

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В.Савина

« ____ » _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование системы электроснабжения северного микрорайона
города Свободный в Амурской области с планированием развития до 2025 года

Исполнитель
студент группы 742-об3

подпись, дата

Д.В. Дячук

Руководитель
доцент

подпись, дата

П.П. Проценко

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

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ассистент

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2021 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Дячук Дианы Вадимовны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы электроснабжения северного микрорайона города Свободный в Амурской области с планированием развития до 2025 года

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

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 04.06.2021г.

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

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

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

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

7. Дата выдачи задания 24.03.2021г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Проценко Палина Павловна, доцент.

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 118 страниц, 19 рисунков, 33 таблицы, 20 источников.

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

В данной выпускной квалификационной работе разработана схема электроснабжения микрорайона города Свободного для сотрудников ГПЗ.

Цель работы – разработать оптимальную обоснованную систему электроснабжения вновь возводимого объекта.

Произведен расчет электрических нагрузок, а также расчет наибольших токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования. Произведена проверка каждого аппарата при различных режимах работы. Был рассмотрен расчет релейной защиты.

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

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Основная часть	9
1.1 Характеристика района расположения города Свободный	9
1.2 Характеристика микрорайона	11
1.3 Схема электроснабжения микрорайона	14
2 Расчет электрических нагрузок	16
2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей	16
2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий	16
2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей	19
2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий	19
2.2.2 Расчет осветительной нагрузки	20
2.3 Расчет ЦЭН и выбор месторасположения ЦРП, ТП	20
2.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	30
2.5 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ	30
2.6 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ	32
2.7 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ	36
3 Выбор числа и мощности трансформаторов	38
3.1 Общие положения	38
3.2 Выбор силовых трансформаторов на напряжение 10/0.4 кВ	39
4 Выбор схемы и конструкции ТП	41
5 Определение потерь мощности и энергии	42
6 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ жилого района	46
6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	46
6.2 Расчет электрических нагрузок ЦРП 10 кВ	47
6.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	47
6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ	48
6.5 Расчет электрических нагрузок ЦРП	50
7 Выбор схемы и конструкции ЦРП	52

8	Расчет токов КЗ	53
8.1	Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	53
8.2	Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ	56
9	Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	60
10	Проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения	62
11	Выбор и проверка электрических аппаратов	63
11.1	Выбор и проверка выключателей	63
11.2	Выбор и проверка трансформатора тока	65
11.3	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	70
11.4	Выбор и проверка предохранителей на 0,4 и на 10 кВ	71
11.5	Выбор комплектных распределительных устройств	75
11.6	Выбор и проверка автоматических выключателей	76
12	Заземление и молниезащита	77
12.1	Заземление ТП 10/0,4	77
12.2	Молниезащита ЦРП и ТП	82
13	Релейная защита и автоматика подстанции	83
13.1	Дифференциальная токовая защита трансформатора	83
13.2	Максимальная токовая защита трансформатора	87
13.3	Защита трансформатора от перегрузок	89
13.4	Газовая защита трансформатора	90
13.5	Защита отходящих линий	91
14	Экономический расчет	96
14.1	Расчет капитальных вложений	96
14.2	Расчет эксплуатационных издержек	97
15	Безопасность и экологичность	99
15.1	Безопасность	99
15.2	Экологичность	105
15.3	Пожарная безопасность	112
	Заключение	116
	Библиографический список	117

Приложение А	119
Приложение Б	159
Приложение В	167

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

НН – низкое напряжение;

ОП – обратная последовательность;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПП – прямая последовательность;

ПС – подстанция;

РЗиА – релейная защита и автоматика;

СН – собственные нужды;

ТН – трансформатор напряжения;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТТ – трансформатор тока;

ЦРП – центральный распределительный пункт;

ЦЭН – центр электрических нагрузок.

ВВЕДЕНИЕ

В 2015 году 14 октября в Амурской области между селами Дмитриевка и Черниговка Свободненского района приказом Президента России Владимира Владимировича Путина был дан официальный старт строительству Амурского Газоперерабатывающего завода.

Построение ГПЗ позволит, во-первых, производить продукцию, востребованную в различных отраслях, таких как: космонавтика, медицина, лазерная техника, авиа- и судостроение и многое другое. Во-вторых, новое производство позволит создать на территории Амурской области экономику с мощной социальной и производственной инфраструктурой, что позволит области выйти на уровень наиболее динамично развивающихся регионов на основе передовых индустриальных технологий.

На конец 2020 года строительство завершено на 70,5 %, в частности, на первой и второй технологических линиях продолжаются пусконаладочные работы, монтируется внешняя теплоизоляция основного оборудования — финальная стадия подготовки к испытаниям под нагрузкой. Обе линии будут введены в эксплуатацию в 2021 году.

Одним из самых важных критериев работы любого предприятия, в том числе «ГПЗ» является электроснабжение, поэтому ему необходимо уделить особое внимание, так как выход из строя даже самого незначительного элемента может серьезно повлиять на весь комплекс в целом.

На подготовительном этапе проектирования учитывались следующие факторы:

- категория объекта по надежности электроснабжения (в моем случае это город, преобладает 2 категория надежности);
- характеристика окружающей среды северной части города Свободный;
- пожароопасность прилегающей лесной территории;
- характеристика технологического процесса;
- наличие химических опасных веществ.

Целью работы является расчет и создание внутренней системы электроснабжения северной части города Свободного, для чего необходимо рассчитать нагрузки и выбрать оборудование.

Задачи, выполненные в работе:

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

Актуальность выбранной темы очевидна, вследствие развития промышленной, селитебной, коммунально – складской и внешне транспортной зоны, возникает проблема рационального построения городских систем электроснабжения, в результате чего, происходит расширение электрических сетей, расположенных на территории городов.

Под системой электроснабжения города понимается совокупность электрических сетей всех напряжений, расположенных на территории города и предназначенных для его потребителей. Для питания потребителей, расположенных на территории городов, создаются специальные электрические сети, которые по сравнению с электрическими сетями энергетических систем имеют свои характерные особенности. Наиболее полно эти особенности выявляются при создании электрических сетей в больших городах.

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

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

При выполнении работы использовались программные комплексы: Excel 2019, Mathcad 15.2.3, Microsoft Visio 2019, MicrosoftWord 2017.

1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЖИЛОГО РАЙОНА

Для проектирования электроснабжения в первую очередь необходимо привести и систематизировать климатическую характеристику, основные данные проектируемого микрорайона и существующей системы энергоснабжения.

1.1 Характеристика района расположения города Свободного

Основные климатические данные по рассматриваемому району представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия района проектирования

Параметры	Величина
Район по ветру	IV
Максимальный скоростной напор, Н/м ²	460
Максимальная скорость ветра, м/с	25
Район по гололеду	IV
Толщина стенки гололеда (с плотностью 0,9 г/см), мм	20
Температура воздуха высшая, °С	42 (июнь)
Температура воздуха низшая, °С	-43.6 (январь)
Температура воздуха среднегодовая, °С	-0,4
Средний максимум, °С	6,5
Средний минимум, °С	- 6.7
Среднее количество осадков, мм	570,8
Число грозных часов, ч	47
Степень загрязнения атмосферы	II
Сейсмичность района, бал.	6 (III группа)
Нормативная глубина промерзания грунта, см	180 см

Приведенные в таблице 1 данные используем в дальнейших расчетах и при выборе основного электротехнического оборудования.

Вдоль железнодорожной магистрали город вытянулся на 12 км, наибольшая ширина его в северной части достигает 5-6 км, в средней части город сужается до 1 км. Площадь города составляет 225 км², застроенная

площадь города составляет 20 км².

Ниже на рисунке 1 представлен план города Свободный с указанием микрорайона.

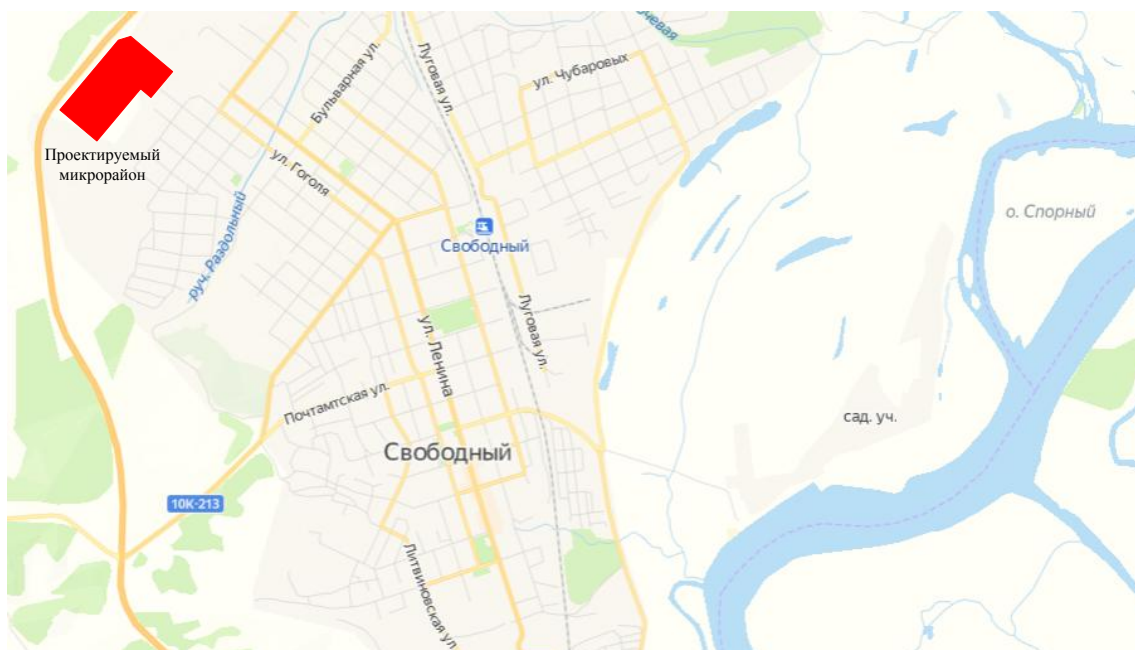


Рисунок 1 – Карта района

Климат континентальный с муссонными чертами. Среднемесячная температура января составляет минус 25,6 °С. Абсолютный минимум многолетних наблюдений минус 46,0 °С. Среднемесячная температура июля 20,6 °С. Абсолютный максимум многолетних наблюдений 42 °С.

Дата первого мороза – 3 октября, первые заморозки – в начале сентября. Дата последнего мороза – 5 апреля, последние заморозки – в конце мая.

В переходный период (апрель – май) эпизодически отмечаются сильные ветры до 20 м/с. В зимнее время ветер слабый. Среднегодовой фон атмосферного давления выше нормы, влажность воздуха 50-60 %, в течение года наблюдается не менее 285 солнечных дней.

1.2 Характеристика микрорайона

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

Строительство микрорайона началось еще в 2017 году, на 20.05.2021 заканчиваются монолитные работы по шести домам, ещё в шести домах уже ведутся отделочные работы.

Ниже на рисунке 2 изображен микрорайон на данный момент.

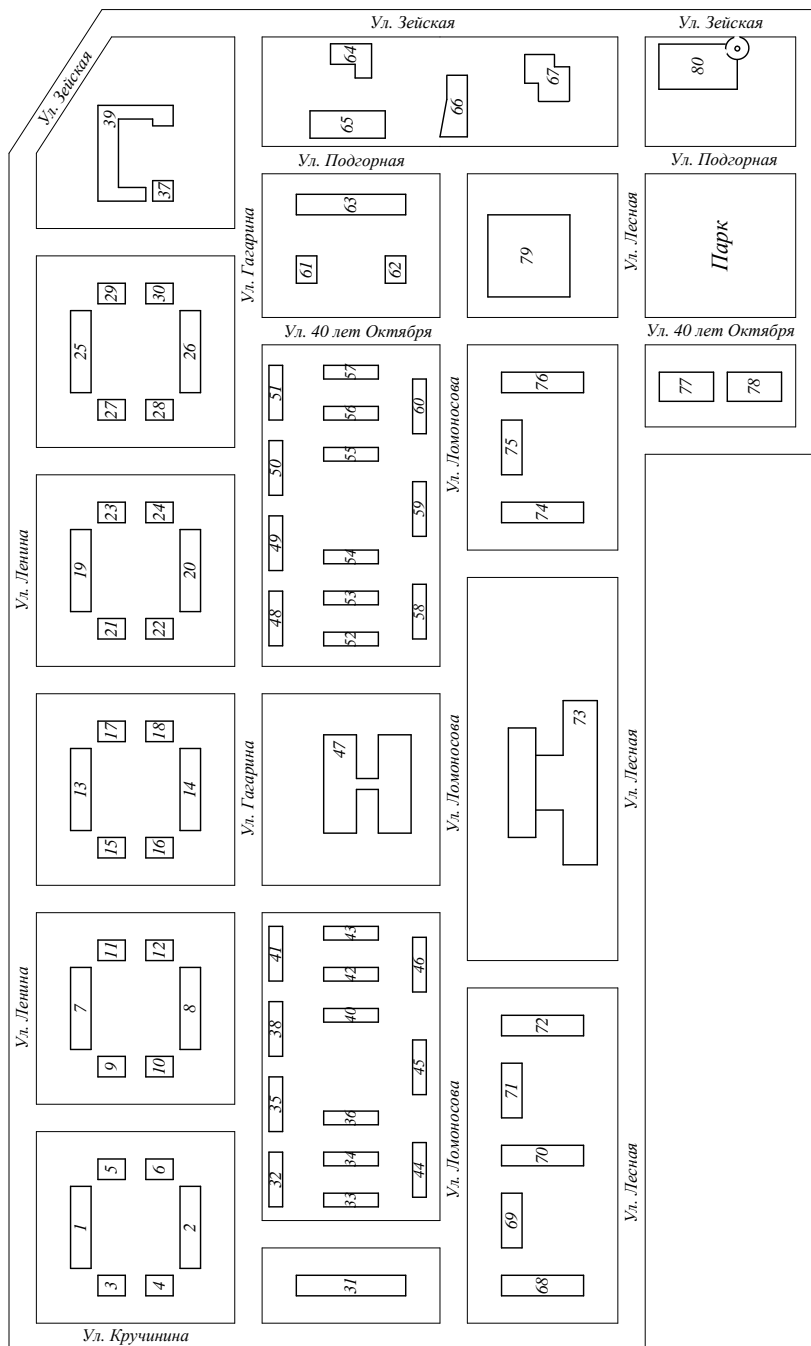


Рисунок 2 – План микрорайона ГПЗ

Планировка микрорайон предоставляет из себя прямоугольный тип. Площадь составляет 65 км², население на конец 2021 года будет составлять 5000 человек. Плотность населения и удельный вес рассчитаем из формул:

$$P_{нас} = N_{нас} / S, \quad (1)$$

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

S – размер территории, км².

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

где Y – доля населения проживающей на данной территории, чел.;

$\sum Y$ – доля всего населения, чел.

$$P_{нас} = 5000 / 65 = 77 \text{ чел./км}^2,$$

$$d = \frac{5000}{59017} \times 100\% = 8,47 \text{ \%}.$$

Исходя из данных и формулы расчета численность населения будет составлять 77 чел./км², доля населения составит 8,47 %.

В микрорайоне расположены 42 многоэтажных жилых зданий с электрическими плитами, 32 малоэтажных жилых домов с электрическими плитами, детский сад, административное здание, магазины, аптеки, поликлиника, спорткомплекс.

В таблицах 2,3 сведены данные по постройкам.

Таблица 2 – Состав бытовых потребителей зданий микрорайона

Тип здания	Кол-во подъездов, шт.	Кол-во квартир, шт.	Кол-во лифтов, шт.	Номер на плане
1	2	3	4	5
3-х этажное жилое здание с электрическими плитами	2	24	0	32-36, 38, 41-46, 48-56, 58-60
5-ти этажное жилое здание с электрическими плитами	1	20	2	3-6, 38, 9-12, 15-18, 21-24, 61, 62
5-ти этажное жилое здание с электрическими плитами	2	40	4	69, 71, 75

1	2	3	4	5
5-ти этажное жилое здание с электрическими плитами	3	60	6	1, 2, 7, 8, 13, 14, 19, 20, 25, 26, 68, 70, 72, 74, 76
5-ти этажное жилое здание с электрическими плитами	4	80	8	31, 63

Таблица 3 – Состав коммунально-бытовых потребителей зданий микрорайона

Тип здания	Количество мест, чел.	Площадь застройки, м ²	Номер на плане
1	2	3	4
Поликлиника	450	2062	37
Поликлиника	150	324	39
Детский сад	350	1290	47
Столовая	150	1056	64
КБО-комплекс	-	4134	65
Рынок	150	1072	66
Банно-оздоровительный комплекс	60	1035	67
Школа учащихся	700	1480	73
КБО-комплекс	-	1310.9	77
КБО-комплекс	-	1443.1	78
Универсам	-	1559.8	79
Гаражный комплекс	1500	4214	80

1.3 Схема электроснабжения микрорайона

Микрорайон «ГПЗ» предназначен для обеспечения жильём 5000 жителей Свободного.

В ВКР электроснабжение будет приходить с ПС 110/10 кВ Восточная на ЦРП 10 кВ 1, от самой ЦРП питание уходит на трансформаторные подстанции.

На рисунке 3 показана блочная схема электроснабжения.

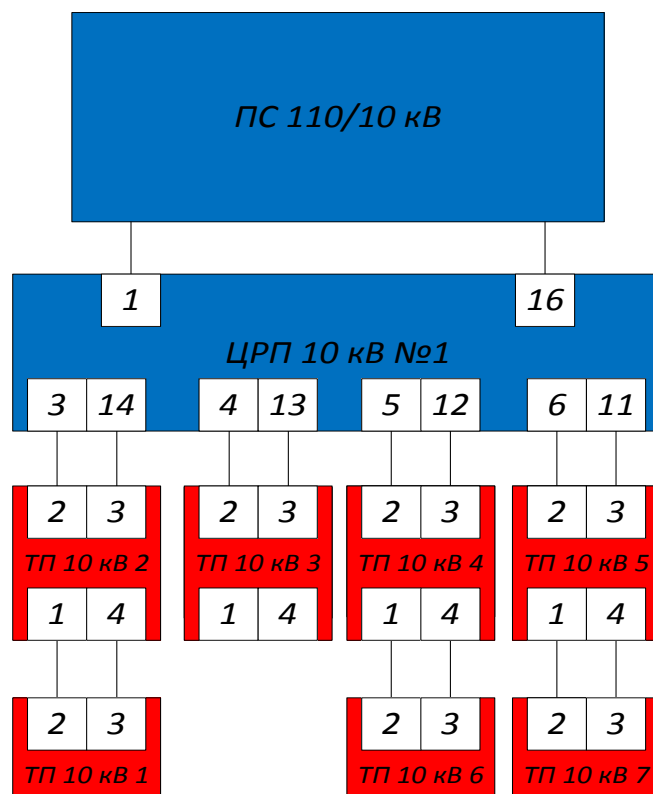


Рисунок 3 – Блочная схема электроснабжения

Все проектируемые трансформаторные подстанции будут двухтрансформаторными, для обеспечения надежности второй категории.

Для обеспечения надежного электроснабжения микрорайона и возможности создания в будущем дополнительных подключений, планируется ввести в эксплуатацию ЦРП 10 кВ 1, источником питания будет служить подстанция 110/10 кВ «Восточная». Окончание строительства системы электроснабжения ориентировочно на конец 2025 года.

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

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК 0,4 кВ

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

2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей

Данные для расчета электрических нагрузок потребителей взяты из таблиц 2, 3, а также рисунка 2.

2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий

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

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

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

n – количество квартир.

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

$$P_c = P_{р.л} + P_{стп}, \quad (4)$$

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

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

Мощность лифтовых установок определяется по выражению:

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

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

P_{ni} – установленная мощность электродвигателя лифта, кВт; принимается равной 8 кВт.

Мощность электродвигателей санитарно-технических устройств определяется по формуле:

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

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

n – количество подъездов.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома определяется по формуле:

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

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

Рассмотрим пример расчета здания 1.

$$P_{кв} = 2,8 \cdot 60 = 168 \text{ кВт};$$

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

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

$$P_{р.ж.д} = 168 + 0,9 \cdot (31,2 + 48) = 239,28 \text{ кВт}$$

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

Результаты расчетов сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчет электрических нагрузок жилых домов

№	Объект	$P_{уд}$, кВт	N шт	P_3 , кВт	tg	Q квар	$P_{зд}$, кВт	$Q_{зд}$, квар	$S_{зд}$, кВА
31, 63	Жилой дом 5 эт.	2,3	80	184	0,2	36,8	271,41	118,92	296,318
	СТУ	10	8	60	0,75	45			
	Лифты	8	8	37,12	1	37,12			
69, 71, 75	Жилой дом 9 эт.	3,3	40	132	0,2	26,4	182,76	74,3	197,286
	СТУ	10	4	34	0,75	25,5			
	Лифты	8	4	22,4	1	22,4			
32-36, 38, 40-46, 48-56, 58-60	Жилой дом 3 эт.	4,2	24	100,8	0,2	20,16	100,8	20,16	102,796
	СТУ	0	0	0	0	0			
	Лифты	0	0	0	0	0			
1, 2, 7, 8, 13, 14, 19, 20, 25, 26, 68, 70, 72, 74, 76	Жилой дом 5 эт.	2,8	60	168	0,2	33,6	239,28	100,8	259,645
	СТУ	10	6	48	0,75	36			
	Лифты	8	6	31,2	1	31,2			
3-6, 9-12, 15-18, 21-24, 61	Жилой дом 5 эт.	4,65	20	93	0,2	18,6	122,52	46,4	131,012
	СТУ	10	2	20	0,75	15			
	Лифты	8	2	12,8	1	12,8			

2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей

2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений

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

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

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

n – количественный показатель, учащийся, место, м².

Для примера рассмотрим расчет электрической нагрузки здания школы номер 73.

$$P_{p.общ.зд} = 0,25 \cdot 700 = 175 \text{ кВт.}$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей

№	Объект	$P_{уд}$, кВт	N, шт	P, кВт	tg	Q, квар	$P_{зд}$, кВт	$Q_{зд}$, квар	$S_{зд}$, кВА
37	Клиника	0,46	150	69	0,25	17,25	69	17,25	71,124
39	Клиника	0,46	450	207	0,25	51,75	207	51,75	213,37
47	Дет. сад	0,46	350	161	0,25	40,25	161	40,25	165,95
64	Столовая	1,04	150	156	0,2	31,2	156	31,2	159,09
65	КБО	0,25	1443	360,77	0,38	137,09	360,77	137,1	385,94
66	Рынок	0,25	1072	268	0,75	201	268	201	335
67	Бан.оз.ком	0,36	60	21,6	0,43	9,29	21,6	9,29	23,51
73	Школа	0,25	700	175	0,38	66,5	175	66,5	187,21
77	КБО	0,25	1310	327,72	0,38	124,54	327,72	124,5	350,59
78	КБО	0,25	1310	327,72	0,38	124,54	327,72	124,5	350,59
79	Универсам	0,25	1559,8	389,95	0,75	292,46	389,95	292,5	487,44
80	Гаражи	0,02	1500	30	0,3	9	30	9	31,321

2.2.2 Расчет осветительной нагрузки

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

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

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

Для примера рассчитаем освещение улицы Ленина:

$$P_{oc} = 0,94 \cdot 3,9 = 3,67 \text{ кВт.}$$

Результаты расчета осветительной нагрузки сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты расчета для уличного освещения

Название улицы	Длина /ширина, км	$P_{уд.ос}$ кВт/км	P_{oc} , кВт
Ленина	0,94 / 0,0075	3,9	3,67
Кручинина	0.46 /0,0075	3,9	1,79
Гагарина	1.02 / 0,0075	3,9	3,98
Ломоносова	0.93/0,0075	3,9	3,63
Лесная	1.02/0,0075	3,9	3,98
Зейская	0.65/0,0075	3,9	2.53
Подгорная	0.42/0,0075	3,9	1.64
40 лет Октября	0.42/0,0075	3,9	1.64

2.3 Расчет ЦЭН и выбор места расположения ЦРП, ТП

На сегодняшний день важнейшими задачами проектирования электроснабжения являются надежность и экономичность самой системы. Одним из способов решения является расчет центра электрических нагрузок (ЦЭН), который позволяет расположить центральную распределительную подстанцию (ЦРП), а также трансформаторную подстанцию и преобразовательную подстанции как можно ближе к центру питаемых ими

нагрузками. Грамотное расположение трансформаторной подстанции позволяет сократить протяженность линии, а значит и уменьшит необходимое количество расходного проводникового материалов, а также уменьшить потери в питающих и распределительных сетях электроснабжения данного проектируемого объекта.

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

Координаты центра нагрузок:

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

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

где P_{pi} – активная нагрузка здания, кВт;

x_i – координата на оси x, м;

y_i – координата на оси y, м.

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

На рисунке 4 поделим на области здания для расчета ЦЭН.

Группировка домов взята из учета приближенности домов, облегчений прокладки кабеля, и уменьшения размеров прокладываемого кабеля.

Распределение зданий по ТП приведено в таблице 7.

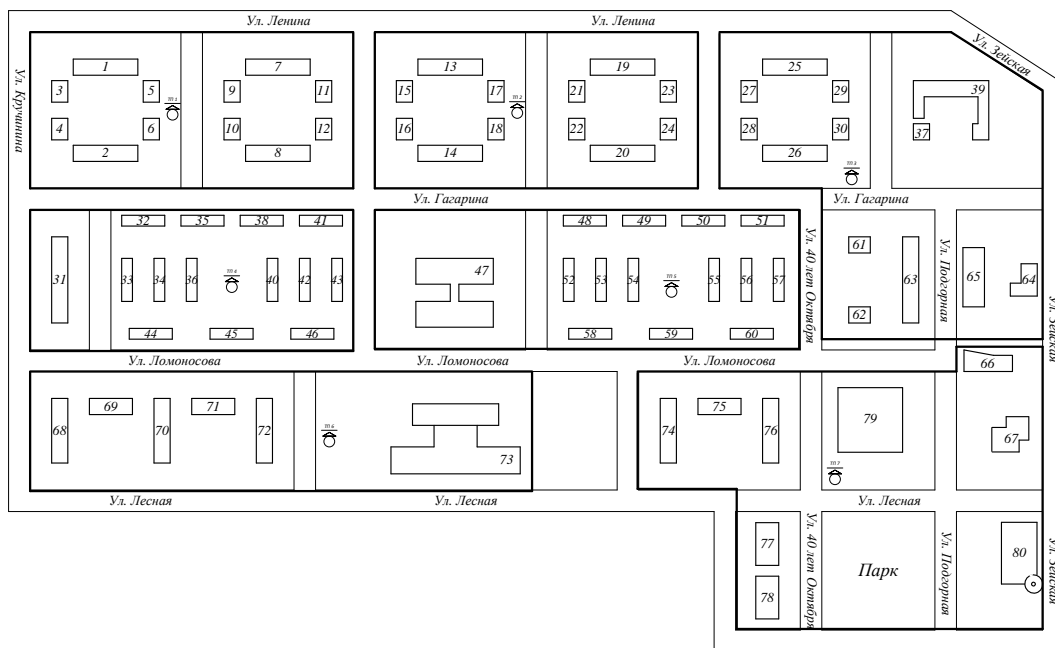


Рисунок 4 – План с областями нагрузок

Таблица 7 – Распределение зданий по ТП

№ ТП	Наименование зданий/номер на плане	P, кВт	Q, квар
1	2	3	4
ТП1	Жилой дом Н1	239,28	100,8
	Жилой дом Н2	239,28	100,8
	Жилой дом Н3	122,52	46,4
	Жилой дом Н4	122,52	46,4
	Жилой дом Н5	122,52	46,4
	Жилой дом Н6	122,52	46,4
	Жилой дом Н7	239,28	100,8
	Жилой дом Н8	239,28	100,8
	Жилой дом Н9	122,52	46,4
	Жилой дом Н10	122,52	46,4
	Жилой дом Н11	122,52	46,4
	Жилой дом Н12	122,52	46,4
ТП2	Жилой дом Н13	239,28	106
	Жилой дом Н14	239,28	106
	Жилой дом Н15	122,52	46,4

1	2	3	4
	Жилой дом Н16	122,52	46,4
	Жилой дом Н17	122,52	46,4
	Жилой дом Н18	122,52	46,4
	Жилой дом Н19	239,28	106
	Жилой дом Н20	239,28	106
	Жилой дом Н21	122,52	46,4
	Жилой дом Н22	122,52	46,4
	Жилой дом Н23	122,52	46,4
	Жилой дом Н24	122,52	46,4
ТПЗ	Жилой дом Н25	239,28	100,8
	Жилой дом Н26	239,28	100,8
	Жилой дом Н27	122,52	46,4
	Жилой дом Н28	122,52	46,4
	Жилой дом Н29	122,52	46,4
	Жилой дом Н30	122,52	46,4
	Поликлиника н37	69	17,25
	Поликлиника н39	207	51,75
	Жилой дом Н61	122,52	46,4
Жилой дом Н62	122,52	46,4	
Жилой дом Н63	271,41	118,92	
Столовая Н64	150	31,2	
КБО Н65	360,775	137,094	
ТП4	Жилой дом Н31	271,41	118,92
	Жилой дом Н32	100,8	20,16
	Жилой дом Н33	100,8	20,16
	Жилой дом Н34	100,8	20,16
	Жилой дом Н35	100,8	20,16
	Жилой дом Н36	100,8	20,16

1	2	3	4
	Жилой дом Н38	100,8	20,16
	Жилой дом Н40	100,8	20,16
	Жилой дом Н41	100,8	20,16
	Жилой дом Н42	100,8	20,16
	Жилой дом Н43	100,8	20,16
	Жилой дом Н44	100,8	20,16
	Жилой дом Н45	100,8	20,16
	Жилой дом Н46	100,8	20,16
ТП5	Детский сад Н47	161	40,25
	Жилой дом Н48	100,8	20,16
	Жилой дом Н49	100,8	20,16
	Жилой дом Н50	100,8	20,16
	Жилой дом Н51	100,8	20,16
	Жилой дом Н52	100,8	20,16
	Жилой дом Н53	100,8	20,16
	Жилой дом Н54	100,8	20,16
	Жилой дом Н55	100,8	20,16
	Жилой дом Н56	100,8	20,16
	Жилой дом Н57	100,8	20,16
	Жилой дом Н58	100,8	20,16
	Жилой дом Н59	100,8	20,16
Жилой дом Н60	100,8	20,16	
ТП6	Жилой дом Н68	239,28	100,8
	Жилой дом Н69	182,76	74,3
	Жилой дом Н70	239,28	100,8
	Жилой дом Н71	182,76	74,3
	Жилой дом Н72	239,28	100,8
	Школа Н73	225	85,5

1	2	3	4
ТП7	Рынок Н66	268	201
	Баня Н67	21,6	9,288
	Жилой дом Н74	239,28	100,8
	Жилой дом Н75	182,76	74,3
	Жилой дом Н76	239,28	100,8
	КБО Н77	327,725	124,536
	КБО Н78	327,725	124,536
	Универсам Н79	389,95	292,462
	Гараж. комп. Н80	30	9

Данные для расчета ЦЭН берем в таблице 4, 5, 7, 8.

Для ВКР рассмотрим пример расчета ЦЭН ТП №6.

Координата мощности по x:

$$X_{a68} = 239.28 \times 0.03 = 7.178 \text{ км} \cdot \text{кВт};$$

$$X_{a69} = 182.76 \times 0.081 = 14.804 \text{ км} \cdot \text{кВт};$$

$$X_{a70} = 239.28 \times 0.1325 = 31.705 \text{ км} \cdot \text{кВт};$$

$$X_{a71} = 182.76 \times 0.184 = 33.628 \text{ км} \cdot \text{кВт};$$

$$X_{a72} = 239.28 \times 0.2353 = 56.303 \text{ км} \cdot \text{кВт};$$

$$X_{a73} = 225 \times 0.4274 = 96.165 \text{ км} \cdot \text{кВт}.$$

Координата мощности по y:

$$Y_{a68} = 239.28 \times 0.03 = 95.712 \text{ км} \cdot \text{кВт};$$

$$Y_{a10} = 182.76 \times 0.375 = 68.535 \text{ км} \cdot \text{кВт};$$

$$Y_{a70} = 239.28 \times 0.4 = 95.712 \text{ км} \cdot \text{кВт};$$

$$Y_{a71} = 182.76 \times 0.376 = 68.718 \text{ км} \cdot \text{кВт};$$

$$Y_{a72} = 239.28 \times 0.4 = 95.712 \text{ км} \cdot \text{кВт};$$

$$Y_{a73} = 225 \times 0.403 = 90.675 \text{ км} \cdot \text{кВт}.$$

Координата центра нагрузок по x:

$$X_{\text{ЦЭН88}} = \frac{7.178+14.804+31.705+33.628+56.303+96.165}{239.28+182.76+239.28+182.76+239.28+225} = 0.183 \text{ км.}$$

Координата центра нагрузок по y:

$$Y_{\text{ЦЭН88}} = \frac{95.712+68.535+95.712+68.718+95.712+90.675}{239.28+182.76+239.28+182.76+239.28+225} = 0.394 \text{ км.}$$

Для других ТП произведем аналогичный расчет.

Расчет ЦЭН сведен в таблицу 8.

Таблица 8 – Расчет ЦЭН микрорайона ГПЗ

Наименование электро-приемников	P, кВт	Q, квар	Координаты		Расчеты	
			X	Y	P·X	P·Y
1	2	3	4	5	6	7
Жилой дом Н1	239.28	100.8	0.027	0.035	6.461	8.375
Жилой дом Н2	239.28	100.8	0.076	0.123	18.185	29.431
Жилой дом Н3	122.52	46.4	0.03	0.06	3.676	7.351
Жилой дом Н4	122.52	46.4	0.03	0.1	3.676	12.252
Жилой дом Н5	122.52	46.4	0.123	0.06	15.07	7.351
Жилой дом Н6	122.52	46.4	0.123	0.1	15.07	12.252
Жилой дом Н7	239.28	100.8	0.249	0.035	59.581	8.375
Жилой дом Н8	239.28	100.8	0.249	0.123	59.581	29.431
Жилой дом Н9	122.52	46.4	0.203	0.06	24.872	7.351
Жилой дом Н10	122.52	46.4	0.203	0.1	24.872	12.252
Жилой дом Н11	122.52	46.4	0.295	0.06	36.143	7.351
Жилой дом Н12	122.52	46.4	0.295	0.1	36.143	12.252
ТП 1					356.588	180.748
Жилой дом Н13	239.28	106	0.422	0.035	100.976	8.375
Жилой дом Н14	239.28	106	0.422	0.123	100.976	29.431
Жилой дом Н15	122.52	46.4	0.376	0.06	46.068	7.351
Жилой дом Н16	122.52	46.4	0.376	0.1	46.068	12.252
Жилой дом Н17	122.52	46.4	0.468	0.06	57.339	7.351

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7
Жилой дом Н18	122.52	46.4	0.468	0.1	57.339	12.252
Жилой дом Н19	239.28	106	0.595	0.035	142.372	8.375
Жилой дом Н20	239.28	106	0.595	0.123	142.372	29.431
Жилой дом Н21	122.52	46.4	0.549	0.06	67.263	7.351
Жилой дом Н22	122.52	46.4	0.549	0.1	67.263	12.252
Жилой дом Н23	122.52	46.4	0.641	0.06	78.535	7.351
Жилой дом Н24	122.52	46.4	0.641	0.1	78.535	12.252
ТП2					985.107	154.025
Жилой дом Н25	239.28	100.8	0.768	0.035	183.767	8.375
Жилой дом Н26	239.28	100.8	0.768	0.123	183.767	29.431
Жилой дом Н27	122.52	46.4	0.722	0.06	88.459	7.351
Жилой дом Н28	122.52	46.4	0.722	0.1	88.459	12.252
Жилой дом Н29	122.52	46.4	0.814	0.06	99.731	7.351
Жилой дом Н30	122.52	46.4	0.814	0.1	99.731	12.252
Поликлиника н37	69	17.25	0.895	0.1	61.755	6.9
Поликлиника н39	207	51.75	0.931	0.06	192.717	12.42
Жилой дом Н61	122.52	46.4	0.833	0.214	102.059	26.219
Жилой дом Н62	122.52	46.4	0.833	0.284	102.059	34.796
Жилой дом Н63	271.41	118.92	0.885	0.249	240.198	67.581
Столовая Н64	150	31.2	1.001	0.249	150.15	37.35
КБО Н65	360.775	137.094	0.947	0.246	341.654	88.751
ТП3					1935	351.029
Жилой дом Н31	271.41	118.92	0.03	0.249	8.142	67.581
Жилой дом Н32	100.8	20.16	0.114	0.189	11.491	19.051
Жилой дом Н33	100.8	20.16	0.97	0.249	97.776	25.099
Жилой дом Н34	100.8	20.16	0.135	0.249	13.608	25.099
Жилой дом Н35	100.8	20.16	0.173	0.189	17.438	19.051

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7
Жилой дом Н36	100.8	20.16	0.173	0.249	17.438	25.099
Жилой дом Н38	100.8	20.16	0.234	0.189	23.587	19.051
Жилой дом Н40	100.8	20.16	0.234	0.249	23.587	25.099
Жилой дом Н41	100.8	20.16	0.292	0.189	29.434	19.051
Жилой дом Н42	100.8	20.16	0.271	0.249	27.317	25.099
Жилой дом Н43	100.8	20.16	0.308	0.249	31.046	25.099
Жилой дом Н44	100.8	20.16	0.122	0.303	12.298	30.542
Жилой дом Н45	100.8	20.16	0.203	0.303	20.462	30.542
Жилой дом Н46	100.8	20.16	0.284	0.303	28.627	30.542
Детский сад Н47	161	40.25	0.427	0.249	68.747	40.089
Жилой дом Н48	100.8	20.16	0.557	0.189	56.146	19.051
Жилой дом Н49	100.8	20.16	0.617	0.189	62.194	19.051
Жилой дом Н50	100.8	20.16	0.676	0.189	68.141	19.051
ТП4					362.253	386.008
Жилой дом Н51	100.8	20.16	0.735	0.189	74.088	19.051
Жилой дом Н52	100.8	20.16	0.541	0.249	54.533	25.099
Жилой дом Н53	100.8	20.16	0.573	0.249	57.758	25.099
Жилой дом Н54	100.8	20.16	0.606	0.249	61.085	25.099
Жилой дом Н55	100.8	20.16	0.687	0.249	69.25	25.099
Жилой дом Н56	100.8	20.16	0.719	0.249	72.475	25.099
Жилой дом Н57	100.8	20.16	0.752	0.249	75.802	25.099
Жилой дом Н58	100.8	20.16	0.562	0.303	56.65	30.542
Жилой дом Н59	100.8	20.16	0.643	0.303	64.814	30.542
Жилой дом Н60	100.8	20.16	0.725	0.303	73.08	30.542
ТП5					914.761	358.516
Жилой дом Н68	239.28	100.8	0.03	0.4	7.178	95.712
Жилой дом Н69	182.76	74.3	0.081	0.375	14.804	68.535

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7
Жилой дом Н70	239.28	100.8	0.1325	0.4	31.705	95.712
Жилой дом Н71	182.76	74.3	0.184	0.376	33.628	68.718
Жилой дом Н72	239.28	100.8	0.2353	0.4	56.303	95.712
Школа Н73	225	85.5	0.4274	0.403	96.165	90.675
ТП6					239.782	515.064
Рынок Н66	268	201	0.974	0.333	261.032	89.244
Баня Н67	21.6	9.288	0.995	0.408	21.492	8.813
Жилой дом Н74	239.28	100.8	0.652	0.4	156.011	95.712
Жилой дом Н75	182.76	74.3	0.703	0.376	128.48	68.718
Жилой дом Н76	239.28	100.8	0.755	0.4	180.656	95.712
КБО Н77	327.725	124.536	0.752	0.514	246.449	168.451
КБО Н78	327.725	124.536	0.752	0.568	246.449	186.148
Универсам Н79	389.95	292.462	0.855	0.3895	333.407	151.886
Гараж. комп. Н80	30	9	1.006	0.522	30.18	15.66
ТП7					1604	880.343

Получив координаты ТП, нанесем их на карту. Иногда при расчетах получается, что разместить данную подстанцию в том или ином месте из за технических или архитектурных причин нельзя, то тогда необходимо сместить в сторону наиболее приближенную к расчетам, туда, где есть возможность разместить без вреда и с минимальными потерями.

Получившиеся координаты внесем в таблицу 9.

Таблица 9 – Координаты ТП и ЦРП

Наименование ТП	Точка А	
	Х, км	У, км
1	2	3
ТП1	0.157	0.08
ТП2	0.508	0.08
ТП3	0.852	0.155

1	2	3
ТП4	0.229	0.244
ТП5	0.622	0.244
ТП6	0.183	0.394
ТП7	0.792	0.434
ЦРП1	0.506	0.223

2.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

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

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

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

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

Для особо важных потребителей необходимо предусмотреть резервирование.

2.5 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ

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

1600 и 2500 кВА.

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

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

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

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

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

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

Рассмотрим пример для расчета нагрузки ТП1-1-3-4

$$P_{P.L} = 239.28 + 122.52 + 122.52 = 484.32 \text{ кВт,}$$

$$Q_{P.L} = 100.8 + 46.4 + 46.4 = 193.6 \text{ квар.}$$

Расчет нагрузки линий 0,4 кВ приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Расчетная электрическая нагрузка линий до 1 кВ

Номер ТП	P, кВт	Q, квар
1	2	3
ТП1-1-3-4	484.32	193.6
ТП1-5-6-2	484.32	193.6
ТП1-9-10-8	484.32	193.6
ТП1-7-11-12	484.32	193.6
ТП2-13-16-15	484.32	193.6
ТП2-17-18-14	484.32	193.6
ТП2-21-22-20	484.32	193.6

1	2	3
ТП2-19-23-24	484.32	193.6
ТП3-26-28-27	484.32	193.6
ТП3-30-29-25	484.32	193.6
ТП3-37-39	262.2	65.55
ТП3-61-62-63	516.45	211.72
ТП3-65-64	480.775	162.054
ТП4-35-32-31	473.01	159.24
ТП4-45-36-34-44-33	504	100.8
ТП4-38-41-43	302.4	60.48
ТП4-40-42-46	302.4	60.48
Номер ТП	P, кВт	Q, кВАр
ТП5-49-48-47	241.64	56.378
ТП5-59-54-53-58-52	504	100.8
ТП5-50-51-57	302.4	60.48
ТП5-55-56-60	302.4	60.48
ТП6-70-69-68	661.32	275.9
ТП6-71-72	422.04	175.1
ТП6-73	225	85.5
ТП7-76-75-74	661.32	275.9
ТП7-79-67-56	621.63	460.692
Номер ТП	P, кВт	Q, кВАр
ТП7-77-78	655.45	249.072
ТП7-80	30	9

2.6 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ

Следующим этапом будет выбор сечения проводника линии на 0,4 кВ.

Выбор необходимого сечения проводника выбирается по нагрузке,

протекающей по данному проводнику.

1. Определение максимального расчетного тока, протекающего в линии

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

2. Определение расчетного тока с учетом 5 летней нагрузки:

$$I_{расч} = \alpha_i \alpha_T I_{P.L.норм}, \quad (14)$$

где α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки и коэффициент попадания максимума нагрузки линии в максимум нагрузки энергосистемы, примем 1,1 [4].

α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации, принимаем равным 1,05 [4].

3. По полученному значению расчетного тока выбираем сечение проводника.

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

$$I_{n/ав} \leq K \cdot I_{дл.доп}, \quad (15)$$

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

$I_{дл.доп}$ – длительно допустимый ток, А [4].

Поправочный коэффициент равен 1,29, так как фактическая температура

среды ниже минус 5 °С, нормированная температура среды равна плюс 25 °С согласно [3].

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{P_{P..Л.}^2 + Q_{P..Л.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (16)$$

Определим сечение кабеля для линии ТП1-1-3-4:

$$I_{P..Л.норм} = \frac{\sqrt{\frac{484.32^2}{2} + \frac{193.6^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 376.419 \text{ А},$$

$$I_{расч} = \alpha_i \alpha_T I_{P..Л.норм.} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 376.42 = 434.76 \text{ А}.$$

К установке выбирается кабель марки ВВГнг-НФ сечением 240 мм².

Проверяем сечение в послеаварийном режиме:

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{592,688^2 + 236^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 874.477 \text{ А}.$$

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

Потеря напряжения в линиях до 35 кВ определяется по формуле

$$\Delta U = \frac{I_{расч} \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\% , \quad (17)$$

где I – рабочий максимальный ток, А;

L – длина линии, км;

$U_{ном} = 380$ В – номинальное напряжение;

r_0 и x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивление, Ом/км;

φ – угол нагрузки, определяется в зависимости от соотношения по

формуле

$$\operatorname{tg} \varphi = Q/P. \quad (18)$$

$$\Delta U = \frac{217.382 \cdot 0.186 \cdot \sqrt{3}}{400} \cdot (0.1 \cdot \cos 0,2 + 0,059 \cdot \sin 0,2) \cdot 100\% = 2.01\% .$$

Условие соблюдается. Сечение проводника выбрано верно.

Аналогично определяем сечения остальных кабелей. Результаты расчета сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Марки и сечения кабелей

Участок сети	$I_{\text{расч}}, \text{ A}$	$I_{\text{дл.доп}}, \text{ A}$	Сечение, мм^2	Марка	$\Delta U, \%$
1	2	3	4	5	6
ТП1-1-3-4	376.419	377	185	ВВГ 4x185	2.01
ТП1-5-6-2	376.419	377	185	ВВГ 4x185	1.53
ТП1-9-10-8	376.419	377	185	ВВГ 4x185	1.94
ТП1-7-11-12	376.419	377	185	ВВГ 4x185	2.58
ТП2-13-16-15	376.419	377	185	ВВГ 4x185	2.01
ТП2-17-18-14	376.419	377	185	ВВГ 4x185	1.53
ТП2-21-22-20	376.419	377	185	ВВГ 4x185	1.94
ТП2-19-23-24	376.419	377	185	ВВГ 4x185	2.58
ТП3-26-28-27	376.419	377	185	ВВГ 4x185	2.01
ТП3-30-29-25	376.419	377	185	ВВГ 4x185	1.9
ТП3-37-39	195.05	295	120	ВВГ 4x120	1.16
ТП3-61-62-63	402.819	438	240	ВВГ 4x240	1.66
ТП3-65-64	366.15	377	185	ВВГ 4x185	2.112
ТП4-35-32-31	360.191	377	185	ВВГ 4x185	2.27
ТП4-45-36-34-44-33	370.934	377	185	ВВГ 4x185	2.06
ТП4-38-41-43	222.56	333	150	ВВГ 4x150	1.24
ТП4-40-42-46	222.56	333	150	ВВГ 4x150	0.92

1	2	3	4	5	6
ТП5-49-48-47	179.072	295	120	ВВГ 4x120	1.76
ТП5-59-54-53-58-52	370.934	377	185	ВВГ 4x185	2.17
ТП5-50-51-57	222.56	333	150	ВВГ 4x150	1.24
ТП5-55-56-60	222.56	333	150	ВВГ 4x150	0.96
ТП6-70-69-68	517.136	438	240	ВВГ 4x240	2.31
ТП6-71-72	329.755	377	185	ВВГ 4x185	0.85
ТП6-73	173.708	295	120	ВВГ 4x120	1.52
ТП7-76-75-74	517.136	438	240	ВВГ 4x240	2.72
ТП7-79-67-56	558.393	438	240	ВВГ 4x240	3.28
ТП7-77-78	506.032	438	240	ВВГ 4x240	1.55
ТП7-80	22.604	124	35	ВВГ 4x35	0.54

2.7 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ

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

$$P_{\Sigma P.L.} = \sum_{i=1}^n P_{P.L.}, \quad (19)$$

$$Q_{P.TП} = \sum_{i=1}^n Q_{P.L.} \quad (20)$$

Рассмотрим расчет электрических нагрузок на примере ТП № 1

$$P_{P.TП} = 568.16 + 568.16 + 568.16 + 568.16 = 2273,64 \text{ кВт};$$

$$Q_{P.TП} = 210.368 + 210.368 + 210.368 + 210.368 = 841.472 \text{ квар.}$$

Аналогично производится расчет для других ТП. Результаты расчета сведены в таблице 12.

Таблица 12 – Результат расчета нагрузок на стороне 0,4 кВ ТП

Номер ТП	$P_{P.ТП}$, кВт	$Q_{P.ТП}$, квар	$S_{P.ТП}$, кВА
ТП1	1937	774.421	2086
ТП1	1937	774.421	2086
ТП2	1937	774.421	2086
ТП3	2228	826.524	2376
ТП4	1582	381.128	1672
ТП5	1352	278.138	1379
ТП6	1308	536.534	1414
ТП7	1968	994.677	2205

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТП

3.1 Общие положения

Следующим этапом в проекте является выбор силового трансформатора.

Силовой трансформатор предназначен для изменения напряжения и тока с большого на меньшее и наоборот. Так как в работе строиться схема снабжения города, то соответственно и величины напряжения будут 10/0,4 кВ. Для расчета возьмем сеть 10 кВ, она надежнее, чем 6 кВ, меньше потерь. Для проектирования ВКР возьмем двухтрансформаторные подстанции, так как преобладает вторая категория и необходимы 2 независимые источники питания

Ниже на рисунке 5 изображен план ТП 10/0,4 кВ

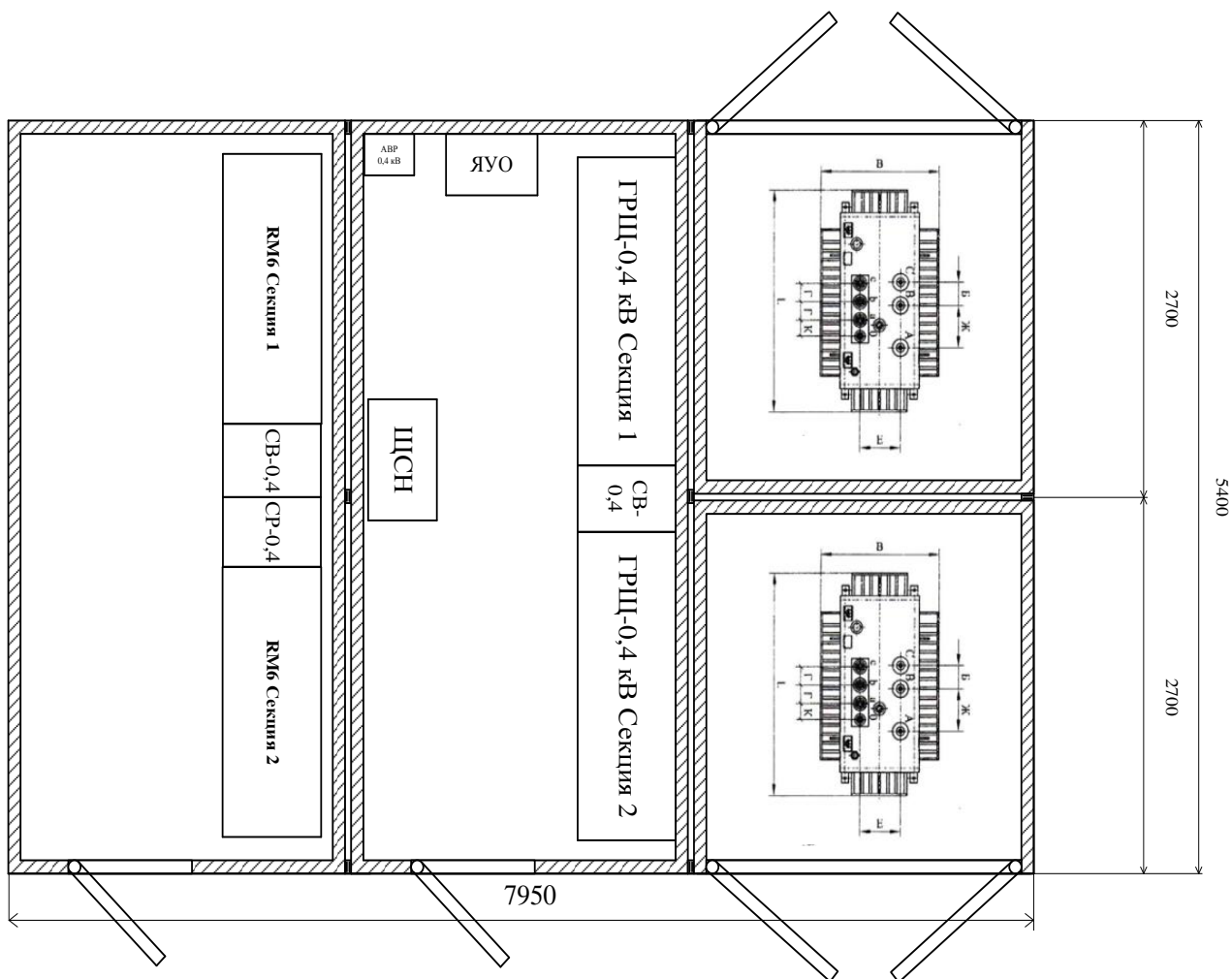


Рисунок 5 – ТП с двумя трансформаторами ТМГ-1600/10/0,4 кВ

3.2 Выбор трансформаторов на напряжение 10/0,4 кВ

Для выборов трансформатора исходными данными считаются реактивная и активная мощности на шинах 0,4 кВ.

$$S_{P.Tp} = \frac{\sqrt{(P_{P.TП})^2 + (Q_{P.TП})^2}}{K_3 \cdot N_T}, \quad (21)$$

где $K_3 = 0,75$ – коэффициент загрузки для жилого района, где преобладает вторая категория;

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

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

N_T – количество трансформаторов на ТП.

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

$$S_{T_{ном}} \geq S_{расч} \quad (22)$$

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

$S_{расч}$ – расчетная мощность, МВ·А.

Проверка коэффициента загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{3n/ав} = \frac{\sqrt{(P_{P.TП})^2 + (Q_{P.TП})^2}}{S_{T_{ном}} \cdot N_T} \quad (23)$$

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

Произведем выбор и проверку трансформаторов для ТП1:

$$S_{расчА1} = \frac{\sqrt{1937^2 + 774.4^2}}{0,7 \cdot 2} = 1491 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Для ТП принимается мощность силового трансформатора 1600 кВА.

Проверка коэффициентов загрузки:

$$K_{эп/ав88} = \frac{\sqrt{1937^2 + 774.4^2}}{1600} = 1.304 \leq 1,5$$

По рассчитанному коэффициенту загрузки видно, что трансформатор выбран правильно, и перевыбирать нет необходимости. По такому же алгоритму рассчитываем и для других ТП. В таблицу 13 приведены остальные выбранные трансформаторы и их рассчитанные коэффициенты загрузки

Таблица 13 – Мощности трансформаторов ТП

Номер ТП	$P_{р.ТП}$, кВт	$Q_{р.ТП}$, квар	$S_{расч.}$, кВА	$S_{т}$, кВА	$K_{з.Факт}$	$K_{зп.ав}$	Тип трансформатора ТП (2 на ТП)
ТП1	1937	774.421	2086	1600	0.652	1.304	ТМГ-1600/10/0.4
ТП2	1937	774.421	2086	1600	0.652	1.304	ТМГ-1600/10/0.4
ТП3	2228	826.524	2376	1600	0.743	1.485	ТМГ-1600/10/0.4
ТП4	1582	381.128	1672	1250	0.651	1.302	ТМГ-1250/10/0.4
ТП5	1352	278.138	1379	1000	0.689	1.379	ТМГ-1000/10/0.4
ТП6	1308	536.534	1414	1000	0.707	1.414	ТМГ-1000/10/0.4
ТП7	1968	994.677	2205	1600	0.689	1.378	ТМГ-1600/10/0.4

4 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ ТП

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

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

Схема ТП представлена на рисунке 6.

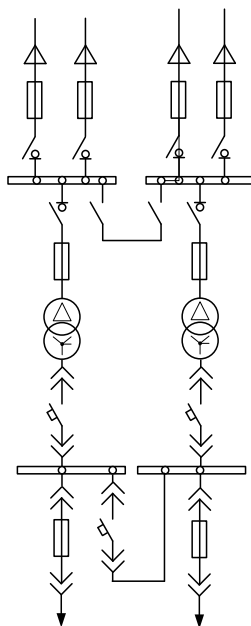


Рисунок 6 – Принципиальная схема ТП 10 кВ с двумя трансформаторами

Данная подстанция устанавливается на специальном фундаменте, чаще всего на бетонном. Ввод 10 кВ и щит 0,4 кВ обслуживают через двери отсеков. Осмотр и ремонт щита осуществляют со стороны камеры трансформатора.

Присоединение к кабельным сетям может быть выполнено транзитом.

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ

Потери мощности в линии определяются по следующей формуле:

$$\Delta P = \frac{(P_{\Sigma}^2 r + Q_{\Sigma}^2 r)}{U^2}, \quad (24)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{\Sigma}^2 x + Q_{\Sigma}^2 x)}{U^2}, \quad (25)$$

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

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

U – номинальное напряжение, кВ.

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

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (26)$$

где τ – время потерь, ч.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_i}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (27)$$

где T_i – число часов использования максимума нагрузки, ч.

Произведем расчет для линии 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ ТП1-1-3-4 по формулам:

$$\Delta P = \frac{568.16^2 \cdot 0,077 \cdot 0,186 + 210.37^2 \cdot 0,077 \cdot 0,186}{0.4^2} = 32.86 \text{ кВт/км},$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3979 \text{ ч},$$

$$\Delta W = 32.86 \cdot 3979 = 130.8 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Результаты определения потерь электроэнергии и мощности сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Определение потерь мощности и энергии в линии 0,4 кВ

Участок сети	P, кВт	Q, квар	F, мм ²	x	r	ΔP, кВт	ΔQ, квар
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП1-1-3-4	484.32	193.6	185	0.059	0.1	31.63	18.66
ТП1-5-6-2	484.32	193.6	185	0.059	0.1	24.14	14.25
ТП1-9-10-8	484.32	193.6	185	0.059	0.1	30.61	18.06
ТП1-7-11-12	484.32	193.6	185	0.059	0.1	40.64	23.98
ТП2-13-16-15	484.32	193.6	185	0.059	0.1	31.63	18.66
ТП2-17-18-14	484.32	193.6	185	0.059	0.1	24.14	14.25
ТП2-21-22-20	484.32	193.6	185	0.059	0.1	30.61	18.06
ТП2-19-23-24	484.32	193.6	185	0.059	0.1	40.64	23.98
ТП3-26-28-27	484.32	193.6	185	0.059	0.1	31.46	18.56
ТП3-30-29-25	484.32	193.6	185	0.059	0.1	27.65	26.52
ТП3-37-39	262.2	65.55	120	0.06	0.154	10.19	3.97
ТП3-61-62-63	516.45	211.72	240	0.058	0.077	26.54	19.98
ТП3-65-64	480.77	162.05	185	0.059	0.1	32.66	19.27
ТП4-35-32-31	473.01	159.24	185	0.059	0.1	34.56	20.39
ТП4-45-36-34-44-33	504	100.8	185	0.059	0.1	33.52	19.78
ТП4-38-41-43	302.4	60.48	150	0.059	0.124	12.31	5.86
ТП4-40-42-46	302.4	60.48	150	0.059	0.124	9.13	4.35
ТП5-49-48-47	241.64	56.378	120	0.06	0.154	14.22	5.54
ТП5-59-54-53-58-52	504	100.8	185	0.059	0.1	35.17	20.75

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП5-50-51-57	302.4	60.48	150	0.059	0.124	12.38	5.89
ТП5-55-56-60	302.4	60.48	150	0.059	0.124	9.58	4.56
ТП6-70-69-68	661.32	275.9	240	0.058	0.077	47.2	35.55
ТП6-71-72	422.04	175.1	185	0.059	0.1	11.74	6.23
ТП6-73	225	85.5	120	0.06	0.154	11.82	4.61
ТП7-76-75-74	661.32	275.9	240	0.058	0.077	55.6	41.88
ТП7-79-67-56	621.63	460.69	240	0.058	0.077	70.3	52.95
ТП7-77-78	655.45	249.07	240	0.058	0.077	31.23	23.53
ТП7-80	30	9	35	0.064	0.53	0.59	0.07

Потери мощности в трансформаторах определяются по следующим формулам:

$$\Delta P = \frac{(P_{P.L.}^2 R + Q_{P.L.}^2 R)}{U^2}, \quad (28)$$

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

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

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

U – номинальное напряжение, кВ.

Произведем расчет потерь для ТП1

$$\Delta P = \frac{(1937^2 + 774.4^2)}{10^2} \cdot 0.35 = 15.3 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q = \frac{(1937^2 + 774.4^2)}{10^2} \cdot 2 = 87.1 \text{ квар.}$$

Результаты потерь мощности сведем в таблицу 15.

Таблица 15 – Потери мощности в трансформаторах ТП

Номер ТП	$P_{P.ТП}$, кВт	$Q_{P.ТП}$, квар	S_{T} , КВА	ΔP , кВт	ΔQ , квар
ТП1	1937	774.421	1600	15.3	87.1
ТП2	1937	774.421	1600	15.3	87.1
ТП3	2228	826.524	1600	19.85	113.2
ТП4	1582	381.128	1250	13.98	67.4
ТП5	1352	278.138	1000	11.6	60.69
ТП6	1308	536.534	1000	12.2	63.83
ТП7	1968	994.677	1600	17.1	123.8

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 ЦРП мы используем петлевые схемы питания, которые в нормальном режиме разомкнуты в точке потококораздела, а также лучевые схемы. В данном проекте я использую лучевую схему

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.

$$P_{ТП.ВН} = P_{Р.Л} + \Delta P, \quad (30)$$

$$Q_{ТП.ВН} = Q_{неск.ТП} + \Delta Q. \quad (31)$$

Произведем расчет для ТП 10/0,4 кВ ГП1

$$P_{ТП.ВН} = 2273.64 + 9.96 = 2283.6 \text{ кВт};$$

$$Q_{ТП.ВН} = 841.472 + 99.34 = 940.812 \text{ квар}.$$

Результаты расчета для остальных трансформаторных подстанций сведем в таблицу 16.

Таблица 16 – Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП

Номер ТП	$P_{Р.ТП}$, кВт	$Q_{Р.ТП}$, квар	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$P_{ТП.ВН}$, кВт	$Q_{ТП.ВН}$, квар
1	2	3	4	5	6	7
ТП1	1937	774.421	15.3	87.1	1.953	8.615
ТП2	1937	774.421	15.3	87.1	1.953	8.615

1	2	3	4	5	6	7
ТП3	2228	826.524	19.85	113.2	2.248	9.397
ТП4	1582	381.128	13.98	67.4	1.596	4.484
ТП5	1352	278.138	11.6	60.69	1.362	3.388
ТП6	1308	536.534	12.2	63.83	1.321	6
ТП7	1968	994.677	17.1	123.8	1.985	1.118

6.2 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ

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

$$P_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n P_{ТП.ВН} \quad (32)$$

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

где k_y – коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов; $k_y = 0,7$.

$$P_{Л.10} = 0,7 \cdot \left(\frac{1,953 + 1,953 + 2,248 + 1,596 +}{1,362 + 1,321 + 1,985} \right) = 8,692 \text{ кВт},$$

$$Q_{Л.10} = 0,7 \cdot \left(\frac{8,615 + 8,615 + 9,397 + 4,484 +}{3,388 + 6 + 1,118} \right) = 3,618 \text{ квар}.$$

6.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

Для сетей систем электроснабжения города требования условия выбора и выполнения их такие же, как условия выбора и требования для схем

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

Применяют схемы:

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

В работе применяется в лучевая схема электроснабжения города.

6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ

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

Определение максимального тока, протекающего в линии:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{P.L.}^2 + Q_{P.L.}^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (34)$$

где U_H – напряжение сети, В; $U_H = 10$ кВ;

$Q_{P.L.}$ и $P_{P.L.}$ – активная и реактивная нагрузка линии в рассматриваемом

участке линии, квар, кВт.

Далее по условию выбора проводника проверяем его на длительно допустимый ток

$$I_{дл.доп} \geq K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_{р.маx}, \quad (35)$$

где $I_{дл.доп}$ – длительно допустимый ток для данного участка проектируемой линии [4], А;

K_1 – коэффициент снижения токовой нагрузки в зависимости от количество кабелей в траншее;

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

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

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

По полученному значению расчетного тока выбирается сечение проводника [4].

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

Проведится расчет для линии ЦРП1-ТП2-ТП1 и найдем максимальный ток протекающий в этой линии.

$$I_{р.л.маx} = \frac{\sqrt{1953.23^2 + 861.48^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 61.6 \text{ А,}$$

$$I_{р.маx} = 1.05 \times 1.1 \times 61.6 = 71.158 \text{ А,}$$

$$195 \geq 142.316 \text{ А.}$$

По получившимся данным выбирается АПвПуг сечением 70 мм².

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

$$I_{n/ав. max} = \frac{\sqrt{(1953)^2 + (861.48)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 123.217 \text{ А,}$$

$$157 \geq \frac{0,9 \cdot 123.217}{0,95 \cdot 1 \cdot 0,9}.$$

Выбранный кабель прошел проверку на режим послеаварийного тока.

Теперь необходимо проверить его на разность напряжения.

$$\Delta U = \frac{142.316 \cdot 0.747 \cdot \sqrt{3}}{10000} \cdot (0.37 \cdot 0.915 + 0.067 \cdot 0.404) \cdot 100\% = 0.47\% .$$

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

Теперь оставшиеся расчеты внесем в таблицу 17.

Таблица 17 – Расчет сечений кабеля 10 кВ

Участок сети	L, м	I _{расч} А	I _{пав} А	I _{дл.д} оп А	F, мм ²	Марка
ЦРП1-ТП2-ТП1	522	61.61	123.22	157	50	АПвПуг 3x50/16
ЦРП1-ТП3	400	140.66	281.32	195	70	АПвПуг 3x70/16
ЦРП1-ТП4-ТП6	563	89.47	178.94	157	50	АПвПуг 3x50/16
ЦРП1-ТП5-ТП7	604	110.11	152.53	195	70	АПвПуг 3x70/16

6.5 Расчет электрических нагрузок ЦРП

Для расчета электрических нагрузок на шинах ЦРП необходимо просуммировать нагрузки ЦРП и потери мощности в линиях. Результаты расчета сведем в таблицу 18.

Сумма потерь мощности во всей схеме равна:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta P_i , \tag{36}$$

Таблица 18 – Потери мощности в линиях 10 кВ

Участок сети	L, м	ΔP , кВт	ΔQ , квар	ΔW , МВт·ч
ЦРП1-ТП2	2x170	3.02	0.93	12.02
ТП2-ТП1	2x352	1.56	0.48	6.22
ЦРП1-ТП3	2x400	3.14	0.72	12.52
ЦРП1-ТП4	2x317	5.63	1.02	22.42
ТП4-ТП6	2x246	0.96	0.17	3.81
ЦРП1-ТП5	2x228	4.03	0.93	16.02
ТП5-ТП7	2x376	2.59	0.6	10.3

$$\Delta Q_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta Q_i, \quad (37)$$

$$\Delta P_{\Sigma} = (3.02 + 1.56 + 3.14 + 5.63 + 0.96 + 4.03 + 2.59) = 20.93 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = (0.93 + 0.48 + 0.72 + 1.02 + 0.17 + 0.93 + 0.6) = 4.85 \text{ квар}.$$

Электрические нагрузки на стороне 10 кВ ЦРП будут определяться:

$$P_{PI.10} = P_{Л.10} + \Delta P_{\Sigma}, \quad (38)$$

$$Q_{PI.10} = Q_{Л.10} + \Delta Q_{\Sigma}, \quad (39)$$

$$P_{PI.10} = 8692 + 20.93 = 9712.93 \text{ кВт},$$

$$Q_{PI.10} = 3618 + 4.85 = 3622.85 \text{ квар}.$$

7 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ ЦРП

Распределительное устройство 10 кВ выполняется в виде двух секций шин, секционированной выключателем с устройством АВР, и установке комплектных распределительных устройств КРУ различных производителей. Как правило, распределительный пункт выполняется без трансформации напряжения, однако, в нашем случае распределительная подстанция совмещена с трансформаторной подстанцией. Схемы подстанций должны быть составлены таким образом, чтобы была возможность их постепенного расширения и соблюдения требований необходимой релейной защиты и автоматики. Схема показана на рисунке 7.

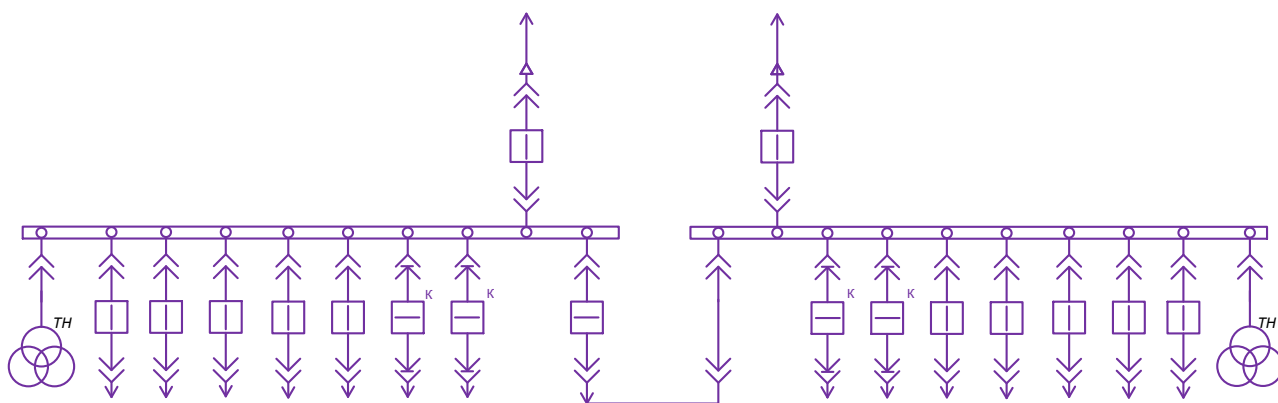


Рисунок 7 – Электрическая схема ЦРП

На ЦРП применена секционированная система шин. Секционный выключатель в нормальном режиме обычно отключен, что обеспечивает снижение токов короткого замыкания. Распределительное устройство выполнено в виде шкафов КРУ. Шкафы комплектного распределительного устройства содержат в себе выключатель, трансформаторы тока и напряжения, устройства релейной защиты, автоматики и приборы измерения. Шкафы КРУ собираются и комплектуются на заводе изготовителе, оборудованием разных фирм, по желанию заказчика. Применение комплектных распределительных устройств позволяет добиться удобства монтажа и обслуживания.

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

8.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

В высоковольтной сети на высокой стороне токи КЗ определяют в следующих точках: на шинах ЦРП, на шинах напряжения самой удаленной ТП, а также на шинах расчетной ТП. В таких расчетах основное напряжение следует принять равным 1,05 от номинального.

Теперь определим ток двухфазного КЗ

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (40)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (41)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (42)$$

Постоянная времени затухания определяется по формуле:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} \quad (43)$$

Трехфазное короткое замыкание определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (44)$$

где Z – полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{(\sum x_{л} + x_{сис})^2 + (\sum r_{л})^2}. \quad (45)$$

На рисунках 8, 9, 10, 11 указана схема для расчёта токов КЗ.

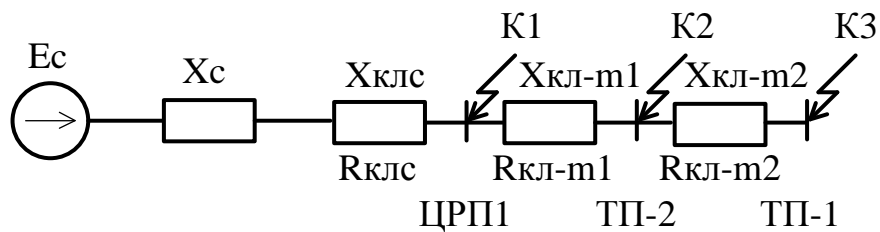


Рисунок 8 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

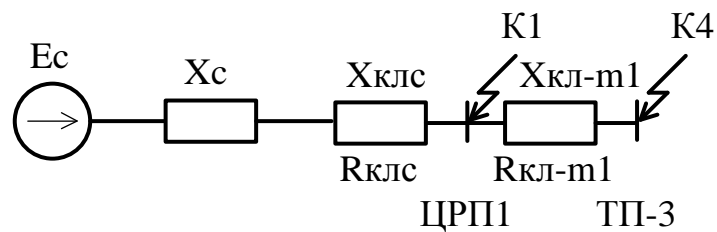


Рисунок 9 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

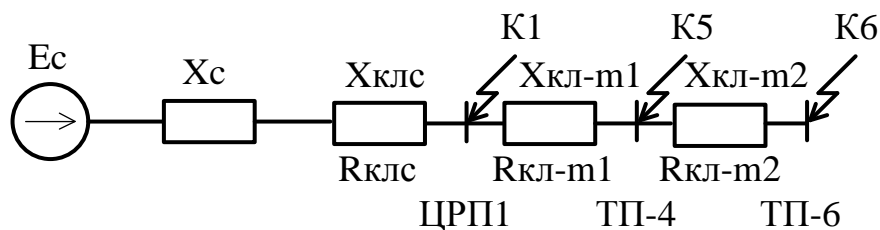


Рисунок 10 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

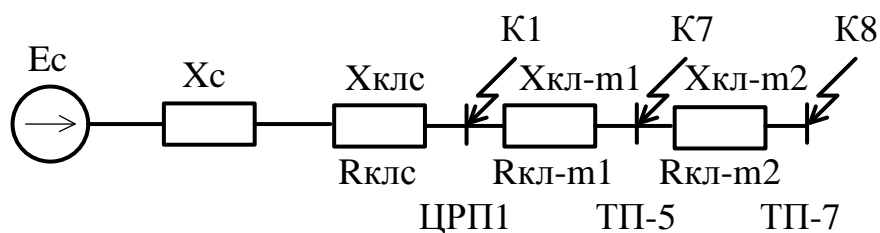


Рисунок 11 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

Приводится пример расчета точки К1, которая расположена на шинах распределительного пункта.

ЦРП1:

$$X_C = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 7,08} = 0,856 \text{ Ом},$$

$$X_{L1} = 0,856 + 0,095 = 0,951 \text{ Ом},$$

$$Z = \sqrt{(0,095)^2 + 0,84^2} = 1,269 \text{ Ом},$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,269} = 4,777 \text{ кА},$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,777 = 4,137 \text{ кА},$$

$$T_{a1} = \frac{0,951}{314 \cdot 0,84} = 0,0036 \text{ с},$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0036}} = 1,062,$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,062 \cdot 4,777 = 7,18 \text{ кА}.$$

Для остальных точек расчет приведен в приложении А.

В таблице 19 сведены расчеты остальных точек КЗ.

Таблица 19 – Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

Точка КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	$I_{\kappa}^{(2)}$, кА	T_a , с	$k_{y\partial}$	$i_{y\partial}$, кА
1	2	3	4	5	6
К1	4.777	4.137	0.0036	1.062	7.178
К2	4.555	3.945	0.0034	1.053	6.785

1	2	3	4	5	6
К3	4.454	3.857	0.00332	1.049	6.61
К4	4.461	3.863	0.00328	1.048	6.609
К5	4.442	3.847	0.00323	1.045	6.568
К6	4.265	3.693	0.00307	1.039	6.265
К7	4.533	3.926	0.00333	1.05	6.729
К8	4.257	3.687	0.00307	1.039	6.254

8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, и в конце каждой отходящей линии. В таких расчетах основное напряжение следует принять равным 1,05 от номинального [2].

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

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (46)$$

где Z – полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Ток однофазного короткого замыкания будем определять методом симметричных составляющих:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}{z_0}, \quad (47)$$

где z_0 – сопротивление однофазному короткому замыканию, Ом.

Полное сопротивление однофазного КЗ определяется как:

$$z_0 = \sqrt{(r_{III} + r_{OI} + r_{HI})^2 + (x_{III} + x_{OI} + x_{HI})^2}, \quad (48)$$

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

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

r_{HI} , x_{HI} – активное и реактивное сопротивление нулевой последовательности, Ом.

Произведем расчет для ТП1, питающаяся от ЦРП.

Расчетная схема показана на рисунке 12.

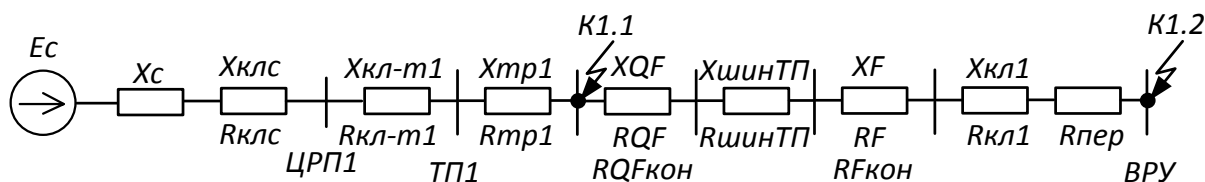


Рисунок 12 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Для примера производится расчет токов КЗ для точек K1.0 и K1.1:

$$z_{к1}^{(3)} = \sqrt{\left(\begin{matrix} (x_c + x_{KLc-црп} + \\ x_{KLцрп-тп88} + x_{тп1}) \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} \end{matrix} \right)^2 + \left((r_{KLc-црп} + r_{KLцрп-тп88} + r_{тп1}) \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} \right)^2} \quad (49)$$

$$z_{к1}^{(3)} = 0.053 \text{ мОм},$$

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

$$z_{к1.1}^{(3)} = \sqrt{\left(\begin{matrix} (x_c + x_{KLc-црп} + x_{KLцрп-тп88} \\ + x_{тп1}) \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} + x_{тп-88} \end{matrix} \right)^2 + \left((r_{KLc-црп} + r_{KLцрп-тп88} + r_{тп1}) \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} + r_{тп-88} \right)^2} \quad (50)$$

$$\text{ГДЕ } x_{ТП-1} = x_{ТП_{FQ}} + x_{ШИН_{КТП}} + x_{КЛ_F} + x_{КЛ_{ТП-1}} ;$$

$$r_{ТП-1} = r_{ТП_{FQ}} + r_{ТП_{FQ.КОН}} + r_{ШИН_{КТП}} + r_{КЛ_F} + r_{КЛ_{F.КОН}} + r_{КЛ_{ТП-1}} + r_{Пер} .$$

$$z_{к1.1}^{(3)} = 0,46 \text{ мОм},$$

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

Результаты остальных расчетов сведём в таблицу 20.

Таблица 20 – Результаты расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Точка КЗ	Место КЗ	$I_k^{(3)}$, кА	$I_{k.min}^{(1)}$, кА
1	2	3	4
К1.0	Шины 0.4	30.437	23.93
К1.1	ВРУ	0.61	1.808
К1.2	ВРУ	0.836	1.808
К1.3	ВРУ	1.882	1.808
К1.4	ВРУ	1.882	2.155
К2.0	Шины 0.4	35.281	34.59
К2.5	ВРУ	2.253	2.156
К2.6	ВРУ	2.253	2.156
К2.7	ВРУ	2.253	2.156
К2.8	ВРУ	2.253	2.156
К3.0	Шины 0.4	35.019	26.61
К3.9	ВРУ	2.251	2.155
К3.10	ВРУ	2.251	2.155
К3.11	ВРУ	1.357	1.314
К3.12	ВРУ	2.251	2.155
К3.13	ВРУ	1.896	1.821
К4.0	Шины 0.4	30.348	23.847
К4.14	ВРУ	2.23	2.135
К4.15	ВРУ	1.881	1.808
К4.16	ВРУ	1.609	1.552

1	2	3	4
К4.17	ВРУ	1.609	1.552
К5.0	Шины 0.4	24.967	20.701
К5.18	ВРУ	1.342	1.3
К5.19	ВРУ	2.201	2.109
К5.20	ВРУ	1.597	1.54
К5.21	ВРУ	1.597	1.54
К6.0	Шины 0.4	24.992	20.725
К6.22	ВРУ	2.201	2.11
К6.23	ВРУ	1.863	1.791
К6.24	ВРУ	1.342	1.301
К7.0	Шины 0.4	30.371	23.874
К7.25	ВРУ	2.23	2.136
К7.26	ВРУ	2.23	2.136
К7.27	ВРУ	2.23	2.136
К7.28	ВРУ	0.429	0.425

9 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Чтобы проверить кабель на термическую стойкость, по условию термической стойкости определяется минимальное сечение кабеля, следовательно, оно должно быть меньше, чем сечение для выбранного кабеля [1].

Определяется тепловой импульс по следующей формуле:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot [t_{откл} + T_a], \quad (51)$$

где $t_{откл} = t_{рз} + t_{откл.в}$;

$t_{рз}$ – время действия релейной защиты, с;

$t_{откл.в}$ – время отключения выключателя, с;

$$t_{откл.в} = 0,5 + 0,07 = 0,57 \text{ с.}$$

Постоянная времени вычисляется по величине сопротивлений до места КЗ:

$$T_a = \frac{\sum X}{\omega \cdot \sum R}, \quad (52)$$

$$T_a = 0,1 \text{ с.}$$

Также необходимо определить минимальное сечение кабеля, его мы определяем по условию термической стойкости, которую определим по следующей формуле:

$$S_{мер} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m}, \quad (53)$$

где C_m – коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ и материала проводника (для медных кабелей $C_m = 90 \text{ A}^2 \cdot \text{с}/\text{мм}^2$).

Для примера произведем расчет для проверки кабеля ЦРП 1 – ТП1.

$$B_k = 4,777 \cdot [0,57 + 0,01] = 2,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$S_{\text{тер}} = \frac{\sqrt{2,77 \cdot 10^3}}{90} = 58 \text{ мм}^2.$$

Кабель, для которого осуществлялась проверка, имеет сечение 95 мм^2 , больше 58 мм^2 , следовательно условие проверки выполняется, выбранный кабель проходит по термической стойкости. Остальные кабели в сети должны быть сечением не меньше 58 мм^2 .

10 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ ПО ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Выбранные сечения кабелей в сети 10 кВ, питающей между собой трансформаторные подстанции от ЦРП проходят проверку по допустимой потере напряжения, как и кабели в сети 0,4 кВ, проверенные в разделе 6. Отклонение напряжения не должно превышать $\pm 10\%$ в нормальном режиме. Результаты определения потерь в сети 10 кВ отображены в таблице 21.

Таблица 21 – Проверка допустимых потерь напряжения в сети 10 кВ

Кабель	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	L, км	ΔP , кВт	ΔU , %
ЦРП1-ТП2	0.195	0.06	2x170	4.04	0.337
ТП2-ТП1	0.195	0.06	2x352	2.09	0.337
ЦРП1-ТП3	0.265	0.061	2x400	3.9	0.292
ЦРП1-ТП4	0.067	0.37	2x317	6.84	0.549
ТП4-ТП6	0.067	0.37	2x246	1.18	0.549
ЦРП1-ТП5	0.265	0.061	2x228	4.39	0.431
ТП5-ТП7	0.265	0.061	2x376	2.78	0.431

Потери напряжения в сети 10 кВ не превышают допустимые отклонения.

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 ЦРП.

11.1 Выбор и проверка выключателей

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

Место расположения выключателей представлено на рисунке 13.

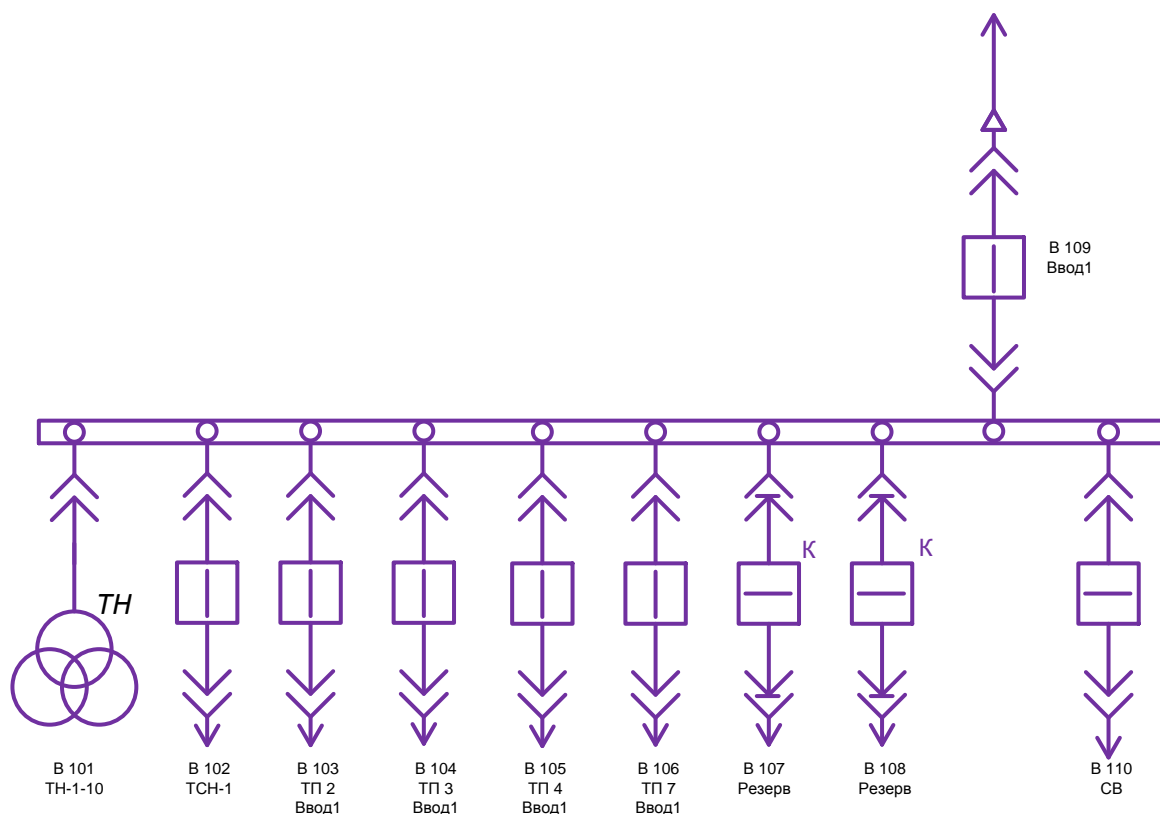


Рисунок 13 – Расположение выключателей

Выбор выключателя отходящих присоединений проведем на примере выключателя В 103, остальные выключатели выбираются аналогично.

Определим максимальное рабочее значение токов, проходящих через

выключатель В 103 на ЦРП:

$$I_{номQ3} = \frac{\sqrt{3875^2 + 1549^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 240,94 \text{ А.}$$

Выбираются вакуумные выключатели.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам [1]:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (54)$$

2) По длительному току:

$$I_{p.max} \leq I_{ном}. \quad (55)$$

3) По отключающей способности:

$$I_{п.0} \leq I_{откл.ном}. \quad (56)$$

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

$$4,777 \leq 20 \text{ кА.}$$

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot [t_{откл} + T_a], \quad (57)$$

где $t_{откл}$ – время отключения КЗ, с; принимается $t_{откл} = 0,57$ с.

$$B_k = 4,777^2 \cdot (0,57 + 0,06) = 14,37 \text{ кА}^2\text{с.}$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{к.в} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} , \quad (58)$$

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

$$B_K \leq B_{к.в} .$$

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

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

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

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

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА} .$$

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

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о} , \quad (60)$$

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot 5,63 = 7,96 \text{ кА} .$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных выключателя приведено в таблице 22.

Таблица 22 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВВ/TEL -10-20/630-У3	
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 240,94 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{уд} = 7,178 \text{ кА}$	$i_{скв} = 32 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.} = 14,37 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{но} = 5,63 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$I_{нт} = 5,63 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
$i_{ат} = 7,96 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 11,3 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

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.
- по термической стойкости:
- по вторичной нагрузке [1]:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (61)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом;

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

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

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

Выбирается ТОЛ-10УЗ, который предназначен для установки в КРУ, с первичным током 400 А.

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

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

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 23.

Таблица 23 – 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:

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

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

$$r_{\text{проб}} = \frac{1,6}{25} = 0,064 \text{ Ом.}$$

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S_{\text{min}}}, \quad (65)$$

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

S_{min} - минимальное сечение проводов.

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

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

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

Вторичная нагрузка z_2 :

$$Z_2 = 0,064 + 0,07 + 0,01 = 0,14 \text{ Ом.}$$

Проверка на термическую стойкость к токам КЗ по формуле (57):

$$B_k = 5,63^2 \cdot (0,57 + 0,06) = 18,1 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных трансформатора тока приведено в таблице 24.

Таблица 24 – Выбор трансформаторов тока ТОЛ-10УЗ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{\text{рmax}} = 387,62 \text{ А}$	$I_H = 400 \text{ А}$	$I_H \geq I_{\text{рmax}}$
$Z_{\text{Нр}} = 0,14 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{\text{Нр}}$
$B_K = 18,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{Кн}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{Кн}} \geq B_{\text{кр}}$
$I_{\text{уд}} = 14,71 \text{ А}$	$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

Выбранные трансформаторы тока полностью удовлетворяют условиям проверки.

11.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) устанавливаются в распределительных устройствах для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики. Класс точности для питания счетчиков равен 0,5.

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

Трансформаторы напряжения выбираются:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} , \quad (66)$$

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

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

Ниже приведена таблица нагрузок 25 и определена вторичная нагрузка.

Вторичная нагрузка трансформатора по формуле составит $S_{2\Sigma} = 33,4$ ВА.

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

Таблица 25 – 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	1	8
Варметр	СТ-3021	4	2	1	8
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	3,6	2	2	14,4
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	5	33,4

Выбираются трансформаторы напряжения НАМИ–10-95 УЗ. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 26.

Таблица 26 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для проверки выбора трансформаторов напряжения

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_p = 33,4 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H = 100 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H \geq S_p$

Выбранные трансформаторы напряжения полностью удовлетворяют условиям проверки.

11.4 Выбор и проверка предохранителей на 0,4 и на 10 кВ

Трансформаторы 10/0,4 в сельских и городских распределительных электрических сетях, как правило, защищаются плавкими предохранителями на стороне 10 кВ и весьма часто также плавкими предохранителями на стороне 0,4 кВ. [5].

На каждой ТП выбираем предохранители по расчетному току, для защиты распределительных линий 10 и 0,4 кВ, при условии:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР}, \quad (67)$$

где I_B – номинальный ток плавкой вставки предохранителя, А;

$I_{номПР}$ – номинальный ток предохранителя, А.

Расчетный ток для ТП1 определяем по формуле:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (68)$$

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

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

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{\frac{568.16^2}{2} + \frac{210.368^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 437.238 \text{ А.}$$

Выбирается плавкая вставка предохранителя на номинальный ток 600 А.

Выбирается предохранитель марки ПН2-600 [4].

Выбор предохранителя на стороне 0,4 кВ представлен в таблице 27.

Таблица 27 – Выбор предохранителей на стороне 0,4 кВ

Участок сети	$I_{расч}$, А	$I_{пл.вст}$, А	Марка предохранителя
1	2	3	4
ТП1-1-3-4	437.238	500	ПН2-600
ТП1-5-6-2	437.238	500	ПН2-600
ТП1-9-10-8	437.238	500	ПН2-600
ТП1-7-11-12	437.238	500	ПН2-600
ТП2-13-16-15	437.238	500	ПН2-600
ТП2-17-18-14	437.238	500	ПН2-600
ТП2-21-22-20	437.238	500	ПН2-600
ТП2-19-23-24	437.238	500	ПН2-600
ТП3-26-28-27	437.238	500	ПН2-600
ТП3-30-29-25	437.238	500	ПН2-600

1	2	3	4
ТП3-37-39	195.05	200	ПН2-250
ТП3-61-62-63	485.191	500	ПН2-600
ТП3-65-64	366.15	400	ПН2-400
ТП4-35-32-31	412.24	500	ПН2-600
ТП4-45-36-34-44-33	399.281	400	ПН2-400
ТП4-38-41-43	239.569	250	ПН2-250
ТП4-40-42-46	239.569	250	ПН2-250
ТП5-49-48-47	176.543	200	ПН2-250
ТП5-59-54-53-58-52	399.281	400	ПН2-400
ТП5-50-51-57	239.569	250	ПН2-250
ТП5-55-56-60	239.569	250	ПН2-250
ТП6-70-69-68	585.156	630	ПН2-600
ТП6-71-72	378.709	400	ПН2-400
ТП6-73	173.708	200	ПН2-250
ТП7-76-75-74	585.156	500	ПН2-600
ТП7-79-67-56	558.393	630	ПН2-600
ТП7-77-78	506.032	630	ПН2-600
ТП7-80	22.604	25	ПН2-100

Рассчитывается ток для ТП1 на стороне 10 кВ:

$$I_{расч} = \frac{1731}{\sqrt{3} \cdot 10} = 99.94 \text{ А.}$$

Для ТП1 выбирается плавкая вставка с номинальным током 100 А.

В этом случае выбирается предохранитель марки НПН2-100 [4]. Выбор предохранителя на стороне 10 кВ представлен в таблице 28.

Таблица 28 – Выбор предохранителя на стороне 10 кВ

Номер ТП	$I_{расч}, А$	$I_{пл.вст}, А$	Марка предохранителя
ТП1	99.94	100	ПКТ-103
ТП2	99.94	100	ПКТ-103
ТП3	109.702	150	ПКТ-104
ТП4	73.635	80	ПКТ-103
ТП5	60.273	80	ПКТ-103
ТП6	65.004	80	ПКТ-103
ТП7	94.768	100	ПКТ-103

Подробный расчет приведен в приложении А.

После выбора предохранителя необходимо проверить по следующим параметрам:

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

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

$$I_B \leq 3 \cdot I_{дл.доп}. \quad (69)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{но}^{(3)} \leq I_{отк}. \quad (70)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{но}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B. \quad (71)$$

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

11.5 Выбор комплектных распределительных устройств

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

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

На рисунке 11 показан внешний вид шкафа КРУ – СЭЩ серии 63.

Корпус шкафа представляет собой сборную объемную самонесущую конструкцию, изготовленную на высокоточном оборудовании методом холодной штамповки из высококачественного стального листа с алюмоцинковым антикоррозионным покрытием нейтралью [19].

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



Рисунок 14 – Внешний вид шкафа КРУ – СЭЩ серии 63

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

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

Проверка КРУ проводится таким же образом, как и для выключателя.

11.6 Выбор и проверка автоматических выключателей

На каждой ТП выбираем автоматических выключателей по расчетному току [4]:

$$I_{\text{ном. расц}} \geq I_p, \quad (72)$$

где I_p – максимальный рабочий ток, А.

Результаты расчета сведем в таблицу 29.

Таблица 29 – Выбор автоматических выключателей

№ ТП	$S_{ТП}$, кВА.	I_p , А	$I_{\text{ном. расц}}$, А	Марка выключателя
ТП1	1731	99.94	100	ВА52-39
ТП2	1731	99.94	100	ВА53-43
ТП3	1900	109.702	125	ВА53-43
ТП4	1275	73.635	80	ВА52-39
ТП5	1044	60.273	63	ВА52-39
ТП6	1126	65.004	8	ВА52-39
ТП7	1641	94.768	100	ВА54-59

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

12 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

В ВКР необходимо рассмотреть два важных вопроса:

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

12.1 Заземление КТП 10/0,4

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

Заземление бывает:

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

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

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

Каким будет заземление, зависит от нескольких факторов.

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

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

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

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

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

План заземляющего устройства КТП показан на рисунке 15.

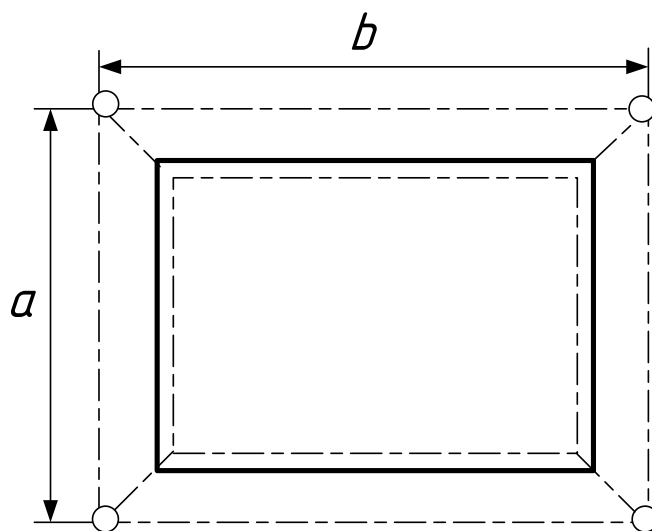


Рисунок 15 – План заземляющего устройства КТП

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

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

Конур расположи в земле на глубине 0,7 м.

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

Для горизонтального заземлителя примем полосовую сталь 4x40.

Сопротивление одиночного вертикального заземлителя находится по формуле:

$$R_{\text{верт}} = 0,036 \cdot \frac{\rho}{L} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot L}{d} + 0,5 \cdot \lg \frac{4t + L}{4t - L} \right), \quad (73)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, Ом·м;

L – длина заземлителя, м;

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

d – диаметр принимаемого заземлителя, м.

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

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (74)$$

где b – ширина стенки уголка, м.

$$d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475 \text{ м.}$$

Расстояние от поверхности земли до середины стержня:

$$t = \frac{L}{2} + t_{\text{зоп}}, \quad (75)$$

$$t = \frac{3}{2} + 0,7 = 1,5 + 0,7 = 2,2 \text{ м.}$$

Сопротивление одиночного вертикального заземлителя составит:

$$R_{\text{верт}} = 0,036 \cdot \frac{100}{3} \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,047} + 0,5 \cdot \lg \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 8,6 \text{ Ом.}$$

Сопротивление одиночного горизонтального заземлителя:

$$R_{\text{зоп}} = 0,036 \cdot \frac{\rho}{L_{\text{зоп}}} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot L_{\text{зоп}}^2}{b \cdot t} \right), \quad (76)$$

где b – ширина полосы, м;

$t_{гор}$ – глубина заложения, м;

$L_{гор}$ – длина горизонтального заземлителя, м.

Длина горизонтального заземлителя прямо пропорциональна периметру заземляющего устройства:

$$P = 2 \cdot ((a + 2) + (b + 2)), \quad (77)$$

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

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

$$R_{гор} = 0,036 \cdot \frac{100}{34.7} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 34.7^2}{0,04 \cdot 0,7} \right) = 5,14 \text{ Ом.}$$

Ориентировочное число вертикальных электродов:

$$n = \frac{R_{верт}}{R_з \cdot k_э}, \quad (78)$$

где $R_з$ – требуемое сопротивление заземлителя, Ом;

$k_э$ – коэффициент экранирования.

$$n = \frac{8,6}{4 \cdot 0,65} = 4$$

Сопротивление всей горизонтальной полосы определяется по формуле:

$$R_{гор.пол.} = \frac{R_{гор}}{k_{гор}}; \quad (79)$$

$$R_{гор.пол.} = \frac{5,15}{0,45} = 11,42 \text{ Ом.}$$

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

$$R'_{\text{верт}} = \frac{(R_{\text{гор.пол.}} \cdot R_3)}{(R_{\text{гор.пол.}} - R_3)}; \quad (80)$$

$$R'_{\text{верт}} = \frac{(11,42 \cdot 4)}{(11,42 - 4)} = 6,16 \text{ Ом.}$$

После этого пересчитываем число вертикальных стержней с учетом соединительной полосы:

$$n' = \frac{8,6}{6,16 \cdot 0,65} = 2,15$$

Действительное сопротивление вертикальных заземлителей:

$$R_{\text{верт.д}} = \frac{R_{\text{верт}}}{n' \cdot k_6}; \quad (81)$$

$$R_{\text{верт.д}} = \frac{6,16}{2,15 \cdot 0,65} = 4,41 \text{ Ом.}$$

Сопротивление всего заземляющего контура:

$$R_{3.д} = \frac{R_{\text{верт.д}} \cdot R_{\text{гор.пол.}}}{R_{\text{верт.д}} + R_{\text{гор.пол.}}}; \quad (82)$$

$$R_{3.д} = \frac{4,41 \cdot 11,42}{4,41 + 11,42} = 3,18 \text{ Ом.}$$

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

$$R_{з.д} \leq R_з.$$

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

12.2 Молниезащита ЦРП и ТП

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

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

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

13 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПОДСТАНЦИИ

13.1 Дифференциальная токовая защита трансформатора

Продольная дифференциальная токовая защита, действующая без выдержки времени на отключение повреждённого трансформатора от неповреждённой части электрической системы и других электроустановок с помощью выключателей. Такая защита выполняется на трансформаторах мощностью 6,3 МВ·А и более.

Трансформаторы тока для продольной дифференциальной токовой защиты устанавливаются с обеих сторон защищаемого трансформатора. Для двухобмоточных трансформаторов, имеющих схему соединения обмоток Y/Δ, вторичные обмотки трансформаторов тока на стороне высшего напряжения, как правило, соединяются в треугольник, а на стороне низшего напряжения в неполную звезду, при этом в дифференциальной цепи устанавливаются два реле.

Продольная дифференциальная токовая защита осуществляется с применением цифровых реле Сириус-Т, обладающих улучшенной отстройкой от бросков намагничивающего тока, переходных и установившихся токов небаланса.

Чувствительность дифференциальной защиты проверяется при КЗ на выводах с учётом влияния на ток, протекающий в реле регулирования напряжения (РПН) при работе устройства автоматического регулирования коэффициента трансформации.

Наименьшее значение коэффициента чувствительности – 2. Защита действует на отключение повреждённого трансформатора. Расчет выполняется в порядке показанном ниже.

Номинальный ток на рассматриваемой стороне трансформатора

$$I_{T.НОМ} = \frac{S_{T.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (83)$$

где $S_{T.HOM}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение соответствующей обмотки, кВ.

$$I_{T.HOM.BH} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 92,37 \text{ А};$$

$$I_{T.HOM.HH} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2309,4 \text{ А}.$$

Вторичные токи текущие в плечах дифференциальной защиты

$$I_{ВТОР.i} = \frac{k_{СХ} \cdot I_{T.HOM}}{n_{Ti}}, \quad (84)$$

где $k_{СХ}$ – коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ (присоединении обмоток в звезду $k_{СХ} = 1$; при соединении обмоток в треугольник $k_{СХ} = \sqrt{3}$;

n_{Ti} – коэффициент трансформации ТТ (300/5 = 60 – ВН, 3000/5 = 600 – НН).

$$I_{ВТОР.BH} = \frac{\sqrt{3} \cdot 92,37}{60} = 2,67 \text{ А};$$

$$I_{ВТОР.HH} = \frac{1 \cdot 2309,4}{600} = 3,85 \text{ А}.$$

Ток срабатывания защиты выбирается исходя из двух условий: отстройки от броска тока намагничивания и отстройки от максимального тока небаланса.

Отстройка от броска апериодического тока намагничивания

$$I_{С.З.} = k_H \cdot I_{T.HOM}, \quad (85)$$

где $I_{T.HOM}$ – номинальный ток силового трансформатора со стороны питания, А;

k_H – коэффициент надежности; $k_H = 1,1 \dots 1,5$.

$$I_{C.3.} = 1,5 \cdot 131,2 = 196,80 \text{ А.}$$

Отстройка от максимального тока небаланса

$$I_{C.3} = k_H \cdot I_{\text{НБ.МАКС}}, \quad (86)$$

где k_H – коэффициент надежности; $k_H = 1,3$;

$I_{\text{НБ.МАКС}}$ – максимальный ток небаланса, А.

$$I_{\text{НБ.МАКС}} = I_{\text{НБ}}^I + I_{\text{НБ}}^{II} + I_{\text{НБ}}^{III} + I_{\text{НБ}}^{IV}, \quad (87)$$

где $I_{\text{НБ}}^I$ – первая составляющая тока небаланса, обусловленная неидентичностью характеристик намагничивания трансформаторов тока, А;

$I_{\text{НБ}}^{II}$ – вторая составляющая тока небаланса, связанная с наличием у силовых трансформаторов устройств ОПН, А;

$I_{\text{НБ}}^{III}$ – третья составляющая тока небаланса, появляющаяся при равенстве вторичных токов в плечах защиты, А;

$I_{\text{НБ}}^{IV}$ – первая составляющая тока небаланса, обусловленная несоответствием расчетных чисел витков обмоток быстро насыщающегося трансформатора установленным, А.

Первая составляющая тока небаланса

$$I_{\text{НБ}}^I = k_a \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{РАСЧ}}^{(3)}, \quad (88)$$

где k_a – коэффициент, учитывающий наличие в токе КЗ апериодической составляющей;

$k_{\text{одн}}$ – коэффициент, учитывающий неоднотипность трансформаторов тока в схеме защиты;

ε – погрешность трансформаторов тока; принимается равной 0,1;

$I_{РАСЧ}^{(3)}$ – периодическая слагающая тока внешнего металлического трехфазного КЗ на стороне, противоположной источнику питания, А.

$$I_{НБ}^I = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 10390 = 1039,0 \text{ А.}$$

Вторая составляющая тока небаланса

$$I_{НБ}^{II} = \left(\frac{\Delta N_{\alpha} \%}{100} * k_{ток.\alpha} \right) * I_{РАСЧ}^{(3)}, \quad (89)$$

где $\Delta N_{\alpha} \%$ – пределы регулирования напряжения трансформатора;

$k_{ток.\alpha}$ – коэффициент токораспределения.

$$I_{НБ}^{II} = \left(\frac{16,02}{100} \cdot 1 \right) \cdot 10390 = 1664,5 \text{ А.}$$

Третья составляющая при использовании дифференциальной защиты с применением токовых реле не учитывается. Четвертую составляющую в первом цикле расчетов не учитывают.

$$I_{С.З.} = 1,3 \cdot (1039,0 + 1664,5) = 3514,6 \text{ А.}$$

Ток срабатывания $I_{СЗ}$ отстраивается от броска тока намагничивания

$$I_{СЗ} = 1,3 \cdot I_{НОМ}; \quad (90)$$

$$I_{СЗ} = 1,3 \cdot 131,2 = 170,6 \text{ А.}$$

Берется большее из двух значений тока срабатывания защиты, т.е.

$$I_{С.З.} = 3514,6 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле

$$I_{С.Р.} = \frac{k_{СХ} \cdot I_{С.З.}}{n_T} = \frac{1 \cdot 3514,5}{600} = 5,86 \text{ А.}$$

Ток в катушке реле в предположении, что он проходит по трансформаторам тока только на одной из сторон

$$I_{P.ПОЛН} = \frac{I_{КЗ.НН}^{(2)}}{n_{T.НН}}, \quad (91)$$

где $I_{КЗ.ВН}$ - ток протекающий при указанном повреждении по стороне высшего напряжения трансформатора и приведенный к соответствующей ступени напряжения, А;

$n_{T.ВН}$ - коэффициент трансформации трансформатора тока, установленного на высшем напряжении.

$$I_{P.ПОЛН} = \frac{3350}{60} = 55,8 \text{ А.}$$

Предварительная проверка на чувствительность

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{P.ПОЛН}}{I_{C.P.}}, \quad (92)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{55,8}{5,86} = 9,5 \geq 2.$$

13.2 Максимальная токовая защита трансформатора

Селективность действия максимальных токовых защит достигается с помощью выдержки времени.

Исходным для выбора тока срабатывания МТЗ является требование, чтобы она надежно работала при повреждениях на защищаемом участке, но в тоже время не действовала при максимальном рабочем токе нагрузки и

кратковременных перегрузках, вызванных пуском и самозапуском электродвигателей, а также нарушением нормального режима электрической сети.

На понижающих двухобмоточных трансформаторах максимальная токовая защита устанавливается со стороны питания и со стороны каждой секции .

Ток срабатывания защиты определяется по формуле

$$I_{C.3.} = \frac{K_H \cdot K_{CAM}}{K_B} \cdot I_{T.HOM.}, \quad (93)$$

где K_H – коэффициент надежности; $K_H = 1,3$;

K_{CAM} – коэффициент самозапуска; $K_{CAM} = 1,5 \div 2$;

K_B – коэффициент возврата для микропроцессорных реле; $K_B = 0,95$.

Выбор времени МТЗ

$$t_{зашц} = t_{Л} + \Delta t, \quad (94)$$

где $t_{Л}$ – наибольшая выдержка времени защиты присоединения, с;
которой ведется согласование, с;

Δt – ступень селективности для микропроцессорных защит, с;

$\Delta t = 0,25-0,3$ с.

Для оценки чувствительности защиты определяется коэффициент чувствительности

$$K_{\eta} = \frac{I_{КЗ.MIN}}{I_{C.3.}}, \quad (95)$$

где $I_{K3.MIN}$ – ток двухфазного короткого замыкания за трансформатором в минимальном режиме работы сети, А.

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5 при коротком замыкании в основной зоне и не менее 1,2 – при коротком замыкании в зоне резервирования.

Максимальная токовая защита на стороне 10 кВ

$$I_{C.з.} = \frac{1,3 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 131,2 = 269,31 \text{ А};$$

$$I_{C.P.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 269,31}{60} = 7,77 \text{ А};$$

$$K_{\eta} = \frac{3350}{269,31} = 12,4 \geq 1,5.$$

Время срабатывания защиты $t_{C.з.} = 1,25 + 0,25 = 1,5$ с.

В представленном выше расчете видно, что максимальная токовая защита удовлетворяет условиям чувствительности.

На стороне 10 кВ выбирается защита на базе блока микропроцессоров компании Сириус-Т.

13.3 Защита трансформатора от перегрузок

Защита от перегрузки трансформатора – на трансформаторах, находящихся под наблюдением оперативного персонала, защита от перегрузки выполняется действующей на сигнал посредством одного токового реле. Чтобы избежать излишних сигналов при КЗ и кратковременных перегрузках, в схеме релейной защиты предусматривается реле времени, обмотка которого должна быть рассчитана на длительное прохождение тока.

Защита от перегрузок устанавливается со стороны питания с одним токовым реле, включенным на ток любой фазы.

Ток срабатывания защиты равен (А):

$$I_{C.з.} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{T.HOM}, \quad (96)$$

где K_H – коэффициент надежности; $K_H = 1,05$.

Вторичный ток срабатывания защиты

$$I_{C.P.} = k_{CX} \cdot \frac{I_{C.З.}}{n_T}, \quad (97)$$

Производится расчет защиты от перегрузок.

$$I_{C.З.} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 131,2 = 145,01 \text{ А};$$

$$I_{C.P.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 145,01}{60} = 4,19 \text{ А}.$$

По найденному току выбираем уставку срабатывания 4,19 А. Время срабатывания защиты принимается равным $t_{C.З.} = 9$ с.

13.4 Газовая защита трансформатора

Основным элементом газовой защиты является газовое реле KSG, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. Устанавливаем на трансформатор реле РГЧЗ-66 с чашкообразными элементами.

В стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа BF80/Q. Реле имеет некоторые конструктивные особенности. Однако принцип действия его такой же, как и других газовых реле.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с ним защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых — не реагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может

быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

13.5 Защита отходящих линий

В системах электроснабжения токовая защита выполняется либо одноступенчатой (на основе максимальной токовой), либо двухступенчатой (на основе токовой отсечки без выдержки времени и максимальной токовой защиты).

Одноступенчатая защита на основе максимальной токовой с зависимой от тока характеристикой выдержки времени применяется наиболее часто для линий, питающих одну или несколько ТП 10/0,4 кВ, а также в тех случаях, когда обеспечивается лучшее согласование рассматриваемой защиты с защитами электроприемников. Защиту выполняем на базе блока микропроцессорной: «Сириус-В» – защита ввода; «Сириус-Л» – защита отходящей линии. Указанные устройства РЗА научно-производственного объединения фирмы «Радиус», г. Москва, являются современными цифровыми устройствами защиты и противоаварийной автоматики и представляют собой комбинированные многофункциональные приборы, объединяющие различные функции защиты, контроля, управления и сигнализации. Использование в устройствах современной микропроцессорной электронной базы обеспечивает высокую точность измерений и постоянство характеристик, что позволяет существенно повысить чувствительность и быстродействие защит, а также уменьшить ступени селективности.

Двухступенчатая токовая защита применяется для защиты линий, питающих ТП 10/0,4 кВ. Токовая отсечка (первая ступень) выполняется с использованием двух реле тока, промежуточного и указательного реле. Указательное реле отсечки обычно включают в цепь контакта выходного

промежуточного реле. Максимальная токовая (вторая ступень) защита выполняется с использованием двух реле тока, реле времени и указательного реле.

Расчет защит линий 10 кВ заключается в определении их параметров срабатывания при условии обеспечения требований селективности, необходимой скорости срабатывания и чувствительности.

Для определения параметров срабатывания определяют первичные токи, проходящие в месте установки защиты. Кроме указанных токов исходными данными для расчета являются: максимальный переходный ток нагрузки в защищаемой линии; коэффициенты трансформации и схемы соединения трансформаторов тока, к которым подключена защита; схема защиты; тип и характеристики защиты; параметры срабатывания защиты смежных элементов, получающих питание от защиты

По расчетным данным в послеаварийном режиме $I_{p.max}$ на участке ЦРП-ТП2 составляет 9,52 А; ток К.З. на шинах 10 кВ подстанции $I_{к.min}^{(2)} = 8,99$ кА; на шинах ТП7 - $I_{п0}^{(3)} = 10,28$ кА, $I_{к.min}^{(2)} = 8,48$ кА. Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты:

$$I_{с.з} \geq \frac{k_H}{k_B} \cdot I_{p.max}, \quad (98)$$

где $I_{p.max}$ – коэффициент надежности, обеспечивающий надежное несрабатывание (отстройку) защиты путем учета погрешности реле с необходимым запасом, для микропроцессорных защит равен 1,1), А;

$I_{p.max}$ – максимальный ток в линии, А;

k_B – коэффициент возврата токового реле, для микропроцессорных защит принимается равным 0,95;

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2}{0,95} \cdot 9,52 = 12,03 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле

$$I_{c.p} = \frac{k_{cx}}{k_T} \cdot I_{c.3}, \quad (99)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы, равный 1 при соединении ТТ в неполную звезду;

k_T – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Для установленных на отходящих КЛ 10 кВ трансформаторов тока типа ТОЛ-10 СЭЩ $I_{ном} = 10$ А

$$k_T = \frac{30}{5} = 6;$$

$$I_{c.p} = \frac{1}{6} \cdot 12,03 = 2,01 \text{ А.}$$

Для микропроцессорного реле выбираем уставку тока 0,68 А (уставку можно выставлять с точностью 0,01А). При выбранной уставке ток срабатывания защиты

$$I_{c.3} = \frac{I_{c.p} \cdot k_T}{k_{cx}}, \quad (100)$$

$$I_{c.3} = \frac{2,01 \cdot 6}{1} = 12,06 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности защиты в основной зоне $k_q \geq 1,5$

$$k_q = \frac{I_{к.min}^{(2)}}{I_{c.3}}, \quad (101)$$

где $I_{к.min}^{(2)}$ – минимальное значение двухфазного тока КЗ на шинах 10 кВ ТП2, кА;

$$k_q = \frac{8480}{12,06} = 703,15 \geq 1,5.$$

Указанное значение удовлетворяет условию чувствительности в основной зоне. Расчет уставок токовой отсечки.

Дополнительно к МТЗ применяется токовая отсечка (МТО). Ток срабатывания МТО выбирается по выражению

$$I_{с.з}^{ТО} = k_{отс} \cdot I_{п0}^{(2)}, \quad (102)$$

где $I_{п0}^{(2)}$ – действующее значение периодической составляющей двухфазного тока КЗ в конце основной зоны защиты (на шинах 10 кВ ТП2), А;

$k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,05-1,06.

$I_{с.з}^{ТО}$ должен удовлетворять условию [21]:

$$I_{с.з}^{ТО} \geq k_{нам} \cdot \sum I_{ном.т}, \quad (103)$$

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

$k_{нам}$ – коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания, принимаемый равным 5 [21].

Ток срабатывания МТО по выражению:

$$I_{с.з}^{ТО} = 1,05 \cdot 8,48 = 8,9 \text{ кА}.$$

Проверяется отстройка тока срабатывания защиты МТО от бросков тока намагничивания всех трансформаторов, питающихся от защищаемой линии по выражению

$$k_{нам} \cdot \sum I_{ном.т} = k_{нам} \cdot \frac{\sum S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 5 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1429,63 \text{ А};$$

$$8,48 \text{ кА} > 1,429 \text{ кА}.$$

Условие выполняется, следовательно, уставка выбрана верно.

Для установленных на отходящих КЛ 10 кВ трансформаторов тока типа ТЛК-10-У3 $I_{ном} = 30$ А

$$k_T = \frac{30}{5} = 6;$$

$$I_{с.р}^{ТО} = \frac{1}{6} \cdot 1429,6 = 238,27 \text{ А.}$$

Выбирается реле с уставкой тока 71,48 А. При выбранной уставке ток срабатывания защиты

$$I_{с.з} = \frac{I_{с.р}^{ТО} \cdot k_T}{k_{сх}} = \frac{238,27 \cdot 6}{1} = 4765,4 \text{ А;}$$

$$k_{ч} = \frac{8480}{4765,4} = 1,78 \geq 1,5.$$

В данном разделе выполняется расчет МТО и МТЗ для линий остальных линий, который аналогичен расчету релейной защиты вводов. Результаты занесены в таблице 30 (на базе блоков РЗиА «Сириус-В» и «Сириус-МЛ»).

Таблица 30 – Карта уставок ввода и отходящих линий

Участок	$K_{тт}$	$I_{с.з}$, А	$I_{с.р}$, А	k_T
ЦРП №1 – ТП2	15	58,58	3,91	75/5
ЦРП №1 – ТП3	15	58,58	3,91	75/5
ЦРП №1 – ТП4	6	29,17	4,86	30/5
ЦРП №1 – ТП5	6	12,02	2,00	30/5

14 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

14.1 Расчет капитальных вложений

Расчет капитальных вложений производим по укрупненным показателям. Вначале определим капитальные вложения по линиям с учетом коэффициента трассы. Расчет производим на год выполнения проекта, т. е. с помощью коэффициента инфляции на 2020 год ($K_{инфл} = 4,91$). Затем определим капитальные вложения по подстанциям.

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

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

$$K = K_{ПС} + K_{КЛ} . \quad (104)$$

Капиталовложения для схемы 1:

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

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

Среднюю стоимость комплектных трансформаторных подстанций приведем в таблице 31.

Таблица 31 – Средняя стоимость БКТП 10/0,4

2 БКТП-1000 10/0,4	2 БКТП-1250 10/0,4	2 БКТП-1600 10/0,4
450000 руб.	550000 руб.	600000 руб.

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{ТП} + K_{ПОСТ} , \quad (105)$$

Рассчитаем капиталовложения на сооружения ТП:

$$K_{ПС} = 9.486 \cdot 10^3 + 4,79 \cdot 10^3 + 1,4 \cdot 10^3 = 15,68 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

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

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

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

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

$$K_{КЛ} = K_{ст} \cdot K_{инф} \cdot K_{зон} \cdot l. \quad (106)$$

Капиталовложения на сооружение воздушных линий схемы 1:

$$K_{ВЛ} = 1.496 \cdot 1000 \cdot 4.91 \cdot 1,4 = 10.28 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

Таблица 32 – Результаты расчёта капиталовложений

Схема электроснабжения		
$K_{ПС}$, млн.руб.	$K_{ВЛ}$, млн.руб.	K , млн.руб.
15.68	10.28	25.96

14.2 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки находят по формуле [6]:

$$I = I_{АМ} + I_{РЭО} + I_{\Delta W}, \quad (107)$$

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

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

$I_{\Delta W}$ – затраты на передачу электроэнергии, тыс.руб.

Рассчитываются издержки:

$$I = 1.298 \cdot 10^3 + 1.007 \cdot 10^3 + 3.015 \cdot 10^6 = 3.017 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$I_{PЭО} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (108)$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ВЛ и ПС ($\alpha_{тэоВЛ} = 0,008$; $\alpha_{тэоПС} = 0,059$).

Рассчитаем издержки на эксплуатацию и ремонт схемы 8:

$$I_{PЭО} = 0.008 \cdot 10.28 \cdot 10^3 + 0.059 \cdot 15.68 \cdot 10^3 = 1.007 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы $T_{СЛ} = 20$ лет [6]:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}} \quad (109)$$

Найдём издержки на амортизацию для схемы 8:

$$I_{AM} = \frac{25.96 \cdot 10^3}{20} = 1.298 \cdot 10^3 \text{ руб.}$$

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

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (110)$$

Найдём издержки стоимости потерь электроэнергии для схемы 8:

$$I_{\Delta W} = 1,945 \cdot 10^6 \cdot 1,55 = 1,298 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

15 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

15.1 Безопасность

Для этого пункта мы рассмотрим охрану труда и технику безопасности при обслуживании различного электрооборудования.

Капитальный ремонт РУ выше 1000 В следует проводить, руководствуясь технологическими картами и проектом производства работ (ППР).

При ремонте РУ необходимо твердо знать меры безопасности при выполнении работ, а так же инструкции по обслуживанию оборудования.

Для безопасного проведения работ должны выполняться следующие организационные мероприятия:

- выдача наряда или распоряжения на производство работ;
- выдача разрешения на допуск;
- допуск;
- надзор при выполнении работ;
- перевод на другое рабочее место;
- оформление перерывов в работе, окончания работы.

Для подготовки рабочего места при работе, требующей снятия напряжения, должны быть выполнены в указанном порядке следующие технические мероприятия:

– проведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие ошибочному или самопроизвольному включению коммутационной аппаратуры;

– вывешены запрещающие плакаты на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационной аппаратурой;

– проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

- установлено заземление;

– ограждены при необходимости рабочие места или оставшиеся под напряжением токоведущие части и вывешены на ограждениях плакаты и знаки безопасности.

Работы необходимо выполнять по наряду-допуску или распоряжению, не допуская расширения рабочих мест и объема задания. В сомнительных случаях следует получить разъяснение мастера, выдающего задание.

При получении задания на незнакомую работу необходимо пройти дополнительный целевой инструктаж о безопасных приемах ее выполнения. Не следует выполнять распоряжения, если их выполнение может вызвать опасность для себя или окружающих.

Приступать к работе можно только после допуска и инструктажа на рабочем месте. В случае изменения состава бригады производитель работ обязан проинструктировать работников, введенных в состав бригады.

Производитель работ должен вести надзор за соблюдением требований безопасности и находиться на том участке, где выполняется наиболее опасная работа.

В процессе работы производителю работ необходимо следить за наличием, исправностью и правильным применением необходимых средств защиты, инструмента, инвентаря и приспособлений, а также за сохранностью на рабочем месте ограждений, знаков и плакатов безопасности, запирающих устройств.

В случае необходимости ухода с рабочего места производителя работ бригада должна быть удалена с рабочего места и закрыта дверь РУ на замок.

Члены бригады могут уйти с рабочего места только с разрешения производителя работ.

Приступать к работе членам бригады после временной отлучки и после любого перерыва в работе можно только с разрешения производителя работ.

Перевод на другое рабочее место в электроустановках выше 1000 В подстанции должен осуществлять допускающий или производитель работ, если ему это поручено с записью в наряде.

При выполнении работы располагаться около не огражденных токоведущих частей 6-10 кВ, находящихся под напряжением, нужно так, чтобы они не находились сзади или с двух боковых сторон. Приближаться к токоведущим частям, находящимся под напряжением можно на расстояния не менее указанных в [1]. К изоляторам оборудования, находящегося под напряжением, можно прикасаться, только применяя электрозащитные средства, соответствующие значению рабочего напряжения. При использовании электрозащитных средств допускается приближение к токоведущим частям, находящимся под напряжением, на расстояние, определяемое длиной изолирующей части этих средств.

При работе на участках отключенных токоведущих частей и на изолированных от земли металлических предметах в зоне влияния электрического поля для снятия наведенного потенциала их необходимо заземлять.

Прикасаться к отключенным, но не заземленным токоведущим частям можно только с применением средств защиты.

Ремонтные приспособления и оснастка, которые могут оказаться изолированными от земли, так же должны быть заземлены.

Для защиты от поражения электрическим током, воздействия электрической дуги и электромагнитного поля необходимо применять электрозащитные средства.

Электрозащитными средствами необходимо пользоваться в электроустановках напряжением не выше того, на которое они рассчитаны. Пользоваться можно только теми средствами защиты, у которых не истек срок очередного испытания. Перед применением эти средства должны быть осмотрены для определения их пригодности.

Изолирующие средства защиты и приспособления в процессе работы должны быть защищены от увлажнения. В открытых электроустановках ими можно пользоваться только в сухую погоду. В случае отсыревания их необходимо изъять из употребления. Средства защиты из резины в процессе

работы должны быть защищены от воздействия масел, бензина и других разрушающих резину веществ, а так же от прямого воздействия солнечных лучей.

При работе в диэлектрических перчатках края их нельзя подворачивать, рукава одежды должны частично находиться внутри перчаток. При работе вне помещения в холодное время под резиновые перчатки следует надевать тонкие шерстяные или хлопчатобумажные перчатки.

Переносные заземления, подлежащие установке на токоведущие части, необходимо осмотреть, при разрушении контактных соединений, повреждении проводников, их расплавлении или обрыве жил переносные заземления следует изъять из употребления.

В установках выше 1000 В устанавливать и снимать переносные заземления, а так же закреплять зажимы переносных заземлений необходимо в диэлектрических перчатках, применяя штангу.

При работе под напряжением до 1000 В необходимо применять инструмент с изолирующими рукоятками.

При необходимости проведения работ на высоте 1 м и выше от уровня земли (рабочей площадки) необходимо применять предохранительный пояс. При этом необходимо получать инструктаж и четко знать, как и где подниматься, к чему и как крепить стропы пояса.

При работах, когда не представляется возможным закрепиться стропом предохранительного пояса за конструкцию, опору и т.п., следует пользоваться страховочным канатом, предварительно заведенным за конструкцию, делать опоры и т.п. Выполнять эту работу должны двое, второй человек должен по мере необходимости медленно опускать или натягивать страховочный канат.

Следует применять предохранительный монтерский пояс со стропом из технической капроновой ленты или аналогичного материала. Пояс, подвергшийся динамическому рывку, необходимо изъять из употребления.

При проведении сварочных работ необходимо применять предохранительный пояс со стропом из металлической цепи.

Необходимо уметь пользоваться в случае необходимости противогазом и респиратором. Респиратор предназначен для индивидуального пользования и передавать его другому работнику можно только после дезинфекции.

При работе необходимо пользоваться исправными инструментами, приспособлениями и применять их по назначению. При обнаружении непригодности необходимо изъять из употребления и поставить в известность об этом начальника подстанции.

Разрешается использовать ручной инструмент с заостренными кольцами (напильники, шаберы и др.) если на его рукоятках имеются металлические бандажные кольца.

При работе клиньями или зубилом с помощью кувалд необходимо применять клинодержатели с рукояткой длиной не менее 0,7 м [3].

При работе с инструментом ударного действия необходимо пользоваться защитными очками для защиты глаз от твердых частиц.

Подавать что-либо на конструкцию или оборудование следует с помощью бесконечного каната, веревки или шнура, надежно закрепив подаваемые предметы, стоящий внизу работник (электрослесарь) должен удерживать канат для предотвращения его раскачивания или приближения к токоведущим частям.

Инструмент на рабочем месте необходимо располагать так, чтобы он не скатывался и не падал.

При переноске и перевозке острые части инструмента должны быть защищены. Непосредственно перед применением инструмент необходимо осмотреть и не использовать неисправный.

При работе абразивным и альборовым инструментом необходимо использовать только поверхности инструмента, предназначенные для обработки.

Затачиваемый предмет должен подводиться к кругу плавно, без ударов; нажимать на круг следует без усилий. Не допускается тормозить вращающийся круг нажимом на него каким-либо предметом, а также использовать рычаг для

увеличения усилия нажима обрабатываемых деталей на шлифовальный круг. Полировать и шлифовать мелкие детали следует с применением специальных приспособлений и оправок.

Кабель электроинструмента необходимо защищать от случайного повреждения и от соприкосновения его с горячими, влажными и масляными поверхностями. Необходимо избегать натягивание кабеля, его перекручивания и перегибания, а так же не ставить на него груз, не допускать пересечения со шлангами и кабелем газосварки.

При внезапной остановке электроинструмента (исчезновение напряжения в сети, заклинивание движущих частей и т.п.) необходимо отключать его выключателем. При переносе электроинструмента с одного рабочего места на другое, а так же при перерыве в работе и окончания ее, инструмент необходимо отсоединить от штепсельной вилкой.

При использовании переносного ручного электросветильника необходимо следить, что бы провод светильника не касался влажных, горячих и масляных поверхностей.

Если во время работы обнаружится неисправность электролампы, провода или трансформатора, необходимо заменить их исправным, предварительно отключив от электросети.

Установленные при подготовке рабочих мест заземления, плакаты и ограждения необходимо сохранять на местах их установки. Временное снятие и повторную установку заземлений следует выполнять в соответствии с указанием в наряде.

Необходимо постоянно следить за надежностью присоединения и исправностью заземления устройства и заземлений.

На рабочем месте не должно быть посторонних предметов. Используемые материалы, приспособления, оборудование не должны загромождать пути эвакуации.

Находящиеся на рабочем месте средства пожаротушения должны быть доступны и готовы к применению [6].

15.2 Экологичность

Расчет шума, создаваемого трансформатором, может возникнуть в двух случаях [9]:

- 1) при реконструкции действующей ТП;
- 2) при проектировании новой подстанции (ТП).

В работе спроектированы новые ТП и выбраны несколько трансформаторов. Для них я и произведу расчет на шум.

При проектировании новой подстанции необходимо определить ее расположение относительно прилегающей к ТП территории.

Таблица 33 – Данные к расчету шума, создаваемого трансформаторами

Кол-во ТМГ	Вид системы охлаждения	Типовая мощность ТМГ, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с естественной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов М)	1250	10	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам, зданиям поликлиник, зданиям амбулаторий, диспансеров, домов отдыха, пансионатов, домов-интернатов для престарелых и инвалидов, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек
2	Трансформатор с естественной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов М)	1600	10	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам, зданиям поликлиник, зданиям амбулаторий, диспансеров, домов отдыха, пансионатов, домов-интернатов для престарелых и инвалидов, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек
2	Трансформатор с естественной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов М)	2500	10	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам, зданиям поликлиник, зданиям амбулаторий, диспансеров, домов отдыха, пансионатов, домов-интернатов для престарелых и инвалидов, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек

При реконструкции действующей ПС, когда увеличивается мощность силовых ТМ, необходимо определить уровень звука в ближайшей точке на

границе территории прилегающей к ПС, создаваемый источниками шума (ТМ) и сделать вывод о его соответствии санитарно-гигиеническим требованиям. Если есть превышение, то необходимо разработать мероприятия по уменьшению шума.

Рассмотрим случай, когда ТМ установлены на открытой территории ТП. Данная задача часто встречается при размещении ПС в сельской местности, когда ее необходимо разместить рядом с сельским населенным пунктом.

Порядок расчета шума на примере проектировании новой подстанции

1. По таблице 3 колонка № 13 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки» определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов. Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к зданиям домов отдыха составляет: $ДУ_{L_A} = 45$ дБА.

2. Определяем шумовые характеристики источника шума (модель ТМ известна из расчетной части проекта), согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и масла уровень звуковой мощности составляет ($S_{ном} = 1250$ кВА, $U_{ном} = 10$ кВ), согласно:

$$L_{WA} = 74 \text{ дБА.}$$

3. Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТМ, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{WA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума создаваемый данным источником будет равным L_A .

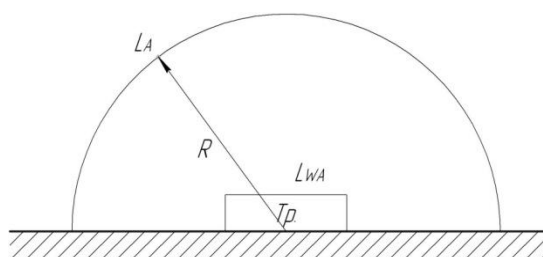


Рисунок 16 – Излучение шума трансформатором

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

$$L_{WA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (111)$$

где S – площадь поверхности полусферы, m^2 ; $S_0 = 1 m^2$.

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

$$L_A(R) = L_{WA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (112)$$

где $S = \pi R^2$.

Пусть на ПС расположены 2 ТМ и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой приведенной на рисунке 6. Расстояния R_1 и R_2 неизвестны, а l – известно (из проекта).

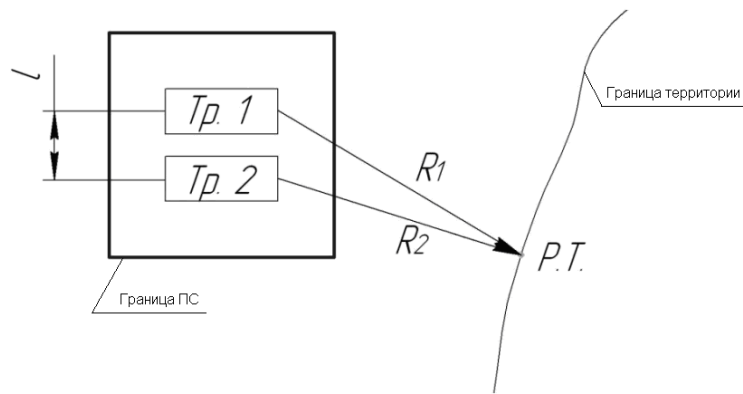


Рисунок 17 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

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

$$L_{wA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{wAi}}, \quad (113)$$

где N - количество источников шума ;

L_{wAi} - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

$$L_{wA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 74} = 77,01.$$

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

Исходя из принятых допущений выражение можно переписать в следующем виде

$$\Delta Y_{L_A} = L_{wA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}. \quad (114)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно R_{\min} получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{\text{WAS}} - DY_{LA})}}{2\pi}}, \quad (115)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(77,01-45)}}{2 \cdot 3,14}} = 15,9 \text{ м}.$$

Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{\text{СЗ}}$ санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму.

Порядок расчета шума на примере проектировании новой подстанции с трансформатором ТМ-1600

1. По таблице 3 колонка № 13 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки» определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов. Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к зданиям домов отдыха составляет: $ДУ_{LA} = 45$ дБА.

2. Определяем шумовые характеристики источника шума (модель ТМ известна из расчетной части проекта), согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и масла уровень звуковой мощности составляет ($S_{\text{НОМ}} = 1600$ кВА, $U_{\text{НОМ}} = 10$ кВ),

согласна:

$$L_{WA} = 75 \text{ дБА.}$$

3. Определяется минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТМ, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{WA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума создаваемый данным источником будет равным L_A .

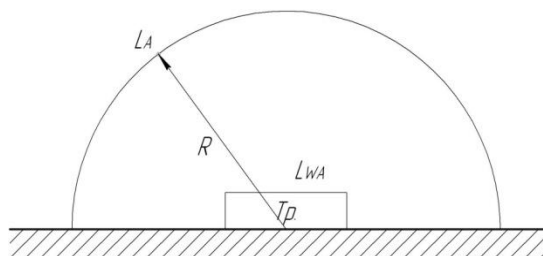


Рисунок 18 – Излучение шума трансформатором

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

$$L_{WA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (116)$$

где S – площадь поверхности полусферы, m^2 ; $S_0 = 1 \text{ м}^2$.

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

$$L_A(R) = L_{WA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (117)$$

где $S = \pi R^2$.

Пусть на ПС расположены 2 ТМ и она расположена относительно

рассматриваемой территории в соответствии со схемой приведенной на рисунке 6. Расстояния R_1 и R_2 неизвестны, а l - известно (из проекта).

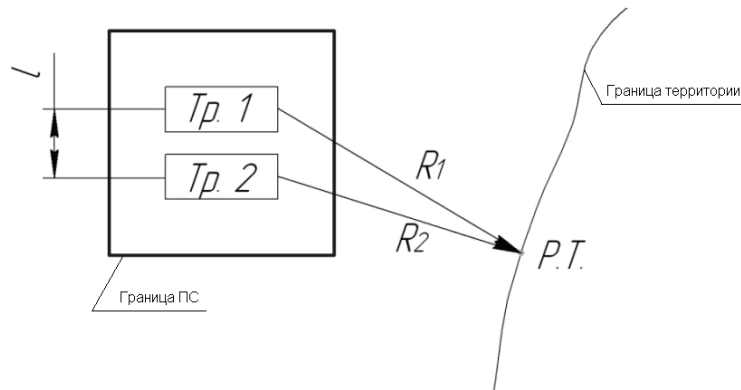


Рисунок 19 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

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

$$L_{wA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{wAi}}, \quad (118)$$

$$L_{wA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 75} = 78,01.$$

где N – количество источников шума;

L_{wAi} - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

2) на границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука $L_A(R) = DV_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$.

Исходя из принятых допущений выражение можно переписать в следующем виде

$$ДУ_{L_A} = L_{WAS} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}. \quad (119)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно R_{\min} получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WAS} - ДУ_{L_A})}}{2\pi}}, \quad (120)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(78,01-45)}}{2 \cdot 3,14}} = 17,8 \text{ м}.$$

Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{CЗ}$ санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму.

15.3 Пожарная безопасность

В соответствии с правилами указанными в документе Постановление Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. № 390 “О противопожарном режиме” [10].

К первичным средствам пожаротушения относятся все виды огнетушителей, внутренние пожарные краны, ящики с песком, асбестовые полотна, войлок, кошма.

Для размещения первичных средств пожаротушения на территории, производственных зданиях, на строительных площадках и т.п. должны устанавливаться специальные щиты. Пожарные щиты должны устанавливаться на видных и доступных местах. Отдельное размещение огнетушителей с учетом их конструктивных особенностей допускается в небольших помещениях.

Огнетушители, асбестовое, войлочное полотно и ящики с песком, установленные вне помещений должны быть защищены от воздействия атмосферных осадков, а огнетушители и от воздействия солнечных лучей.

Песок должен храниться в металлических ящиках вместимостью 0,5 м,

укомплектованных совковой лопатой или большим совком (в тесных помещениях). Конструкция ящика должна обеспечивать удобство извлечения песка и исключать попадание в него осадков. Песок должен быть постоянно сухим, сыпучим, без комков и посторонних примесей. Один раз в год песок необходимо перемешивать и удалять камни.

Проверка состояния и готовности к действию асбестового полотна (войлока, кошма) должны производиться не реже двух раз в год.

Пенный огнетушитель ОХП-10 предназначен для тушения начинающихся небольших пожаров и загораний твердых веществ и материалов, небольших разливов горючих жидкостей, кроме электрооборудования, находящихся под напряжением.

Углекислотные огнетушители ОУ-2 и ОУ-5 предназначены для тушения небольших пожаров и загораний, в том числе электроустановок, находящихся под напряжением не выше 1000 В.

При тушении электроустановок, находящихся под напряжением углекислотными или порошковыми огнетушителями, необходимо соблюдать следующие меры безопасности :

- расстояние от огнетушителя до токоведущих частей должно быть не менее одного метра;
- обязательное использование диэлектрических перчаток и галош (бот);
- нельзя прикасаться к раструбу углекислотного огнетушителя во избежание обмороживания руки или части тела.

Территория открытого распределительного устройства (ОРУ) должна постоянно содержаться в чистоте и систематически очищаться от различных отходов и мусора. Запрещается использовать противопожарные разрывы между зданиями под складирование материалов, оборудования, тары и для стоянки автомашин и спецмеханизмов.

Хранение оборудования и других материалов вплотную к зданиям не разрешается.

Все проездные дороги должны содержаться в исправном состоянии.

На территории должны быть установлены соответствующие дорожные знаки и поясняющие надписи, не допускающие остановки автотранспорта, других механизмов в местах сужения проездных дорог и в местах расстановки пожарной механики по оперативному плану пожаротушения.

Запрещается на территории без согласования с пожарной охраной сооружение временных стораемых здания и сооружений.

На территории ОРУ следует периодически скашивать и вывозить траву. Запрещается хранение и сжигание высушенной травы на территории подстанции и на прилегающей площадке на расстоянии ближе 100 м. Запрещается выжигать сухую траву на территории подстанции и прилегающих к ограждению площадках.

Наземные кабельные лотки ОРУ должны иметь огнестойкое уплотнение. Уплотнения должны выполняться в кабельных лотках в местах их прохода из одного помещения в другое, а также в местах разветвления лотков и через каждые 50 м по длине. Места уплотнения кабельных лотков должны быть обозначены нанесением на плиты красных полос. В кабельных лотках в качестве огнестойких уплотнений допускается применять пояса из песка длиной не менее 0,3 метра.

Пожарная безопасность трансформаторов обеспечивается:

- соблюдением номинальных и допустимых режимов работы в соответствии с ПТЭ и заводскими инструкциями;
- соблюдением норм качества масла, его изоляционных свойств и температурных режимов;
- качественным выполнением ремонтов основного и вспомогательного оборудования устройств автоматики и защиты.

Маслоприемные устройства под трансформаторами, маслопроводы должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения.

Одновременно с промывкой гравийной засыпки на трансформаторе должна проверяться работа маслопроводов.

Бортовые ограждения маслоприемных устройств должны выполняться по всему периметру гравийной засыпки без разрывов высотой не менее 150 мм под землей. В местах выкатки трансформаторов бортовое ограждение должно предотвращать растекание масла и выполняться из материала, легко убираемого при ремонтах с последующим восстановлением.

Запрещается использовать стенки кабельных каналов в качестве бортового ограждения маслоприемников.

Горловина выхлопной трубы трансформатора не должна быть направлена на рядом (ближе 30 м) установленное оборудование и сооружения, а также пути прохода персонала.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

В ходе выполнения ВКР была спроектирована и рассчитана городская распределительная сеть сроком окупаемости в 6 лет.

На высоком уровне понимания были освоены многие моменты проектирования, которые требовали от меня как от проектировщика принятие определенных решений при выборе оборудования как на ЦРП, так и на ТП. Подробно были определены технико-экономические показатели проекта.

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

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов / Е.А. Конюхова. – М.: Изд-во «Мастерство», 2002. – 320 с.
- 2 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбор электрооборудования: РД 153-34.0–20.527-98, 1998. – 86 с.
- 3 Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов: Методические указания к курсовому проектированию / сост.: Ю.В. Мясоедов. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.
- 4 Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения: Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб.пособие / А.В. Кабышев, С.Г. Обухов – Томск: Том.политех.ун-т, 2005. – 168 с.
- 5 Шабат, М.А. Защита трансформаторов 10 кВ / М.А. Шабат – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 144 с.
- 6 Иманов, Г.М. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трехфазного переменного тока / Г.М. Иманов, Ф.Х. Халилов, А.И. Таджикибаев. – Санкт - Петербург: Изд-во ПЭИПК, 2004. – 31 с.
- 7 Правила электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.
- 8 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов / В.А. Андреев. – 6-е изд., стер. – М.: «Высшая школа», 2008. – 639 с.
- 9 Савина, Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2006. – 106 с.
- 10 Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов: Учебное пособие / Г.В. Судаков. – Благовещенск: АмГУ, 2006. – 189 с.
- 11 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: Методические

указания к практическим занятиям / А.Б. Булгаков. – Благовещенск.: Изд-во АмГУ, 2014. - 100 с.

12 РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. Л.: Издательство ПЭИПК, 1999, 2014. – 100 с.

13 Барыбин, Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю. Г. Барыбина и др.- М.: Энергоатомиздат, 1990 – 576 с.

14 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов / Е.А. Конюхова. – М. : «Мастерство», 2010. – 320 с.

15 Кабышев, А.В. Компенсация реактивной мощности в электроустановках промышленных предприятий: учебное пособие / А.В. Кабышев. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 234 с.

16 Файбисович, Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35-1150 кВ / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М.: нтФ «Энергопрогресс», 2003. – 32 с.

17 Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения [Текст] : метод. пособие для курсового проектирования: учеб. пособие для сред. проф. обр. : рек. Мин. обр. и науки РФ / В. П. Шеховцов. - 3-е изд., испр. - М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2014. - 216 с.

18 Электротехнический справочник. Том 3: Производство, передача и распределение электрической энергии [Электронный ресурс] : справ. — Электрон. дан. — Москва: Издательский дом МЭИ, 2009. — 964 с. — Режим доступа: <https://e.lanbook.com/book/72341> – 20.05.2021.

19 Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение [Текст] : учеб. пособие / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. - М.: РадиоСофт, 2012. - 328 с.

20 Электрические аппараты высокого напряжения. Выключатели. Том 1. Справочник. – М.: Информэлектро, 2001. – 120 с.