

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения района г. Благовещенска,
огражденного улицами Ленина-Горького-Лазо-Первомайская

Исполнитель

студент группы 242-об4

подпись, дата

А.С. Курочкина

Руководитель

доцент, к.т.н

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Нормоконтроль

доцент, к.т.н

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 2016 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента _____
_____ 1.

Тема выпускной квалификационной работы:

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

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

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) _____

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

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

РЕЦЕНЗИЯ

на выпускную квалификационную работу студента _____ факультета

Фамилия _____

Имя _____

Отчество _____

Специальность _____

Тема выпускной квалификационной работы _____

1. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе _____

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой и направленностью _____

2. Достоинства работы _____

3. Недостатки работы _____

4. Масштабы и характер использования специальной литературы _____

5. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

6. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника _____

7. Актуальность и новизна работы _____

8. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

9. Общее заключение и предлагаемая оценка работы _____

Рецензент _____

должность, Ф.И.О., подпись

« _____ » _____ 2016 г.

Подпись рецензента заверяю: _____

подпись заверяющего лица

М.П.

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

ОТЗЫВ

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия _____

Имя _____

Отчество _____

Специальность _____

Тема выпускной квалификационной работы _____

1. Объем работы:

количество листов выпускной квалификационной работы _____

количество рисунков и таблиц _____

число приложений _____

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе _____

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой
и направленностью _____

3. Достоинства работы _____

4. Недостатки работы _____

5. Степень самостоятельности, проявленная выпускником и характер ее проявления

6. Масштабы и характер использования специальной литературы

7. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

8. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника

9. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

10. Общее заключение и предлагаемая оценка работы _____

« _____ » _____ 2016 г. Руководитель _____

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 100 с., 24 рисунка, 131 формул, 26 таблиц, 16 использованных источников.

ГОРОДСКАЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, НАГРУЗКА, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ, КАБЕЛЬ, РАСЧЕТНЫЙ ТОК, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИИ, ЗАЩИТНОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ, НАДЕЖНОСТЬ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.

В данной выпускной бакалаврской работе была спроектирована схема электроснабжения системы электроснабжения района города Благовещенск, ограниченного улицами Ленина – Горького – Лазо – Первомайская.

Цель работы – разработать как можно более экономичный и гибкий вариант с точки зрения эксплуатации, в котором можно применить перспективу дальнейшего развития.

Основу данного проектирования составляют следующие задачи: расчет нагрузок различных потребителей, разработка схемы электроснабжения района города Благовещенска, технико-экономическое сравнение вариантов кабелей на напряжение 0,4 кВ, выбор оборудования на напряжение 0,4 и 10 кВ, расчет токов короткого замыкания, выбор устройств РЗиА, расчет защитного заземления, расчет и анализ надежности, расчет технико-экономических показателей проекта.

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 проектирования городских систем электроснабжения является создание наиболее простой схемы энергоснабжения, наиболее полного использования всех видов энергии с наименьшими потерями.

Эти задачи предусматривают повышение уровня проектно-конструкторских разработок, внедрения высоконадежного электрооборудования, снижение непроизводительных расходов электроэнергии при ее передаче, распределении и потреблении. Безопасная и безаварийная эксплуатация систем энергоснабжения и многочисленных электроприемников ставит разносторонние и сложные задачи, по охране труда и технике безопасности.

Решение задач проектирования и эксплуатации систем электроснабжения постоянно усложняется, поскольку совершенствуются и внедряются новые технологии, обновляется электрооборудование, повышаются требования к качеству электрической энергии и надежности электроснабжения.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка наиболее экономичного и гибкий, с точки зрения эксплуатации, варианта системы электроснабжения района города Благовещенска, ограниченный улицами Ленина – Горького – Лазо – Первомайская, с учетом перспективы развития и подключения новых потребителей.

Проектирование распределительных сетей данного района, вызвано ростом нагрузки, износом и моральным устареванием существующего оборудования, с возрастанием требованиям к экономичности и надёжности их работы. Данный район нуждается в техническом перевооружении, замене изношенного оборудования, расширении существующей сети. В этом и заключается актуальность данной работы.

Практическая значимость заключается в возможности использования результатов исследования в практической деятельности, то есть данная работа

рассматривает реальную городскую электрическую сеть и может рассматриваться проектными организациями как возможный вариант.

В ходе работы будет проведен расчет электрических нагрузок, проектирование высоковольтного и низковольтного электроснабжения, выбор и проверка электрического оборудования, выбор устройств релейной защиты и автоматики, произведен экономический расчет.

При проектировании будут использованы следующие материалы: ПУЭ 6-е и 7-е издания, ГОСТ 32144-2013 "Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.", СП 31-110-2003 "Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий." электротехнический справочник том 3, РД 34.20.185-94 "Инструкция по проектированию городских электрических сетей."

Также использовано программное обеспечение: общего назначения (программы Microsoft office: Word, Excel, Visio) и специального назначения: Mathcad).

Ожидаемая экономичная эффективность: повышение надежности электроснабжения путем замены, устаревшей электромеханической релейной защиты на современный микропроцессорный терминал и применения резервирования и автоматики ввода резерва, а также увеличение пропускной способности сети, за счет новых кабелей.

1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЖИЛОГО РАЙОНА

Город Благовещенск – административный центр Амурской области и Благовещенского района, располагается на слиянии двух рек: Амура и Зеи. Численность населения 224335 человек, что соответствует крупному городу. Тип климата здесь резко континентальный. Основные характеристики климатических условий: среднегодовая температура воздуха +1,6 °С; температурный максимум +40 °С; температурный минимум -45 °С; температура при гололеде -10; район по гололёду 2; толщина стенки гололёда 10 мм; район по ветру 2; число грозных часов в год 34; степень загрязнения атмосферы 1; высота снежного покрова, макс/средняя, 35/10 см.

Квартальный район, ограниченный улицами Ленина – Горького – Лазо – Первомайская расположен в исторической части города и является одной из его селитебных зон. Естественно, это благотворно влияет на экологию района: экологическая обстановка здесь в несколько раз лучше, чем в промышленной части города.

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

План района города представлен на рисунке 1.

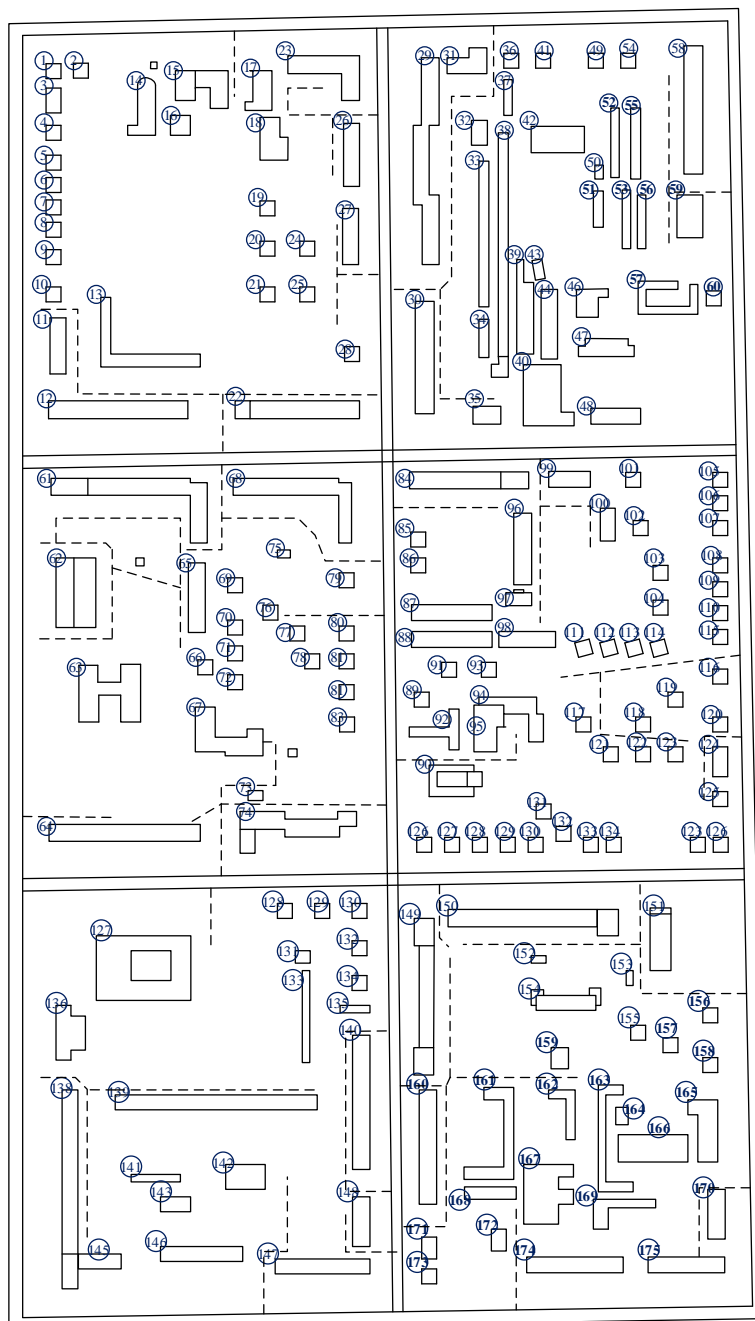


Рисунок 1 – План района города

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК 0,4 КВ

Нагрузок данного района, в основном, составляет бытовые потребители и коммунально-бытовая нагрузка. Для проектирования системы электроснабжения первым этапом необходимо провести расчёт электрических нагрузок. Расчётная нагрузка – значение мощности, по которой производится выбор параметров электрооборудования, мощность источников питания, сечение кабелей и проводов, мощность силовых трансформаторов. Особенностью расчёта в городских системах является то, что данные о характеристиках электроприемников не известны. Расчёт производится с помощью метода удельных электрических нагрузок.

2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей

2.1.1 Расчетная электрическая нагрузка жилых квартир $P_{кв}$, кВт, приведенная к вводу жилого дома, определяется по формуле:

$$P_{кв} = P_{кв.уд} n, \quad (1)$$

где $P_{кв.уд}$ - удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (домов) по табл. 2.1.1, кВт/квартира; n - количество квартир. [1];

Расчетная нагрузка силовых электроприемников, кВт, 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 подкачивающих насосов водоснабжения, вентиляторов и др. санитарно-технических устройств, кВт.

Мощность лифтов определяется по формуле:

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

где k'_c - коэффициент спроса лифтовых установок жилых домов зависит от их количества, [1];

P_{ni} - установленная мощность двигателя лифта, кВт. Примем 10 кВт.

Мощность двигателей санитарно-технических устройств определяется по формуле:

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

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 [1].

Расчет показан для дома 65, (Лазо 55/1).

$$P_{кв} = 1,95 \cdot 80 = 156 \text{ кВт}$$

$$P_{cny} = 30 \cdot 2 = 60 \text{ кВт}$$

$$P_{p.ж.д} = 156 + 0,9 \cdot (60 + 8) = 217,2 \text{ кВт}$$

Аналогично рассчитывается реактивная и полная мощность с учетом коэффициента мощности для соответствующего потребителя, [1].

Результаты расчетов сведены в таблицу 1.

2.1.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенным коммунальным сектором.

Нагрузка коммунально-бытовых потребителей, встроенных в жилые дома 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.

Результаты расчетов сведены в таблицу 1.

2.2 Расчет электрических нагрузок коммунальных потребителей

2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений

Расчет нагрузок коммунальных потребителей так же проводится методом удельных электрических нагрузок. Расчетная мощность общественного здания:

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

где $P_{\text{уд.общ.зд}}$ - удельная мощность общественных зданий кВт/показатель кВт/место, кВт/ учащийся и т.д. [1];

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

Рассмотрим для примера расчета электрической нагрузки продовольственного магазина, встроенного в здание № 14.

$$P_{\text{р.общ.зд}} = 0,25 \cdot 200 = 50 \text{ кВт},$$

где 0,25 – удельная нагрузка продовольственного магазина кВт/м² [1];

Результаты расчетов сведены в таблицу 1

Таблица 1 – расчет электрических нагрузок района

№ на плане	Объект	$P_{\text{жд.расч}}$	$Q_{\text{жд.расч}}$	$S_{\text{жд.расч}}$
1	2	3	4	5
1	коттедж	14.5	2.9	14.79
2	коттедж	14.5	2.9	14.79
3	коттедж	29	5.8	29.57
4	коттедж	14.5	2.9	14.79
5	коттедж	14.5	2.9	14.79
6	коттедж	14.5	2.9	14.79
7	коттедж	14.5	2.9	14.79
8	коттедж	14.5	2.9	14.79
9	коттедж	14.5	2.9	14.79
10	коттедж	14.5	2.9	14.79
11	жилой дом, 4 эт.	197.4	49.3	203
12	жилой дом, 5 эт. с продовольственным магазином	160	64.2	172.4
13	гараж	10	2	10.2
14	гостиница	9.2	5.704	10.83
15	жилой дом, 2 эт.	41.4	32.3	43.5
16	автосервис	71.5	33.61	79
17	автосервис	67.99	31.96	75.13
18	гараж	4.5	0.9	4.589
19	коттедж	14.5	2.9	14.79
20	коттедж	14.5	2.9	14.79
21	коттедж	14.5	2.9	14.79
22	жилой дом, 5 эт. с продовольственным магазином	141	55.8	161.6
23	жилой дом, 2 эт.	111	37.05	117.02
24	коттедж	14.5	2.9	14.79
25	коттедж	14.5	2.9	14.79
26	коттедж	14.5	2.9	14.79
27	жилой дом, 2 эт.	102.8	30.4	107.2
28	коттедж	14.5	2.9	14.79
29	жилой дом, 10 эт.	516.6	153.9	539.08
30	жилой дом, 5 эт.	127	45.2	134.8
31	жилой дом, 5 эт.	133.5	46.5	141.3
32	гараж	3	0.6	3.059
33	гараж	8	1.6	8.158

Продолжение таблицы 1

34	гараж	4	0.8	4.079
35	жилой дом, 2 эт.	49	14.75	51.17
36	коттедж	14.5	2.9	14.79
37	гараж	4	0.8	4.079
38	гараж	13	2.6	13.26
39	гараж	7.5	1.5	7.649
40	магазин	318.5	238.9	398.1
41	коттедж	14.5	2.9	14.79
42	склад	77.66	44.27	89.39
43	гараж	1.5	0.3	1.53
44	гараж	4	0.8	4.079
45	гараж	2	0.4	2.04
46	склад	45.89	26.16	52.82
47	памятник архитектуры	0	0	0
48	склад	88.95	50.7	102.4
49	коттедж	14.5	2.9	14.79
50	гараж	1	0.2	1.02
51	гараж	2	0.4	2.04
52	гараж	3	0.6	3.059
53	гараж	3	0.6	3.059
54	коттедж	14.5	2.9	14.79
55	гараж	2	0.4	2.04
56	гараж	2	0.4	2.04
57	гараж	6	1.2	6.119
58	жилой дом, 5 эт. с парикмахерской	136	49.8	145.4
59	жилой дом, 5 эт.	39.8	12.9	41.8
60	коттедж	14.5	2.9	14.79
61	жилой дом, 6 эт. с банком	262	87	277.1
62	жилой дом, 9 эт. с магазином бытовой химии	363	184.7	407.3
63	детский сад №3, 2 эт.	50	16.5	52.65
64	жилой дом, 5 эт.	151.2	59.9	162.6
65	жилой дом, 10 эт.	181.2	53.12	188.8
66	коттедж	29	5.8	29.57
67	многоэтажный дом, 12 эт. с магазином бытовой химии	393	142.7	418.1

Продолжение таблицы 1

68	жилой дом, 5 эт. с парикмахерской	154	65.6	168.08
69	коттедж	14.5	2.9	14.79
70	коттедж	14.5	2.9	14.79
71	коттедж	14.5	2.9	14.79
72	коттедж	14.5	2.9	14.79
73	склад	37.73	21.51	43.43
74	жилой дом, 5 эт. с продовольственным магазином	145	74.6	163.4
75	гараж	1	0.2	1.02
76	коттедж	14.5	2.9	14.79
77	коттедж	14.5	2.9	14.79
78	коттедж	14.5	2.9	14.79
79	коттедж	14.5	2.9	14.79
80	коттедж	14.5	2.9	14.79
81	коттедж	14.5	2.9	14.79
82	коттедж	14.5	2.9	14.79
83	коттедж	14.5	2.9	14.79
84	жилой дом, 5 эт. с продовольственным магазином	203	170.5	265.6
85	коттедж	14.5	2.9	14.79
86	коттедж	14.5	2.9	14.79
87	жилой дом, 3 эт.	127.2	35.3	132.01
88	жилой дом, 3 эт.	127.2	35.3	132.01
89	коттедж	14.5	2.9	14.79
90	баня, 3 эт.	33	16.5	36.9
91	коттедж	14.5	2.9	14.79
92	гараж	6	1.2	6.119
93	коттедж	14.5	2.9	14.79
94	гостиница, 3 эт.	13.8	8.556	16.24
95	гараж	5	1	5.099
96	жилой дом, 2 эт.	54.4	16.8	61.7
97	жилой дом, 3 эт.	39	12.7	41.03
98	жилой дом, 3 эт.	79.2	20.7	81.88
99	жилой дом, 2 эт.	28.4	15.58	32.39
100	жилой дом, 1 эт.	37	12.35	39.007
101	коттедж	14.5	2.9	14.79
102	коттедж	14.5	2.9	14.79

Продолжение таблицы 1

103	коттедж	14.5	2.9	14.79
104	коттедж	14.5	2.9	14.79
105	коттедж	14.5	2.9	14.79
106	коттедж	14.5	2.9	14.79
107	коттедж	14.5	2.9	14.79
108	коттедж	14.5	2.9	14.79
109	коттедж	14.5	2.9	14.79
110	коттедж	14.5	2.9	14.79
111	коттедж	14.5	2.9	14.79
112	коттедж	14.5	2.9	14.79
113	коттедж	14.5	2.9	14.79
114	коттедж	14.5	2.9	14.79
115	коттедж	14.5	2.9	14.79
116	коттедж	14.5	2.9	14.79
117	коттедж	14.5	2.9	14.79
118	коттедж	14.5	2.9	14.79
119	коттедж	14.5	2.9	14.79
120	коттедж	14.5	2.9	14.79
121	коттедж	14.5	2.9	14.79
122	коттедж	14.5	2.9	14.79
123	коттедж	14.5	2.9	14.79
124	коттедж	14.5	2.9	14.79
125	коттедж	14.5	2.9	14.79
126	коттедж	14.5	2.9	14.79
127	школа №2, 3 эт.	325	107.3	342.2
128	коттедж	14.5	2.9	14.79
129	коттедж	14.5	2.9	14.79
130	коттедж	14.5	2.9	14.79
131	коттедж	14.5	2.9	14.79
132	коттедж	14.5	2.9	14.79
133	коттедж	14.5	2.9	14.79
134	коттедж	14.5	2.9	14.79
135	гараж	1.5	0.3	1.53
136	коттедж	29	5.8	29.57
137	коттедж	14.5	2.9	14.79
138	жилой дом, 5 эт.	200.5	79.7	215.7
139	жилой дом, 5 эт.	191.8	77.9	207.11
140	жилой дом, 5 эт.	158	63	169.47

Продолжение таблицы 1

141	гараж	3	0.6	3.059
142	жилой дом, 5 эт.	92.2	23.4	95.12
143	гараж	3	0.6	3.059
144	гараж	4	0.8	4.079
145	жилой дом, 5 эт.	200.5	79.7	215.7
146	офис, 5 эт.	209.1	119.2	240.7
147	продуктовый магазин	180.3	135.2	225.3
148	жилой дом, 2 эт.	35.28	16.95	39.14
149	жилой дом, 5 эт.	127	45.2	134.8
150	жилой дом, 5 эт.	176	74.8	191.2
151	жилой дом, 5 эт.	90.8	28.06	95.03
152	гараж	0.5	0.1	0.51
153	гараж	0.5	0.1	0.51
154	детский сад №9, 2 эт.	50	16.5	52.65
155	коттедж	14.5	2.9	14.79
156	коттедж	14.5	2.9	14.79
157	коттедж	14.5	2.9	14.79
158	коттедж	14.5	2.9	14.79
159	коттедж	14.5	2.9	14.79
160	жилой дом, 5 эт.	264	112.2	286.9
161	гараж	8	1.6	8.158
162	гараж	4.5	0.9	4.589
163	гараж	9	1.8	9.178
164	гараж	1	0.2	1.02
165	СЭС, 2 эт.	32.01	18.24	36.84
166	СЭС к.2, 1 эт.	19.24	10.97	22.15
167	гараж	10	2	10.2
168	гараж	4	0.8	4.079
169	гараж	5	1	5.099
170	гараж	0.5	0.1	0.51
171	автомойка	60.01	28.2	66.3
172	коттедж	29	5.8	29.57
173	коттедж	29	5.8	29.57
174	жилой дом, 5 эт. с магазином бытовой химии	184	56.6	192.5
175	поликлиника, 2 эт.	180	90	201.2

2.2.2 Расчет осветительной нагрузки

Нагрузка уличного освещения определяется приближённо, по удельной мощности установки, и длины дорожного полотна:

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

Для освещения проезжей части улиц будем использовать 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
Лазо	0,6/0,014	3,9	32.76
Партизанская	0,6/0,014	3,9	32.76
Первомайская	0,6/0,014	3,9	32.76
Горького	0,5/0,014	3,9	27.3
Амурская	0,5/0,014	3,9	27.3
Зейская	0,5/0,014	3,9	27.3
Ленина	0,5/0,014	3,9	27.3
Итог			207.48

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, и 1000 кВА.

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

$$P_{P..л} = P_{зд.маx} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot P_{зд.i} \quad (10)$$

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].

Рассмотрим пример для расчета нагрузки ТП1-10

$$P_{P..л} = 29 + 0.9 \cdot 14.5 + 0.9 \cdot 14.5 + 0.9 \cdot 14.5 + 0.9 \cdot 14.5 + 0.9 \cdot 14.5 + 0.9 \cdot 14.5 + \dots + 0.9 \cdot 14.5 + 0.9 \cdot 14.5 + 0.9 \cdot 14.5 = 146.4$$

кВт

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

Таблица 3 – Расчетная электрическая нагрузка линий до 1 кВ

Участок	S _{расч} , кВА
ТП1-1-10	149.35
ТП1-11-13	280.331
ТП1-14-16	114.719
ТП1-22-23,26-28	402.641
ТП1-17-25	144.736
ТП2-29,32,33	549.091
ТП2-30,34,35,38-40	542.46
ТП2-31,36,37,41,42,49	250.071
ТП2-50-59	193.029
ТП2-43,44,46-48,57	149.889
ТП3-61	276.067
ТП3-62	407.394
ТП3-63	52.652
ТП3-65,66,69-72	277.316
ТП3-76-78	44.361
ТП3-68,75,79	182.893
ТП4-67	346.632
ТП4-73,74,79-81,83	201.526
ТП4-64	162.633
ТП5-84,96-98	439.96

ТП5-85-89,91,93	337.795
ТП5-99-104,111-114	188.468
ТП5-105-110,115-119	147.872
ТП5-120-126	103.51
ТП6-127,136	371.613
ТП6-133,140	184.059
ТП6-128-132,134,135	90.253
ТП6-139	207.016
ТП7-141-143	101.234
ТП7-145	215.76
ТП7-146	240.675
ТП7-147	225.313
ТП7-148	39.141
ТП8-149	134.804
ТП8-150,152	191.735
ТП8-159,154	67.354
ТП8-151	95.037
ТП8-153,155-158	59.659
ТП9-160,171-173	411.137
ТП9-174	192.509
ТП9-169,170,175	206.663
ТП9-161,162,167,168	27.025
ТП9-163-166	68.74

2.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

На стадии проектирования городской распределительной сети 0,4 кВ приемлемо использование радиальной, лучевой или петлевой схемы электроснабжения.

При радиальном исполнении схемы электроэнергия передается по радиальным линиям от источника питания напрямую к потребителю.

При лучевом радиальном исполнении схемы, электроэнергия идет от источника питания (ТП) идет магистральная линия, от которой отпайками запитываются потребители.

Петлевая схема электроснабжения потребителей 0,4 кВ является наиболее надежной схемой. Она отличается тем, 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 работает АВР, и схема получает свое питание от второй секции шин.

Для особо важных потребителей необходимо предусмотреть резервирование.

В условиях плотной городской застройки линии необходимо делать в кабельном исполнении.

2.5 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ

Сечение кабельной линии выбирается по расчетному току. Так же необходимо учесть количество цепей.

1. Определение расчетного тока, протекающего в линии

$$I_{P.L.норм} = \frac{\sqrt{P_{P.L.}^2 + Q_{P.L.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_u} \quad (11)$$

2. Расчет длительно допустимого тока:

$$I_{дл.доп} = \kappa_1 \cdot \kappa_2 \cdot \kappa_3 \cdot I_{дл}, \quad (12)$$

где κ_1 - коэффициент, учитывающий снижение токовой нагрузки в зависимости от количества кабелей в траншее, принимаем равным 1, [15]

κ_2 - коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку, принимаем равным 1, [15].

κ_3 - поправочный коэффициент на токи для кабелей в зависимости от температуры земли и воздуха, принимаем равным 1,13, [15].

3. По полученному значению расчетного тока выбираем сечение проводника.

Определим сечение кабеля для линии ТП1-11-13:

$$I_{P.L.норм} = \frac{\sqrt{267.7^2 + 83.2^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 2} = 202.312 \text{ А}$$

По экономическим токовым интервалам выбираем кабель марки АСБ сечением 95 мм².

3. Проверяем по длительно допустимому току

$$I_{\text{дл.доп}} = 1 \cdot 1 \cdot 1,13 \cdot 400 = 484,2 \text{ А}$$

Проходит по проверке

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

Участок сети	$I_{\text{расч.}}, \text{ А}$	$I_{\text{дл.доп.}}, \text{ А}$	Сечение $F, \text{ мм}^2$	марка	$\Delta U \%,$
1	2	4	5	6	7
ТП1-1-10	215.569	460	120	АСБ	8.997
ТП1-11-13	202.312	400	95	АСБ	3.491
ТП1-14-16	165.583	400	95	АСБ	9.847
ТП1-22-23,26-28	290.581	460	120	АСБ	9.406
ТП1-17-25	104.454	275	50	АСБ	7.883
ТП2-29,32,33	396.272	460	120	АСБ	5.505
ТП2-30,34,35,38-40	391.486	460	120	АСБ	5.202
ТП2-31,36,37,41,42,49	360.947	460	120	АСБ	8.216
ТП2-50-59	139.306	275	50	АСБ	6.284
ТП2-43,44,46-48,57	216.347	275	50	АСБ	8.687
ТП3-61	199.234	275	50	АСБ	3.172
ТП3-62	294.012	340	70	АСБ	3.255
ТП3-63	37.998	220	35	АСБ	1.144
ТП3-65,66,69-72	400.272	580	185	АСБ	2.798
ТП3-76-78	64.03	220	35	АСБ	4.457
ТП3-68,75,79	131.992	340	70	АСБ	4.998
ТП4-67	250.16	400	95	АСБ	1.431

ТП4-73,74,79-81,83	145.439	340	70	АСБ	5.74
ТП4-64	117.37	275	50	АСБ	1.228
ТП5-84,96-98	317.514	460	120	АСБ	4.223
ТП5-85-89,91,93	243.783	460	120	АСБ	6.898
ТП5-99-104,111-114	136.015	340	70	АСБ	6.316
ТП5-105-110,115-119	213.434	460	120	АСБ	7.423
ТП5-120-126	168.826	340	70	АСБ	7.242
ТП6-127,136	268.189	400	95	АСБ	4.623
ТП6-133,140	132.833	340	70	АСБ	3.039
ТП6-128-132,134,135	130.268	340	70	АСБ	4.572
ТП6-139	149.401	340	70	АСБ	3.196
ТП7-141-143	146.119	340	70	АСБ	2.27
ТП7-145	155.711	400	95	АСБ	0.885
ТП7-146	173.692	400	95	АСБ	0.95
ТП7-147	162.606	400	95	АСБ	2.529
ТП7-148	28.247	220	35	АСБ	1.843
ТП8-149	97.286	275	50	АСБ	1.028
ТП8-150,152	138.373	340	70	АСБ	3.13
ТП8-159,154	48.609	220	35	АСБ	1.841
ТП8-151	68.587	220	35	АСБ	2.593
ТП8-153,155-158	86.11	275	50	АСБ	5.594
ТП9-160,171-173	296.712	520	150	АСБ	7.745
ТП9-174	138.931	340	70	АСБ	0.75
ТП9-169,170,175	298.292	460	120	АСБ	2.695
ТП9-161,162,167,168	39.007	220	35	АСБ	2.403
ТП9-163-166	99.217	275	50	АСБ	8.046

2.6 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ

Для расчета электрической нагрузки на вводе в ТП на стороне 0,4 кВ, нужно учесть нагрузки всех отходящих линий и их участие в максимуме. Расчетная мощность ТП определяется как:

$$S_{P.ТП} = k_y \cdot \sum_{i=1}^n S_{P.Л.} \quad (13)$$

где k_y - коэффициент участия в максимуме электрической нагрузки,

Рассмотрим расчет электрических нагрузок на примере ТП № 1

$$S_{P.ТП1} = 0.9 \cdot (S_{ТП1-1-10} + S_{ТП1-11-13} + S_{ТП1-14-16} + S_{ТП1-22-23,26-28} + S_{ТП1-17-25})$$

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

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

№ ТП	ТП1	ТП2	ТП3	ТП4	ТП5	ТП6	ТП7	ТП8	ТП9
$P_{P.ТП}$, кВт	929.8	1389	1041	583.6	1022	726.1	650.9	465.5	755.3
$Q_{P.ТП}$, квар	305.8	587.05	392.5	254.3	365.6	245.5	338.05	161.3	302.5
$S_{P.ТП}$, кВА	971.9	1508	1112	636.6	1085	766.5	733.5	492.7	813.6

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТП

При выборе числа и мощности ТП учитывается:

- 1) Категорийность приемников по надежности, которая влияет на оптимальный коэффициент загрузки выбираемых трансформаторов.
- 2) Полная расчетная мощность, определяемая как:

$$S_{P.Тр} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{K_3 \cdot N_T}, \quad (14)$$

где $K_3 = 0,7$ – коэффициент загрузки оптимальный;

$P_{P.ТП}$ – 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;

По полученной расчетной мощности выбирается трансформатор, соблюдая условие:

$$S_{T_{ном}} \geq S_{расч}, \quad (15)$$

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

Выполняется проверка в нормальном и послеаварийном режиме. В нормальном режиме – когда работают оба трансформатора, в послеаварийном – один. Коэффициенты загрузки в данном случае рассчитываются как :

$$K_{з.норм} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{S_{T_{ном}} \cdot 2} \quad (16)$$

$$K_{зп/ав} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{S_{T_{ном}} \cdot 1} \quad (17)$$

Коэффициент загрузки в нормальном режиме не должен превышать 0,7 и 1,4 в послеаварийном.

Произведем выбор и проверку трансформаторов для ТП 1:

$$S_{расч1} = \frac{971.9}{0,7 \cdot 2} = 699.168 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Принимаем мощность трансформатора равной 1000 кВА

Проверка коэффициентов загрузки:

$$K_{3норм} = \frac{971.9}{1000 \cdot 2} = 0.489 \leq 0,7$$

$$K_{3н/ав} = \frac{971.9}{1000} = 0.979 \leq 1,4$$

Трансформатор прошел по проверке, следовательно выбран правильно.

Расчет произведен для остальных ТП аналогично, данные расчета в таблице.

Таблица 6 – Мощности трансформаторов ТП

Номер ТП	S _{расч.} , кВА	S _т , кВА	k _з	k _{зпав}	Тип трансформатора ТП
ТП1	699.168	1000	0.489	0.979	2хТМ-1000/10-У3
ТП2	1027	1000	0.694	1.408	2х ТМ-1000/10-У3
ТП3	794.462	1000	0.556	1.112	2хТМ-1000/10-У3
ТП4	454.776	630	0.505	1.011	2х ТМ-630/10-У3
ТП5	775.211	1000	0.543	1.085	2хТМ-1000/10-У3
ТП6	547.514	630	0.608	1.217	2х ТМ-630/10-У3
ТП7	523.953	630	0.582	1.164	2х ТМ-630/10-У3
ТП8	351.951	400	0.616	1.232	2х ТМ-400/10-У3
ТП9	581.202	630	0.646	1.292	2х ТМ-630/10-У3

4 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ ТП

В городских условиях необходимо предусматривать закрытого типа. Для этого подходят комплектные трансформаторные подстанции городского типа (КТПГ) и комплектные трансформаторные подстанции блочного типа (КТПБ). Преимуществом таких КТП является быстрый монтаж, так как поставляются с завода в полной комплектации и устанавливаются на месте, возможность установки в любых климатических условиях. Также закрыт доступ для посторонних людей, детей и животных.

Схема ТП представляет собой два блока трансформатор - линия с неавтоматизированной переключкой. Она представлена на рисунке 1:

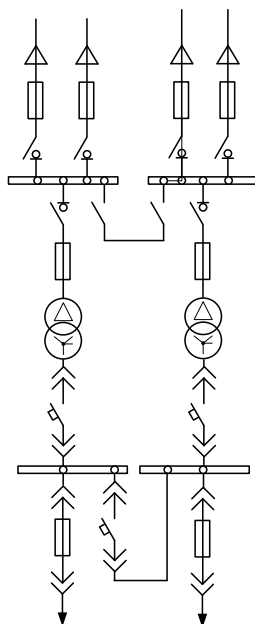


Рисунок 2 – Принципиальная схема ТП 10 кВ с двумя трансформаторами

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ ТП И ЛИНИЯХ

Потери мощности в линии определяются по следующей формуле:

$$\Delta P = \frac{(P_{\Sigma}^2 \cdot r_{y0} \cdot l + Q_{\Sigma}^2 \cdot r_{y0} \cdot l)}{U^2}, \quad (18)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{\Sigma}^2 \cdot x_{y0} \cdot l + Q_{\Sigma}^2 \cdot x_{y0} \cdot l)}{U^2}, \quad (19)$$

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

x_{y0}, r_{y0} - удельные реактивное и активное сопротивления, Ом/км;

l - длина линии, км;

U - номинальное напряжение, кВ.

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

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (20)$$

где τ - время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_i}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (21)$$

где T_i - число часов использования максимума нагрузки, час.

Произведем расчет для линии ТП1-1-10 по формулам:

$$\Delta P = \frac{146.45^2 \cdot 0.261 \cdot 0.36 + 29.29^2 \cdot 0.261 \cdot 0.36}{0.4^2} = 13.1 \text{ кВт}$$

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

$$\Delta W = 16,5 \cdot 1098 = 18,2 \text{ МВт} \cdot \text{час}$$

Результаты расчета 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
ТП1-1-10	146.45	29.292	120	0.261	0.0601	13.1	3.021	14.38
ТП1-11-13	267.7	83.2	95	0.329	0.0602	19.39	3.548	14.383
ТП1-14-16	97.89	59.816	95	0.329	0.0602	11.90	2.179	13.074
ТП1-22-23,26-28	383.8	121.72	120	0.261	0.0601	36.88	16.65	14.383
ТП1-17-25	137.29	45.817	35	0.894	0.0637	23.41	1.668	25.704
ТП2-29,32,33	526.5	155.88	120	0.261	0.0601	59.01	13.59	64.803
ТП2-30,34,35,38-40	468.4	273.61	120	0.261	0.0601	57.60	13.26	63.247
ТП2-31,36,37,41,42,49	233.19	90.319	120	0.261	0.0601	20.57	3.765	22.59
ТП2-50-59	183.07	61.2	35	0.894	0.0637	24.98	1.78	27.431
ТП2-43,44,46-48,57	131.85	71.275	50	0.625	0.0625	14.04	1.404	15.418
ТП3-61	262	87	50	0.625	0.0625	17.86	1.786	19.613
ТП3-62	363.12	184.7	70	0.447	0.0612	27.82	3.809	30.547
ТП3-63	50	16.5	35	0.894	0.0637	28.05	0.088	30.809
ТП3-65,66,69-72	268.2	70.52	185	0.169	0.0596	6.498	2.292	7.135
ТП3-76-78	43.5	8.7	35	0.894	0.0637	1.759	0.125	1.932
ТП3-68,75,79	169.5	68.7	70	0.447	0.0612	18.69	2.559	20.522
ТП4-67	327	115	95	0.329	0.0602	9.883	1.808	10.851
ТП4-73,74,79-81,83	170.33	107.70	70	0.447	0.0612	1.4.2	3.973	23.841

--	--	--	--	--	--	--	--	--

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП4-64	151.2	59.9	50	0.625	0.0625	35	0.413	38.431
ТП5-84,96-98	380.6	220.7	120	0.261	0.0601	37.89	8.725	41.604
ТП5-85-89,91,93	326.9	85.1	120	0.261	0.0601	44.67	10.28	49.05
ТП5-99-104,111-114	181.4	51.13	70	0.447	0.0612	23.81	3.261	26.15
ТП5-105-110,115-119	145	29	120	0.261	0.0601	10.70	2.464	11.749
ТП5-120-126	101.5	20.3	70	0.447	0.0612	6.585	0.902	7.231
ТП6-127,136	354	113.05	95	0.329	0.0602	34.07	6	37.415
ТП6-133,140	172.5	64.2	70	0.447	0.0612	11.35	1.555	12.471
ТП6-128-132,134,135	88.5	17.7	70	0.447	0.0612	4.096	0.561	4.498
ТП6-139	191.8	77.9	70	0.447	0.0612	11.97	1.639	13.146
ТП7-141-143	98.2	24.6	70	0.447	0.0612	2.291	0.314	2.515
ТП7-145	200.5	79.7	95	0.329	0.0602	3.829	0.701	4.204
ТП7-146	209.09	119.18	95	0.329	0.0602	4.764	4.764	5.231
ТП7-147	180.25	135.18	95	0.329	0.0602	7.182	2.292	7.886
ТП7-148	35.28	16.95	35	0.894	0.0637	1.37	0.098	1.504
ТП8-149	127	45.2	50	0.625	0.0625	2.839	0.284	3.118
ТП8-150,152	176.5	74.9	70	0.447	0.0612	5.362	1.687	5.887
ТП8-159,154	64.5	19.4	35	0.894	0.0637	2.535	0.181	2.783
ТП8-151	90.8	28.06	35	0.894	0.0637	5.047	0.36	5.541
ТП8-153,155-158	58.5	11.7	50	0.625	0.0625	3.337	0.334	3.664
ТП9-160,171-173	382.00	152.0	150	0.208	0.0596	61.52	17.63	67.558
ТП9-174	184	56.6	70	0.447	0.0612	2.899	0.397	3.183
ТП9-169,170,175	185.5	91.1	120	0.261	0.0601	5.574	1.283	6.12
ТП9-161,162,167,168	26.5	5.3	35	0.894	0.0637	0.653	0.047	0.717

ТП9-163-166	61.246	31.21	50	0.447	0.0612	5.906	0.591	6.485
-------------	--------	-------	----	-------	--------	-------	-------	-------

Потери мощности в трансформаторе определяются по следующим формулам:

$$\Delta P = \Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \quad (22)$$

$$\Delta Q = \frac{U_{к\%} \cdot S_{т.ном}}{100} + \Delta Q_{xx}, \quad (23)$$

где $\Delta P_{xx}, \Delta Q_{xx}$ - активные и реактивные потери мощности на холостом ходе в трансформаторе, кВт, квар;

$\Delta P_{кз}$ - активные потери мощности при КЗ в трансформаторе, кВт;

$U_{к\%}$ - напряжение короткого замыкания, %.

Таблица 8 – Потери мощности в трансформаторах ТП

Номер ТП	$P_{р.ТП}$, кВт	$Q_{р.ТП}$, квар	$S_{т}$, КВА	ΔP , кВт	ΔQ , квар
ТП1	929.8	305.86	2 x 1000	2 x 14.1	2 x 55
ТП2	1389	587.05	2 x 1600	2 x 20.35	2 x 65
ТП3	1041	392.5	2 x 1000	2x 14.1	2 x 55
ТП4	583.6	254.3	2 x 630	2 x 8.91	2 x 55
ТП5	1022	365.607	2 x 1000	2 x 14.1	2 x 55
ТП6	726.12	245.565	2 x 630	2 x 8.91	2 x 55
ТП7	650.991	338.059	2 x 630	2 x 8.91	2 x 55
ТП8	465.57	161.334	2 x 400	2 x 6.85	2 x 18
ТП9	755.327	302.592	2 x 630	2 x 8.91	2 x 55

6 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ 10 КВ ЖИЛОГО РАЙОНА

Питающие сети 10 кВ используются в системах электроснабжения крупных промышленных и коммунальных предприятиях, а так же для питания городской распределительной сети общего пользования. Для питания ТП от РП используем петлевые схемы питания, которые в нормальном режиме разомкнуты в точке потокораздела. Сети 10 кВ выполняются с изолированной нейтралью.

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.

$$P_{ТП.ВН} = P_{Р.Л} + \Delta P_{л} + \Delta P_{тр} \quad (24)$$

$$Q_{ТП.ВН} = Q_{Р.Л} + \Delta Q_{л} + \Delta Q_{тр} \quad (25)$$

Таблица 9 – Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП

Номер ТП	$P_{Р.ТП},$ кВт	$Q_{Р.ТП},$ квар	$\Delta P_{Л\Sigma},$ кВт	$\Delta Q_{Л\Sigma},$ квар	$\Delta P_{Т\Sigma},$ кВт	$\Delta Q_{Т\Sigma},$ квар	$P_{ТП.ВН},$ кВт	$Q_{ТП.ВН},$ квар
ТП1	929.8	305.86	104.689	27.065	28.2	110	1063	442.9
ТП2	1389	587.05	176.22	33.803	40.7	130	1606	750.8
ТП3	1041	392.5	100.69	10.66	28.2	110	1170	513.1
ТП4	583.6	254.3	66.596	6.195	17.82	110	668.09	370.5
ТП5	1022	365.607	123.665	25.638	28.2	110	1174	501.2
ТП6	726.12	245.565	61.502	9.755	17.82	110	805.4	365.32
ТП7	650.991	338.059	19.435	4.276	17.82	110	688.2	452.3
ТП8	465.57	161.334	19.12	2.845	13.7	36	498.4	200.2

ТП9	755.327	302.592	76.56	19.948	17.82	110	849.7	432.5
-----	---------	---------	-------	--------	-------	-----	-------	-------

6.2 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ

Расчетные электрические нагрузки городских сетей 10 кВ представляют собой суммарную нагрузку трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к РП, с учетом коэффициента участия в максимуме нагрузок, принимаемый по таблице 2.1.1,

$$P_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n P_{ТП.ВН} \quad (26)$$

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

где k_y - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов, принимаем 0,9

$$P_{Л.10} = 0,9 \cdot \left(\begin{array}{l} 1063 + 16,6 + 1170 + 668,09 + 1174 + \\ + 805,5 + 668,2 + 448,4 + 849,7 \end{array} \right) = 6224 \text{ кВт}$$

$$Q_{Л.10} = 0,9 \cdot \left(\begin{array}{l} 442,9 + 750,8 + 513,1 + 770,5 + 501,2 + \\ = 365,3 + 452,3 + 200,2 + 432,5 \end{array} \right) = 2950 \text{ квар}$$

$$S_{Л.10} = \sqrt{6224^2 + 2950^2} = 6888 \text{ кВА}$$

6.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

Требования к выполнению и условиям выбора схем электрических соединений сетей систем ЭСГ аналогичны общим требованиям и условиям выбора схем электрических систем. Специфика требований заключается в особенной актуальности применения возможно простых схем с минимальным количеством электрооборудования и сооружений специализированных конструкций. При оценке возможностей применения простейших, в том числе и неавтоматизированных, сетей в системах ЭСГ необходимо учитывать широкие возможности применения при эксплуатации этих сетей разнообразных средств

связи и автотранспорта и особенно эксплуатации сетей с компенсированной нейтралью.

6.3.1 Расчет ЦЭН

При проектировании системы электроснабжения необходимо выбрать оптимальное число и местоположение ТП и РП.

Распределительные пункты необходимо располагать как можно ближе к центру электрических нагрузок, ведь это позволит приблизить высокое напряжение к центру электропотребления и уменьшит протяженность распределительной сети низкого напряжения, снизив потери электроэнергии.

Для определения места расположения РП, необходимо построить картограмму нагрузок, которая представляется в виде окружностей, площадь которых соответствует в выбранном масштабе расчётным нагрузкам. Радиусы окружностей определяются по формуле, приведенной ниже:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (28)$$

где m – принятый масштаб для определения площади круга, кВт/мм.

На основании построенных картограмм находятся координаты условного центра нагрузок (УЦН)

$$x = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (29)$$

$$y = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}. \quad (30)$$

Расчёт произведет в программе Microsoft Excel 2010. Результаты расчета в приложении Б.

6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ

Сечения проводов ВЛ и жил кабелей должны выбираться по экономическим токовым интервалам и проверяться по длительно допустимому току, а также по допустимому отклонению напряжения.

Определение максимального тока, протекающего в линии:

$$I_{P.L.норм} = \frac{\sqrt{P_{P.L.}^2 + Q_{P.L.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot N_{Ц}}, \quad (31)$$

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

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

Осуществляется проверка по условиям нагрева в длительном режиме:

$$I_{ол.доп} = \kappa_1 \cdot \kappa_2 \cdot \kappa_3 \cdot I_{дл}, \quad (32)$$

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

6.4.1 Вариант 1, петлевая схема

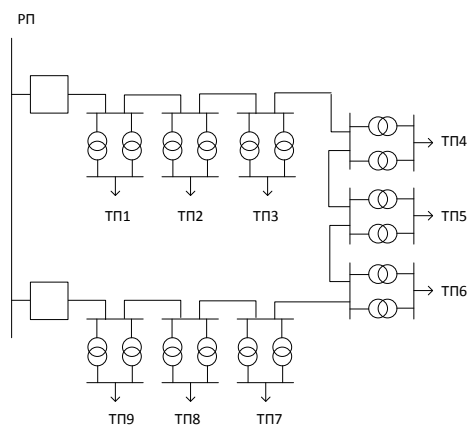


Рисунок 3 – Петлевая схема.

Рассчитаем перетоки мощности на головных и остальных участках и определим точку потокоораздела. Подробный расчет показан в приложении А, результаты в таблице 10.

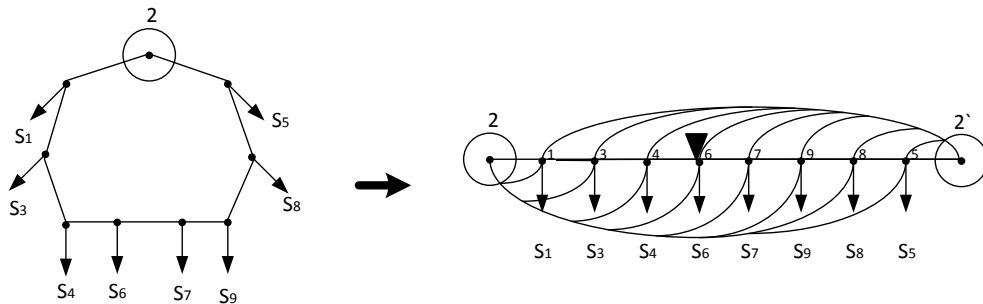


Рисунок 4 – Расчетная схема для перетоков мощности.

Таблица 10 – Расчет сечений кабеля 10 кВ

Участок сети	L, км	S _{ij} кВт
2-1	0.44	3989
1-3	0.24	2838
3-4	0.2	1.561
4-6	0.16	796.7
6-7	0.3	-87.6
7-9	0.36	-911.2
9-8	0.24	-1865
8-5	0.2	-2363
5-2	0.44	-3640

Из расчетов видно, что точка потокоораздела № 6

В замкнутых сетях целесообразно выбирать одинаковое сечение. По головному участку выбираем сечение.

1. Определение максимального тока, протекающего в линии

$$I_{P.л.норм} = \frac{S_{1-2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_u} \quad (33)$$

2. Определение длительно допустимого тока:

$$I_{дл.доп} = \kappa_1 \cdot \kappa_2 \cdot \kappa_3 \cdot I_{дл}, \quad (34)$$

где κ_1 - коэффициент, учитывающий снижение токовой нагрузки в зависимости от количества кабелей в траншее, принимаем равным 1,

κ_2 - коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку, принимаем равным 1.

κ_3 - поправочный коэффициент на токи для кабелей в зависимости от температуры земли и воздуха, принимаем равным 1,13,

3. По полученному значению расчетного тока выбираем сечение проводника.

Определим сечение кабеля :

$$I_{P.L.норм} = \frac{3989}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1} = 230.318 \text{ А}$$

К установке выбираем по экономическим токовым интервалам кабель марки АПвП сечением 95 мм².

3. Проверяем по длительно допустимому току

$$I_{ол.дол} = 1 \cdot 1 \cdot 1,13 \cdot 295 = 333.35 \text{ А}$$

Проходит по проверке

6.4.1 Вариант 2, двухлучевая схема

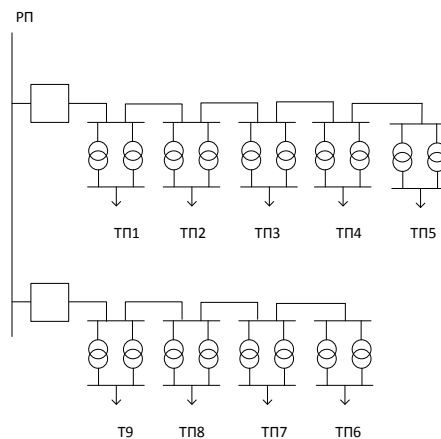


Рисунок 5 – Расчетная схема

1. Определение максимального тока, протекающего в линии

$$I_{P..Л.норм} = \frac{S_{1-2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_y} \quad (35)$$

2. Определение длительно допустимого тока:

$$I_{дл.доп} = \kappa_1 \cdot \kappa_2 \cdot \kappa_3 \cdot I_{дл}, \quad (36)$$

где κ_1 - коэффициент, учитывающий снижение токовой нагрузки в зависимости от количества кабелей в траншее, принимаем равным 1, [15]

κ_2 - коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку, принимаем равным 1, [15].

κ_3 - поправочный коэффициент на токи для кабелей в зависимости от температуры земли и воздуха, принимаем равным 1,13, [15].

3. По полученному значению расчетного тока выбираем сечение проводника.

Определим сечение 2 кабеля:

$$I_{P..Л.норм1} = \frac{\sqrt{3715^2 + 1696^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 117.886 \text{ А}$$

К установке выбираем по экономическим токовым интервалам кабель марки АПвП сечением 95 мм².

$$I_{дл.доп} = 1 \cdot 1 \cdot 1,13 \cdot 295 = 333.35 \text{ А}$$

Проходит по проверке

Определим сечение 2 кабеля:

$$I_{P..Л.норм2} = \frac{\sqrt{3955^2 + 1930^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 127.029 \text{ А}$$

К установке выбираем по экономическим токовым интервалам кабель марки АПвП сечением 95 мм².

3. Проверяем по длительно допустимому току

$$I_{дл.доп} = 1 \cdot 1 \cdot 1,13 \cdot 295 = 333.35 \text{ А}$$

Проходит по проверке

6.4.2 Технико-экономическое сравнение вариантов

Капиталовложения в кабель:

$$K = L \cdot n_{ц} \cdot (Cm_{м.каб} + Cm_{м.тр}) \cdot K_{зонал}$$

Где:

$$K_{петли} = 2.58 \cdot 1 \cdot (650 + 52,5) \cdot 1,5 = 2740 \text{ т.р}$$

$$K_{дв.л} = 2.2 \cdot 2 \cdot (650 + 52,5) \cdot 1,5 = 4673 \text{ т.р}$$

Выбираем петлевую схему.

7 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ РП

Распределительный пункт — это электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии одного напряжения. Распределительный пункт, совмещенный с трансформаторной подстанцией (РТП), что они служат не только для приема и распределения энергии, но и для ее трансформации (преобразования). Преимущество РТП состоит в том, что не нужно строить два сооружения, а достаточно одного, следовательно экономия денежных средств. Примем к установке РТП с трансформатором ТМ 1000 кВА. Однолинейная схема показана на рисунке 5. Комплектующие РТП таблица 6. Камера К-63 показана на рисунке 6.

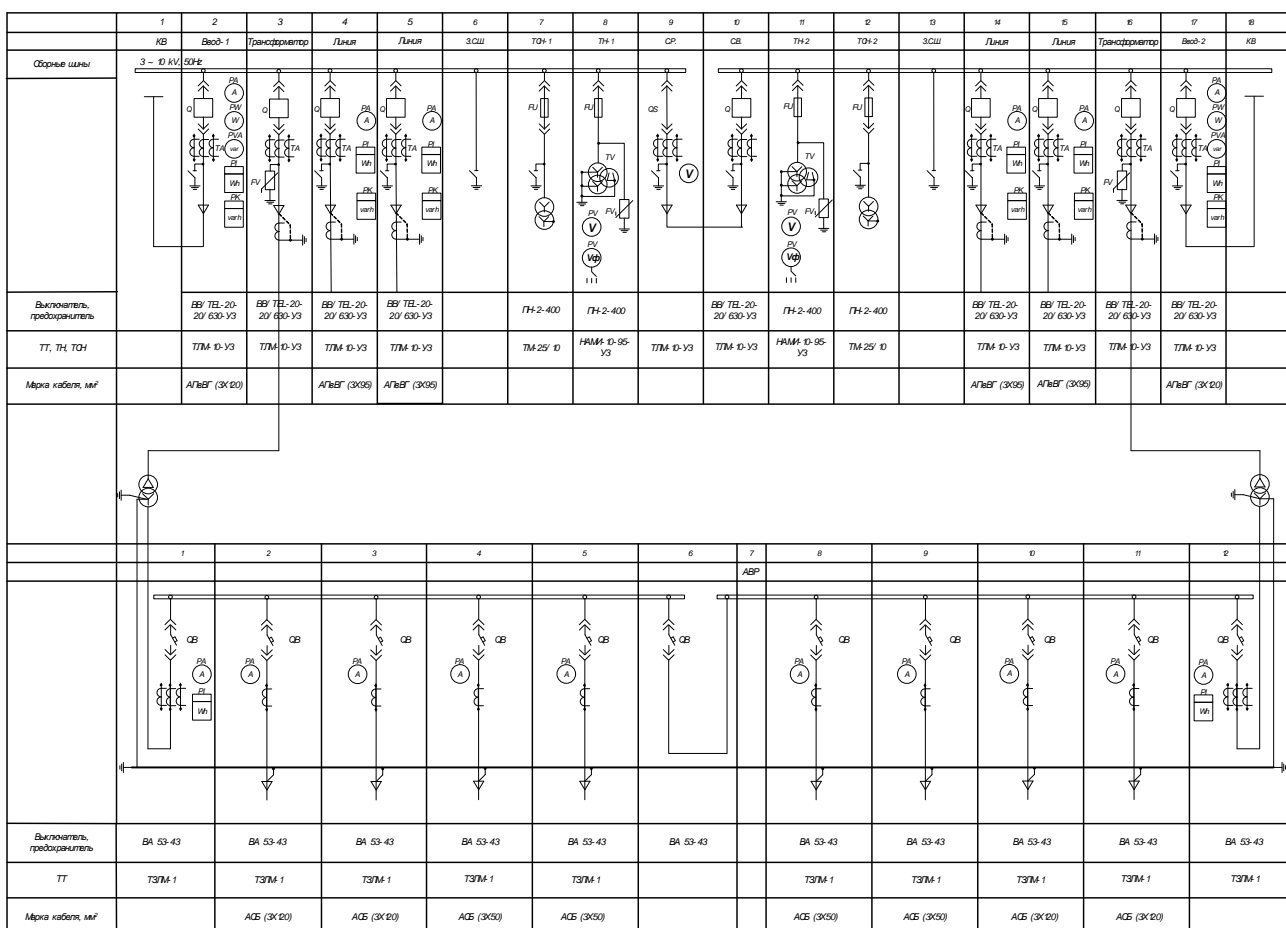


Рисунок 4 – РТП принципиальная однолинейная схема

Таблица 11 – комплектующие РТП

№	Наименование	Обозначение	кол.
1	Камера	К-63	22
2	Панель распределительного щита одностороннего обслуживания	ЩО—02	12
3	Трансформатор	ТМ 1000 кВА	2
4	Шкаф аварийного питания	ШАП750	1
5	Шкаф питания собственных нужд	ШПСН	1
6	Тепловой конвертор	ЭВНБ- 1.5М 1.5кВт	8
7	Ограничитель перенапряжений	ОПНп – 10/12/10/500 УХЛ1	6
8	Проходной изолятор	ИП-10/630- 7.51У1	6
9	Барьер съемный		2
10	Тележка для выката выключателей		1

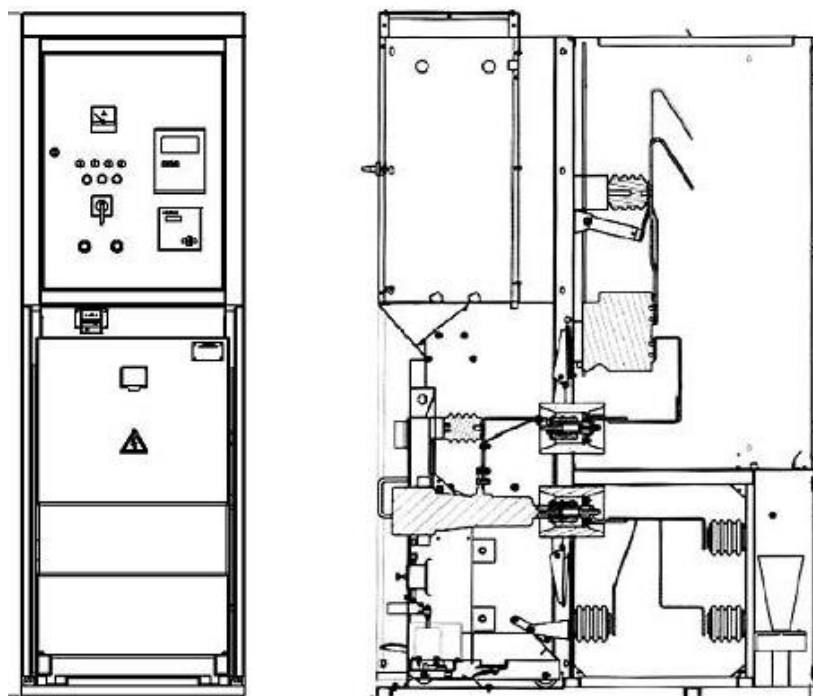


Рисунок 6- Камера К-63

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:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (37)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{(\sum x_{л} + x_{сис})^2 + (\sum r_{л})^2} \quad (38)$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (39)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (40)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (41)$$

Постоянная времени затухания определяется по формуле:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} \quad (42)$$

Произведем расчет токов КЗ:

Расчетную схему покажем на рисунке 3.

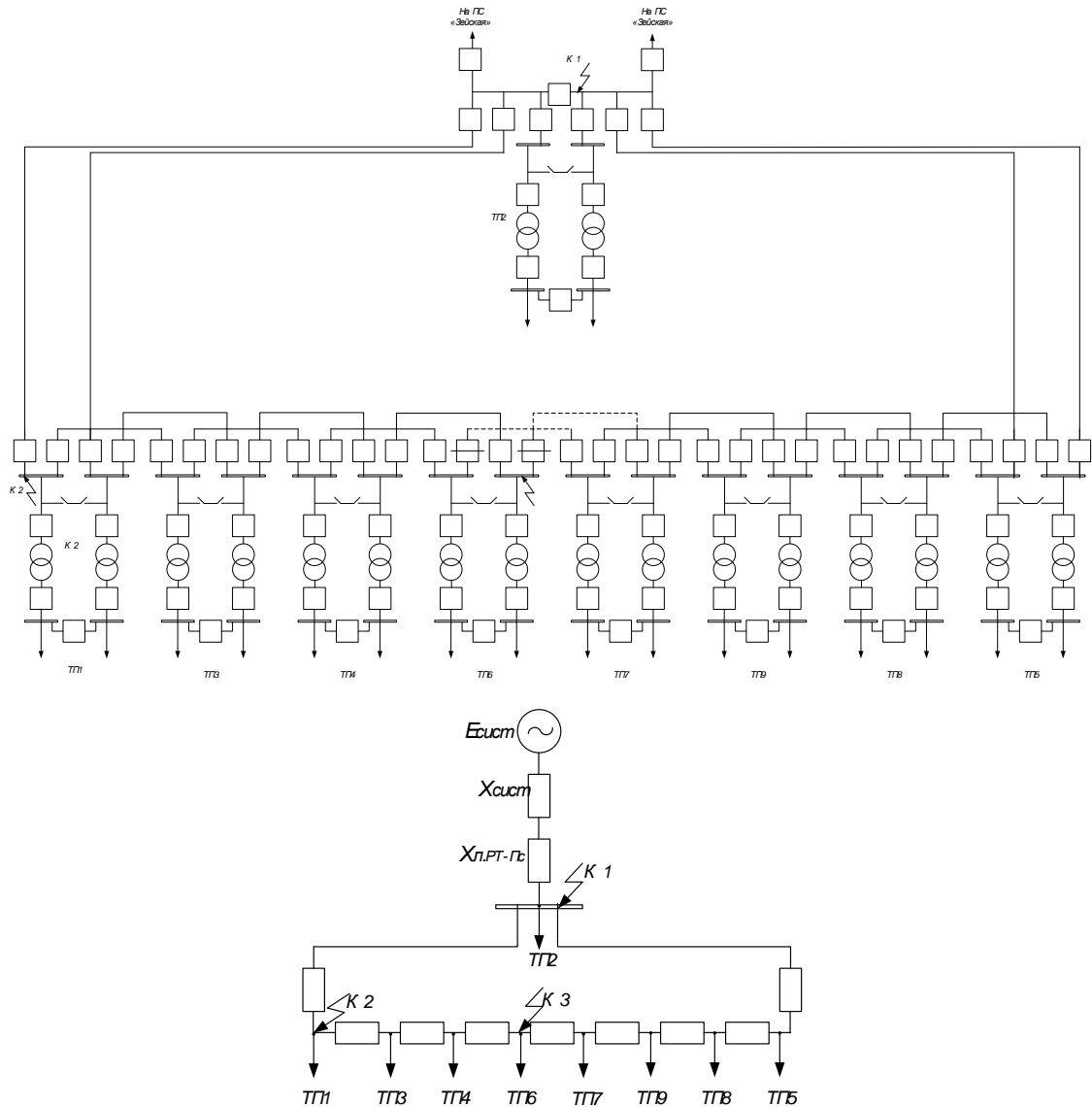


Рисунок 7 – Расчетная схема и схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

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

$$X_C = \frac{U_{осн}^2}{S_{кз.сист}} = \frac{10,5^2}{363,7} = 0,303 \text{ Ом}$$

$$Z = \sqrt{r_{кл}^2 + (x_{кл} + x_{сис})^2} = \sqrt{0.329^2 + (0.081 + 0.303)^2} = 0.517 \text{ Ом}$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0.517} = 11.7 \text{ кА}$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 11.7 = 10.1 \text{ кА}$$

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} = \frac{0.081 + 0.303}{3.14 \cdot 50 \cdot 0.329} = 0,004$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,004}} = 1,08$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,08 \cdot 11,7 = 17.8 \text{ кА.}$$

Результаты остальных расчетов сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

Место	т. КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	$I_{\kappa}^{(2)}$, кА	T_a	$k_{уд}$	$i_{уд}$, кА
Шины РП	К1	11,7	10,1	0.004	1.08	17.8
Шины ТП1	К2	9.4	8,15	0.003	1.033	13.7
Шины ТП6	К3	7,3	6,33	0.005	1.013	10.4

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 напряжение равное $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$.

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

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}, \quad (43)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$z_{\Sigma} = \sqrt{z_T^2 + r_T^2} \quad (44)$$

Реактивное и активное сопротивление трансформатора определяется по следующим формулам:

$$r_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{осн}^2}{S_{T.ном}} \quad (45)$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{U_{кз. \%}}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{кз}}{S_{T.ном}}\right)^2} \cdot \frac{U_{осн}^2}{S_{T.ном}}, \quad (46)$$

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

$\Delta P_{кз}$ - активные потери кз в трансформаторе, кВт

Ток однофазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{к}^{(1)} = \frac{U_{осн}}{z_{\phi-o} + z_{\Sigma одноф}} \quad (47)$$

где $z_{\Sigma одноф}$ - полное сопротивление при однофазном кз, Ом.

$z_{\phi-o}$ - полное сопротивление петли фазного и нулевого провода, Ом.

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

$$z_n = \sqrt{(r_{\phi} + r_N)^2 + (x_{\phi} + x_N)^2}, \quad (48)$$

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 8.

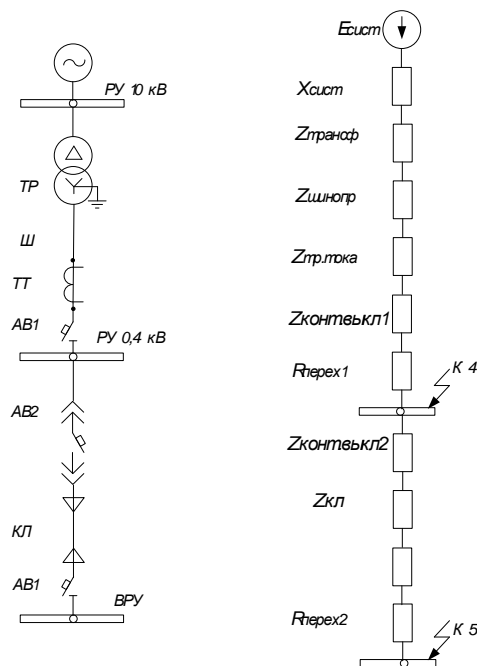


Рисунок 8 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ для ТП 1, точки 4, 5:

$$r_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{осн}^2}{S_{T.ном}} = \frac{7.6 \cdot 10,5^2}{1000} = 1,216 \quad \text{МОм} \quad (45)$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{U_{кз.\%}}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{кз}}{S_{T.ном}}\right)^2} \cdot \frac{U_{осн}^2}{S_{T.ном}} = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{7,6}{630}\right)^2} \cdot \frac{10,5^2}{630} = 8,716 \quad \text{МОм}$$

$$z_{4ш} = \sqrt{(x_C + x_{TP})^2 + (r_{TP})^2} = \sqrt{(0.644 + 8.581)^2 + 1.952^2} = 13,985$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Результаты остальных расчетов сведём в таблицу 13.

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

место	Точка КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	$I_{\kappa}^{(1)}$, кА
РУ 0.4 ТП 1	К4	10.649	2.556
ВРУ дома №2	К 5	6.435	2.511
РУ 0.4 ТП 6	К 6	10.866	2.632
ВРУ дома № 140	К 7	6.549	2.592
РУ 0.4 ТП 2	К 8	10.957	2.641
ВРУ дома № 164	К 9	6.549	2.6

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:

$$T_a = \frac{\sum X}{\omega \cdot \sum R} \quad (49)$$

Тепловой импульс определим по следующей формуле:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot \left[t_{откл} + T_a \cdot \left(1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,01}{T_a}} \right) \right] \quad (50)$$

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

$$S_{мер} = \sqrt{\frac{B_k}{C_m}}, \quad (51)$$

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 $\pm 10\%$ в нормальном режиме.

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

Таблица 14 – Проверка допустимых потерь напряжения в сети 10 кВ

Кабель	$I_{\text{ПА}}, \text{А}$	$R_0, \text{Ом/км}$	$X_0, \text{Ом/км}$	$L, \text{км}$	$\Delta P, \text{кВт}$	$\Delta U, \%$
РП-ТП1	355,05	0,158	0,081	70	16,26	0,243
ТП1-ТП3	262,15	0,2	0,083	260	44,88	0,848
ТП3-ТП4	221,63	0,2	0,083	165	1,27	0,299
ТП4-ТП6	158,69	0,2	0,083	140	8,22	0,257
ТП6-ТП7	56,93	0,2	0,083	175	0,705	0,061
ТП7-ТП8	3,513	0,2	0,083	265	0,0054	0,0076
ТП8-ТП5	58,84	0,2	0,083	300	1,88	0,159
ТП5-ТП2	117,07	0,2	0,083	330	59,66	0,252
ТП2-РП	173,81	0,2	0,083	200	13,15	0,375

Потери напряжения в сети 10 кВ не превышают допустимых значений.

11 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Электрические аппараты 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 10 кВ

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

При выборе типа выключателя нужно учесть многие условия, надежность, время отключения, время ремонта.

Примем к исполнению вакуумные выключатели, так как: просты в эксплуатации, на протяжении всего срока службы не требуется проведения средних и капитальных ремонтов, сравнительно малые габариты и масса, Быстродействие и увеличенный механический ресурс.

Место расположения выключателей представлено на рисунке 5.

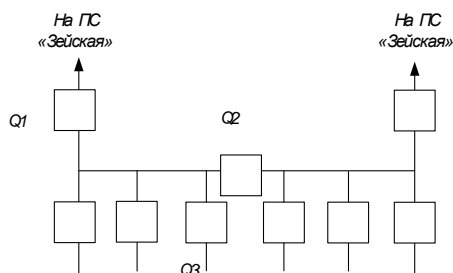


Рисунок 10 – Расположение выключателей

Определим номинальные значения токов, проходящих через выключатель

Q2:

$$I_{ном2} = \frac{\sqrt{P_{pn}^2 + Q_{pn}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 2} = \frac{8736}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 252,2 \text{ А.}$$

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (52)$$

2) По длительному току:

$$I_{р.мах} \leq I_{ном} \quad (53)$$

3) По отключающей способности:

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

Выбираем вакуумный выключатель типа ВВ/TEL-10-20/630-У3.
 $18.6 \leq 20$ кА.



Рисунок 11 – Выключатель ВВ/TEL-10-20/630-У3

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{нок1}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (55)$$

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

$$B_K = 11.7^2 \cdot (0,015 + 1,2 + 0,045) = 172.4 \text{ кА}^2\text{с}$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

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

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

$$B_K \leq B_{к.в}$$

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

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{ном.откл} = \sqrt{2} \cdot 1.4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА}, \quad (57)$$

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

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

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

$$i_{а.\tau} = \sqrt{2} \cdot 11.7 = 26,3 \text{ кА}.$$

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	
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 252,2 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{y\partial} = 17,8 \text{ кА}$	$i_{скв} = 20 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{y\partial}$
$B_{к.} = 172,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{но} = 11,7 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$I_{nt} = 11,7 \text{ кА}$	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{nt}$
$i_{at} = 16,5 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 22,6 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{at}$

Выбранные выключатели полностью удовлетворяют условиям проверки.

11.2 Выбор и проверка трансформатора тока

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

Так как к трансформаторам тока подключаются цепи электрических счетчиков, то их класс должен быть 0,5.

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

Трансформаторы тока выбираются по напряжению и току.

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

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

$$i_{y\partial} = k_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}, \quad (59)$$

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

- по термической стойкости:

$$Bk \leq (K_m \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_m, \quad (60)$$

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

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (61)$$

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

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

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_K \quad (62)$$

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



Рисунок 12 - ТЛМ-10У3

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

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

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

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

Номинальная нагрузка ТТ:

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

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:

$$S_{\text{min}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{0,25} = 1,2 \text{ мм}^2, \quad (64)$$

где $l_{расч}$ – 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 $\rho = 0,0283$.

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

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

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

$$B_k \leq (5 \cdot 16)^2 \cdot 0,03 = 172,4 \text{ кА}^2\text{с}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор трансформаторов тока ТЛМ-10УЗ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{рmax} = 252,2 \text{ А}$	$I_H = 300 \text{ А}$	$I_H \geq I_{рmax}$
$Z_{Нр} = 0,081 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Нр}$
$B_{кр} = 172,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кн} = 1016 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кн} \geq B_{кр}$
$I_{уд} = 15,33 \text{ А}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

11.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания

обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики. Класс точности для питания счетчиков равен 0,5.

Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6 и 10 кВ) напряжения типа ЗНОЛ(П) 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:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} , \quad (65)$$

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 мощность
					S, ВА
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:

$$S_{2\Sigma} = 47,4 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Выбираются трансформаторы напряжения ЗНОЛ(П)-ЭК-10.



Рисунок 13 - ЗНОЛ(П)-ЭК-10

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 шин производится по нагреву (по допустимому току). При этом учитывается не только нормальный режим, но и 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:

$$I_{п.о.} = 11,7 \text{ кА}; \quad i_y = 17.8 \text{ кА};$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = I_{п.о.}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 11,7^2 \cdot (0,055 + 0,024) = 9,44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{9,44 \cdot 10^3}}{82} = 32,5 \quad (66)$$

где $C_T = 82 \text{ А} \cdot \text{с}^2 / \text{мм}^2$ – 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:

$$f_c = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{2,25}{3}} = 104 \text{ Гц.} \quad (67)$$

где l – длина пролета между изоляторами, м;

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

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,4 \cdot 3^3}{12} = 2,25 \text{ см}^4 \quad (68)$$

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:

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

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

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент, равный:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} = \frac{80,69 \cdot 1,2^2}{10} = 11,62 \text{ Н / м.} \quad (70)$$

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

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

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} = \frac{11,62}{1,8} = 6,45 \text{ МПа.} \quad (71)$$

где W – момент сопротивления при горизонтальном расположении шин.

Для однополосных шин:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,4 \cdot 3^2}{6} = 1,8 \text{ см}^3 \quad (72)$$

Допустимое механическое напряжение в материале шин марки АДЗ1Т по справочнику:

$$\sigma_{\text{доп}} = 89 \text{ МПа}$$

Условие $\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$ 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
$I_{\text{max}} = 252,2 \text{ А}$	$I_{\text{дл.доп}} = 260 \text{ А}$	$I_{\text{дл.доп}} \geq I_{\text{max}}$
$q_{\text{min}} = 32,5 \text{ мм}^2$	$q = 75 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{\text{min}}$
$\sigma_{\text{расч}} = 6,45 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} = 89 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$

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

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

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

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

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

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

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

11.6 Выбор и проверка предохранителей

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

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР} , \quad (73)$$

где I_B – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ – номинальный ток предохранителя.

Расчетный ток определяем по формуле:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} , \quad (74)$$

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.



Рисунок 14 - ПН2-400.

После выбора предохранителя необходимо проверить по следующим параметрам:

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

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{\text{дл.дон}} \quad (75)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(3)} \leq I_{\text{отк}} \quad (76)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B \quad (77)$$

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:

$$I_{\text{ном. расц}} \geq I_p, \quad (78)$$

где I_p – максимальный рабочий ток.



Рисунок 15 - BA53-41

Результаты расчета сведем в таблицу 21.

Таблица 21 – Выбор автоматических выключателей

№ ТП	$S_{ТП}$, кВА.	I_p , А	$I_{ном. расц}$, А	Марка выключателя
ТП1	978.8	706.4	800	BA53-41
ТП2	1508	1088	1280	BA53-43
ТП3	1112	802.7	1000	BA53-43
ТП4	636.6	459.4	630	BA53-41
ТП5	1085	783.2	800	BA53-41
ТП6	766.5	553.1	800	BA53-41
ТП7	733.5	529.3	630	BA53-41
ТП8	492.7	355.5	630	BA53-41
ТП9	813.6	587.2	630	BA53-41

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, следовательно, пройдут по проверке.

11.7 Выбор ограничителей перенапряжения

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ применяют ОПН, целью которых является защита энергооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. В случае с кабельными линиями защита только от коммутационных перенапряжений.

Выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПНп – 10/12/10/500 УХЛ1 с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжен ия сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
10	15	12	10	35,5

11.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей с. н. подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями с. н. подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

Мощность потребителей с. н. невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Трансформаторы обеспечивают питание цепей собственных нужд пунктов секционирования и автоматического включения резерва (АВР)

Таблица 23 – Нагрузка ТСН.

Потребители	Уст.мощн, кВт	cosφ	Р _{уст} , кВт	Q _{уст} , квар
Подогрев КРУ	10	1	10	-
Освещение и вентиляция ЗРУ	7	1	7	-
Прочие	5	1	5	-
ИТОГО			22	

$$S_{расч} = \kappa_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}; \quad (79)$$

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{22^2 + 0^2} = 17,6 \text{ кВА.}$$

где $\kappa_c=0,8$ – коэффициент спроса;

Принимаем два трансформатора ОЛСП-К-1,25/6(10) У2



Рисунок 16 – ОЛСП-К-1,25/6(10) У2

12 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

В соответствии с рекомендациями ПУЭ для выявления междуфазных замыканий на линии 10 кВ в начале линии на подстанции устанавливается ступенчатая токовая защита. Первая ступень — селективная токовая отсечка без выдержки времени срабатывания, а вторая — МТЗ.

Для выявления однофазных замыканий на землю, которые могут возникнуть на линии, на подстанции предусматривается установка устройства контроля изоляции сети 10 кВ.

Примем к исполнению защиту на основе микропроцессорного терминала «Сириус».

Устройство «Сириус-2-Л» и предназначен для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений напряжением 3–35 кВ.

Функции защиты:

- трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений с контролем двух или трех фазных токов;
 - автоматический ввод ускорения любых ступеней МТЗ при любом включении выключателя;
 - защита от обрыва фазы питающего фидера (ЗОФ);
 - защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) по сумме высших гармоник;
 - защита от однофазных замыканий на землю по току основной частоты;
 - выдача сигнала пуска МТЗ для организации логической защиты шин.
- Функции автоматики, выполняемые устройством:

- операции отключения и включения выключателя по внешним командам с защитой от многократных включений выключателя;
- возможность подключения внешних защит, например, дуговой, или от однофазных замыканий на землю;

- формирование сигнала УРОВ при отказах своего выключателя; -одно- или двукратное АПВ;
- исполнение внешних сигналов АЧР и ЧАПВ.

Дополнительные сервисные функции:

- определение места повреждения при срабатывании МТЗ;
- фиксация токов в момент аварии;
- дополнительная ступень МТЗ-4 для реализации «адресного» отключения или сигнализации длительных перегрузок;
- измерение времени срабатывания защиты и отключения выключателя;
- встроенные часы-календарь;
- возможность встраивания устройства в систему единого точного времени станции или под-станции;
- измерение текущих фазных токов; -дополнительные реле и светодиоды с функцией, заданной пользователем;
- цифровой осциллограф;
- регистратор событий.

Эксплуатационные возможности:

- выполнение функций защит, автоматики и управления, определенных ПУЭ и ПТЭ;
- задание внутренней конфигурации (ввод/вывод защит и автоматики, выбор защитных характеристик и т.д.);
- ввод и хранение уставок защит и автоматики;
- контроль и индикацию положения выключателя, а также контроль исправности его цепей управления;
- определение места повреждения линии (для воздушных линий);
- передачу параметров аварии, ввод и изменение уставок по линии связи;

- непрерывный оперативный контроль работоспособности (самодиагностику) в течение всего времени работы;
- блокировку всех выходов при неисправности устройства для исключения ложных срабатываний;
- получение дискретных сигналов управления и блокировок, выдачу команд управления, аварийной и предупредительной сигнализации;
- гальваническую развязку всех входов и выходов, включая питание, для обеспечения высокой помехозащищенности;
- высокое сопротивление и прочность изоляции входов и выходов относительно корпуса и между собой для повышения устойчивости устройства к перенапряжениям, возникающим во вторичных цепях КРУ.

Устройства не срабатывают ложно и не повреждаются:

- при снятии и подаче оперативного тока, а также при перерывах питания любой длительности с последующим восстановлением;
- при подаче напряжения оперативного постоянного тока обратной полярности;
- при замыкании на землю цепей оперативного тока.

12.1 Расчет токовой отсечки

Выбирается ток срабатывания (первичный) первой ступени защиты (селективной токовой отсечки).

По условию отстройки от токов КЗ в конце первого участка линии в месте присоединения РП:

$$I_{сз.ТО} = k_3 \cdot I_{к1}^{(3)} = 1,2 \cdot 11,7 = 14,06 \text{ кА} \quad (80)$$

где k_3 — коэффициент запаса.

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.реле.ТО} = \frac{I_{сз.ТО} \cdot k_{сз}}{k_T} = \frac{14061 \cdot 1}{\frac{300}{5}} = 234,35 \text{ A} \quad (81)$$

Здесь k_3 — коэффициент запаса ($k_3 = 1,2$); $k_в$ — коэффициент возврата ($k_в = 0,85$); $k_{сз}$ — коэффициент самозапуска для нагрузок линии, можно принять ($k_{сз} = 1,2$).

Оценка протяженности зоны, контролируемой первой ступенью защиты, производится графическим методом. Для этого строится график зависимости токов КЗ от расстояния (от начала линии) до места КЗ (рис. 5). Наносится прямая, изображающая ток срабатывания первой ступени защиты, селективной токовой отсечки (ТО).

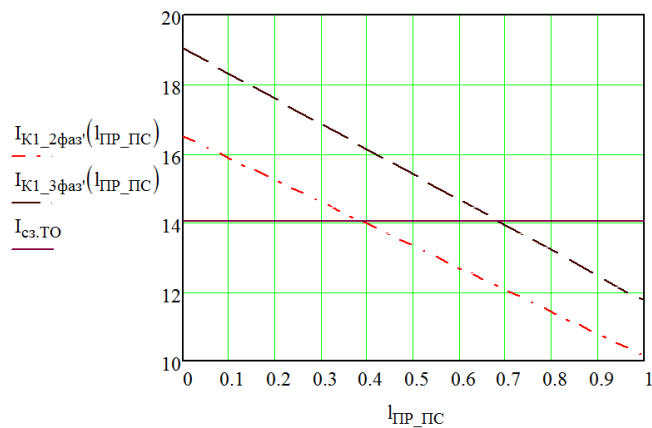


Рисунок 17 - График зависимости токов КЗ от расстояния

Как видно, зона, контролируемая первой ступенью защиты, реализованной в виде селективной токовой отсечки, составляет примерно 30 % суммарной длины линии. В этих условиях можно проверить возможность выполнить защиту в целом двухступенчатой (первая ступень — ТО; вторая ступень — МТЗ).

12.2 Расчет максимальной токовой защиты

Выбираются уставши следующей ступени защиты — МТЗ. По току она отстраивается от максимального рабочего тока в контролируемой линии:

$$I_{сз.МТЗ} = \frac{k_3 \cdot k_{сз}}{k_в} \cdot I_{раб.маx} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,85} \cdot 252,1 = 427,2 \text{ A} \quad (82)$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.реле.МТЗ} = \frac{I_{сз.МТЗ} \cdot k_{сх}}{k_T} = \frac{252,1 \cdot 1}{\frac{300}{5}} = 7,12 \text{ А} \quad (83)$$

Коэффициент чувствительности второй ступени защиты:

$$K_{ч.МТЗ} = \frac{I_{к1}^{(3)}}{I_{сз.МТЗ}} = \frac{11718}{427,2} = 27,4 > 1,5$$

Проходит по проверке.

12.3 Расчет защиты от замыканий на землю.

Защита от однофазных замыканий на землю может быть реализована на основе двух разных подходов. Во-первых, путем общего (неселективного) контроля состояния изоляции сети относительно земли. Во-вторых, избирательно (селективно) действующими средствами, выявляющими замыкания на землю на отдельных присоединениях.

Общий контроль состояния изоляции и выявление однофазных замыканий на землю, как правило, основаны на непрерывном измерении напряжения нулевой последовательности в контролируемой электрической сети. При этом выявляется лишь факт возникновения замыкания. Но определить по напряжению нулевой последовательности, на каком из присоединений произошло повреждение, невозможно. Поэтому приходится их поочередно отключать. При отключении поврежденного присоединения напряжение нулевой последовательности в сети снижается до фонового уровня. Этот признак и используется при поиске повреждения.

Выбирается первичный ток срабатывания защиты определяется как:

$$I_{сз.ОЗЗ} = k_з \cdot k_{бр} \cdot I_{ёмк.кл} \quad (84)$$

где $k_з$ — коэффициент запаса ($k_з = 1,2$);

$k_{бр}$ — соответственно коэффициент запаса и коэффициент отстройки от бросков емкостного тока в переходных режимах ($k_{бр} = 1$);

$I_{ёмк.кл}$ — ёмкостный ток в линии 10 кВ

$$I_{\text{ёмк.кл}} = \frac{U \cdot L}{10} = \frac{10 \cdot 1,05}{10} = 1,05 \text{ A} \quad (85)$$

$$I_{\text{сз.ОЗЗ}} = 1,2 \cdot 1 \cdot 1,05 = 1,26 \text{ A}$$

Проверка по коэффициенту чувствительности:

$$K_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{I_{\text{сети}} - I_{\text{ёмк.кл}}}{I_{\text{сз.ОЗЗ}}} = \frac{3,78 - 1,05}{1,26} = 2,16 > 2$$

где $I_{\text{сети}}$ — ёмкостный ток в сети 10 кВ;

$$I_{\text{сети}} = \frac{10 \cdot 3,78}{10} = 3,78 \text{ A}$$

Проходит по проверке.

Результаты расчетов на остальных присоединениях в таблице 12

Таблица 24 - Результаты расчетов на остальных присоединениях

Защищаемая линия	$I_{\text{сзТО}}$	$I_{\text{сзМТЗ}}$	$I_{\text{сзОЗЗ}}$
ПС-РП	14.061	426.35	1.26
РП-ТП1-ТП3- ТП4-ТП6	11.301	196.462	1.512
РП-ТП5-ТП8- ТП9-ТП7	8.514	176.625	1.44

12.4 Выбор средств автоматики

12.4.1 Расчет АВР

В практических расчётах обычно принимается условие [1]:

$$U_{\text{с.р.1}} = (0,25-0,4)U_{\text{ном}}; \quad (86)$$

$$U_{\text{с.р.1}} = 0,3 \cdot 10 = 3 \text{ кВ}. \quad (87)$$

Выдержка времени пускового органа должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, повреждение в зоне действия которых может привести к пуску АВР.

$$t_{1AKQ} = \hat{t}_{p.z.макс.} + \Delta t; \quad (88)$$

$$t_{1AKQ} = \hat{\hat{t}}_{p.z.макс.} + \Delta t, \quad (89)$$

где $\hat{t}_{p.z.макс.}$ - максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин высшего напряжения;

$\hat{\hat{t}}_{p.z.макс.}$ - максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин низшего напряжения;

Δt - ступень селективности, равная 0,675.

Уставка реле контроля напряжения на резервном источнике питания:

$$U_{с.р.2} \geq U_{мин.раб.} / K_n \cdot K_v \cdot n_{TV}, \quad (90)$$

где $K_n = 1,1 \div 1,2$ - коэффициент надежности,

$U_{мин.раб.}$ - минимальное рабочее напряжение,

n_{TV} - коэффициент трансформации ТН.

Выдержка времени реле однократного включения (РОВ):

$$t_{РОВ} = \hat{t}_{вкл.Q} + t_{зап.}, \quad (91)$$

где $t_{зап.} = 0,2 \div 0,3$ с – время запаса,

$\hat{t}_{вкл.Q}$ - время включения резервного выключателя, равное 0,05.

12.4.2 Устройство АЧР

АЧР – автоматическая частотная разгрузка является устройством релейной защиты и автоматики (РЗаА). Используется для защиты электроэнергетической системы от лавинообразного падения и снижения частоты в системе, после появления недостатка активной мощности, влекущее за собой отключение потребителей. По ГОСТ 13109-97 отклонение промышленной частоты от 50 Гц допустимо $\pm 0,05$ Гц.

Устройства АЧР вступает в работу после понижения частоты системы ниже 49 Гц. При этом длительность работы электрической системы составляет не более 40 с. При частоте меньше 47 Гц – 10 с. Падение частоты ниже 46 Гц не допустимо так, как это вызовет явление «лавины напряжения» (сбрасывание электростанцией нагрузки).

Изменение параметров частоты (ее снижение) может стать негативным следствием:

- неравномерного и неэкономичного распределения нагрузок агрегатов со статическими характеристиками регулирования;
- механического резонанса проточной части турбины, влекущего за собой механические повреждения лопаток турбины.
- снижения скорости вращения асинхронного двигателя и понижения производительности нагрузки, относящейся к собственному потреблению электростанции и питательных электронасосов, что чревато понижением мощности паровых турбин и влечет полное погашение системы («лавина частоты»). Это может повлечь за собой появление «лавины напряжения» и т.д.

Устройств АЧР делятся на три категории:

1. АЧР I категории. Данные виды устройств имеют одну уставку по времени и несколько уставок по частоте. Предназначены для предупреждения явления понижения частоты в момент возникновения аварии. Уставка по времени равна 0,5 сек, а по частоте находится в интервале от 48,5 до 46,6 Гц. АЧР делится на очереди (примерно 20), для которых разница в частоте, при которой они срабатывают составляет 0,1 Гц. Между этими очередями равномерно распределена нагрузка. После срабатывания определенного числа очередей, падение частоты фиксируется на значении в пределах от 47 до 47,5 Гц.
2. АЧР II категории. Этот вид автоматики имеет несколько уставок по времени и одну частотную уставку. Она возвращает отклоненное значение частоты в нормированное, обеспечивая нормальную работу энергосистемы. Вслед за ее отработкой уставка по частоте достигает

значения 48,6 Гц за время 5 – 69 сек (уставка по времени). Очереди АЧР II отличаются по уставкам по времени на величину в 3 сек. При срабатывании АЧР II, значение частоты выставляется на значение 49 Гц.

К АЧР предъявляется ряд требований:

- Мощность, которая входит в АЧР должно иметь достаточное значение, которое ликвидирует недостаток мощности.
- АЧР должна предупредить явления «лавины частоты».
- Необходимо полное соответствие отключаемой нагрузки значению дефицита мощности.
- После срабатывания АЧР значение частоты должно вернуться в прежнее нормативное значение частоты или на величину не менее 49 Гц.
- Кратковременное понижение значения частоты не должно приводить к срабатыванию устройств АЧР.

Кроме АЧР I и II категорий, для случая, когда дефицит активных мощностей достигает слишком высокого значения и обеих мощностей АЧР I и II категорий явно не хватает, применяется дополнительная разгрузка.

13 ТЕЛЕМЕХАНИКА И ТЕЛЕСИГНАЛИЗАЦИЯ

Системой телемеханики называется совокупность датчиков и приемников телемеханической информации, приемопередающих устройств телемеханики и каналов передачи информации.

Системы телемеханики обеспечивают автоматический обмен информацией между диспетчерским пунктом (ДП) или пунктом управления (ПУ) и контролируруемыми пунктами (КП) энергопредприятия. При этом на ДП и на КП устанавливаются устройства телемеханики: симплексные, если информация передается в одном направлении, например от КП на ДП, или дуплексные, если информация между этими устройствами должна передаваться в обоих направлениях (от КП на ДП и от ДП на КП). Связь между устройствами телемеханики соответственно обеспечивается либо симплексным каналом (СКС), либо дуплексным каналом связи (ДКС). Каналы связи телемеханических устройств называют каналами телемеханики.

В энергетических системах с помощью устройств телемеханики диспетчер имеет возможность контролировать состояние оборудования и режим работы объектов энергосистемы, своевременно получать извещение о всех изменениях, появившихся в электрической схеме системы, а в ряде случаев и возможность непосредственно управлять оборудованием и режимом работы контролируемых объектов.

Наличие систем телемеханики не только значительно облегчает работу диспетчерского персонала, но и повышает оперативность и технический уровень эксплуатации энергетической системы.

По характеру выполняемые функции системы телемеханики подразделяются на:

а) системы телесигнализации (ТС), обеспечивающие передачу с КП на ДП информации о состоянии оборудования, находящегося на КП; с помощью ТС контролируют положение выключателей мощности, разъединителей, состояние автоматических устройств, контроль объекта и т. д.;

б) системы телеизмерений (ТИ), передающие диспетчеру значения параметров контролируемых производственных процессов: тока, напряжения, мощности, частоты;

в) системы телеуправления (ТУ), обеспечивающие передачу управляющей информации со стороны ДП (ПУ) к исполнительным устройствам контролируемого объекта;

г) система телерегулирования (ТР), решающая задачу передачи управляющих команд типа «больше - меньше», «прибавить - убавить» и других от диспетчера к автоматическому устройству - регулятору, расположенному на контролируемом объекте. Команды управления воздействуют на регулятор в течение времени посылки их диспетчером;

д) системы автотелеуправления (АТУ), обеспечивающие передачу управляющей информации от автомата к автомату. Примером АТУ служит система телеотключения, в которой автомат, управляющий работой выключателя питающей подстанции, получает команду на выключение от автомата, расположенного на удаленной подстанции, не имеющей собственного выключателя мощности;

е) системы автотелерегулирования (АТР), обеспечивающие передачу информации от автомата, контролирующего режим работы объекта, к автомату, расположенному в другом пункте энергосистемы и управляющему работой соответствующего регулятора;

ж) системы аварийно-предупредительной сигнализации (АПС), представляющие собой упрощенные системы ТС, передающие ограниченное количество сигналов типа «авария», «предупреждение» с контролируемого объекта на диспетчерский пункт.

Системы АПС, как правило, выполняются по симплексной схеме, предусматривающей передачу информации только в одном направлении.

Системы ТС и ТИ также могут быть выполнены по симплексной схеме, как и многофункциональные системы типа ТС - ТИ. Системы ТУ и АТУ в большинстве случаев совмещаются с системами ТС, чтобы получить в ПУ

информацию о правильности работы автоматических устройств, выполняющих команды телеуправления. Такие системы ТУ - ТС, АТУ - ТС выполняются с использованием многофункциональной аппаратуры телемеханики дуплексной схемы. Системы ТР и АТР совмещают с системами ТИ в дуплексной аппаратуре телемеханики ТР - ТИ, АТР - ТИ. Имеются и другие дуплексные многофункциональные системы телемеханики: ТУ – ТС – ТИ, ТУ – ТР – ТС – ТИ и т. д.

Использование линий электропередачи для передачи телемеханической информации обусловлено:

а) экономическими преимуществами, заключающимися в том, что для организации систем телемеханики не требуется сооружения специальных линий связи. Для передачи сигналов используются те же линейные сооружения, которые предназначены для передачи электроэнергии;

б) высокой механической надежностью линейных сооружений линий электропередачи, наличием постоянного контроля за состоянием ВЛ, высокой оперативностью в деле устранения повреждений;

в) совпадением схем энергетических связей объектов со схемами построения информационных связей, необходимых для диспетчерского управления этими объектами.

Основными факторами, усложняющими передачу информации по проводам ВЛ, являются высокий уровень линейных помех и нестабильность параметров линейных трактов, обусловленная эксплуатационными переключениями силового оборудования, входящего в схемы линейных трактов.

В зависимости от диапазона частот, используемого для передачи сигналов телемеханики, каналы связи по ВЛ разделяют на высокочастотные каналы, использующие частоты 30—1000 кГц, среднечастотные с рабочими частотами 5—30 кГц и низкочастотные. Низкочастотные каналы тональной частоты имеют рабочие частоты 0,2—5 кГц, а каналы подтональных частот — 5—47 и 75—200 Гц.

Высокочастотные каналы связи используются в распределительных сетях 35—220 кВ и на линиях высшего класса напряжения. Среднечастотные каналы связи могут быть использованы в распределительных сетях 10—35 кВ и при передаче информации по проводам изолированных грозозащитных тросов. Тональные и подтональные частоты нашли широкое применение как в отечественной, так и в зарубежной практике передачи телемеханической информации по фазным проводам линий электропередачи 0,4—10 кВ. Актуальной задачей современной энергетики является надежное обеспечение энергией потребителей сельскохозяйственного назначения, питающихся от распределительных сетей 6—10 кВ. Данная задача решается путем комплексной автоматизации и телемеханики этих сетей. Комплексная автоматизация предусматривает оснащение этих сетей новой распределительно-коммутационной аппаратурой, устройствами релейной защиты, автоматикой определения мест повреждений ВЛ, системами телесигнализации, телеизмерения и телеуправления. В указанных условиях использование ВЛ 10 кВ для осуществления систем телемеханики на тональных и подтональных частотах приобретает особо важное значение. Следует отметить, что этот способ передачи телеинформации в сетях 10 кВ является наиболее перспективным, поскольку в этих сетях, имеющих сложную конфигурацию ВЛ с ответвлениями, применение традиционных каналов высокочастотной связи по ВЛ практически исключается из-за наличия волновых процессов отражения высокочастотных сигналов.

При организации систем телемеханики по ВЛ следует учитывать технические возможности и экономические показатели различных каналов телемеханики. Высокочастотные каналы телемеханики, выполненные по радиальным схемам, должны использоваться для связи ЦДП энергосистем с ПЭС, электростанциями и выделенными объектами управления. Для связи ПЭС с РЭС и выделенными объектами управления используются радиальные высокочастотные каналы и высокочастотные кустовые каналы телемеханики. Радиальные каналы телемеханики используют на тех направлениях, где

имеется большой поток информации или информация, которая должна поступать на ДП ПЭС непрерывно. Применение кустовых высокочастотных каналов телемеханики, обеспечивающих связь ДП ПЭС с несколькими объектами при использовании одного дуплексного канала, обеспечивает экономию спектра частот уплотнения ВЛ и максимальную унификацию оборудования связи и телемеханики.

На уровне связи РЭС с опорными подстанциями 35 и 110 кВ целесообразно использовать кустовые высокочастотные каналы телемеханики. В сетях 0,4—10 кВ должны использоваться каналы, выполненные на тональных и подтональных частотах с передачей телеинформации из сети 0,4—10 кВ на опорную питающую подстанцию. Полученная на ОП информация должна ретранслироваться на РЭС (или ПЭС) по соответствующим высокочастотным каналам.

14. РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Расчет надежности системы электроснабжения будем проводить с помощью аналитического метода. Аналитический метод позволяет количественно оценить надежность электрической схемы как простой, так и сложной конфигурации. 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:

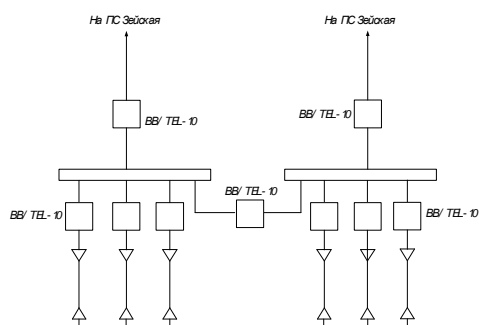


Рисунок 18 - Электрическая схема РП

Составляем схему замещения системы:

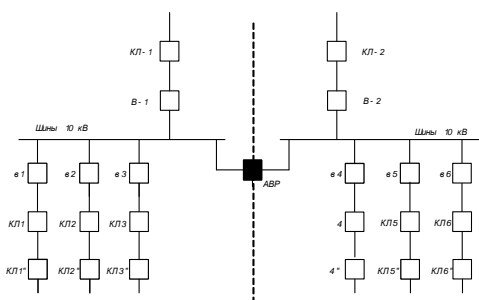


Рисунок 19 - Схема замещения рассматриваемой системы

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

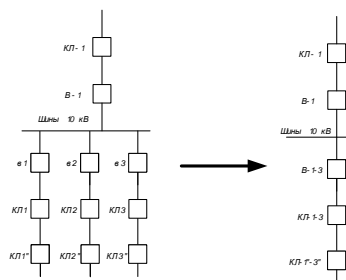


Рисунок 20 – Первая цепочка

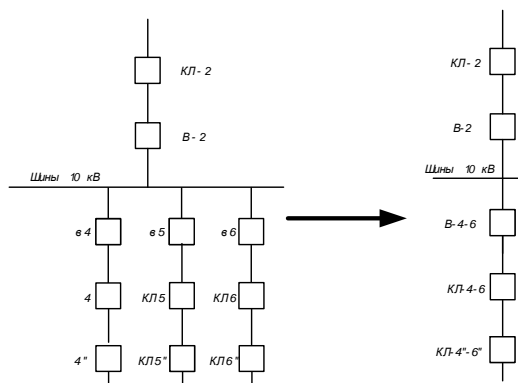


Рисунок 21 – Вторая цепочка

Далее по определяем справочные данные показателей надежности для каждого элемента каждой цепочки.

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

$$\lambda_{НЕУСТ} = \alpha \cdot \lambda_{УСТ}, \quad (92)$$

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

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

α - параметр для ЛЭП 10 кВ принимаем равный 2.

Параметр потокоотказа выключателя представим моделью в следующем виде:

$$\lambda_{\Sigma} = \lambda_{ВЫКЛ} + 2 \cdot \lambda_{РАЗ}, \quad (93)$$

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

$\lambda_{\text{РАЗ}}$ - 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:

$$\lambda_c = \sum_1^n \lambda_i + \lambda_{\text{пр.наиб}}, \quad (94)$$

Параметры потока отказов для первой цепочки:

$$\begin{aligned} \lambda_{c1} = & \lambda_{\text{КЛ}1} + \lambda_{\text{В}1} + \lambda_{\text{Ш}} + 3 \cdot \lambda_{\text{с}} + \lambda_{\text{КЛ}1} + \lambda_{\text{КЛ}2} + \\ & + \lambda_{\text{КЛ}3} + \lambda_{\text{КЛ}1''} + \lambda_{\text{КЛ}2''} + \lambda_{\text{КЛ}3''} + 1,2 \cdot \lambda_{\text{пр.наиб}} \end{aligned} \quad (95)$$

где $\lambda_{\text{пр.наиб}}$ - наибольшая средняя частота плановых отключений данной цепочки.

Параметры потока отказов для второй цепочки:

$$\begin{aligned} \lambda_{c2} = & \lambda_{\text{КЛ}2} + \lambda_{\text{В}2} + \lambda_{\text{Ш}} + 3 \cdot \lambda_{\text{с}} + \lambda_{\text{КЛ}4} + \lambda_{\text{КЛ}5} + \lambda_{\text{КЛ}6} + \\ & + \lambda_{\text{КЛ}4''} + \lambda_{\text{КЛ}5''} + \lambda_{\text{КЛ}6''} + 1,2 \cdot \lambda_{\text{пр.наиб}} \end{aligned} \quad (96)$$

Рассчитываем вероятность отказов каждой цепочки по выражению:

$$q_y = \sum_1^n \lambda_i \cdot t_{Bi}. \quad (97)$$

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

$$t_B^* = \frac{t_B}{8760}. \quad (98)$$

Вероятность отказа цепочки №1:

$$q_1 = \lambda_{\text{КЛ1}} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ1}} + \lambda_{\text{В1}} \cdot \bar{t}_{\text{В.В1}} + \lambda_{\text{Ш}} \cdot \bar{t}_{\text{В.Ш}} + 3 \cdot \lambda_{\text{е}} \cdot \bar{t}_{\text{В.В10}} + \lambda_{\text{КЛ1}} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ1}} + \\ + \lambda_{\text{КЛ2}} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ2}} + \lambda_{\text{КЛ3}} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ3}} + \lambda_{\text{КЛ1}''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ1}''} + \lambda_{\text{КЛ2}''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ2}''} + \lambda_{\text{КЛ3}''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ3}''}$$

Вероятность отказа цепочки №2:

$$q_2 = \lambda_{\text{КЛ2}} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ2}} + \lambda_{\text{В2}} \cdot \bar{t}_{\text{В.В2}} + \lambda_{\text{Ш}} \cdot \bar{t}_{\text{В.Ш}} + 3 \cdot \lambda_{\text{е}} \cdot \bar{t}_{\text{В.В10}} + \\ + \lambda_{\text{КЛ4}} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ4}} + \lambda_{\text{КЛ5}} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ5}} + \lambda_{\text{КЛ6}} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ6}} + \\ + \lambda_{\text{КЛ4}''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ4}''} + \lambda_{\text{КЛ5}''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ5}''} + \lambda_{\text{КЛ6}''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ6}''}$$

Среднее время восстановления каждой цепочки определяем по формуле:

$$\bar{t}_{Bc} = \frac{q_c}{\lambda_c}, \quad (99)$$

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

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

Находим параметр потока отказов всей системы по выражению:

$$\lambda_C = \lambda_{c1} \cdot q_2 + \frac{(\lambda_{c1} - \lambda_{np.наиб}) \cdot \lambda_{np.наиб} \cdot t_{np.наиб}}{8760} +$$

$$+ \lambda_{c2} \cdot q_1 + \frac{(\lambda_{c2} - \lambda_{np.наиб}) \cdot \lambda_{np.наиб} \cdot t_{np.наиб}}{8760},$$

(100)

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

Вероятность состояния отказа системы можно найти по следующей формуле:

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

(101)

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:

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

(102)

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

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

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

(103)

$$K_{ПС} = 1,087 \cdot 10^{-3} \cdot 1,419 \cdot 10^{-3} +$$

Рассчитаем среднее время безотказной работы системы:

$$\bar{T}_c = \frac{1}{\lambda_c},$$

(104)

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

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

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

(105)

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

Определим среднее время восстановления системы:

$$t_{BC} = \frac{K_{ПС}}{\lambda_c},$$

(106)

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

Далее находим математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии по следующей формуле:

$$W_{нед} = K_{ПС} \cdot P_{треб} \cdot T_{Г},$$

(107)

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

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:

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

$$+ q(S / A_1 \bar{A}_2) \cdot p(A_1) \cdot q(A_2) + q(S / \bar{A}_1 \bar{A}_2) \cdot q(A_1) \cdot p(A_2),$$

(108)

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:

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

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:

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

(109)

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

Вероятность отсутствия отказа:

$$p(A_1) = p(A_2) = 1 - q(A_1),$$

(110)

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

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.

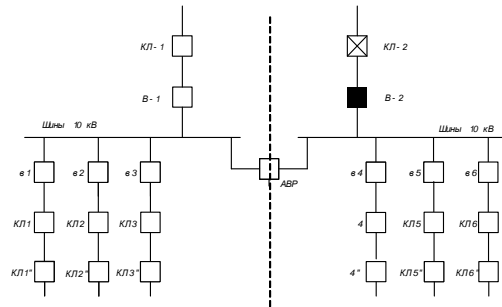


Рисунок 22 - Схема замещения в аварийном режиме

Составляем схему замещения.

Складывая все элементы последовательно, получим:

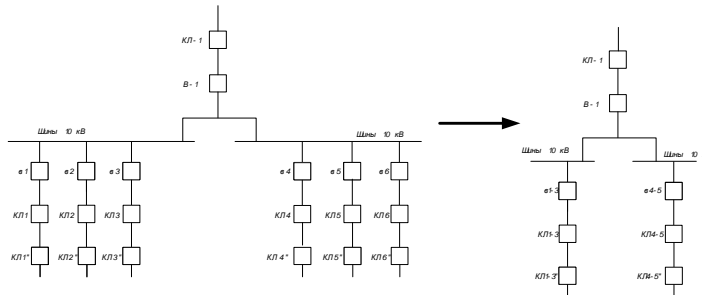


Рисунок 23 - Схема замещения в аварийном режиме после эквивалентирования

Находим параметры потока отказов цепочки в аварийном режиме:

$$\lambda_{сАВ} = \lambda_{КЛ-1} + \lambda_{В-1} + 2 \cdot \lambda_{Ш} + 6 \cdot \lambda_{г} + \lambda_{КЛ1} + \lambda_{КЛ2} + \lambda_{КЛ3} + \lambda_{КЛ4} + \lambda_{КЛ5} + \lambda_{КЛ6} + \lambda_{КЛ1''} + \lambda_{КЛ2''} + \lambda_{КЛ3''} + \lambda_{КЛ4''} + \lambda_{КЛ5''} + \lambda_{КЛ6''} + 1,2 \cdot \lambda_{пр.наиб} \quad (111)$$

Вероятность отказов цепи в аварийном режиме:

$$q_{AB} = \lambda_{КЛ-1} \cdot \bar{t}_{В.КЛ-1} + \lambda_{В-1} \cdot \bar{t}_{В.В-1} + 2 \cdot \lambda_{Ш} \cdot \bar{t}_{В.Ш} + 6 \cdot \lambda_{г} \cdot \bar{t}_{В.В10} + \lambda_{КЛ1} \cdot \bar{t}_{В.КЛ1} + \lambda_{КЛ2} \cdot \bar{t}_{В.КЛ2} + \lambda_{КЛ3} \cdot \bar{t}_{В.КЛ3} + \lambda_{КЛ4} \cdot \bar{t}_{В.КЛ4} + \lambda_{КЛ5} \cdot \bar{t}_{В.КЛ5} + \lambda_{КЛ6} \cdot \bar{t}_{В.КЛ6} + \lambda_{КЛ1''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ1''} + \lambda_{КЛ2''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ2''} + \lambda_{КЛ3''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ3''} + \lambda_{КЛ4''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ4''} + \lambda_{КЛ5''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ5''} + \lambda_{КЛ6''} \quad (101)$$

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

$$t_B^* = \frac{t_B}{8760} \quad (112)$$

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

Среднее время восстановления цепи в аварийном режиме:

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

Параметр потока отказов системы, состоящей из одного элемента:

$$\lambda_c = \lambda_{AB},$$

(113)

$$\lambda_c = 2,548.$$

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:

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

Определяем математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{нед} = K_{ПС} \cdot P_{треб} \cdot T_{Г} \cdot \quad (114)$$

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

Результаты расчета нормального и послеаварийного режимов сводим в таблицу 25.

Таблица 25 - Результаты расчета надежности РП

Параметр	Нормальный режим	Послеаварийный режим
Параметры потока отказов, λ_c	$2.524 \cdot 10^{-3}$	1.213
Средняя вероятность состояния отказа системы	$7.171 \cdot 10^{-4}$	$1,454 \cdot 10^{-2}$
Среднее время безотказной работы, лет	396.158	0.824
Рабочее время безотказной работы, лет	41.739	0.087
Время восстановления системы, ч	9.417	12.005
Средний недоотпуск электроэнергии, МВт·час	0.107	978.396

15. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

15.1 Капиталовложения

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

- капиталовложения на сооружение ТП и РП ;
- капиталовложения на сооружение ЛЭП.

$$K = K_{ТП} + K_{РП} + K_{КЛ} \quad (115)$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов, выключателей и камер, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории.

$$K_{РП} = K_{ТР} + K_{К} + K_{В} + K_{ПОСТ}, \quad (116)$$

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

$K_{К}$ – стоимость камер;

$K_{В}$ – стоимость выключателей;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{КЛ} = K_0 \cdot l \quad (117)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии («Справочник по проектированию электрических сетей» под ред. Д.Л. Файбисович);

l – длина трассы.

Капиталовложения на покупку трансформаторов определяются по формуле:

$$K_{ТР} = K_0 \cdot K_{инф}; \quad (118)$$

где K_0 – удельная стоимость трансформатора («Справочник по проектированию электрических сетей» под ред. Д.Л. Файбисовича);

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции.

15.2 Издержки

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W} \quad (119)$$

где I_{AM} – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{Э.Р}$ – издержки на ремонт и эксп

луатационное обслуживание;

$I_{\Delta W}$ – затраты на передачу электроэнергии;

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС} \quad (120)$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС.

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы (20 лет):

$$I_{AM} = \frac{K_{ВЛ}}{T_{СЛВЛ}} + \frac{K_{ПС}}{T_{СЛПС}} \quad (121)$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (122)$$

где ΔW – потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, руб/МВт·ч.

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах в зимнее и летнее время года:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ТР} \quad (123)$$

где $\Delta W_{ВЛ}$ – потери электроэнергии в ЛЭП;

$\Delta W_{ТР}$ – потери электроэнергии в трансформаторах;

$T_{Г}$ – годовое количество часов.

Потери в компенсирующих устройствах

$$\Delta W_{\text{бк}} = P_{\text{бквд}} \cdot Q_{\text{ку}} \cdot T_3 \quad (124)$$

где $\Delta P_{\text{бк}}$ – удельные потери активной мощности в компенсирующих устройствах ;

$Q_{\text{ку}}$ – реактивная мощность вырабатываемая компенсирующими устройствами.

15.3 Приведенные затраты

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + И \quad (125)$$

где E – норматив дисконтирования ($E = 0,1$);

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

$И$ – эксплуатационные издержки.

Подробный расчет в приложении А, результаты в таблице 26.

Таблица 26 – Результаты экономического расчета

Капиталовложения	34670 тыс. руб.
Эксплуатационные издержки	2173 тыс. руб.
Приведенные затраты	5639 тыс. руб.
Себестоимость электроэнергии	0.125 руб./кВтч
Срок окупаемости	2.49 года

16. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

По условиям безопасности работы на подстанциях разделяются на четыре категории:

- 1) выполняемые при полном снятии напряжения, когда все токоведущие части ТП полностью отключены от всех источников питания, включая линейные и кабельные вводы;
- 2) выполняемые при частичном снятии напряжения, когда отключены токоведущие части ТП только тех присоединений или их участков, где производится работа, или когда отключены все присоединения, но имеется напряжение на вводном устройстве (например, не отключен линейный разъединитель на вводе в КТП или не отключена линейная отпайка на МТП);
- 3) выполняемые без снятия напряжения вблизи и на токоведущих частях, находящихся под напряжением, когда необходимо применять технические и организационные мероприятия для предотвращения возможности приближения к токоведущим частям на расстояние менее 0,7 м работающих людей или механизмов, ремонтной оснастки и инструмента и когда допускается непосредственно работать на этих частях с помощью изолирующих защитных средств и приспособлений;
- 4) выполняемые без снятия напряжения вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением, когда исключено случайное прикосновение или приближение к токоведущим частям на опасное расстояние работающих людей или механизмов, ремонтной оснастки и инструмента и не требуется принятия технических и организационных мероприятий.

Первые три категории работ выполняются с применением организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работающих в полном соответствии с существующими правилами.

Организационные мероприятия состоят из оформления работ нарядом или распоряжением, допуска к работе, надзора во время работы, оформления перерывов и окончания работ, переводов на другое рабочее место.

Без наряда по устному распоряжению оперативным (оперативно-ремонтным) персоналом могут производиться работы:

четвертой категории, выполняемые в порядке текущей эксплуатации и мелкого ремонта;

небольшие по объему и продолжительности (до одного часа), отнесенные к первой и второй категориям, выполняемые с наложением заземления, а также некоторые работы, отнесенные к третьей категории.

Технические мероприятия при подготовке работ с полным или частичным снятием напряжения выполняются в указанной ниже последовательности:

отключаются необходимые коммутационные аппараты и принимаются меры против ошибочного или самопроизвольного их обратного включения;

вывешиваются предупредительные плакаты «Не включать — работают люди», и при необходимости устанавливаются ограждения;

присоединяются к заземляющей шине (контуру) переносные заземления, проверяется отсутствие напряжения на части установки, выделенной для работы;

Включаются (после проверки отсутствия напряжения) заземляющие ножи там, где они имеются, или накладываются переносные заземления; вывешиваются плакаты «Работать здесь».

При необходимости производства работ, относящихся к третьей категории, выполняются следующие мероприятия:

работающие лица принимают безопасное расположение по отношению к токоведущим частям, находящимся под напряжением;

применяются основные и дополнительные изолирующие защитные средства, позволяющие работать непосредственно на токоведущих частях;

ограждаются от случайных прикосновений соседние токоведущие части изолирующими экранами-накладками.

Установка и снятие предохранителей под нагрузкой и под напряжением запрещаются. Допускается как исключение замена закрытых предохранителей под напряжением 0,4 кВ в защитных очках и диэлектрических перчатках или с помощью изолирующих клещей единолично персоналу, имеющему квалификационную группу не ниже III. Замена под нагрузкой допускается только пробочных или трубчатых предохранителей 0,4 кВ закрытого типа с применением защитных средств.

Измерения токоизмерительными клещами должны производиться по распоряжению двумя лицами из числа оперативно-ремонтного персонала, одно из которых имеет квалификационную группу не ниже IV, а второе — не ниже III.

Для измерений должны применяться клещи с амперметром, установленным на их рабочей части. Применение клещей с вынесенным амперметром не допускается.

Измерения необходимо проводить в диэлектрических перчатках, держа клещи на весу. Нагибаться к амперметру при снятии показаний запрещается. Измерения клещами в ТП всех типов рекомендуется производить на стороне низкого напряжения 0,4 кВ.

Измерения мегаомметром напряжением до 2500 В может выполнять подготовленный персонал, имеющий квалификационную группу не ниже III. Перед началом работ с мегаомметром необходимо отключить со всех сторон участок установки ТП (оборудование, ошиновку и т. п.), на котором будет производиться измерение, удалить работающих на этой установке людей и запретить находящимся вблизи установки прикасаться к токоведущим частям. Если требуется, необходимо выставить охрану. Мегаомметр подсоединяют проводом с изоляцией типа «магнето», имеющим на концах щупы с рукоятками из изоляционного материала.

При ревизии трансформатора работать на магнитопроводе и в баке разрешается только после окончания подъема магнитопровода, отвода его в сторону от бака и установки на надежных подкладках. Работать под поднятой

крышкой трансформатора допускается только при условии, если между крышкой и баком установлены прокладки (брусья) достаточной прочности для удержания выемной части. До начала сушки трансформатора электрическим током его бак необходимо заземлить. Одновременно следует принять меры, исключающие возможность прикосновения людей к намагничивающей обмотке при сушке методом индукционных потерь или к разомкнутым вводам обмотки ВН при сушке током нулевой последовательности.

16.2 Расчет контура заземления РТП.

Для искусственных заземлителей рекомендуется использовать трубы длиной l , диаметром d и полосовую сталь шириной $h = 50$ мм и толщиной $t_{\text{п}} = 5$ мм. Рекомендуемая глубина заложения искусственного заземлителя равна $h_{\text{п}} = 0,8$ м.

Грунт – супесь влажная

$S_{\text{тр}} = 1000$ кВА

$l = 4$ м,

$d = 5$ см.

Определение допустимого сопротивления заземлителя защитного заземления.

При мощности источника питания > 100 кВА $r'_3 = 4$ Ом.

$$r_{\text{э.в}} = \frac{0,366r_{\text{г}} K_{\text{в}}}{l_{\text{э}}} \lg \frac{2l_{\text{э}}}{d_{\text{э}}} + 0,51g \frac{4h_{\text{э}} + l_{\text{э}}}{4h_{\text{э}} - l_{\text{э}}} \quad (126)$$

где $K_{\text{в}}$ - коэффициент, учитывающий увеличение сопротивления за счет промерзания или просыхания грунта для вертикальных электродов ($K_{\text{в}} = 1,6$);

ρ – удельное сопротивление грунта, Ом*м ($\rho = 80$ Ом*м);

$l_{\text{э}}$ - длина вертикального электрода, м;

$d_{\text{э}}$ - диаметр вертикального электрода, м;

$h_{\text{э}}$ - глубина заложения вертикального электрода, м.

Глубина заложения рассчитывается по формуле:

$$h_3 = h_n + 0,5\psi_3 = 0,8 + 0,5 \cdot 4 = 2,8 \quad (127)$$

$$r_{э.в} = \frac{0,366 \cdot 100 \cdot 4,8 \cdot \text{ж}}{l_3} \lg \frac{2\psi_3}{0,05} + 0,5 \lg \frac{4\psi_3 + 4\psi_3}{4\psi_3 - 4\psi_3} = 38,974$$

Определение коэффициента использования электродов.

Для соотношения $a/l_3 = 1$ электродов, принимаем коэффициент использования, при электродах расположенных по контуру, равный $\eta_3 = 0,45$.

Определение окончательного потребного числа электродов.

Определяется по форме:

$$n = \frac{r_3}{r_{норм} \psi_3}, \quad (128)$$

$$n = \frac{38,974}{5 \cdot 0,45} = 13,919 \gg 14$$

Определение длины соединительной полосы.

Для электродов расположенных по контуру длина горизонтального электрода (соединительной полосы) рассчитывается по формуле:

$$l_n = a \psi_3, \quad (129)$$

$$l_n = 4 \cdot 4 = 56 \text{ м.}$$

Определение сопротивления соединительной полосы.

Определяется по формуле:

$$r_n = \frac{0,366r K_r}{l_n} \lg \frac{2l_n^2}{h_n b}, \quad (131)$$

где K_r - коэффициент, учитывающий увеличение сопротивления за счет промерзания или просыхания грунта для горизонтальных электродов ($K_r = 4,5$);

b - ширина горизонтального электрода (соединительной полосы), м.

$$r_{нс} = \frac{0,366 \cdot 100 \cdot 4,5}{56} \lg \frac{2 \cdot 56^2}{0,8 \cdot 0,05} = 15,28$$

Определение общего сопротивления заземлителя.

Определяется по формуле:

$$r_s = \frac{r_{\text{э}} r_n}{r_{\text{э}} h_n + r_n h_{\text{э}} n}, \quad (131)$$

где η_n - коэффициент использования горизонтального электрода ($\eta_n = 0,45$).

$$r_s = \frac{38,9\text{Ч}5,28}{38,9\text{Ч},5 + 15,28\text{Ч},8\text{Ч}4} = 3.56 \text{ Ом.}$$

Условие $r_s < r_{\text{норм}}$ ($3.5 < 4$) соблюдается, расчет выполнен верно.

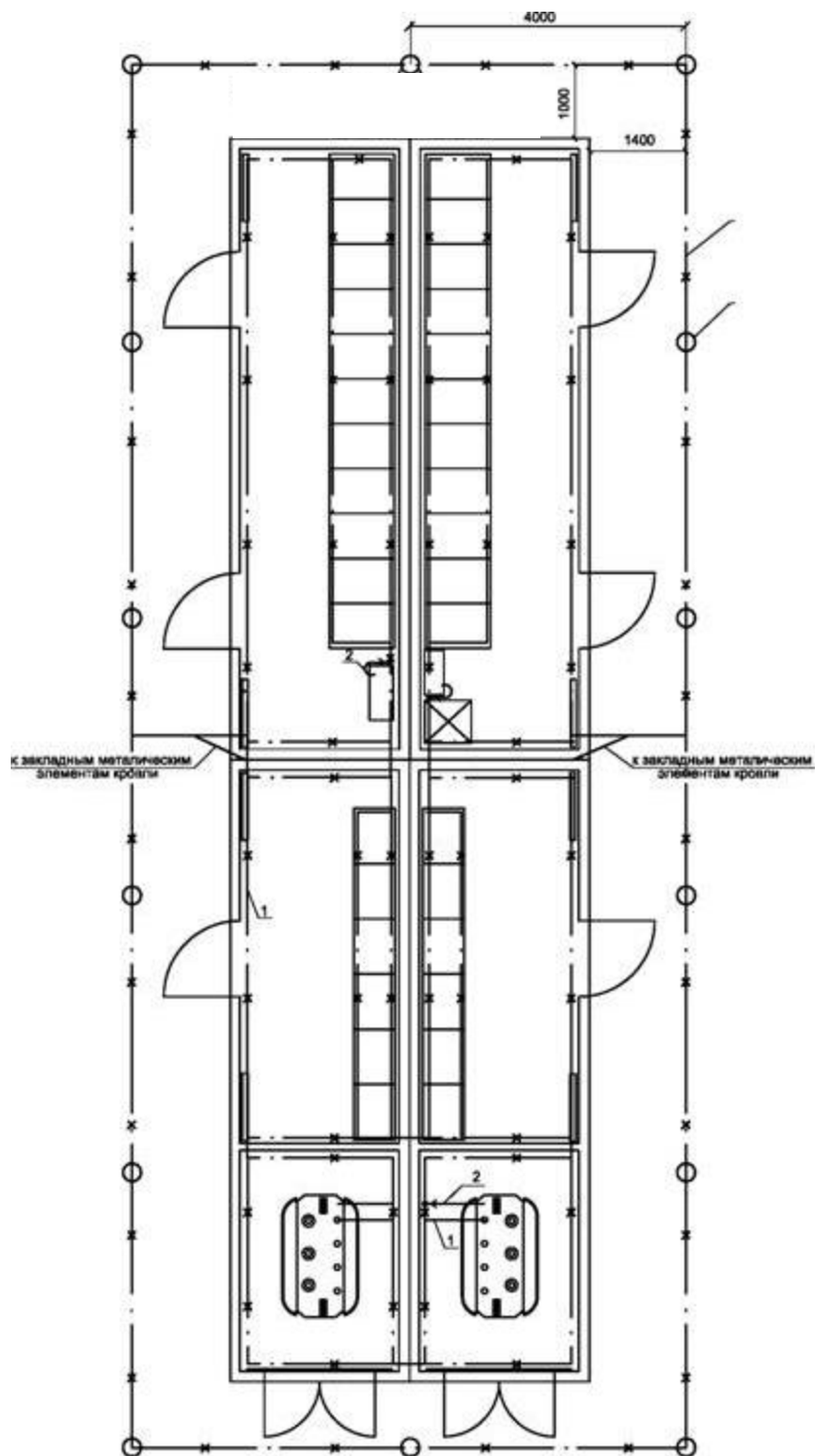


Рисунок 24 - контур заземления РТП

16.3 Эксплуатация заземляющих устройств.

Осмотры и ремонты заземляющей проводки (ошиновки) производятся одновременно с осмотрами и ремонтами оборудования ТП. При осмотрах проверяются исправность и правильность выполненных присоединении проводки к заземляемому оборудованию и конструкциям. При ремонтах проверяется качество сварных и болтовых соединений в проводке и в местах ее присоединений. В ряде случаев разбираются контактные соединения и делается новый их монтаж. Исправность проводки, особенно в труднодоступных местах, можно проверить омметром. Проверяется также прочность закрепления проводки на протяженных ее участках, стенах закрытых ТП. Заземляющая проводка очищается от пыли, грязи и ржавчины и окрашивается в черный цвет, за исключением болтовых контактных соединений и мест наложения закороток переносных заземлений.

Ревизия заземлителей с выборочным вскрытием грунта производится через год после включения в эксплуатацию и в последующем не реже 1 раза в 6 лет. При ревизии проверяются соединения вертикальных заземлителей с горизонтальными в местах их сварки и соединения с заземляющей внутренней проводкой. Некачественные соединения восстанавливаются путем зачистки и сварки. Разрушенные коррозией заземлители заменяются новыми. После капитального ремонта и ревизии измеряется сопротивление заземлителей и всего заземляющего устройства. Измерения делаются в периоды наименьшей проводимости почвы (зимой и летом).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проектирования системы электроснабжения городской распределительной сети мною были осознаны задачи, которые ставятся перед инженерами в проектных организациях, а также некоторые аспекты реального применения подобных схем инженерами в эксплуатации.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы мною был спроектирован наиболее экономичный и гибкий, с точки зрения эксплуатации, вариант электроснабжения района города Благовещенск, ограниченного улицами Ленина – Горького – Лазо – Первомайская.

В процессе проектирования мною были выполнены задачи, которые требовали от меня как от проектировщика принятие определенных решений при выборе варианта сети 0,4 кВ, при выборе оборудования как на РП, так и на ТП, а также при проектировании релейной защиты и автоматики. Подробно были определены технико-экономические показатели проекта, расчет токов короткого замыкания, выбор устройств РЗА, рассчитана и проанализирована надежность системы электроснабжения.

Выполнение данной работы дало мне возможность подкрепить и упорядочить имеющиеся знания.