

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02(140400.62) « Электроэнергетика и электро-
техника»
Профиль: Электроснабжение

Выпускная квалификационная работа

на тему: Реконструкция систем электроснабжения жилого массива, питаемого
от подстанции «Промышленная»

Исполнитель
студент группы 242об4

подпись, дата

Е.А. Сухов

Руководитель
профессор, к.т.н

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Зав. Кафедрой, д.т.н.,
профессор

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль, к.т.н.

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

ЗАДАНИЕ

Реконструировать систему электроснабжения для жилого района города Белогорска. Проектирование данной системы электроснабжения для района, образованного следующими улицами (ул. Первомайская, ул. Добровольского, ул. Чехова, ул. Ломоносова, ул. Госпитальная, ул. Политехническая). План проектируемого района изображён на рисунке 1,2.



Рисунок 1 – План проектируемого района

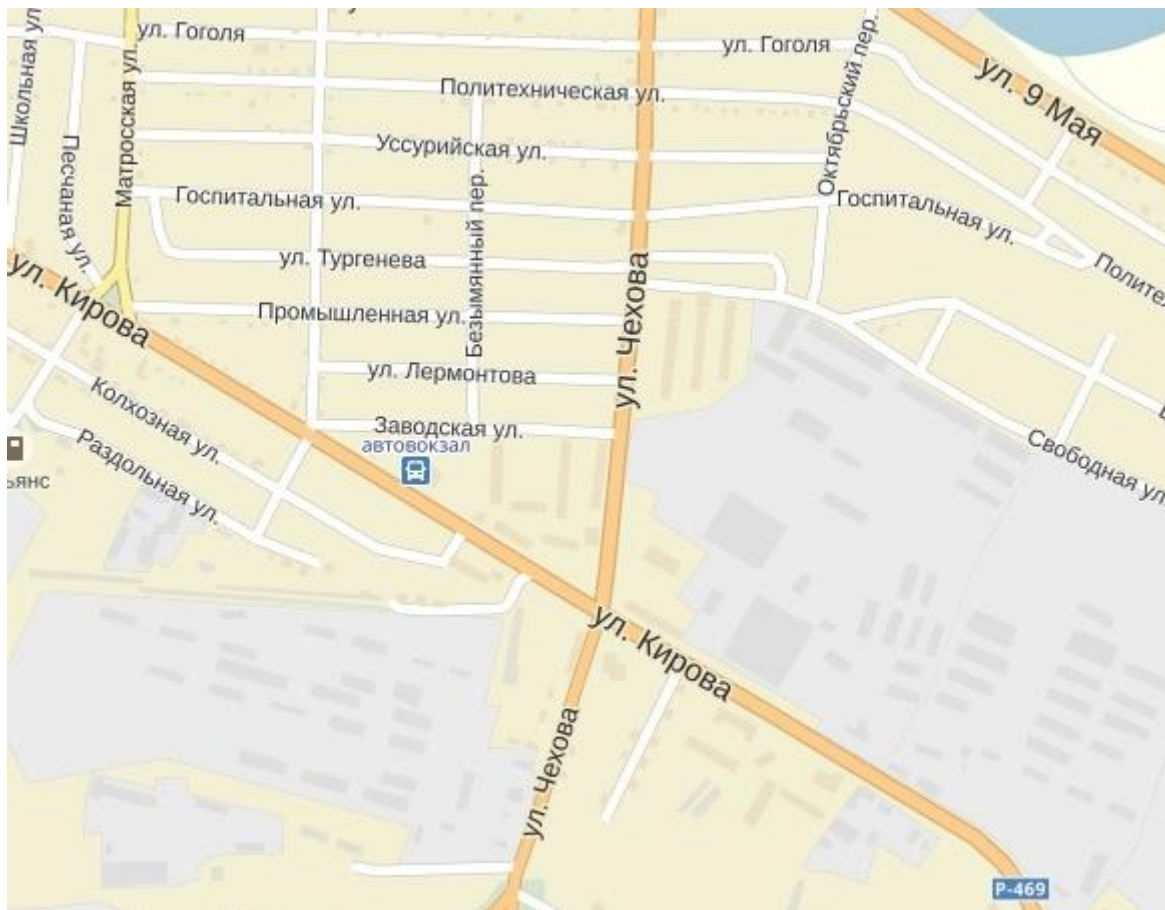


Рисунок 2 – План проектируемого района

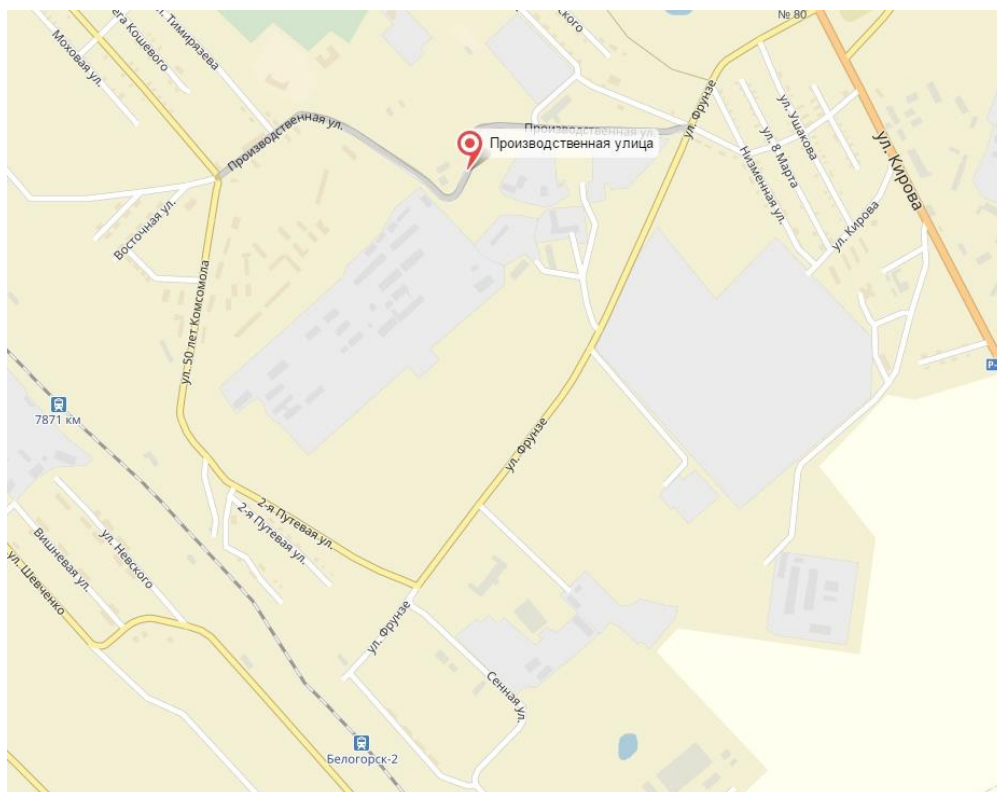


Рисунок 2а – План проектируемого района

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 97 с., 14 рисунков, 120 формул, 23 таблицы, 12 использованных источников.

ВВОДНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ГОРОДСКАЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, НАГРУЗКА, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, КАБЕЛЬ, ТОК, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ.

В данной курсовой работе была спроектирована схема электроснабжения района города Белогорска.

Цель работы – разработать наиболее экономичный и гибкий, с точки зрения эксплуатации, вариант, в котором возможно применить перспективу развития промышленного предприятия.

Основу данного проектирования составляют следующие задачи: разработка схемы электроснабжения района города Благовещенска, выбор необходимого высоковольтного и низковольтного оборудования, провезти расчет технико-экономических показателей проекта, выбор уставок РЗА, а так же построение карту селективности.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений

Введение

1 Краткая характеристика жилого района

2 Расчет электрических нагрузок 0,4 кВ

2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей

2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий

2.1.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиями

2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей

2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений

2.2.2 Расчет нагрузок электрифицированного транспорта

2.2.3 Расчет осветительной нагрузки

2.3 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ

2.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

2.5 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ

2.6 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ

3 Выбор числа и мощности трансформаторов

4 Выбор схемы и конструкции ТП

5 Определение потерь мощности и энергии в трансформаторах ТП и линиях

6 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ жилого района

6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

6.2 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ

6.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ

6.5 Расчет электрических нагрузок РП

7 Выбор схемы и конструкции РП

8 Расчет токов КЗ

8.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

- 8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ
- 9 Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ
- 10 Проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения
- 11 Выбор и проверка электрических аппаратов
 - 11.1 Выбор и проверка выключателей
 - 11.2 Выбор и проверка трансформатора тока
 - 11.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения
 - 11.4 Выбор и проверка сборных шин
 - 11.5 Выбор комплектных распределительных устройств
 - 11.6 Выбор и проверка предохранителей
 - 11.7 Выбор и проверка автоматических выключателей
- 12 Согласование защит и карта селективности
- 13 Расчет емкостных токов замыкания на землю
- 14 Технико-экономические показатели проекта
 - 14.1 Расчет капиталовложений
 - 14.1.1 Расчет капиталовложений на сооружение питающих линий
 - 14.1.2 Расчет капиталовложений оборудования
 - 14.2 Расчет эксплуатационных затрат
 - 14.3 Суммарные затраты и себестоимость распределения электроэнергии
 - 14.4 Технико-экономические показатели проекта
- Заключение
- Библиографический список
- Приложение А

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АВ – автоматический выключатель;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

НН – низкое напряжение;

РП – распределительный пункт;

Руб. - рубли

ТП – трансформаторная подстанция;

ТТ – трансформатор тока;

Тыс. руб. - тысячи рублей

Чел. – человек;

ЭП – электроприёмник;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

ВВЕДЕНИЕ

Основной задачей в данной выпускной квалификационной работе является создание наиболее экономичной и надежной схемы электроснабжения путем разработки оптимальной системы распределения электроэнергии, при этом необходимо оптимизировать выбор числа и мощности трансформаторов в КТП, сечения кабелей. В результате чего, снижается затрата средств при сооружении и эксплуатации всех элементов системы электроснабжения.

Под системой электроснабжения города понимается совокупная величина электрических сетей всех напряжений, расположенных на городской территории и предназначенных для его потребителей. Для питания получателей электроэнергии, расположенных на территории городов, создаются специальные электрические сети, которые по сравнению с электрическими сетями энергетических систем имеют свои отличные особенности. Подробно эти особенности выявляются при создании электрических сетей в крупных городах. В настоящее время такие сети образуют особые системы электроснабжения городов.

Исходя из, развития промышленной, селитебной, коммунально – складской и внешне транспортной зоны, возникает проблема рационального построения городских систем электроснабжения, в результате чего, происходит модификация электрических сетей, расположенных на территории городов, предназначенных для электроснабжения их потребителей.

1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЖИЛОГО РАЙОНА

Белогорск – административный центр городского округа Белогорского района и города Белогорск, располагается на северо-востоке Амурской области. По численности населения город относится к группе средних городов. Климат в Белогорске резко континентальный с муссонными чертами и неравномерностью выпадения осадков. Основные характеристики климатических условий г. Белогорск: температура при гололеде -10; район по гололёду 2; толщина стенки гололёда 10 мм; район по ветру 2; среднегодовая температура воздуха +0,3 °С; температурный максимум +40 °С; температурный минимум -45 °С; число грозных часов в год 34; степень загрязнения атмосферы 1; высота снежного покрова, макс/средняя, 35/10 см.

Жилой массив, огибаемый улицами Чехова – Ломоносова – Первомайская – Госпитальная – Политехническая расположен на окраине города Белогорск.

Основу нагрузок выбранного района составляет бытовые потребители и коммунально-бытовая нагрузка. Застройка трёх-, пяти- этажная. По категории надёжности электроснабжения преобладают потребители II и III категории.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК 0,4 КВ

Основу нагрузок отмеченного выше района составляет бытовые потребители и коммунально-бытовая нагрузка. Первым пунктом проектирования систем электроснабжения является расчёт электрических нагрузок. Расчётной называют нагрузку, после определения которой выбирают электрооборудование, мощность источников питания, сечение кабелей и проводов, мощность трансформаторов. Особенностью расчёта в городских системах является то, что данные о характеристиках электроприемников могут отсутствовать. Расчёт будет производиться с помощью метода удельных электрических нагрузок.

2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей

2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий

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

$$P_{кв} = p_{кв.уд} \cdot n, \quad (1)$$

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

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

$$P_c = P_{р.л} + P_{см}, \quad (2)$$

где $P_{р.л}$ - расчетная мощность лифтовых установок, кВт;
 $P_{см}$ - мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и др. санитарно-технических устройств, кВт.

Мощность лифтовых установок определяется по выражению:

$$P_{p.l} = k'_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{ni}, \quad (3)$$

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

P_{ni} - установленная мощность электродвигателя лифта, кВт.

Мощность электродвигателей санитарно-технических устройств определяется по формуле:

$$P_{cmy} = k''_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{CTVi}, \quad (4)$$

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

n – количество подъездов.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома определяется по формуле:

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

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

Рассмотрим пример расчета здания №44.

$$P_{кв} = 1,95 \cdot 110 = 214,5 \text{ кВт}$$

$$P_{cmy} = 0,9 \cdot \sum_{i=1}^3 5 + 5 + 5 = 13,5 \text{ кВт}$$

$$P_{p.ж.д} = 214,5 + 0,9 \cdot (13,5) = 226,65 \text{ кВт}$$

Рассмотрим пример расчета здания №42.

$$P_{кв} = 4,3 \cdot 25 = 107,5 \text{ кВт}$$

$$P_{cmy} = 0,9 \cdot \sum_{i=1}^2 5 + 5 = 9 \text{ кВт}$$

$$P_{p.ж.д} = 107,5 + 0,9 \cdot (9) = 115,6 \quad \text{кВт}$$

Рассмотрим пример расчета здания №43.

$$P_{кв} = 4,2 \cdot 25 = 105 \quad \text{кВт}$$

$$P_{студ} = 0,9 \cdot \sum_{i=1}^2 5 + 5 = 9 \quad \text{кВт}$$

$$P_{П.У.} = 0,25 \cdot 30 = 7,5 \quad \text{кВт}$$

$$P_{p.ж.д} = 105 + 7,5 + 0,9 \cdot (9) = 120,3 \quad \text{кВт}$$

Рассмотрим пример расчета здания №45.

$$P_{кв} = 1,95 \cdot 110 = 214,5 \quad \text{кВт}$$

$$P_{студ} = 0,9 \cdot \sum_{i=1}^3 5 + 5 + 5 = 13,5 \quad \text{кВт}$$

$$P_{p.ж.д} = 214,5 + 0,9 \cdot (13,5) = 226,65 \quad \text{кВт}$$

Рассмотрим пример расчета здания № 46.

$$P_{кв} = 5,3 \cdot 15 = 79,5 \quad \text{кВт}$$

$$P_{студ} = 0,9 \cdot \sum_{i=1}^1 5 = 4,5 \quad \text{кВт}$$

$$P_{П.У.} = 0,25 \cdot 30 = 7,5 \quad \text{кВт}$$

$$P_{p.ж.д} = 79,5 + 4,5 + 0,9 \cdot (4,5) = 88,05 \quad \text{кВт}$$

Рассмотрим пример расчета здания №48.

$$P_{кв} = 1,9 \cdot 80 = 152 \quad \text{кВт}$$

$$P_{студ} = 0,9 \cdot \sum_{i=1}^2 5 + 5 = 9 \quad \text{кВт}$$

$$P_{p.ж.д} = 152 + 0,9 \cdot (9) = 160,1 \quad \text{кВт}$$

Точно также рассчитывается реактивная и полная мощность с учетом коэффициента мощности для соответствующего потребителя, [3].

Результаты расчетов сведены в таблицу 1.

2.1.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиями

Нагрузка коммунально-бытовых потребителей, расположенных в жилых домах определяется по выражению:

$$P_{\text{общ.зд}} = P_{\text{ж.кв}} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot P_i \quad (6)$$

где $P_{\text{ж.кв.}}$ - максимальная нагрузка жилого здания (или помещения в здании), кВт;

P_i - нагрузка коммунально-бытового потребителя, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме нагрузки.

Рассмотрим пример расчета здания № 59.

$$P_{\text{кв}} = 4,3 \cdot 25 = 107,5 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{студ}} = 0,9 \cdot \sum_{i=1}^2 5 + 5 = 9 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{р.ж.д}} = 107,5 + 0,9 \cdot (9) = 115,6 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{общ.зд}} = 115,6 + 18,4 \cdot 0,82 = 130,688 \text{ кВт}$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 1.

2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей

2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений

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

$$P_{\text{р.общ.зд}} = P_{\text{уд.общ.зд}} \cdot n \quad (7)$$

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

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

Приведен пример для расчета электрической нагрузки школы № 5 (на карте №38).

$$P_{p.обц.зд} = 0,25 \cdot 800 = 200 \text{ кВт},$$

где 0,25 – удельная нагрузка продовольственного магазина кВт/м² [3];

Результаты расчетов сведены в таблицу 1

Таблица 1 – расчет электрических нагрузок ограниченного улицами Первомайская – Производственная – Добровольского – Чехова – Ломоносова – Госпитальная - Политехническая

№	Объект	Rуд	n	P	tg	Q	Pздmax	Qздmax	S
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
2	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
3	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
4	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
5	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
6	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
7	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
8	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,2	0,9	8,55	6,412	10,687
	СТУ	5	1	4,5	0,75	3,375			
9	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
10	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
11	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
12	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,2	0,9	8,55	6,412	10,687
	СТУ	4,5	1	4,5	0,75	3,375			
13	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
14	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
15	база "ДВ Мастер"	0,07 5	109	8,175	0,8	6,54	16,275	12,615	20,592
	СТУ	5	2	9	0,75	6,75			
16	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
17	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
18	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
19	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
20	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
21	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
22	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
23	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
24	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
25	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
26	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
27	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
28	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
29	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
30	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
31	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
32	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
33	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,2	0,9	8,55	6,412	10,687
	СТУ	4,5	1	4,5	0,75	3,375			
34	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
35	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
36	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
37	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
38	Школа № 5	0,25	800	200	0,95	190	216,2	196,156	291,92
	сту	5	4	18	0,38	6,84			
39	жилой дом 3 эт.	3,9	23	89,7	0,2	17,94	97,8	24,015	100,70
	сту	5	2	9	0,75	6,75			
40	Жилой дом 3 эт.	3,9	23	89,7	0,2	17,94	97,8	24,015	100,70
	сту	5	2	9	0,75	6,75			
41	жилой дом 3 эт.	3,9	23	89,7	0,2	17,94	97,8	24,015	100,70
	сту	5	2	9	0,75	6,75			
42	жилой дом 3 эт.	3,9	23	89,7	0,2	17,94	97,8	24,015	100,70
	сту	5	2	9	0,75	6,75			
43	жилой дом 3 эт.	3,9	23	89,7	0,2	17,94	105,3	29,64	109,39 2
	сту	5	2	9	0,75	6,75			
	Встроенный магазин	0,25	30	7,5	0,75	5,625			
44	жилой дом 5 эт.	1,56	80	124,8	0,2	24,96	175,05	62,6475	185,92 3
	сту	5	6	22,5	0,75	16,875			
45	жилой дом 2 эт.	5,3	15	79,5	0,2	15,9	91,05	24,563	94,305
	сту	5	1	4,5	0,75	3,375			
	Магазин прод тов	0,25	30	7,5	0,75	5,625			
46	жилой дом 4 эт.	1,90	80	152	0,2	30,4	164,15	39,513	168,83 9
	сту	5	3	13,5	0,75	10,125			
47	жилой дом 4 эт.	1,90	80	152	0,2	30,4	164,15	39,513	168,83 9
	сту	5	3	13,5	0,75	10,125			
48	Детский сад № 7	0,46	250	115	0,25	28,75	115	28,75	118,53 9

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
49	жилой дом 3 эт.	3,9	23	89,7	0,2	17,94	97,8	24,015	100,705
	сту	5	2	9	0,75	6,75			
50	жилой дом 3 эт.	3,9	23	89,7	0,2	17,94	97,8	24,015	100,705
	сту	5	2	9	0,75	6,75			
51	жилой дом 3 эт.	3,9	23	89,7	0,2	17,94	97,8	24,015	100,705
	сту	5	2	9	0,75	6,75			
52	жилой дом 3 эт.	3,9	23	89,7	0,2	17,94	97,8	24,015	100,705
	сту	5	2	9	0,75	6,75			
53	жилой дом 3 эт.	3,9	23	89,7	0,2	17,94	97,8	24,015	100,705
	сту	5	2	9	0,75	6,75			
54	жилой дом 3 эт.	3,9	23	89,7	0,2	17,94	97,8	24,015	100,705
	сту	5	2	9	0,75	6,75			
55	жилой дом 3 эт.	3,9	23	89,7	0,2	17,94	97,8	24,015	100,705
	сту	5	2	9	0,75	6,75			
56	жилой дом 3 эт.	3,9	23	89,7	0,2	17,94	155,6	169,33	169,542
	сту	5	2	9	0,75	6,75			
	Встроенный магазин	0,25	33	57,8	0,75	43,312			
57	жилой дом 3 эт.	3,9	23	89,7	0,2	17,94	97,8	24,015	100,705
	сту	5	2	9	0,75	6,75			
58	жилой дом 3 эт.	3,9	23	89,7	0,2	17,94	97,8	24,015	100,705
	сту	5	2	9	0,75	6,75			
59	жилой дом 3 эт.	3,9	23	89,7	0,2	17,94	97,8	24,015	100,705
	сту	5	2	9	0,75	6,75			
60	жилой дом 3 эт.	3,9	23	89,7	0,2	17,94	97,8	24,015	100,705
	сту	5	2	9	0,75	6,75			
61	Киоск	0,25	9	4,5	0,75	3,375	4,5	3,375	5,625
62	Гаражи	0,5	77	38,5	0,25	9,625	38,5	9,625	39,685
63	ООО "ЧОА "Гепард"	0,045	800	36	0,57	20,53	36	20,53	41,443

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
64	жилой дом 5 эт.	1,56	80	124,8	0,2	24,96	175,05	62,6475	185,923
	сту	5	6	22,5	0,75	16,875			
65	жилой дом 5 эт.	1,56	80	124,8	0,2	24,96	175,05	62,6475	185,923
	сту	5	6	22,5	0,75	16,875			
66	Магазин	0,25	33	57,75	0,75	43,3125	57,75	43,3125	72,1875
67	жилой дом 5 эт.	1,95	110	214,5	0,2	42,9	234,75	58,087	241,83
	сту	5	6	22,5	0,75	16,875			
68	жилой дом 5 эт.	1,95	110	214,5	0,2	42,9	234,75	58,087	241,83
	сту	5	6	22,5	0,75	16,875			
69	жилой дом 2 эт.	5,3	15	79,5	0,2	15,9	83,55	18,098	85,475
	сту	5	1	4,5	0,75	3,375			
70	жилой дом 5 эт.	1,95	100	195	0,2	39	215,25	54,188	221,966
	сту	5	6	22,5	0,75	16,875			
71	Дом тв-ва	0,17	800	136	0,43	58,4	136	58,4	148,009
72	Гаражи	0,5	20	5	0,25	1,25	5	1,25	5,154
73	Автовокзал	0,46	800	368	0,62	228,16	368	228,16	432,991
74	Частный сектор	4,5	99	445,5	0,2	89,1	445,5	89,1	454,323
75	жилой дом 5 эт.	1,89	150	283,5	0,2	56,7	303,75	71,888	312,141
	сту	5	6	22,5	0,75	16,875			
76	жилой дом 5 эт.	1,91	110	210,1	0,2	42,02	230,35	57,208	237,348
	сту	5	6	22,5	0,75	16,875			
77	жилой дом 5 эт.	1,91	110	210,1	0,2	42,02	230,35	57,208	237,348
	сту	5	6	22,5	0,75	16,875			
78	жилой дом 5 эт.	1,95	100	195	0,2	39	215,25	54,188	221,966
	сту	5	6	22,5	0,75	16,875			
79	Гаражи	0,5	25	12,5	0,25	3,125	12,5	3,125	12,885
80	жилой дом 3 эт.	3,9	25	97,5	0,2	19,5	105,6	25,575	108,653
	сту	5	2	9	0,75	6,75			

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
81	Частный сектор	4,5	153	688,5	0,2	137,7	688,5	137,7	702,99 1
82	Гаражи	0,5	34	17	0,25	4,25	17	4,25	17,523
83	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
84	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
85	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
86	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
87	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
88	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
89	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
90	Жилой дом	4,5	1	4,5	0,29	1,305	4,5	1,305	4,685
91	Киоск	0,25	9	4,5	0,75	3,375	4,5	3,375	5,625
92	Гаражи	0,5	25	12,5	0,25	3,125	12,5	3,125	12,885
93	Гаражи	0,5	30	15	0,25	3,75	15	3,75	15,461
94	жилой дом 5 эт.	1,91	110	210,1	0,2	42,02	230,35	57,208	237,34 8
	сту	5	6	22,5	0,75	16,875			
95	жилой дом 5 эт.	1,89	150	283,5	0,2	56,7	303,75	71,888	312,14 1
	сту	5	6	22,5	0,75	16,875			
96	жилой дом 5 эт.	1,95	100	195	0,2	39	215,25	54,188	221,96 6
	сту	5	6	22,5	0,75	16,875			
97	Магазин	0,25	33	57,75	0,75	43,312 5	57,75	43,3125	72,187 5
98	База	0,07 5	109	8,175	0,8	6,54	16,275	12,615	20,592
99	сту	5	2	9	0,75	6,75			
100	Частный сектор	4,5	7	31,5	0,2	6,3	31,5	6,3	32,123
101	Частный сектор	4,5	5	22,5	0,2	4,5	22,5	4,5	22,945 5
102	Частный сектор	4,5	20	90	0,2	18	90	18	91,782

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
103	Частный сектор	4,5	20	90	0,2	18	90	18	91,782
104	Частный сектор	4,5	12	54	0,2	10,8	54	10,8	55,069
105	Частный сектор	4,5	3	13,5	0,2	2,7	13,5	2,7	13,767

2.2.3 Расчет осветительной нагрузки

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

$$P_{oc} = P_{уд.ос} \cdot L \quad (8)$$

Для освещения проезжей части улиц используем фонарные столбы с типом светильника РКУ01-125-008 и лампой ДРЛ125.

Результаты расчета осветительной нагрузки сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Результаты расчета для уличного освещения

Название улицы	Длина /ширина, км	$P_{уд.ос}$ кВт/км	P_{oc} , кВт
Первомайская	0,66 / 0,0075	3,9	2,57
Добровольского	1 / 0,0075	3,9	3,9
Чехова	1 / 0,0075	3,9	3,9
Госпитальная	0,47 / 0,0075	3,9	1,83
Политехническая	0,45/0,0075	3,9	1,76
Ломоносова	0,66 / 0,0075	3,9	2,57
Итого	3,61		13,96

2.3 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ

Для расчета мощности и расстановки нужного количества ТП, необходимо сгруппировать нагрузку бытовых и коммунально-бытовых потребителей таким образом, чтобы данная суммарная величина не превышала

стандартной мощности трансформаторов на ТП. ТП выпускают на мощности: 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630, 1000 и 1600 кВА.

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

$$P_{P.Л} = P_{зд.маx} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot P_{зд.i} \quad (9)$$

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

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

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

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

Рассмотрим пример для расчета нагрузки ТПЗ-43-42

$$P_{P.Л} = 105,3 + 0,9 \cdot 97 = 192,6 \text{ кВт}$$

ТПЗ-61-62:

$$P_{P.Л} = 97,8 + 0,9 \cdot 97,8 = 185,82 \text{ кВт}$$

ТПЗ-64-65:

$$P_{P.Л} = 26 + 0,9 \cdot 12,5 = 37,25 \text{ кВт}$$

ТПЗ-58-57-56:

$$P_{P.Л} = 97,8 + 0,9 \cdot 2 \cdot 97,8 = 273,84 \text{ кВт}$$

А также рассмотрим пример для расчета нагрузки ТП4-48-49

$$P_{P.Л} = 164,15 + 0,9 \cdot 164,15 = 311,885 \text{ кВт}$$

ТП4-336-337-338:

$$P_{P..Л} = 17 + 0,9 \cdot 5 + 0,9 \cdot 12,5 = 32,75 \text{ кВт}$$

В качестве примера «одиночной запитки» обозначить все ТП следующим образом:

ТПЗ-63,39,60:

$$P_{P..Л} = 97,8 \text{ кВт}$$

Расчет нагрузки линий 0,4 кВ приведен в таблице 3.

Таблица 3 – Расчетная электрическая нагрузка линий до 1 кВ

Номер ТП	P, кВт	Q, квар
1	2	3
ТП1-73	136	58,4
ТП1-70	303,75	71,888
ТП1-71	230,35	57,208
ТП1-69	57,75	43,3125
ТП1-72-72а	290,445	70,4762
ТП1-75	5	1,25
ТП1-76	368	228,16
ТП1-77...97	85,5	24,795
ТП1-98...118	85,5	24,795
ТП1-119...139	85,5	24,795
ТП1-140...160	85,5	24,795
ТП1-161-162-163	16,65	4,8285
ТП1-164-165-166-167-168-169-170-171-172-173-174-175	49,05	14,2245
ТП2-1-2-3-4	21,35	6,1915
ТП2-5-6-7	16,65	8,761
ТП2-8	8,55	6,412
ТП2-11	4,5	1,305
ТП2-10	184,05	39,0375
ТП2-12-13-14	126	3,654

Продолжение таблицы 3

1	2	3
ТП2-15	16,275	12,615
ТП2-16...25	53,1	15,399
ТП2-26...35	45	13,05
ТП3-43-42	192,6	51,2535
ТП3-44	175,05	62,6475
ТП3-46	91,05	24,563
ТП3-63	97,8	24,015
ТП3-59	155,6	169,33
ТП3-39	97,8	24,015
ТП3-60	97,8	24,015
ТП3-61-62	185,82	45,6285
ТП3-64-65	37,25	9,3125
ТП4-51-52	185,82	45,6285
ТП4-335	97,8	24,015
ТП4-50	115	28,75
ТП4-55-54	185,82	45,6285
ТП4-41	97,8	24,015
ТП4-48-49	311,885	75,0747
ТП4-336-337-338	32,75	8,1875
ТП5-176-177	392,295	101,624
ТП5-178	234,75	43,3125
ТП5-179-180	17	4,25
ТП6-341-342-343	12,6	3,654
ТП6-344-345-346-347-348-349	24,75	9,0405
ТП6-350-351	26,25	6,5625
ТП6-352	303,75	71,888
ТП6-353	230,35	57,208

1	2	3
ТП6-354	215,25	54,188
ТП6-355-366	72,3975	54,666
ТП7-357...364	32,85	9,5265
ТП7-365-366-367-368-369	20,7	6,003
ТП7-370...390	81,45	23,6205
ТП7-391...411	81,45	23,6205
ТП7-412...424	49,05	14,2245
ТП7-425-426-427	12,6	3,654
ТП7-428...435	28,8	8,352
ТП8-436	690	427,8

2.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

При проектировке городской распределительной сети 0,4 кВ обычно используют радиальную, лучевую или петлевую схему электроснабжения.

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

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

Петлевая схема электроснабжения потребителей 0,4 кВ представляет из себя надежную схему. Особенностью является то, что головные участки питаются от разных секций шин. В нормальном режиме схема работает как лучевая, т.к. в середине схемы имеется разъединитель, который в нормальном режиме разомкнут. При возникновении аварии разъединитель включается, и схема получает свое питание от другой секции шин.

Для особо важных потребителей необходимо предусмотреть резервирование.

2.5 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ

Выбор необходимого сечения проводника обусловлен нагрузкой, протекающей по данному проводнику.

1. Определение максимального тока, протекающего в линии

$$I_{P.Л.норм} = \frac{\sqrt{\frac{P_{P.Л.}^2}{2} + \frac{Q_{P.Л.}^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (10)$$

2. Определение расчетного тока:

$$I_{расч} = \alpha_i \alpha_T I_{P.Л.норм}, \quad (11)$$

где α_T - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки и коэффициент попадания максимума нагрузки линии в максимум нагрузки энергосистемы, примем 1,1, [15]

α_i - коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации, принимаем равным 1,05, [15].

3. По полученному значению расчетного тока выбираем сечение проводника.

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

$$I_{n/ав} \leq K \cdot I_{дл.доп.}, \quad (12)$$

где K – поправочный коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды (определяется по [1]),

$I_{дл.доп.}$ - длительно допустимый ток (определяется по [11]).

Поправочный коэффициент равен 1,29, так как фактическая температура среды ниже минус 5 °С, нормированная температура среды равна плюс 25 °С согласно, [3].

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

Определим сечение кабеля для линии ТП1-73:

$$I_{P.Л.норм} = \frac{\sqrt{\frac{136^2}{2} + \frac{58,4^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 208,851 \text{ А}$$

$$I_{расч} = \alpha_i \alpha_T I_{P.Л.норм.} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 208,851 = 241,222 \text{ А}$$

Определим сечение кабеля для линии ТП1-72-72а:

$$I_{P.Л.норм} = \frac{\sqrt{\frac{290,445^2}{2} + \frac{70,4762^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 387,7 \text{ А}$$

$$I_{расч} = \alpha_i \alpha_T I_{P.Л.норм.} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 387,7 = 447,793 \text{ А}$$

К установке выбираем кабель марки ВВГнг-НФ сечением 185 мм².

Проверяем сечение в послеаварийном режиме:

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{136^2 + 58,4^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 224,876 \text{ А}$$

Ток в длительно допустимом режиме равен:

$$241,22 \leq 1,29 \cdot 385 = 496,65$$

Условие соблюдается. Сечение проводника выбрано верно.

Аналогично определяем сечения остальных кабелей. Результаты расчета сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Марки и сечения кабелей

Участок сети	$I_{расч.}, \text{А}$	$I_{n/ав}, \text{А}$	$I_{дл.доп.}, \text{А}$	Сечен ие F, мм ²	марка	$\Delta U \%$,

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7
ТП1-73	241,22	224,876	281,22	120	АСБл	3,032
ТП1-70	466,11	474,249	510,84	240	СБл	7,818
ТП1-71	356,81	360,612	405,06	240	АСБл	6,857
ТП1-69	125,4	109,678	141,9	35	АСБл	6,498
ТП1-72-72a	447,85	454,09	454,08	185	СБл	6,831
ТП1-75	7,755	7,831	141,9	35	АСБл	4,817
ТП1-76	739,75	657,861	141,9	35	АСБл	
ТП1-77...97	136,752	135,2	141,9	35	АСБл	7,849
ТП1-98...118	308,731	376,7	317,34	150	АСБл	4,177
ТП1-119...139	136,86	135,256	141,9	35	АСБл	5,122
ТП1-140...160	137,38	135,256	141,9	35	АСБл	1,818
ТП1—161-162-163	26,651	26,339	141,9	35	АСБл	8,66
ТП1-164...175	78,505	26,339	141,9	35	АСБл	6,107
ТП2-1-2-3-4	34,175	33,774	141,9	35	АСБл	4,658
ТП2-5-6-7	28,342	26,989	141,9	35	АСБл	4,85
ТП2-8	18,565	16,238	141,9	35	АСБл	5,954
ТП2-11	7,196	7,117	141,9	35	АСБл	8,099
ТП2-10	276,82	285,856	281,22	120	АСБл	7,363
ТП2-12-13-14	160,88	191,518	141,9	35	АСБл	5,686
ТП2-15	35,848	31,286	141,9	35	АСБл	8,327
ТП2-16...25	84,99	84,001	141,9	35	АСБл	5,536
ТП2-26...35	59,62	56,753	141,9	35	АСБл	4,481
ТП3-43-42	302,588	302,81	317,34	150	АСБл	9,06
ТП3-44	294,948	282,48	317,34	150	АСБл	8,71
ТП3-46	143,45	143,282	141,9	35	АСБл	5,18

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7
ТПЗ-63	124,994	153,006	141,9	35	АСБл	6,82
ТПЗ-59	403,193	349,396	405,06	240	АСБл	9,32
ТПЗ-39	151,154	153,006	172,86	50	АСБл	7,806
ТПЗ-60	151,154	153,006	172,86	50	АСБл	9,52
ТПЗ-61-62	328,77	290,711	354,75	150	ВВГнг- НФ	4,57
ТПЗ-64-65	287,195	58,337	354,75	150	ВВГнг- НФ	1,01
ТП4-51-52	287,195	290,711	354,75	150	АСБл	5,867
ТП4-335	151,154	153,006	172,86	50	АСБл	4,797
ТП4-50	178,37	180,102	247,68	95	АСБл	8,709
ТП4-55-54	287,195	290,711	317,34	150	АСБл	8,951
ТП4-41	151,154	153,006	172,86	50	АСБл	9,35
ТП4-48-49	480,162	487,522	510,84	240	СБл	9,35
ТП4-336-337-338	50,798	51,29	141,9	35	АСБл	9,35
ТП5-176-177	612,88	615,705	735,3	185	ВВГнг	9,35
ТП5-178	345,036	362,686	354,75	185	АСБл	9,35
ТП5-179-180	26,368	26,624	141,9	35	АСБл	9,35
ТП6-341-342-343	20,168	19,932	141,9	35	АСБл	9,35
ТП6-344-345-346- 347-348-349	41,928	40,044	141,9	35	АСБл	9,35
ТП6-350-351	40,716	41,11	141,9	35	АСБл	9,35
ТП6-352	466,114	474,429	510,84	240	СБл	9,35
ТП6-353	357,089	360,612	405,06	240	АСБл	9,35
ТП6-354	334,334	337,242	354,75	185	АСБл	9,35
ТП6-355-356	157,667	137,832	172,86	50	АСБл	9,35
ТП7-357...364	25,583	51,967	141,9	35	АСБл	9,35
ТП7-365-366-367-368- 369	33,13	32,746	141,9	35	АСБл	9,35

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7
ТП7-370...390	130,377	128,849	141,9	35	АСБл	9,35
ТП7-391...411	130,377	128,849	141,9	35	АСБл	9,35
ТП7-412...424	63,38	77,594	141,9	35	АСБл	9,35
ТП7-425-426-427	20,168	19,932	141,9	35	АСБл	9,35
ТП7-428...435	46,1	45,56	141,9	35	АСБл	9,35
ТП8-436	1368	1233	141,9	35	АСБл	9,35

2.6 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ

Для расчета электрической нагрузки на вводе в ТП на стороне 0,4 кВ, необходимо просуммировать нагрузки всех отходящих линий.

$$P_{\Sigma P.Л} = \sum_{i=1}^n P_{P.Л}. \quad (14)$$

$$Q_{P.ТП} = \sum_{i=1}^n Q_{P.Л}. \quad (15)$$

Рассмотрим расчет электрических нагрузок на примере ТП № 3

$$P_{P.ТП} = (ТП3 - 42 - 43) + (ТП3 - 44) + (ТП3 - 46) + \dots + (ТП3 - 64 - 65) =$$

$$Q_{P.ТП} = (ТП5 - 176 - 177) + (ТП5 - 178) + (ТП5 - 179 - 180) = 149,186$$

Аналогично производится расчет для других ТП. Результаты расчета сведены в таблице 5.

Таблица 5 – Результат расчета нагрузок на стороне 0,4 кВ ТП

Номер ТП	$P_{P.ТП}$, кВт	$Q_{P.ТП}$, квар	$S_{P.ТП}$, кВА
ТП1	2029	2542	3252,476
ТП2	474,025	103,85	485,267

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
ТП3	1131	434,78	1211,69
ТП4	1027	251,299	1057,298
ТП5	644,045	149,186	644,160
ТП6	654,998	257,207	703,68
ТП7	306,9	89,001	319,544
ТП8	690	427,8	811,857

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТП

Исходной информацией для выбора мощности ТП является активная и реактивная мощность на шинах 0,4 кВ.

$$S_{P.ТП} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{K_3 \cdot N_T}, \quad (16)$$

где $K_3 = 0,75$ – коэффициент загрузки;

$P_{P.ТП}$ – активная мощность на шинах 0,4 кВ ТП;

$Q_{P.ТП}$ – реактивная мощность на шинах 0,4 кВ ТП;

N_T – количество трансформаторов на ТП;

После определения расчетной мощности выбирается трансформатор из [14] по условию:

$$S_{T_{ном}} \geq S_{расч}, \quad (17)$$

где $S_{T_{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ·А.

Проверка коэффициента загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{3н/ав} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{S_{T_{ном}} \cdot N_T} \quad (18)$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме не должен превышать 1,5.

Произведем выбор и проверку трансформаторов для ТП1:

$$S_{расчА} = \frac{\sqrt{2029^2 + 2542^2}}{0,75 \cdot 2} = 2168,31 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Принимаем мощность ТП = 2500 кВА

Проверка коэффициентов загрузки:

$$K_{3n/ав} = \frac{\sqrt{2029^2 + 2542^2}}{2500} = 1,3 \leq 1,5$$

Трансформатор выбран верно. Для остальных ТП выбор проведен аналогично. Принятые к установке трансформаторы ТП, их коэффициенты загрузки представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Мощности трансформаторов ТП

Номер ТП	$P_{P.ТП}$, кВт	$Q_{P.ТП}$, квар	$S_{расч.}$, кВА	S_T , кВА	k_3	$k_{зпав}$	Тип трансформатора ТП
ТП1	2029	2542	2168,31	2500	0,747	1,3	ТМ-2500/10-У1 (ХЛ1)
ТП2	474,025	103,85	323,512	400	0,729	1,21	ТМ-400/10-У1 (ХЛ1)
ТП3	1131	434,78	807,651	1000	0,724	1,21	ТМ-1000/10-У1 (ХЛ1)
ТП4	1027	251,299	704,785	1000	0,761	1,057	ТМ-1000/10-У1 (ХЛ1)
ТП5	644,045	149,186	440,732	630	0,751	1,022	ТМ-630/10-У1 (ХЛ1)
ТП6	654,998	257,207	462,126	630	0,687	1,11	ТМ-630/10-У1 (ХЛ1)
ТП7	306,9	89,001	213,03	250	0,511	1,278	ТМ-250/10-У1 (ХЛ1)
ТП8	690	427,8	541,238	630	0,51	1,288	ТМ-630/10-У1 (ХЛ1)

4 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ ТП

Для городских условий наиболее подходящими являются подстанции типа КТПГ и КТПБ. Подстанции киоскового типа полностью комплектуются на заводах, а на месте установок просто монтируются.

Для приема и распределения электроэнергии в общественных зданиях и жилых домов повышенной этажности используются вводно-распределительные панели шкафного типа одностороннего обслуживания типа ВРУ.

Схема ТП представлена на рисунке 1:

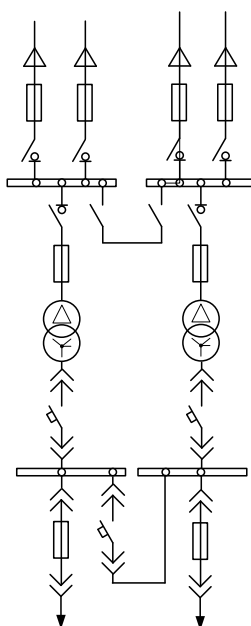


Рисунок 3 – Принципиальная схема ТП 10 кВ с двумя трансформаторами

Обслуживание ввода 6-10 кВ и щита 0,38 кВ производится через двери отсеков, а осмотр и ремонт щита со стороны камеры трансформатора. Подстанция устанавливается на специальном бетонном или кирпичном фундаменте. Присоединение к кабельным сетям следует выполнить транзитом.

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ ТП И ЛИНИЯХ

Потери мощности в линии определяются по следующей формуле:

$$\Delta P = \frac{(P_{\Sigma}^2 r + Q_{\Sigma}^2 r)}{U^2} \quad (19)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{\Sigma}^2 x + Q_{\Sigma}^2 x)}{U^2}, \quad (20)$$

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

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

U - номинальное напряжение, кВ.

Энергия, теряемая на участке линии, определяется по следующей формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (21)$$

где τ - время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_i}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (22)$$

где T_i - число часов использования максимума нагрузки, час.

Произведем расчет для линии ТП1-1-2-32 по формулам:

$$\Delta P = \frac{136^2 \cdot 0,24 + 58,4^2 \cdot 0,24}{0,38^2} = 36,4 \text{ кВт}$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{2300}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1098 \text{ час}$$

$$\Delta W = 36,4 \cdot 1098 = 39,9 \text{ МВт} \cdot \text{час}$$

Результаты определения потерь электроэнергии и мощности сведем в таблицу 7.

Таблица 7 – Определение потерь мощности и энергии в линии 0,4 кВ

Участок сети	P, кВт	Q, квар	F, мм ²	r	x	ΔP, кВт	ΔQ, квар	ΔW, МВт*ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП1-73	136	58,4	120	0,24	0,081	36,4	12,2	39,9
ТП1-70	303,75	71,888	240	0,07	0,075	47,23	5,61	51,8
ТП1-71	230,35	57,208	240	0,12	0,075	46,81	29,26	51,39
ТП1-69	57,75	43,3125	35	0,84	0,095	43,3	27	47,54
ТП1-72-72a	290,445	70,4762	185	0,1	0,077	6,81	2,35	7,47
ТП1-75	5	1,25	35	0,84	0,095	54,51	17,47	59,85
ТП1-76	368	228,16	35	0,84	0,095	10,09	1,2	11,07
ТП1-77...97	85,5	24,795	35	0,84	0,095	46,1	5,2	50,61
ТП1-98...118	85,5	24,795	150	0,2	0,079	8,5	3,3	9,33
ТП1-119...139	85,5	24,795	35	0,84	0,095	46,1	5,2	50,61
ТП1-140...160	85,5	24,795	35	0,84	0,095	46,1	5,2	50,61
ТП1—161-162-163	16,65	4,8285	35	0,84	0,095	46,1	5,2	50,61
ТП1-164...175	49,05	14,2245	35	0,84	0,095	15,17	7,16	16,65
ТП2-1-2-3-4	21,35	6,1915	35	0,84	0,095	28,75	3,2	31,56
ТП2-5-6-7	16,65	8,761	35	0,84	0,095	18,36	2,076	20,15
ТП2-8	8,55	6,412	35	0,84	0,095	6,64	0,75	7,29

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП2-11	4,5	1,305	35	0,84	0,095	27,62	4,43	30,32
ТП2-10	184,05	39,0375	120	0,24	0,081	58,83	19,86	64,59
ТП2-12-13-14	126	3,654	35	0,84	0,095	9,243	1,04	10,14
ТП2-15	16,275	12,615	35	0,84	0,095	24,6	7,89	27,01
ТП2-16...25	53,1	15,399	35	0,84	0,095	17,78	2,011	19,52
ТП2-26...35	45	13,05	35	0,84	0,095	8,117	0,917	8,912
ТП3-43-42	192,6	51,2535	150	0,2	0,09	55,02	21,73	60,41
ТП3-44	175,05	62,6475	150	0,2	0,079	47,88	18,91	52,57
ТП3-46	91,05	24,563	35	0,84	0,095	5,173	0,61	5,679
ТП3-63	97,8	24,015	35	0,84	0,095	5,9	0,66	6,47
ТП3-59	155,6	169,33	240	0,12	0,075	43,95	27,47	48,25
ТП3-39	97,8	24,015	50	0,59	0,09	41,44	23,21	45,50
ТП3-60	97,8	24,015	50	0,59	0,09	41,44	23,21	45,50
ТП3-61-62	185,82	45,6285	150	0,2	0,079	5,071	0,203	5,567
ТП3-64-65	37,25	9,3125	150	0,2	0,079	20,42	8,06	22,42
ТП4-51-52	185,82	45,6285	150	0,2	0,079	5,071	0,203	5,56
ТП4-335	97,8	24,015	50	0,59	0,09	41,44	23,21	45,5
ТП4-50	115	28,75	95	0,31	0,083	30,01	18,07	32,95
ТП4-55-54	185,82	45,6285	150	0,2	0,079	5,071	0,203	5,56
ТП4-41	97,8	24,015	50	0,59	0,09	41,44	23,21	45,50
ТП4-48-49	311,885	75,0747	240	0,07	0,075	4,98	0,53	5,46
ТП4-336-337-338	32,75	8,1875	35	0,84	0,095	6,69	0,73	7,34
ТП5-176-177	392,295	101,624	185	0,16	0,077	1,82	0,32	1,998
ТП5-178	234,75	43,3125	185	0,16	0,077	6,314	0,715	6,932
ТП5-179-180	17	4,25	35	0,84	0,095	17,86	2,025	19,61
ТП6-341-342-343	12,6	3,654	35	0,84	0,095	10,01	1,13	10,99

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП6-344-345- 346-347-348- 349	24,75	9,0405	35	0,84	0,095	40,39	25,67	44,348
ТП6-350-351	26,25	6,5625	35	0,84	0,095	24,59	8,12	26,99
ТП6-352	303,75	71,888	240	0,07	0,075	14,72	5,061	16,162
ТП6-353	230,35	57,208	240	0,12	0,075	4,681	0,29	5,139
ТП6-354	215,25	54,188	185	0,16	0,077	5,45	0,36	5,98
ТП6-355-356	72,3975	54,666	50	0,59	0,09	33,63	15,12	36,92
ТП7-357...364	32,85	9,5265	35	0,84	0,095	6,8	0,46	7,46
ТП7-365-366- 367-368-369	20,7	6,003	35	0,84	0,095	27,02	13,02	29,66
ТП7-370...390	81,45	23,6205	35	0,84	0,095	41,84	14,73	45,94
ТП7-391...411	81,45	23,6205	35	0,84	0,095	4,184	0,273	4,594
ТП7-412...424	49,05	14,2245	35	0,84	0,095	1,517	0,17	1,66
ТП7-425-426-427	12,6	3,654	35	0,84	0,095	10,01	1,13	10,99
ТП7-428...435	28,8	8,352	35	0,84	0,095	5,231	0,59	5,74
ТП8-436	690	427,8	35	0,84	0,095	38,34	14,36	42,09

Потери мощности в трансформаторах определяются по следующим формулам:

$$\Delta P = \frac{(P_{P.Л.}^2 R + Q_{P.Л.}^2 R)}{U^2} \quad (23)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{P.Л.}^2 X + Q_{P.Л.}^2 X)}{U^2} \quad (24)$$

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

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

U - номинальное напряжение, кВ.

Таблица 8 – Потери мощности в трансформаторах ТП

Номер ТП	$P_{р.ТП}$, кВт	$Q_{р.ТП}$, квар35	S_T , КВА	ΔP , кВт	ΔQ , квар
1	2	3	4	5	6
ТП1	2029	2542	2500	16,57	11,52
ТП2	474,025	103,85	400	15,76	10,95
ТП3	1131	434,78	1000	15,54	10,8
ТП4	1027	251,299	1000	17,17	11,94
ТП5	644,045	149,186	630	16,75	11,64
ТП6	654,998	257,207	630	14,01	9,73
ТП7	306,9	89,001	250	18,74	87,55
ТП8	690	427,8	630	12,44	54,55

6 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ 10 КВ ЖИЛОГО РАЙОНА

Питающие сети 10 кВ применяются в системах электроснабжения больших промышленных и коммунальных предприятиях, а так же для запитки городской распределительной сети общего пользования. Для питания ТП от РП мы используем петлевые схемы питания, которые разомкнуты в точке потоко раздела в нормальном режиме.

6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП определяются путем суммирования мощности протекающей через трансформатор и потери мощности в нем. Результаты расчета нагрузок занесены в таблицу 9.

$$P_{ТП.ВН} = P_{Р.Л} + \Delta P \quad (25)$$

$$Q_{ТП.ВН} = Q_{Р.Л} + \Delta Q \quad (26)$$

Таблица 9 – Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП

Номер ТП	$P_{Р.ТП}$, кВт	$Q_{Р.ТП}$, квар	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$P_{ТП.ВН}$, кВт	$Q_{ТП.ВН}$, квар
1	2	3	4	5	6	7
ТП1	2029	2542	16,57	11,52	2045,57	2553,52
ТП2	474,025	103,85	15,76	10,95	489,485	114,8
ТП3	1131	434,78	15,54	10,8	1146,54	445,58
ТП4	1027	251,299	17,17	11,94	1044,17	263,239
ТП5	644,045	149,186	16,75	11,64	660,795	160,826
ТП6	654,998	257,207	14,01	9,73	669,008	266,937
ТП7	306,9	89,001	18,74	87,55	325,64	176,551
ТП8	690	427,8	12,44	54,55	702,44	482,35

6.2 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ

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

$$P_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n P_{ТП.ВН} \quad (27)$$

$$Q_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n Q_{ТП.ВН} \quad (28)$$

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

$$P_{Л.10} = 0,7 \cdot \left(\frac{2045,57 + 489,485 + 1146,54 + 1044,17 +}{660,795 + 669,008 + 325,64 + 702,44} \right) = 4958,553 \text{ кВт}$$

$$Q_{Л.10} = 0,7 \cdot \left(\frac{2553,52 + 114,8 + 445,58 + 263,239 +}{160,826 + 266,937 + 176,551 + 482,35} \right) = 3124,662 \text{ квар}$$

$$S_{Л.10} = \sqrt{4958,553^2 + 3124,662^2} = 5860,952 \text{ кВА}$$

6.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

Выполняемые требования и условия выбора схем электрических соединений сетей систем электроснабжения городов аналогичны общим требованиям и условиям подбора схем электрических систем. Особенность требований заключается в характерной актуальности применения возможно простых схем с наименьшим количеством электрооборудования и сооружений специализированных конструкций. При оценке возможностей применения простейших, в том числе и неавтоматизированных, сетей в системах электроснабжения городов следует учитывать широкие возможности применения при эксплуатации этих сетей разнообразных средств связи и

автотранспорта и особенно эксплуатации сетей с компенсированной нейтралью.

Применяют схемы:

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

В курсовом проекте используется третий и четвертый типы сетей.

6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ

Сечения жил кабелей нужно выбирать по экономической плотности тока в нормальном режиме и проверяться по допустимому току в аварийном и послеаварийном режимах, а также по допустимому отклонению напряжения.

Определение максимального тока, протекающего в линии:

$$I_{P..Л.норм} = \frac{\sqrt{P_{P..Л.}^2 + Q_{P..Л.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot N_{Ц}}, \quad (29)$$

где $N_{Ц}$ – количество цепей в линии.

По полученному значению расчетного тока выбираем сечение проводника по [5].

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

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{P_{P..Л.}^2 + Q_{P..Л.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (30)$$

$$I_{n/ав} \leq K \cdot I_{дл.дон.}, \quad (31)$$

где K – поправочный коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды (определяется по [1]), $K=1,29$.

$I_{дл.доп.}$ - длительно допустимый ток (определяется по [11]).

В выпускной квалификационной работе используем кабель марки ПВГ 3х50 – силовой кабель, с медными жилами, с изоляцией из полиэтилена, в ПВХ оболочке.

Таблица 10 – Расчет сечений кабеля 10 кВ

Участок сети	L, м	P_{ij} кВт	Q_{ij} квар	$I_{расч}$ А	$I_{пав}$ А	$I_{дл.доп}$ А	F, мм ²	Марка
1	2	3	4	5	6	7	8	9
РП-ТП8	600	3654	1157	127,81	232,37	277,35	95	ПВГ
ТП8-ТП2	300	5544	1888	195,3	355,05	457,95	150	ПВГ
ТП2-ТП4	800	1834	603,48	64,39	117,07	277,35	95	ПВГ
ТП4-ТП6	600	4497	4497	212,05	385,5	457,95	150	ПВГ
ТП6-ТП5	400	5345	1659	183,16	330,05	457,95	150	ПВГ
ТП5-ТП7	400	4995	1650	195,3	346,08	457,95	150	ПВГ
ТП7-ТП1	800	2731	827,47	95,59	173,81	277,35	95	ПВГ
ТП1-ТП3	1000	917,8	315,7	28,02	32,36	277,35	95	ПВГ
ТП3-РП	800	2858	734,15	85,68	10,16	277,35	95	ПВГ

6.5 Расчет электрических нагрузок РП

Для расчета электрических нагрузок на шинах РП необходимо просуммировать нагрузки РП и потери мощности в линиях. Результаты расчета сведем в таблицу 11.

Таблица 11 – Потери мощности в линиях 10 кВ

Участок сети	L, м	P_{ij} кВт	Q_{ij} квар	ΔP , кВт	ΔQ , квар
1	2	3	4	5	6
РП-ТП8	600	3654	1888	17,63	7,316
ТП8-ТП2	300	5544	1337	16,26	8,34
ТП2-ТП4	800	1834	1127	5,97	2,48
ТП4-ТП6	600	4497	782,06	38,34	19,66
ТП6-ТП5	400	5345	231,68	0,005	0,003
ТП5-ТП7	400	4995	51,543	8,22	3,412
ТП7-ТП1	800	2731	315,7	13,15	5,458

1	2	3	4	5	6
ТП1-ТП3	800	917,8	315,7	5,97	2,48
ТП3-РП	800	2858	734,15	14,15	5,758

Сумма потерь мощности во всей схеме равна:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta P_i \quad (32)$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta Q_i \quad (33)$$

$$\Delta P_{\Sigma} = \left(\begin{array}{l} 17,63 + 16,26 + 5,97 + 38,34 + 0,005 + 8,22 + \\ + 13,15 + 5,97 + 14,15 \end{array} \right) = 119,695$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = \left(\begin{array}{l} 7,316 + 8,34 + 2,48 + 19,66 + 0,003 + \\ + 3,412 + 5,458 + 2,48 + 5,758 \end{array} \right) = 54,907$$

Электрические нагрузки на стороне 10 кВ РП будут определяться:

$$P_{РП.10} = P_{Л.10} + \Delta P_{\Sigma} \quad (34)$$

$$Q_{РП.10} = Q_{Л.10} + \Delta Q_{\Sigma} \quad (35)$$

$$P_{РП.10} = 4958,553 + 119,695 = 5078,248 \text{ кВт}$$

$$Q_{РП.10} = 3124,662 + 54,907 = 3179,569 \text{ квар}$$

Выберем трансформатор на РП по формуле:

$$S_{Р.Тр.РП} = \frac{\sqrt{(5078,25)^2 + (3179,57)^2}}{0,75 \cdot 2} = 3994,34 \text{ кВА}$$

После определения расчетной мощности выбирается трансформатор ТМ 4000/35 из [14] по условию:

$$4000 \geq 3994,34;$$

$$K_{3n/ав} = \frac{\sqrt{(5078,25)^2 + (3179,57)^2}}{4000 \cdot 2} = 0,74$$

Проверка коэффициента загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{3n/ав} = \frac{\sqrt{(5078,25)^2 + (3179,57)^2}}{4000 \cdot 1} = 1,49$$

По полученным коэффициентам загрузки делаем вывод, что трансформаторы выбраны правильно.

7 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ РП

Распределительное устройство 10 кВ конструируется в виде двух секций шин, секционированной выключателем с подключенным устройством АВР, и установке комплектных распределительных устройств КРУ зарубежных и отечественных производителей. Как правило, распределительный пункт выполняется без трансформации напряжения, но в нашем случае распределительная подстанция совмещена с трансформаторной подстанцией. Схемы подстанций должны быть составлены таким образом, чтобы была возможность их постепенного расширения и соблюдения требований нужной нам релейной защиты и автоматики.

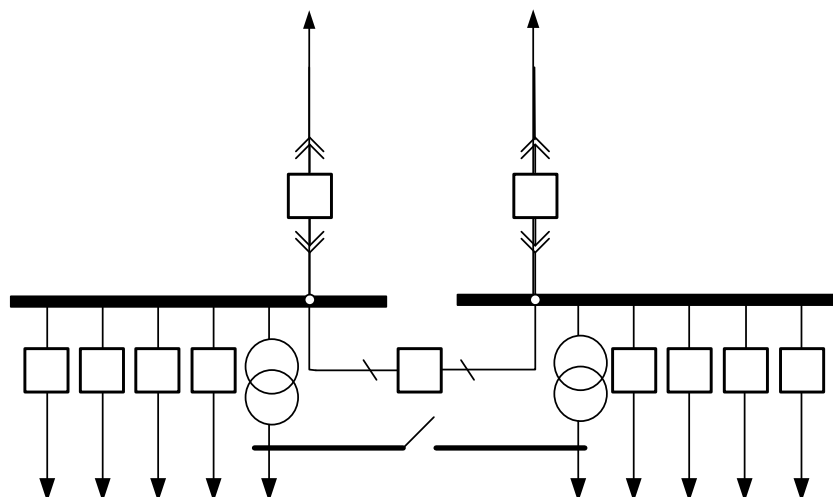


Рисунок 4 – Электрическая схема распределительной подстанции

На РП применена секционированная система шин. Секционный выключатель в нормальном режиме обычно находится в отключенном положении, что обеспечивает снижение токов короткого замыкания. Распределительное устройство сконструировано в виде шкафов КРУ. Шкафы комплектного распределительного устройства включают в себя выключатель, трансформаторы тока и напряжения, устройства релейной защиты, автоматики и приборы измерения. Шкафы КРУ собираются и комплектуются на заводе изготовителе, оборудованием разных фирм, по желанию заказчика.

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

8.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Токи КЗ в высоковольтной сети определяются в следующих точках: на шинах распределительной подстанции, на шинах высокого напряжения наиболее удаленной ТП и на шинах высокого напряжения расчетной ТП. За основное напряжение принимается напряжение равное $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$.

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (36)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{(\sum x_{л} + x_{сис})^2 + (\sum r_{л})^2} \quad (37)$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (38)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (39)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (40)$$

Постоянная времени затухания определяется по формуле:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} \quad (41)$$

Произведем расчет токов КЗ:

Расчетную схему покажем на рисунке 3.

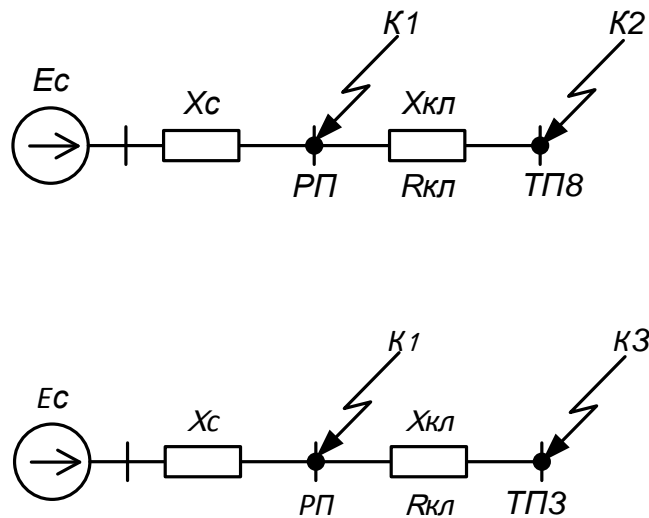


Рисунок 3 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ в т. К1, т.е на шинах РП:

$$X_C = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot I_c} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 8,71} = 0,696 \text{ Ом}$$

$$Z = \sqrt{(x_{кл} + x_{сис})^2 + r_{кл}^2} = \sqrt{(0,696 + 0,0385)^2 + 0,103^2} = 0,736 \text{ Ом}$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,736} = 8,233 \text{ кА}$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,233 = 7,13 \text{ кА}$$

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} = \frac{0,773}{314 \cdot 0,103} = 0,045$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,045}} = 1,802$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,802 \cdot 8,233 = 20,986 \text{ кА.}$$

Результаты остальных расчетов сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

т. КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	$I_{\kappa}^{(2)}$, кА	T_a	$k_{уд}$	$i_{уд}$, кА
1	2	3	4	5	6
К1	8,233	7,13	0,045	1,802	20,986
К2	7,655	6,63	0,02	1,605	17,372
К3	5,124	4,437	0,005	1,126	8,16

8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, и в конце каждой отходящей линии. За основное напряжение принимается значение напряжения равное $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$.

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

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (42)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$x_T = \sqrt{z_T^2 + r_T^2} \quad (43)$$

Реактивное и активное сопротивление трансформатора определяется по следующим формулам:

$$z_T = \frac{U_{к.р.} \% \cdot U_{осн}^2}{S_{T.ном}} \quad (44)$$

$$r_T = \frac{U_{к.а.} \% \cdot U_{осн}^2}{S_{T.ном}}, \quad (45)$$

где $U_{к.р.} \%$ - реактивная составляющая напряжения КЗ, 5,49 %;

$U_{к.а.} \%$ - активная составляющая напряжения КЗ, 0,245 %.

Ток однофазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_k^{(1)} = \frac{1,05 \cdot U_\phi}{z_n + \frac{z_{mp}}{3}}, \quad (46)$$

где $\frac{z_{mp}}{3}$ - полное сопротивление трансформатора току КЗ на корпус, Ом.

z_n - полное сопротивление петли фазного и нулевого провода, Ом.

Полное сопротивление петли фазного и нулевого провода определяется по следующей формуле:

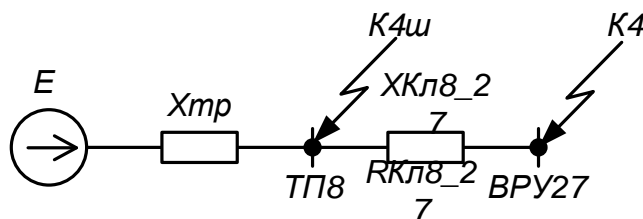
$$z_n = \sqrt{(r_\phi + r_N)^2 + (x_\phi + x_N)^2}, \quad (47)$$

где r_ϕ, x_ϕ - активное и реактивное сопротивление фазного провода, Ом;

r_N, x_N - активное и реактивное сопротивление нулевого провода, Ом.

Для примера произведем расчет для ТП6, питающаяся от РП.

Расчетная схема показана на рисунке 4.



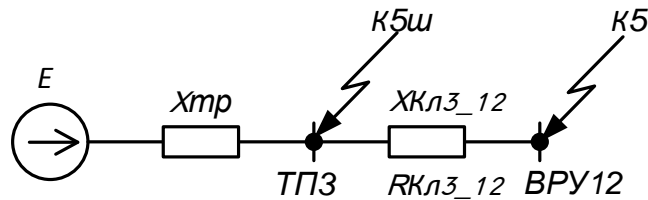


Рисунок 5 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ для т. К4:

$$r_T = \frac{U_{к.р.\%} \cdot U_{осн}^2}{S_{T.ном}} = 13,943 \text{ Ом}$$

$$x_T = \frac{U_{к.а.\%} \cdot U_{осн}^2}{S_{T.ном}} = 0,622 \text{ Ом}$$

$$z_{4ш} = \sqrt{(x_C + x_{TP})^2 + (r_{TP})^2} = \sqrt{(0,457 + 13,943)^2 + 0,622^2} = 13,985$$

$$I_{ку}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 13,985} = 16,5 \text{ кА}$$

$$z_4 = \sqrt{(x_C + x_{TP} + x_{КЛ})^2 + (r_{TP} + r_{КЛ})^2}$$

$$z_4 = \sqrt{(0,457 + 0,622 + 0,000602)^2 + (13,943 + 0,002)^2} = 13,987$$

$$I_{к}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 13,987} = 16,512$$

$$z_{40} = \sqrt{(x_{КЛН} + 3 \cdot x_{TP} + 2 \cdot x_{КЛ})^2 + (r_{КЛН} + 3 \cdot r_{TP} + 2 \cdot r_{КЛ})^2}$$

$$z_{40} = \sqrt{(3 \cdot 0,622 + 2 \cdot 0,000602 + 0,0000602)^2 + (3 \cdot 13,943 + 2 \cdot 0,002 + 0,0002)^2} = 41,874$$

$$z_{40ш} = \sqrt{(3 \cdot x_{TP})^2 + (3 \cdot r_{TP})^2} + 52 = 93,87$$

$$I_{ку}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}{z_{40ш}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{93,87} = 7,3 \text{ кА.}$$

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}{z_{40}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{41,874} = 16,545$$

Результаты остальных расчетов сведём в таблицу 13.

Таблица 13 – Результаты расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Точка КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	$I_{\kappa}^{(1)}$, кА
1	2	3
К4ш	16,514	7,87
К4	16,512	16,545
К5ш	16,514	7,381
К5	16,48	16,52

9 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КЗ

Для проверки кабеля на термическую стойкость, нам необходимо найти минимальное сечение кабеля по условию термической стойкости, оно должно быть меньше сечения выбранное для данного кабеля.

Постоянная времени вычисляется по величине сопротивлений до места КЗ:

$$T_a = \frac{\sum X}{\omega \cdot \sum R} \quad (48)$$

Тепловой импульс определим по следующей формуле:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot \left[t_{откл} + T_a \cdot \left(1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,01}{T_a}} \right) \right] \quad (49)$$

Минимальное сечение кабеля по условию термической стойкости определим по следующей формуле:

$$S_{мер} = \sqrt{\frac{B_k}{C_m}}, \quad (50)$$

где C_m - коэффициент взятый для медных кабелей, $94 \frac{A^2 \cdot c}{мм^2}$.

Для примера произведем расчет для проверки кабеля ТП5-21.

$$B_k = 5,97^2 \cdot \left[0,1 + 0,0038 \cdot \left(1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,01}{0,0038}} \right) \right] = 3,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$S_{мер} = \sqrt{\frac{3,7 \cdot 10^3}{94}} = 6,27 \text{ мм}^2$$

Кабель для которого осуществлялась проверка имеет сечение $50 \text{ мм}^2 > 6,27 \text{ мм}^2$, следовательно условие проверки выполняется, выбранный кабель проходит по термической стойкости. Остальные кабели в сети должны быть сечением не меньше $6,27 \text{ мм}^2$.

10 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ ПО ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Выбранные сечения кабелей в сети 10 кВ, питающей между собой трансформаторные подстанции от РП проходят проверку по допустимой потере напряжения, как и кабели в сети 0,4 кВ, проверенные в главе 5. Отклонение напряжения не должно превышать $\pm 5\%$ в нормальном режиме, и $\pm 10\%$ в аварийном режиме.

Результаты определения потерь в сети 10 кВ отображены в таблице 14.

Таблица 14 – Проверка допустимых потерь напряжения в сети 10 кВ

Кабель	$I_{ПА}$, А	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	L, км	ΔP , кВт	ΔU , %
1	2	3	4	5	6	7
РП-ТП8	355,05	0,158	0,081	600	17,63	0,243
ТП8-ТП2	262,15	0,2	0,083	300	16,26	0,848
ТП2-ТП4	221,63	0,2	0,083	800	5,97	0,299
ТП4-ТП6	158,69	0,2	0,083	600	38,34	0,257
ТП6-ТП5	56,93	0,2	0,083	400	0,005	0,061
ТП5-ТП7	3,513	0,2	0,083	400	8,22	0,0076
ТП7-ТП1	58,84	0,2	0,083	800	13,15	0,159
ТП1-ТП3	117,07	0,2	0,083	1000	5,97	0,252
ТП3-РП	173,81	0,2	0,083	800	14,15	0,375

Потери напряжения в сети 10 кВ не превышают допустимые отклонения.

11 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Электрическое оборудование выбирают по роду установки, номинальному току и напряжению и проверяют на динамическую и термическую стойкость. Выбор оборудования осуществляем для РП1.

11.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, который предназначен для включения и отключения тока. Выключатель является неотъемлемым аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения цепи в различных режимах.

Место расположения выключателей представлено на рисунке 5.

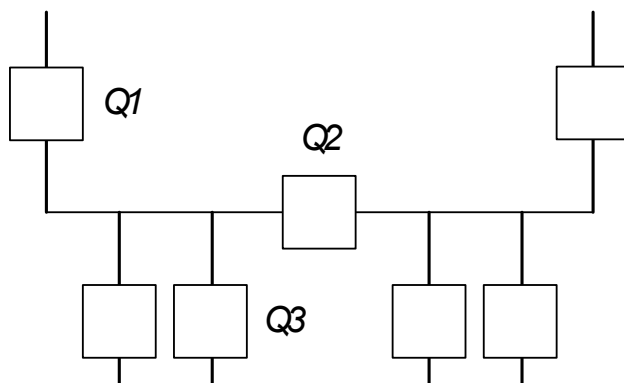


Рисунок 6 – Расположение выключателей

Определим номинальные значения токов, проходящих через выключатель Q3:

$$I_{ном3} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{7399,71}{\sqrt{3} \cdot 10} = 213,61 \text{ А.}$$

Выбираются вакуумные выключатели.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \tag{51}$$

2) По длительному току:

$$I_{p.\max} \leq I_{\text{ном}} \quad (52)$$

3) По отключающей способности:

$$I_{n.0} \leq I_{\text{откл.ном}} \quad (53)$$

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

$$8,23 \leq 20 \text{ кА.}$$

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{\text{ноК1}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (54)$$

где $t_{\text{откл}}$ - время отключения КЗ, принимаем $t_{\text{откл}} = 0,015$ с.

$$B_K = 8,233^2 \cdot (0,015 + 1,2 + 0,045) = 85,41 \text{ кА}^2\text{с}$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{\text{к.в}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \quad (55)$$

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

$$B_K \leq B_{\text{к.в}}$$

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

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном откл}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА}, \quad (56)$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n = 40\%$;
 $I_{\text{ном откл}}$ – номинальный ток отключения.

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключенном токе для время τ составляет:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o} \quad (57)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 8,233 = 11,64 \text{ кА.}$$

Сопоставление приведено в таблице 15.

Таблица 15 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВВ/TEL -10-20/630-У3	
I	2	3
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{рmax}} = 213,63 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$
$i_{\text{уд}} = 19,3 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} = 20 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_K = 85,41 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K,\text{ном}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K,\text{ном}} \geq B_K$
$I_{\text{но}} = 8,233 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{но}}$
$I_{\text{нт}} = 8,233 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{нт}}$
$i_{a\tau} = 11,64 \text{ кА}$	$i_{a,\text{ном}} = 22,6 \text{ кА}$	$i_{a,\text{ном}} \geq i_{a\tau}$

Выбранные выключатели полностью удовлетворяют условиям проверки.

11.2 Выбор и проверка трансформатора тока

Нужно производить выбор трансформатора тока с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, а другая – для приборов защиты. Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению (в

соответствии с классом изоляции), току первичной цепи, току вторичных обмоток при выбранном классе точности, а проверяется по электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях.

Исходя из того, что к трансформаторам тока подключаются цепи электрических счетчиков, то их класс должен быть 0,5.

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

Трансформаторы тока выбираются по напряжению и току.

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

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости.

$$i_{y\partial} = k_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}, \quad (58)$$

где $K_{э\partial}$ – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;
 $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

- по термической стойкости:

$$Bк \leq (K_m \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_m, \quad (59)$$

где K_m – кратность термической стойкости, величина справочная;
 t_m – время термической стойкости, величина справочная.

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (60)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,
 $Z_{2НОМ}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

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

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (61)$$

Выбираем ТЛМ-10УЗ, который предназначен для установки в КРУ, с первичным током 300 А.

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

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

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5		
Ваттметр	СР-3021	0,5	-	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	0,1	-	0,1
Счетчик РЭ				
Итого		1,6		0,35

Номинальная нагрузка ТТ:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2}, \quad (62)$$

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

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

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

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{15}{25} = 0,6 \text{ Ом};$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,1/3}{25} = 0,001 \text{ Ом};$$

Минимальное сечение проводов определяется по формуле:

$$S_{\text{min}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{0,25} = 1,2 \text{ мм}^2, \quad (63)$$

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

Выбираем провод сечением $q = 4 \text{ мм}^2$ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho = 0,0283$.

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

Сопротивление контактов: $r_{\text{конт}} = 0,01 \text{ Ом}$

Вторичная нагрузка z_2 :

$$z_2 = 0,001 + 0,07 + 0,01 = 0,081 \text{ Ом}$$

Осуществляем проверку на термическую стойкость к токам КЗ по формуле (62):

$$Вк \leq (5 \cdot 16)^2 \cdot 0,03 = 192 \text{ кА}^2\text{с}$$

Сопоставление данных из каталога и из приведенных выше расчетов приведено в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор трансформаторов тока ТЛМ-10УЗ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{pmax} = 213,61 \text{ А}$	$I_H = 300 \text{ А}$	$I_H \geq I_{pmax}$
$Z_{Hp} = 0,081 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hp}$
$В_{Kp} = 192 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{KH} = 1016 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{KH} \geq В_{Kp}$
$I_{уд} = 15,33 \text{ А}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

11.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Установка трансформаторов напряжения производится в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики. Класс точности счетчиков равен 0,5.

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

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;

- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

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

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;
 $S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Ниже приведена таблица нагрузок и определена вторичная нагрузка.

Таблица 18 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая
					S, ВА
1	2	3	4	5	6
Вольтметр	СВ-3021	3	1	1	3
Ваттметр	СР-3021	4	2	2	16
Варметр	СТ-3021	4	2	2	16
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	3,6	2	2	14,4
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	7	47,4

Вторичная нагрузка трансформатора по формуле составит:

$$S_{2\Sigma} = 47,4 \text{ ВА.}$$

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

Выбираются трансформаторы напряжения НАМИ–10-95 УЗ. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для проверки выбора трансформаторов напряжения

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_P = 47,4 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H = 100 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H \geq S_P$

11.4 Выбор и проверка сборных шин

В РП 10 кВ сборные шины предполагается выполнить жесткими алюминиевыми шинами.

Выбор сечений сборных шин производится по нагревательной способности (по допустимому току). При этом учитывается не только нормальный режим, но и аварийный/послеаварийный.

Сечения шины выбираются по длительно допустимому току, для чего рассчитывается рабочий максимальный ток на шинах:

$$I_{н/а} = \frac{S_{РП}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{3956,872}{\sqrt{3} \cdot 10} = 228,45 \text{ А}$$

Принимаем шины АД31Т сечением $q = 3 \hat{h} 25 = 75 \text{ мм}^2$, с длительно допустимым током 265 А.

Проверка шины на термическую стойкость производится исходя из данных для точки КЗ на шинах РП:

$$I_{п.о.} = 8,332 \text{ кА}; \quad i_y = 19,3 \text{ кА};$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$W_K = I_{п.о.}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 8,332^2 \cdot (0,055 + 0,024) = 5,48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_{\text{T}}} = \frac{\sqrt{5,4 \cdot 10^3}}{82} = 32,5 \quad (65)$$

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

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

$$32,5 < 75 \text{ мм}^2$$

Следовательно, шины термически устойчивы.

Проверка сборных шин на механическую прочность:

Определим частоту собственных колебаний алюминиевых полосовых шин по следующему выражению:

$$f_c = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{2,25}{3}} = 104 \text{ Гц}. \quad (66)$$

где l – длина пролета между изоляторами, м;

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

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,4 \cdot 3^3}{12} = 2,25 \text{ см}^4 \quad (67)$$

q – поперечное сечение шины, см^2 ($q = b \cdot h = 0,4 \cdot 3 = 1,2 \text{ см}^2$).

Так как частота собственных колебаний шин меньше 200 Гц, следовательно, механический резонанс будет исключен.

Наибольшее электродинамическое усилие, возникающее при трехфазном КЗ, определяется по формуле:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^{(3)2}}{a} \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{19306^2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 80,69 \text{ Н / м} \quad (68)$$

где $a = 0,8$ м – расстояние между фазами.

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент, равный:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} = \frac{80,69 \cdot 1,2^2}{10} = 11,62 \text{ Н / м.} \quad (69)$$

где l – длина пролета между опорными изоляторами ($l = 1,2$ м).

При воздействии изгибающего момента, появляются напряжения в материале шин, которые определяются по формуле:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{11,62}{1,8} = 6,45 \text{ МПа.} \quad (70)$$

где W – момент сопротивления при горизонтальном расположении шин.

Для однополосных шин:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,4 \cdot 3^2}{6} = 1,8 \text{ см}^3 \quad (71)$$

Допустимое механическое напряжение в материале шин марки АДЗ1Т по справочнику:

$$\sigma_{дон} = 89 \text{ МПа}$$

Условие $\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}$ соблюдается, следовательно, выбранные шины механически прочны.

То есть все условия выполняются, шины выбраны верно.

Таблица 20 – Сопоставление расчётных и каталожных данных шин

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$I_{max} = 213,61 \text{ А}$	$I_{дл.дон} = 250 \text{ А}$	$I_{дл.дон} \geq I_{max}$
$q_{min} = 32,5 \text{ мм}^2$	$q = 75 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{min}$
$\sigma_{расч} = 6,45 \text{ МПа}$	$\sigma_{дон} = 89 \text{ МПа}$	$\sigma_{дон} \geq \sigma_{расч}$

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

По номинальному напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$

По допустимой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$,

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

$F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора: $F_{доп} = 0,6F_{разр}$

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

Принимаем к установке изоляторы типа ИО-10-3,75 с $F_{разр} = 3750$ Н.

11.5 Выбор комплектных распределительных устройств

В РП 10 кВ предполагается установка КРУ 10 кВ «Классика» серии D-12P производства «Таврида Электрик», которое предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц с напряжением 10 кВ для систем с изолированной или заземлённой через дугогасящий реактор нейтралью.

КРУ «Классика» серии D-12P комплектуется из отдельных шкафов, в каждом из которых размещается аппаратура одного присоединения к сборным шинам.

Корпус шкафа изготовлен из высококачественного стального листа с алюмо-цинковым антикоррозионным покрытием на высокоточном оборудовании методом холодной штамповки.

С целью обеспечения безопасности при возникновении электрической дуги шкафы с выдвижными элементами разделены металлическими перегородками на четыре отсека:

- отсек сборных шин;
- отсек выдвижного элемента;
- отсек трансформаторов тока и присоединений;
- отсек вспомогательных цепей.

Выдвижные элементы с выключателями, контакторами, секционными разъединителями и трансформаторами напряжения позволяют легко обслуживать и ремонтировать это оборудование в процессе эксплуатации

Ячейки КРУ «Классика» обладают высокой стойкостью к дуговым воздействиям при возникновении аварии внутри шкафа, что способствует минимизации ущерба и надежно защищает обслуживающий персонал от воздействия электрической дуги.

Работа с КРУ отличается простотой и удобством. Управление всеми операциями по обслуживанию шкафа производится всего двумя ручками управления.

Проверка КРУ производится аналогично выключателям.

11.6 Выбор и проверка предохранителей

На каждой ТП выбираем предохранители по расчетному току, для защиты распределительных линий 0,4 кВ, при условии:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР} , \quad (72)$$

где I_B – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ – номинальный ток предохранителя.

Расчетный ток определяем по формуле:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} , \quad (73)$$

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

Выбираем плавкую вставку предохранителя на номинальный ток 400 А.

Выбираем предохранитель марки ПН2-400.

После выбора предохранители необходимо проверить по следующим параметрам:

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

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{\text{дл.дон}} \quad (74)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(3)} \leq I_{\text{отк}} \quad (75)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B \quad (76)$$

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

11.7 Выбор и проверка автоматических выключателей

На каждой ТП выбираем автоматических выключателей по расчетному току:

$$I_{\text{ном. расц}} \geq I_p, \quad (77)$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

Результаты расчета сведем в таблицу 21.

Таблица 21 – Выбор автоматических выключателей

№ ТП	$S_{ТП}$, кВА.	I_p , А	$I_{\text{ном. расц}}$, А	Марка выключателя
1	2	3	4	5
ТП1	3252,476	4942,97	5000	ВА53-43

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5
ТП2	485,267	737,487	1000	ВА53-43
ТП3	1211,69	1841,47	2000	ВА53-43
ТП4	1057,298	1606,8	2000	ВА53-43
ТП5	644,160	978,966	1000	ВА53-43
ТП6	703,68	1069,42	1280	ВА53-43
ТП7	319,544	485,62	630	ВА53-41
ТП8	811,857	1233,82	1280	ВА53-43

Автоматические выключатели проверяются как предохранители, но добавляется условие проверки по динамической стойкости:

$$i_{yd} \leq i_{дин}$$

Наименьшая предельная коммутационная способность выбранных автоматических выключателей 135 кА, что явно больше максимального тока трехфазного КЗ, поэтому проверку проводить не обязательно.

12 СОГЛАСОВАНИЕ ЗАЩИТ И КАРТА СЕЛЕКТИВНОСТИ

Согласование защит произведем для РП-ТП2-10.

Карта селективности строится в логарифмическом масштабе: по оси абсцисс откладываются токи – расчетные, пиковые и короткого замыкания для самого дальнего электродвигателя; по оси ординат – времена продолжительности пиковых токов и времена срабатывания защит по защитным характеристикам. Проверим выбранную коммутационную аппаратуру по условию селективности. Исходя из расчета токов КЗ.

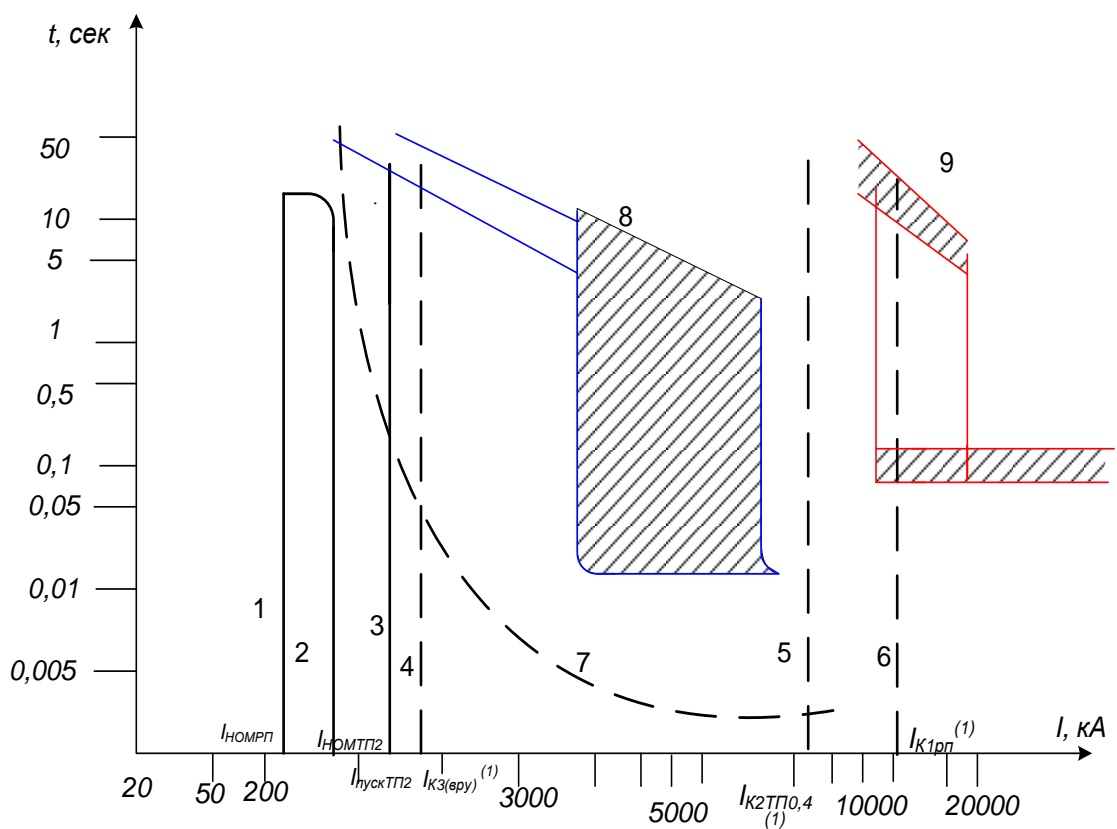


Рисунок 7 – Карта селективности

1 – номинальный ток РП; 2 – номинальный ток ТП; 3 – пусковой ток ТП; 5, 6, 7 – токи КЗ в точках К1, К2 и К4; 8 – характеристика плавкой вставки ПН2-400/400, 9 – характеристика автомата ВА53-43 с расцепителем 1000 А.

13 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

13.1. Основные требования и особенности выполнения защит в городских электросетях

К релейной защите, при поставленной задаче, предъявляются следующие основные требования: селективность, быстродействие, чувствительность и надежность. Также, кроме этих требований устройства релейной защиты, применяемые в электрических сетях, должны быть максимально просты, экономичны и удобны в эксплуатации.

Несмотря на то, что в нынешнее время широко применяются полупроводниковые реле и устройства защиты для увеличения ее чувствительности, снижения времени действия, обеспечения селективности и надежности защиты, например, в секционированных сетях с сетевым резервированием, все-таки следует также использовать традиционные устройства релейной защиты с электромеханическими реле.

Следует учесть и то, что эти защиты пока дешевле полупроводниковых устройств, а также имеется большой опыт их обслуживания и т. д. Поэтому в электрических сетях в ближайшие годы будут применяться как электромеханические, так и полупроводниковые устройства защиты.

Основными особенностями городских электрических сетей, с точки зрения обеспечения их защитой, являются: внушающий уровень токов КЗ, которые, как бы этого не хотелось, очень часто не соизмеримы с максимальными рабочими токами, трудности согласования характеристик устройств релейной защиты отходящих от подстанции линий и характеристик предохранителей, защищающих силовые трансформаторы. В электрических сетях напряжением 0,38 кВ, которые осуществляют питание большого числа однофазных токоприемников, что, как известно, приводит к несимметрии нагрузки по фазам, а это приводит к прохождению значительного тока в нулевом проводе до 40% фазного тока.

13.2. Защита электрических сетей напряжением 0,38 кВ

Вводы трансформаторов, а также воздушные линии 0,38 кВ, которые

отходят от трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, защищаются от КЗ автоматическими выключателями, в нашем случае это выключатели типа ВА43.

Защита автоматическими выключателями выполнена со встроенными тепловыми электромагнитными расцепителями, и расцепителями в нулевом проводе, а также с выключателями, имеющими, кроме электромагнитного расцепителя тока, еще и независимый расцепитель. Защита от однофазных замыканий осуществляется с помощью токового реле РЭ-571Т в нулевом проводе, которое действует на независимый расцепитель автомата.

13.3. Защита распределительных сетей 10 кВ

Согласно требованиям [1], первая ступень защиты выполняется в виде токовой отсечки (МТО), а вторая в виде максимальной токовой защиты (МТЗ) с зависимой от тока характеристикой выдержки времени. Они выполняются микропроцессорным устройством защиты Сириус-2-Л, предназначенным для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений напряжением 6–35 кВ.

Устройство предназначено для защиты воздушных и кабельных линий, а также трансформаторов, преобразовательных агрегатов и т.д.

Устройство Сириус-2-Л является комбинированным микропроцессорным терминалом релейной защиты и автоматики.

Применение в устройстве модульной мультипроцессорной архитектуры, наряду с современными технологиями поверхностного монтажа обеспечивают высокую надежность, большую вычислительную мощность и быстродействие, а также высокую точность измерения электрических величин и временных интервалов, что дает возможность снизить ступени селективности и повысить чувствительность терминала.

Реализованные в устройстве алгоритмы функций защиты и автоматики, а также схемы подключения устройства разработаны по требованиям к отечественным системам РЗА в сотрудничестве с представителями энергосистем и проектных институтов, что обеспечивает совместимость с

аппаратурой, выполненной на различной элементной базе, а также облегчает внедрение новой техники проектировщикам и эксплуатационному персоналу [13].

13.3.1. Расчёт максимальной токовой защиты

Максимальный нагрузочный ток:

$$I_{с.мтз} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_B} \cdot I_{нагр}; \quad (78)$$

где K_3 , $K_{сзап}$, K_B – коэффициенты защиты, самозапуска и возврата ($K_3=1,2$, $K_H=1,2$ и $K_B=0,85$ для Сириус – 2Л).

$I_{нагр}$ - ток протекающий по ВЛ, отходящего присоединения, [1]:

$$I_{нагр} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_2}; \quad (79)$$

$$I_{нагр} = \frac{3272}{\sqrt{3} \cdot 10} = 188,9 \text{ А}.$$

$$I_{с.мтз} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,85} \cdot 188,9 = 320,03 \text{ А}.$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{с.мтз}}{k_m}; \quad (80)$$

где k_m – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

$$I_{ср} = \frac{320,03}{400/5} = 4 \text{ А}.$$

Принимаем уставку равную 5 А.

Уточняем ток срабатывания защиты:

$$I_{c.p} = \frac{400 / 5}{1} \cdot 5 = 400 \text{ А}$$

Минимальный ток в реле при двухфазном коротком замыкании за кабелем:

$$I_k^{(2)} = 3,07 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 2,65 \text{ кА};$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{ч.мтз} = \frac{2600}{400} = 6,5 > 1,5 .$$

13.3.2 Расчёт токовой отсечки

Рассчитаем ток срабатывания защиты [1]

$$I_{c.то} = I_k^{(3)} \cdot k_H, \tag{81}$$

где k_H – коэффициент надежности, равен 1,2;

$I_k^{(3)}$ – трехфазный ток в конце линии.

$$I_{c.то} = 3,07 \cdot 1,2 = 3,68 \text{ кА.}$$

Рассчитаем коэффициент чувствительности больше 2, по следующим формулам [1]:

$$k_{ч2.то} = \frac{I_H^{(2)}}{I_{с.то}} \geq 2, \quad (82)$$

где $I_H^{(2)}$ – двухфазный ток короткого замыкания в начале линии.

Ток двухфазного КЗ

$$I_K^{(2)} = 5,8 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 5,1 \text{ кА}. \quad (83)$$

$$k_{ч2.то} = \frac{5,1}{3,68} = 1,38 \geq 2.$$

Отсечка не обладает достаточной чувствительностью, т.к. $K_{ч} < 2$.

13.4 Автоматический ввод резерва

В выпускной квалификационной работе предусматриваются устройства автоматического ввода резерва (АВР), устанавливаются на подстанциях и РП (в наше случае), для которых предусмотрены два источника питания, работающих отдельно в нормальном режиме.

Назначение АВР является осуществление максимально возможного быстрого автоматического переключения на резервное питание потребителей, обесточенных в результате повреждения или самопроизвольного отключения рабочего источника электроснабжения, что обеспечивает минимальные нарушения и потери в процессе электрообеспечения потребителя.

Включение резервного источника питания на поврежденной секции сборных шин КРУ, как правило, не допускается во избежание увеличения объемов разрушений, вызванных КЗ, и аварийного снижения напряжения потребителей, электрически связанных с резервным источником. Действие АВР не должно приводить к недопустимой перегрузке резервного источника как в

последующем установившемся режиме, так и в процессе самозапуска потерявших питание электродвигателей потребителя.

Схемы АВР должны:

- обеспечивать, возможно, раннее выявление отказа рабочего источника питания;
- действовать согласованно с другими устройствами автоматически (АПВ, АЧР) в интересах возможно полного сохранения технологического процесса;
- не допускать включения резервного источника на КЗ;
- исключать недопустимые несинхронные включения потерявших питание синхронных электродвигателей на сеть резервного источника;
- не допускать подключение потребителей к резервному источнику, напряжение на котором понижено.

Выключатели, включаемые устройствами АВР, должны иметь контроль исправности цепи включения.

13.5 Автоматическое повторное включение

Устройство автоматического повторного включения предусматривается на выключателях всех воздушных и кабельно-воздушных линий электропередачи, сборных шинах подстанций, если эти шины не являются элементом КРУ, понижающих трансформаторов однострановых ГПП.

Эффективно сочетание АПВ линий электропередачи с неселективными быстродействующими защитами линий для направления их неселективного действия при повреждениях вне линии и с устройствами автоматической частотной разгрузки.

Требования к устройству АПВ. Автоматическое повторное включение выключателя должно осуществляться после неоперативного отключения выключателя, за исключением случая отключения от релейной защиты присоединения, на котором установлено устройство АПВ, непосредственно после включения выключателя оперативным персоналом или средствами телеуправления, после действия защит от внутренних повреждений

трансформаторов или устройств противоаварийной системы автоматики. Время действия t АПВ должно быть не меньше необходимого для полной деионизации среды в месте КЗ и для подготовки привода выключателя к повторному включению, должно быть согласовано с временем работы других устройств автоматики (например, АВР), защиты, учитывать возможности источников оперативного тока по питанию электромагнитов включения выключателей, одновременно включаемых от АПВ. Характеристики выходного импульса устройств АПВ должны обеспечивать надежное одно или двукратное (в зависимости от требований) включение выключателя. Устройства АПВ должны допускать блокирование их действия во всех необходимых случаях.

14 РАСЧЕТ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Замыкания на землю токоведущих частей электроустановок является частым видом повреждений в сетях всех классов напряжений. В распределительных сетях 6 –35 кв. эти повреждения составляют не менее 75 % от общего числа повреждений.

Компенсация емкостных токов замыкания на землю позволяет:

1) ограничить разрушения изоляции за счет уменьшения тока через место повреждения (в пределе до активной составляющей и высших гармоник тока);

2) предупредить переход однофазного замыкания в междуфазное и тем самым предупредить дальнейшее развитие аварии;

3) обеспечить надежное дугогашение;

4) при дуговых замыканиях ограничить перенапряжение до значений 2,5 – 2,6 U_{ϕ} при степени расстройки 0-5 %;

5) исключить повторное загорание дуги;

6) уменьшить несимметричную нагрузку на генераторы;

7) ограничит внутренние перенапряжения при коммутационных переключениях в нормальных эксплуатационных режимах;

8) получить замедленное восстановление напряжения между поврежденной фазой и землей, что создает благоприятные условия для восстановления диэлектрической прочности промежутка.

Рассчитаем ток замыкания на землю (ЗНЗ), приняв, что РП будет снабжать электроэнергией весь заданный квартал:

$$I_{\text{ёмк.кл}} = K \cdot \left(\frac{U \cdot l_{\text{кл}\Sigma}}{10} \right), \quad (84)$$

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

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

$$I_{\text{ёмк.кл}} = 1,25 \cdot \left(\frac{10 \cdot 6,16}{10} \right) = 7,7 \text{ А.}$$

Городские сети 6-35 кВ работают без глухого заземления нейтрали и относятся к сетям с малыми токами замыкания на землю.

Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при следующих значениях этого тока в нормальных режимах.

Так как рассчитанные значения емкостного тока замыкания на землю не превышают допустимые ПУЭ (7-е издание) величины для сети 10 кВ, то установка дугогасящего реактора не требуется.

15 РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Расчет надежности системы электроснабжения проводится с помощью аналитического метода. Он позволяет количественно оценить надежность электрической схемы любой конфигурации, как простой, так и сложной. В основе выбранного метода лежит композиция системного анализа и теории вероятностей.

Сущность метода состоит в определении количественных вероятностных значений показателей надежности, таких, как полное погашение схемы, разрыв транзита, оценка возможных недоотпусков электроэнергии при частичных отказах схемы.

Данные для расчета:

Для расчета приводим схему РП:

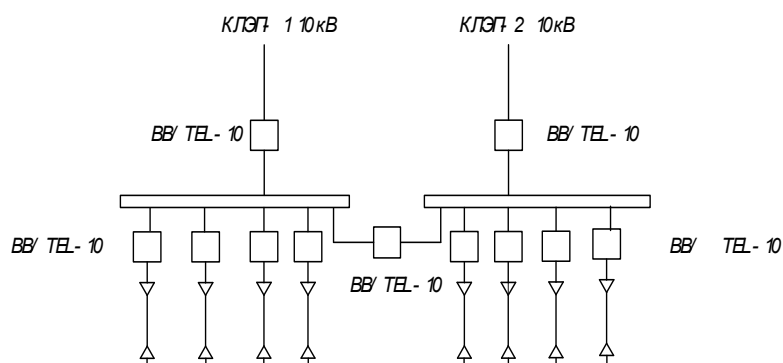


Рисунок 8 - Электрическая схема РП

Составляем схему замещения системы:

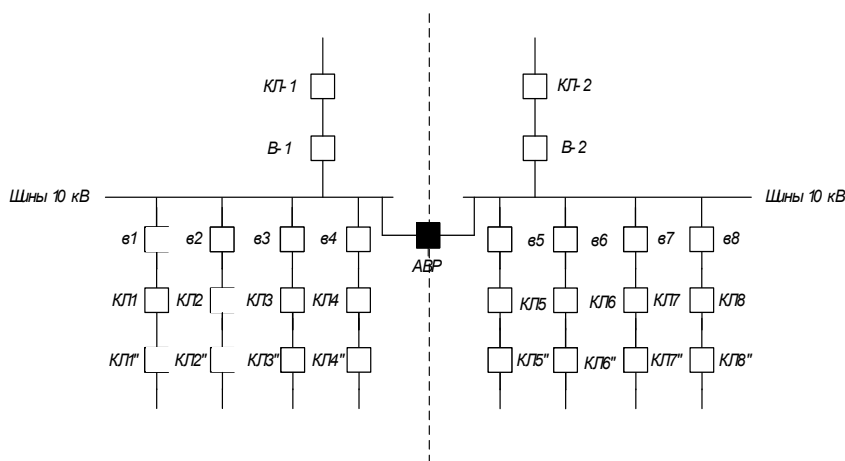


Рисунок 9 - Схема замещения рассматриваемой системы

После чего разрезаем схему «пополам», через АВР. Данная операция дает нам две расчетные схемы – цепочки, представленные на рисунках 14 и 15.

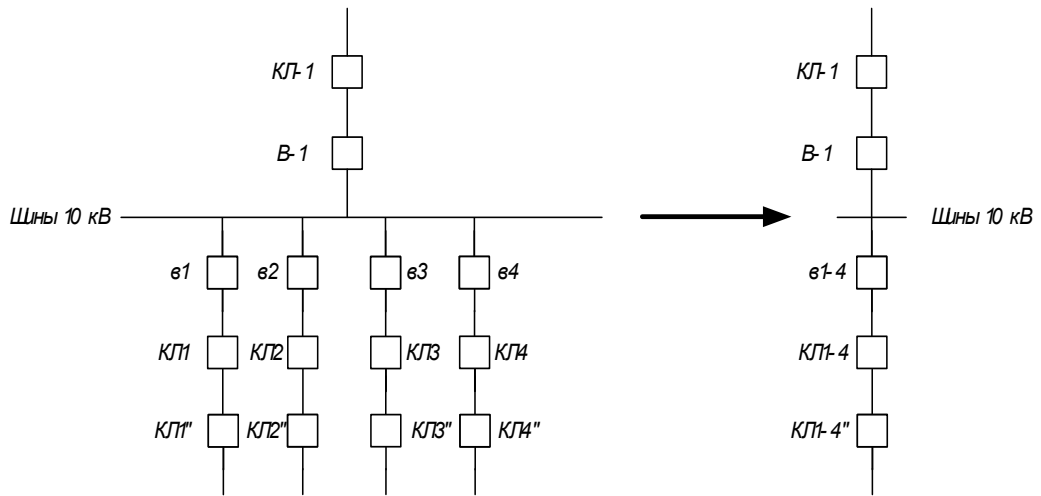


Рисунок 10 – Первая цепочка

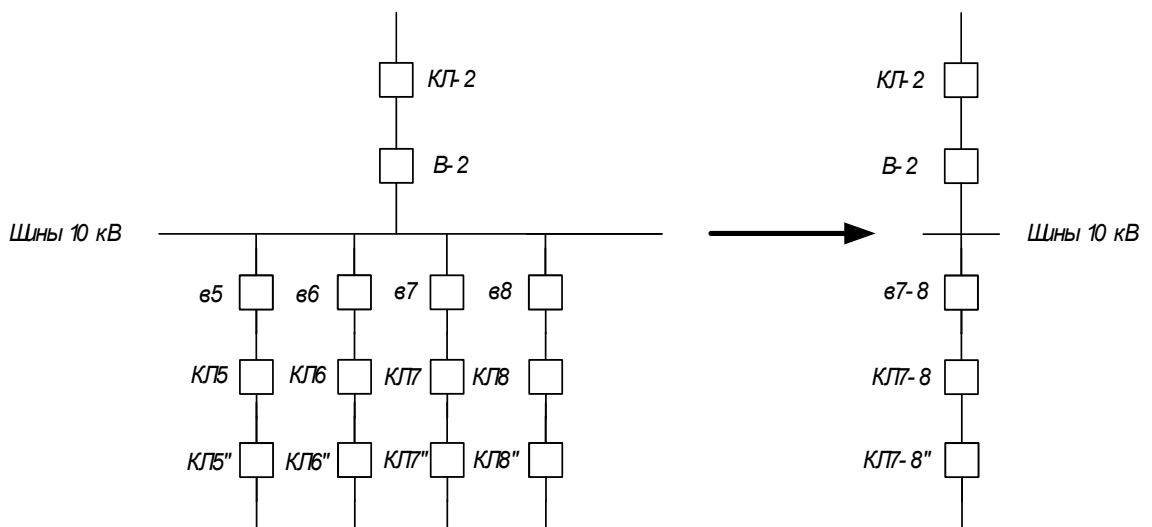


Рисунок 11 – Вторая цепочка

Далее определяем по справочным данным показатели надежности для каждого элемента каждой цепочки.

Для линий электропередач при определении исходной информации необходимо учитывать устойчивое и неустойчивое короткое замыкание, т.е.:

$$\lambda_{\Sigma} = \lambda_{уст} + \lambda_{неуст}, \quad (85)$$

$$\lambda_{НЕУСТ} = \alpha \cdot \lambda_{УСТ}, \quad (86)$$

где $\lambda_{УСТ}$ - средняя частота устойчивых отказов;

$\lambda_{НЕУСТ}$ - средняя частота неустойчивых отказов;

α - параметр для ЛЭП 10 кВ принимаем равным 2.

Параметр потокоотказа выключателя представим моделью в следующем виде:

$$\lambda_{\Sigma} = \lambda_{ВЫКЛ} + 2 \cdot \lambda_{РАЗ}, \quad (87)$$

где $\lambda_{ВЫКЛ}$ - параметр потокоотказа для выключателя;

$\lambda_{РАЗ}$ - параметр потокоотказа для разъединителя.

Таким образом:

$$\lambda_{\Sigma} = 0,009 + 2 \cdot 0,01 = 0,0029.$$

Определяем среднюю частоту устойчивых отказов кабельных линий, учитывая их длину.

Для второй цепочки расчет данных элементов проводится по аналогии.

Произведем расчет в нормальном режиме работы системы.

Находим параметры потока отказов цепочек, учитывая их преднамеренные отключения по следующей формуле:

$$\lambda_c = \sum_1^n \lambda_i + \lambda_{пр.наиб}, \quad (88)$$

Параметры потока отказов для первой цепочки:

$$\lambda_{c1} = \lambda_{KЛ-1} + \lambda_{B-1} + \lambda_{Ш} + 6 \cdot \lambda_6 + \lambda_{KЛ1} + \lambda_{KЛ2} + \lambda_{KЛ3} + \lambda_{KЛ4} + \lambda_{KЛ5} + \lambda_{KЛ6} + \lambda_{KЛ1''} + \lambda_{KЛ2''} + \lambda_{KЛ3''} + \lambda_{KЛ4''} + \lambda_{KЛ5''} + \lambda_{KЛ6''} + 1,2 \cdot \lambda_{np.naib}, \quad (89)$$

где $\lambda_{np.naib}$ - наибольшая средняя частота плановых отключений данной цепочки.

$$\lambda_{c1} = 0,1467 + 0,009 + 0,03 + 6 \cdot 0,029 + 0,0379 + 0,0379 + 0,0177 + 0,0177 + 0,0063 + 0,0063 + 0,0174 + 0,0174 + 0,0111 + 0,0111 + 0,0132 + 0,0132 + 1,2 \cdot 1 = 1,7671/\text{год}.$$

Параметры потока отказов для второй цепочки:

$$\lambda_{c2} = \lambda_{KЛ-2} + \lambda_{B-2} + \lambda_{Ш} + 6 \cdot \lambda_6 + \lambda_{KЛ7} + \lambda_{KЛ8} + \lambda_{KЛ9} + \lambda_{KЛ10} + \lambda_{KЛ11} + \lambda_{KЛ12} + \lambda_{KЛ7''} + \lambda_{KЛ8''} + \lambda_{KЛ9''} + \lambda_{KЛ10''} + \lambda_{KЛ11''} + \lambda_{KЛ12''} + 1,2 \cdot \lambda_{np.naib}. \quad (90)$$

$$\lambda_{c2} = 0,1901 + 0,009 + 0,03 + 6 \cdot 0,029 + 0,0489 + 0,0489 + 0,03 + 0,03 + 0,0323 + 0,0323 + 0,0146 + 0,0146 + 0,0393 + 0,0393 + 0,0075 + 0,0075 + 1,2 \cdot 1 = 1,9481/\text{год}.$$

Рассчитываем вероятность отказов каждой цепочки по выражению:

$$q_{ц} = \sum_1^n \lambda_i \cdot t_{Bi}. \quad (91)$$

Чтобы выразить t_B в годах, нужно разделить на количество часов в году, т.е.:

$$t_B^* = \frac{t_B}{8760}. \quad (92)$$

Вероятность отказа цепочки №1:

$$\begin{aligned}
 q_1 = & \lambda_{\text{КЛ1}} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ1}} + \lambda_{\text{В1}} \cdot \bar{t}_{\text{В.В1}} + \lambda_{\text{Ш}} \cdot \bar{t}_{\text{В.Ш}} + 6 \cdot \lambda_{\text{г}} \cdot \bar{t}_{\text{В.В10}} + \lambda_{\text{КЛ11}} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ11}} + \\
 & + \lambda_{\text{КЛ12}} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ12}} + \lambda_{\text{КЛ13}} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ13}} + \lambda_{\text{КЛ14}} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ14}} + \lambda_{\text{КЛ15}} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ15}} + \lambda_{\text{КЛ16}} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ16}} + \\
 & + \lambda_{\text{КЛ13}''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ13}''} + \lambda_{\text{КЛ14}''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ14}''} + \lambda_{\text{КЛ15}''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ15}''} + \lambda_{\text{КЛ16}''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ16}''} + \lambda_{\text{КЛ11}''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ11}''} + \\
 & + \lambda_{\text{КЛ12}''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ12}''}, \tag{93}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 q_1 = & 0,1467 \cdot \frac{16}{8760} + 0,009 \cdot \frac{20}{8760} + 0,03 \cdot \frac{7}{8760} + 6 \cdot 0,029 \cdot \frac{20}{8760} + \\
 & + 0,0379 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0379 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0177 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0177 \cdot \frac{16}{8760} + \\
 & + 0,0063 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0063 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0174 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0174 \cdot \frac{16}{8760} + \\
 & + 0,0111 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0111 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0132 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0132 \cdot \frac{16}{8760} = 1,087 \cdot 10^{-3}.
 \end{aligned}$$

Вероятность отказа цепочки №2:

$$\begin{aligned}
 q_2 = & \lambda_{\text{КЛ2}} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ2}} + \lambda_{\text{В2}} \cdot \bar{t}_{\text{В.В2}} + \lambda_{\text{Ш}} \cdot \bar{t}_{\text{В.Ш}} + 6 \cdot \lambda_{\text{г}} \cdot \bar{t}_{\text{В.В10}} + \lambda_{\text{КЛ17}} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ17}} + \\
 & + \lambda_{\text{КЛ18}} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ18}} + \lambda_{\text{КЛ19}} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ19}} + \lambda_{\text{КЛ10}} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ10}} + \lambda_{\text{КЛ11}} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ11}} + \lambda_{\text{КЛ12}} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ12}} + \\
 & + \lambda_{\text{КЛ17}''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ17}''} + \lambda_{\text{КЛ18}''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ18}''} + \lambda_{\text{КЛ19}''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ19}''} + \lambda_{\text{КЛ10}''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ10}''} + \lambda_{\text{КЛ11}''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ11}''} + \\
 & + \lambda_{\text{КЛ12}''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ12}''}, \tag{94}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 q_2 = & 0,1901 \cdot \frac{16}{8760} + 0,009 \cdot \frac{20}{8760} + 0,03 \cdot \frac{7}{8760} + 6 \cdot 0,029 \cdot \frac{20}{8760} + \\
 & + 0,0489 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0489 \cdot \frac{16}{8760} + 0,03 \cdot \frac{16}{8760} + 0,03 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0323 \cdot \frac{16}{8760} + \\
 & + 0,0323 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0146 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0146 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0393 \cdot \frac{16}{8760} + \\
 & + 0,0393 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0075 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0075 \cdot \frac{16}{8760} = 1,419 \cdot 10^{-3}.
 \end{aligned}$$

Среднее время восстановления каждой цепочки определяем по формуле:

$$\bar{t}_{Bc} = \frac{q_c}{\lambda_c}, \quad (95)$$

$$\bar{t}_{B1} = \frac{q_1}{\lambda_1^*} = \frac{q_1}{\lambda_{c1} - \lambda_{np.BЛ}} = \frac{1,087 \cdot 10^{-3}}{1,767 - 1} \cdot 8760 = 12,415 \text{ ч},$$

$$\bar{t}_{B2} = \frac{q_2}{\lambda_2^*} = \frac{q_2}{\lambda_{c2} - \lambda_{np.BЛ}} = \frac{1,419 \cdot 10^{-3}}{1,948 - 1} \cdot 8760 = 13,112 \text{ ч}.$$

Находим параметр потока отказов всей системы по выражению:

$$\begin{aligned} \lambda_C = & \lambda_{c1} \cdot q_2 + \frac{(\lambda_{c1} - \lambda_{np.наиб}) \cdot \lambda_{np.наиб} \cdot t_{np.наиб}}{8760} + \\ & + \lambda_{c2} \cdot q_1 + \frac{(\lambda_{c2} - \lambda_{np.наиб}) \cdot \lambda_{np.наиб} \cdot t_{np.наиб}}{8760}, \end{aligned} \quad (96)$$

где $t_{np.наиб}$ - наибольшее время планового простоя, $t_{np.наиб} = 10$.

$$\begin{aligned} \lambda_C = & 1,767 \cdot 1,419 \cdot 10^{-3} + \frac{(1,767 - 1) \cdot 1 \cdot 10}{8760} + \\ & + 1,948 \cdot 1,087 \cdot 10^{-3} + \frac{(1,948 - 1) \cdot 1 \cdot 10}{8760} = 6,583 \cdot 10^{-3} \text{ 1/год.} \end{aligned}$$

Вероятность состояния отказа системы можно найти по следующей формуле:

$$q_c = K_{П.С.} = \prod_{i=1}^n \lambda_i \cdot \bar{t}_{Bi} + \prod_{i=1}^n K_{npi} \cdot \lambda_{np} \cdot \bar{t}_{npi} \cdot \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \lambda_i \cdot \bar{t}_{Bi}, \quad (97)$$

где K_{npi} - коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого.

После определяем коэффициент простоя системы с учетом преднамеренных отключений:

$$k_{ПП} = 1 - e^{-\frac{t_{np.наиб}}{t_B}}, \quad (98)$$

$$k_{ПП1} = 1 - e^{-\frac{t_{np.наиб}}{t_{B2}}} = 1 - e^{-\frac{10}{13,112}} = 0,534,$$

$$k_{ПП2} = 1 - e^{-\frac{t_{np.наиб}}{t_{B1}}} = 1 - e^{-\frac{10}{12,415}} = 0,553,$$

$$K_{ПС} = q_1 \cdot q_2 + k_{ПП1} \cdot \lambda_{np1} \cdot \bar{t}_{np1} \cdot q_2 + k_{ПП2} \cdot \lambda_{np2} \cdot \bar{t}_{np2} \cdot q_1, \quad (99)$$

$$K_{ПС} = 1,087 \cdot 10^{-3} \cdot 1,419 \cdot 10^{-3} + \\ + \frac{(0,534 \cdot 1 \cdot 10 \cdot 1,419 \cdot 10^{-3} + 0,553 \cdot 1 \cdot 10 \cdot 1,087 \cdot 10^{-3})}{8760} = 3,094 \cdot 10^{-6}.$$

Рассчитаем среднее время безотказной работы системы:

$$\bar{T}_c = \frac{1}{\lambda_c}, \quad (100)$$

$$\bar{T}_c = \frac{1}{\lambda_c} = \frac{1}{6,583 \cdot 10^{-3}} = 151,906 \text{ лет.}$$

Найдем расчетное время безотказной работы при $\alpha = 0,1$:

$$\bar{T}_p = -\ln(1 - \alpha) \cdot \bar{T}_c, \quad (101)$$

$$\bar{T}_p = -\ln(1 - \alpha) \cdot \bar{T}_c = 16,005 \text{ лет.}$$

Определим среднее время восстановления системы:

$$t_{BC} = \frac{K_{ПС}}{\lambda_c}, \quad (102)$$

$$t_{BC} = \frac{K_{ПС}}{\lambda_c} = \frac{3,094 \cdot 10^{-6}}{6,583 \cdot 10^{-3}} \cdot 8760 = 4,117 \text{ ч.}$$

Далее находим математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии по следующей формуле:

$$W_{нед} = K_{ПС} \cdot P_{треб} \cdot T_{Г}, \quad (103)$$

$$W_{нед} = 3,094 \cdot 10^{-6} \cdot 11,339 \cdot 8760 = 0,307 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Оценка надежности системы электроснабжения с учетом АВР

Резервирование, при котором резервные элементы включаются только после автоматического отключения отказавших элементов, называется резервирование замещением.

Резервирование замещением описывается формулой полной вероятности, то есть с учетом устройства автоматического ввода резерва:

$$q_c(t) = q(S / A_1 A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + q(S / \bar{A}_1 A_2) \cdot q(A_1) \cdot p(A_2) + \\ + q(S / A_1 \bar{A}_2) \cdot p(A_1) \cdot q(A_2) + q(S / \bar{A}_1 \bar{A}_2) \cdot q(A_1) \cdot p(A_2), \quad (104)$$

где $q(S / A_1 A_2)$ - условная вероятность отказа системы при отсутствии отказов аппаратуры;

$q(S / \bar{A}_1 A_2)$ - то же при отказе в отключении отказавшего элемента;

$q(S / A_1 \bar{A}_2)$ - то же при отказе во включении резервного элемента;

$q(S / \bar{A}_1 \bar{A}_2)$ - то же при совпадении отказа в отключении с отказом во

включении;

$p(A_1)$, $q(A_1)$ - соответственно, вероятность отсутствия отказа и вероятность отказа во включении;

$p(A_2)$, $q(A_2)$ - соответственно, вероятность отсутствия отказа и вероятность отказа во включении.

Условная вероятность отказа системы при отсутствии отказов аппаратуры:

$$q(S / A_1 A_2) = K_{i\bar{N}} = 3,094 \cdot 10^{-6}.$$

Вероятность присоединения потребителей к одной из секций шин принимается равной 0,5, т.е.:

$$q(S / \bar{A}_1 A_2) = q(S / A_1 \bar{A}_2) = q(S / \bar{A}_1 \bar{A}_2) = 0,5.$$

Вероятность отсутствия отказа во включении:

$$q(A_1) = q(A_2) = \frac{\lambda_{B10} \cdot t_{B.B10} + 2 \cdot \lambda_{P10} \cdot t_{B.P10}}{8760}, \quad (105)$$

$$q(A_1) = q(A_2) = \frac{0,009 \cdot 20 + 2 \cdot 0,01 \cdot 7}{8760} = 3,652 \cdot 10^{-5}.$$

Вероятность отсутствия отказа:

$$p(A_1) = p(A_2) = 1 - q(A_1), \quad (106)$$

$$p(A_1) = p(A_2) = 1 - 3,652 \cdot 10^{-5} = 0,99996.$$

Формула полной вероятности имеет следующий вид:

$$q_c(t) = 3,094 \cdot 10^{-6} \cdot 0,99996 \cdot 0,99996 + 0,5 \cdot 3,652 \cdot 10^{-5} \cdot 0,99996 +$$

$$+0,5 \cdot 0,99996 \cdot 3,652 \cdot 10^{-5} + 0,5 \cdot 0,99996 \cdot 0,99996 = 0,5.$$

Далее произведем расчет в аварийном режиме работы системы.

То есть, рассмотрим режим, при котором одна из питающих линий выйдет из работы, и питание будет осуществляться через устройство АВР.

Схему замещения электрической сети представлена на рисунке 12.

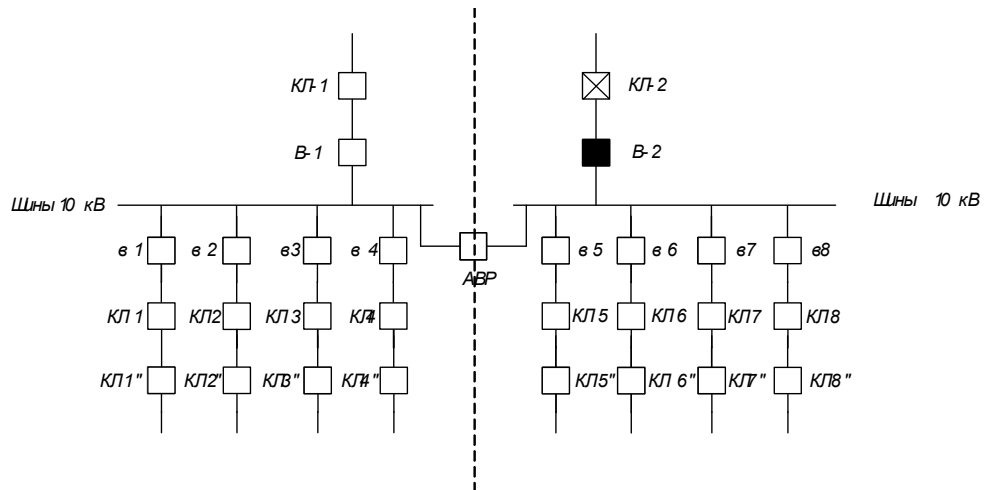


Рисунок 12 - Схема замещения в аварийном режиме

Составляем схему замещения.

Складывая все элементы последовательно, получим:

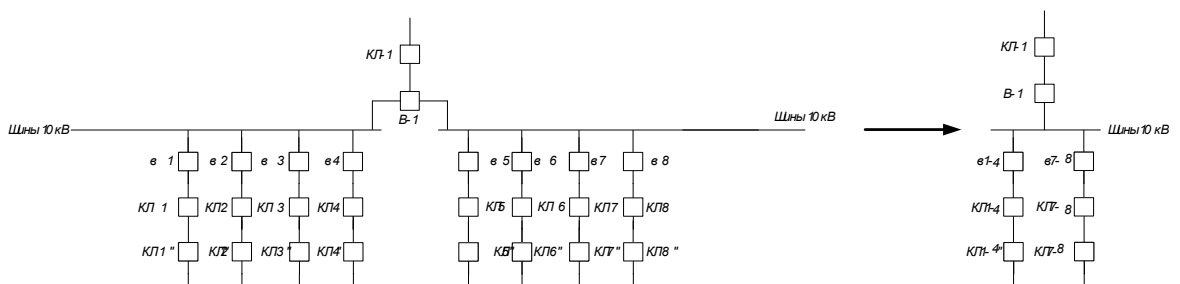


Рисунок 13 - Схема замещения в аварийном режиме после эквивалентирования

Находим параметры потока отказов цепочки в аварийном режиме:

$$\begin{aligned} \lambda_{сав} = & \lambda_{KL-1} + \lambda_{B-1} + \lambda_{Ш} + 6 \cdot \lambda_6 + \lambda_{KL1} + \lambda_{KL2} + \lambda_{KL3} + \lambda_{KL4} + \lambda_{KL5} + \lambda_{KL6} + \lambda_{KL1''} + \\ & + \lambda_{KL2''} + \lambda_{KL3''} + \lambda_{KL4''} + \lambda_{KL5''} + \lambda_{KL6''} + \lambda_{Ш} + 6 \cdot \lambda_6 + \lambda_{KL7} + \lambda_{KL8} + \lambda_{KL9} + \lambda_{KL10} + \\ & + \lambda_{KL11} + \lambda_{KL12} + \lambda_{KL7''} + \lambda_{KL8''} + \lambda_{KL9''} + \lambda_{KL10''} + \lambda_{KL11''} + \lambda_{KL12''} + 1,2 \cdot \lambda_{пр.наиб} \end{aligned} \quad (107)$$

$$\lambda_{сAB} = 0,1467 + 0,009 + 0,03 + 6 \cdot 0,029 + 0,0379 + 0,0379 + 0,0177 + 0,0177 + \\ + 0,0063 + 0,0063 + 0,0174 + 0,0174 + 0,0111 + 0,0111 + 0,0132 + 0,0132 + \\ + 0,03 + 6 \cdot 0,029 + 0,0489 + 0,0489 + 0,03 + 0,03 + 0,0323 + 0,0323 + 0,0146 + \\ + 0,0146 + 0,0393 + 0,0393 + 0,0075 + 0,0075 + 1,2 \cdot 1 = 2,5481/\text{Год}.$$

Вероятность отказов цепи в аварийном режиме:

$$q_{AB} = \lambda_{КЛ1} \cdot \bar{t}_{В.КЛ1} + \lambda_{В1} \cdot \bar{t}_{В.В1} + \lambda_{Ш} \cdot \bar{t}_{В.Ш} + 6 \cdot \lambda_{\theta} \cdot \bar{t}_{В.В10} + \lambda_{КЛ1} \cdot \bar{t}_{В.КЛ1} + \\ + \lambda_{КЛ2} \cdot \bar{t}_{В.КЛ2} + \lambda_{КЛ3} \cdot \bar{t}_{В.КЛ3} + \lambda_{КЛ4} \cdot \bar{t}_{В.КЛ4} + \lambda_{КЛ5} \cdot \bar{t}_{В.КЛ5} + \lambda_{КЛ6} \cdot \bar{t}_{В.КЛ6} + \\ + \lambda_{КЛ1''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ1''} + \lambda_{КЛ2''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ2''} + \lambda_{КЛ3''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ3''} + \lambda_{КЛ4''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ4''} + \lambda_{КЛ5''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ5''} + \\ + \lambda_{КЛ6''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ6''} + \lambda_{Ш} \cdot \bar{t}_{В.Ш} + 6 \cdot \lambda_{\theta} \cdot \bar{t}_{В.В10} + \lambda_{КЛ7} \cdot \bar{t}_{В.КЛ7} + \lambda_{КЛ8} \cdot \bar{t}_{В.КЛ8} + \\ + \lambda_{КЛ9} \cdot \bar{t}_{В.КЛ9} + \lambda_{КЛ10} \cdot \bar{t}_{В.КЛ10} + \lambda_{КЛ11} \cdot \bar{t}_{В.КЛ11} + \lambda_{КЛ12} \cdot \bar{t}_{В.КЛ12} + \lambda_{КЛ7''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ7''} + \\ + \lambda_{КЛ8''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ8''} + \lambda_{КЛ9''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ9''} + \lambda_{КЛ10''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ10''} + \\ + \lambda_{КЛ11''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ11''} + \lambda_{КЛ12''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ12''}. \quad (108)$$

Как и в нормальном режиме, нужно выразить t_B в годах, путем деления на количество часов в году, т.е.:

$$t_B^* = \frac{t_B}{8760}. \quad (109)$$

$$q_{AB} = 2,14 \cdot 10^{-3}.$$

Среднее время восстановления цепи в аварийном режиме:

$$\bar{t}_{В.АВ} = \frac{q_{AB}}{\lambda_1^*} = \frac{q_{AB}}{\lambda_{AB} - \lambda_{np.ВЛ}} = \frac{2,14 \cdot 10^{-3}}{2,548 - 1} \cdot 8760 = 12,11 \text{ ч.}$$

Параметр потока отказов системы, состоящей из одного элемента:

$$\lambda_c = \lambda_{AB}, \quad (110)$$

$$\lambda_c = 2,548.$$

Рассчитаем среднюю вероятность состояния отказа системы:

$$q_c = K_{П.С.} = q_{AB} = 2,14 \cdot 10^{-3}.$$

Находим среднее время безотказной работы системы при аварийном режиме:

$$\bar{T}_c = \frac{1}{\lambda_c} = \frac{1}{2,548} = 0,392 \text{ лет.}$$

Определим расчетное время безотказной работы при $\alpha = 0,1$:

$$\bar{T}_p = -\ln(1 - \alpha) \cdot \bar{T} = 0,041 \text{ лет.}$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{BC} = \frac{K_{П.С.}}{\lambda_c} = \frac{q_{AB}}{\lambda_{AB}} = \frac{2,14 \cdot 10^{-3}}{2,548} \cdot 8760 = 7,357 \text{ ч.}$$

Определяем математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{нед} = K_{П.С.} \cdot P_{треб} \cdot T_{Г}. \quad (111)$$

$$W_{нед} = 2,14 \cdot 10^{-3} \cdot 11,339 \cdot 8760 = 212,565 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Для наглядности результаты расчета режимов (нормального и послеаварийного) сводим в таблицу 28.

Таблица 22 - Результаты расчета надежности РП

П	Нормальный режим	Послеаварийный режим
1	2	3
Параметры потока отказов, λ_c	$6,583 \cdot 10^{-3}$	2,548
Средняя вероятность состояния отказа системы	$3,094 \cdot 10^{-6}$	$2,14 \cdot 10^{-3}$
Среднее время безотказной работы, лет	151,906	0,392
Рабочее время безотказной работы, лет	16,005	0,041
Время восстановления системы, ч	4,117	7,357
Средний недоотпуск электроэнергии, МВт·час	0,307	212,565

В процессе расчетов была рассчитана надежность электроснабжения распределительного пункта, а именно были найдены вероятности отказа системы в нормальном и послеаварийном режимах, среднее время восстановления системы, расчетное время безотказной работы и недоотпуск электроэнергии в результате возникновения аварийных ситуаций.

Исходя из данных, представленных в таблице 28, можно сделать вывод, что в послеаварийном режиме система ведет себя менее устойчиво, чем в нормальном, тем самым, показывает склонность к большему числу отказов. В свою очередь, наблюдается увеличение времени, необходимого для ремонта,

что так же приводит к огромным убыткам от недоотпуска электроэнергии, которые несет система в результате возникновения аварий.

16 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА

16.1 Расчет капиталовложений

Для системы электроснабжения городского квартала:

$$K = K_{л\sigma} + K_{об\sigma}, \quad (112)$$

где $K_{л\sigma}$ - капиталовложение на сооружение питающих линий, тыс.руб;

$K_{об}$ - капиталовложение на электрооборудование, тыс.руб;

16.1.1 Расчет капиталовложений на сооружение питающих линий

В капитальные вложения на сооружение линий входят: затраты на кабели, питающие ЭП, на их прокладку и монтаж.

Капиталовложение на сооружение питающих линий определяются:

$$K_{нит.л.} = \sum(L_{кл} \cdot k_{уд}) + K_{сmp}, \quad (113)$$

где $k_{уд}$ – удельная стоимость 1 м линии;

$K_{сmp}$ – стоимость строительно-монтажных работ по прокладке шинопроводов и кабельных линий, [14].

Таким образом, общая стоимость питающих линий:

$$K_{нит.л.} = 561822 + 50000 = 611822 \text{ руб.}$$

16.1.2 Расчет капиталовложений оборудования

В капитальные вложения на оборудование входят: затраты на приобретение КТП, трансформаторов тока, трансформаторы напряжения, автоматические выключатели и предохранители, затраты на монтаж и наладку.

В стоимость КТП будет входить вся комплектация (КРУ, ТТ, ТН, АВ)

Величина капитальных вложений на оборудование, с учетом строительно-монтажных работ определяется исходя из следующей формулы:

$$K_{обор.Σ} = K_{КТП} + K_{пред.} + K_{смр} + K_{пр.} , \quad (114)$$

где $K_{КТП}$ – капиталовложения в КТП;

$K_{пред.}$ – капиталовложения в предохранители;

$K_{смр}$ – стоимость строительно-монтажных работ $K_{смр} = 45000$ руб., [14];

$K_{пр}$ – прочие затраты, $K_{пр} = 5000$ руб., [13].

$$K_{обор.Σ} = 7 \cdot 215000 + 12 \cdot 240000 + 310000 + 48 \cdot 430 + 45000 + 5000 = 5055640 \text{ руб.}$$

Общая сумма капиталовложений в схему, определится по формуле (80):

$$K_{Σ} = 611822 + 5055640 = 5667462 \text{ руб.}$$

16.2 Расчет эксплуатационных затрат

Определяем ежегодные издержки на амортизацию:

$$I_A = \frac{K_{Σ}}{T_{сл}} = \frac{5667462}{20} = 283373,1 \text{ руб.};$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формулам:

$$I_{P.O.} = I_{P.O.Л} + I_{P.O.ОБ} = \alpha_{P.O.Л} \cdot K_{Л} + \alpha_{P.O.ОБ} \cdot K_{ОБ} , \quad (115)$$

где $\alpha_{P.O.ВЛ} = 0,004$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт КЛ, [14].

$\alpha_{P.O.ОБ} = 0,037$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт КТП и оборудования, [14].

$$I_{P.O.} = 0,004 \cdot 611822 + 0,037 \cdot 5055640 = 189506,68 \text{ руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии в схеме электроснабжения вычисляется по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (116)$$

где $\Delta W = 363167,76$ кВт·ч – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W} = 0,064$ руб/(кВт·ч) – удельная стоимость потерь электроэнергии.

$$I_{\Delta W} = 363167,76 \cdot 0,064 = 23242,73 \text{ руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\Sigma} = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W} = 189506,88 + 283373,1 + 23242,73 = 496122,71 \text{ руб.}$$

16.3 Суммарные затраты и себестоимость распределения электроэнергии

Среднегодовые приведённые затраты можно найти по следующей формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (117)$$

где E – норматив дисконтирования ($E = 0,0825$);

$$Z = 0,0825 \cdot 5667462 + 496122,71 = 963688,32 \text{ руб.}$$

Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии в системе электроснабжения определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (118)$$

где W – полезный расход электроэнергии (кВт·ч).

Определяем суммарную электроэнергию, переданную ЭП:

$$W = \Sigma P_{cp.god.} \cdot T_{\Gamma}, \quad (119)$$

где $\Sigma P_{cp.god.}$ – среднегодовая потребленная электроэнергия, кВт;

$$W = 6689 \cdot 5000 = 33,44 \cdot 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Затраты на полученную электроэнергию:

$$I_w = W \cdot 1 = 25400000 \cdot 1 = 33440000 \text{ руб} \quad (120)$$

Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии в системе электроснабжения:

$$C = \frac{496122,71}{33,4 \cdot 10^6} = 0,015 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$$

16.4 Техничко-экономические показатели проекта

Все технико-экономические показатели заносятся в таблицу 22.

Таблица 23 – Техничко-экономические показатели проекта

Показатель	Обозначение	Единицы измерения	Установленное значение
Расчетная мощность всех ТП	$P_{\text{расчТП}}$	кВт	9617
Расчетная мощность всех домов	$P_{\text{расчВРУ}}$	кВт	9448,15
Полная мощность РП	$S_{\text{расчРП}}$	кВА	3958,55/3224,16
Напряжение сети	$U_{\text{ном}}$	кВ	10/0,4
Количество КТП	2КТПБ		20
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,8
	$\text{tg}\varphi$	о.е.	0,6
Конструктивное выполнение ТП	Трансформатор – кабель - ВРУ 0,4 кВ		
Капиталовложения в проект	К	руб.	5 667 462
Потери электроэнергии за год	ΔW	кВт·ч.	363 167,76
Удельная стоимость потерь электроэнергии	$C_{\text{потерь}}$	руб/кВт·ч	0,01
Себестоимость распределения электроэнергии	С	руб/кВт·ч	0,015
Приведенные затраты	З	руб/год	963 688,32

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проектирование схемы городской распределительной сети дает возможность четко поставить и определить суть поставленных задач, которые появляются перед инженерами в проектных организациях, а также некоторые аспекты реального применения подобных схем инженерами эксплуатации.

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

На высоком уровне понимания было освоено множество моментов проектирования, которые требовали от бакалавра, как от проектировщика принятие определенных решений при выборе оборудования как на РП, так и на ТП. Подробно были определены технико-экономические показатели ВКР.

Не смотря на это, выполненный проект системы электроснабжения города не является образцом проектирования по сравнению с проектами специализированных организаций, что связано с ограниченностью опыта как проектирования так и эксплуатации. Но выполнение таких проектов даже в учебных целях дает серьезный опыт и упорядочение имеющихся и вновь полученных знаний.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 176 с.
- 2 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 1995, – 86 с.
- 3 Инструкция по проектированию городских электрических сетей: РД 34.20.185-94: 1995. – 31 с.
- 4 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2011. – 346 с.
- 5 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 1977. – 280 с.
- 6 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов./Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», 2002. – 320 с.
- 7 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- 8 Приложение к приказу управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области от 20.12.2011 № 238.
- 9 Правила электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.
- 10 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990 – 576 с.
- 11 Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов: Учебное пособие/Г.В. Судаков – Благовещенск: АмГУ, 2006. – 189 с.
- 12 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования./А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова– М.: Энергоатомиздат, 1987 – 368 с.