.	М. Кошур.	Ю.Ф.			
Уте.	Савина Н.В.	Козлов А.Н.			
ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ОТХОДЯЩЕЙ ЛИНИИ 10 КВ			Лист 6		
ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЖИЛОГО КОМПЛЕКСА БЕРЕЖКИ В ГОРОДЕ ХАБАРОВСК			Листов 6		
			ДГУ У Кафедра Энергетики		