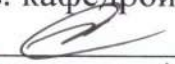


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направленность подготовки 13.03.02 – «Электроэнергетика и
электротехника»
Направленность (профиль) образовательной программы
«Электроэнергетика»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Зав. кафедрой


« 03 » 07 2020 г.


БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование системы электроснабжения микрорайона 3 города
Свободный в районе улиц Шатковского-Ленина

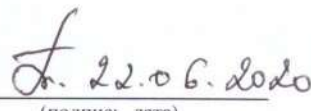
Исполнитель
студент группы 642-об3


19.06.2020 Е.С. Будник
(подпись, дата)


Руководитель
доцент, канд. техн. наук


19.06.2020 А.Н. Козлов
(подпись, дата)

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


22.06.2020 А.Б. Булгаков
(подпись, дата)

Нормоконтроль


03.07.2020 Н.С. Бодруг
(подпись, дата)

Благовещенск 2020

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

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 24 » 03 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Будник Екатерина Сергеевна

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование системы электроснабжения микрорайона 3 города Свободный
в районе улицы Шатковского - Ленина

(утверждено приказом от 23.03.2020 № 67542)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 25.06.2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Генеральный план района

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

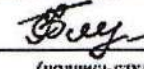
Определение расчетных нагрузок района, выбор схемы, выбор типа и мощности трансформаторов, расчет токов КЗ.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Схема участка города
2. Данные по расчетам объектов, 3. Выбор типа и мощности тп, 4. Выбор сетевой линии, 5. Электрическая схема района, 6. Выбор оборудования

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность. А.Б. Булгаков, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 24.03.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов А.Н., доцент, канд. техн. наук
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 24.03.2020 

(подпись студента)

ЗАДАНИЕ НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ

Задание состоит в том, что необходимо спроектировать систему электроснабжения микрорайона 3 города Свободный. Данный район ограничен улицами Шатковского-Ленина. План проектируемого микрорайона представлен на рисунке 1.

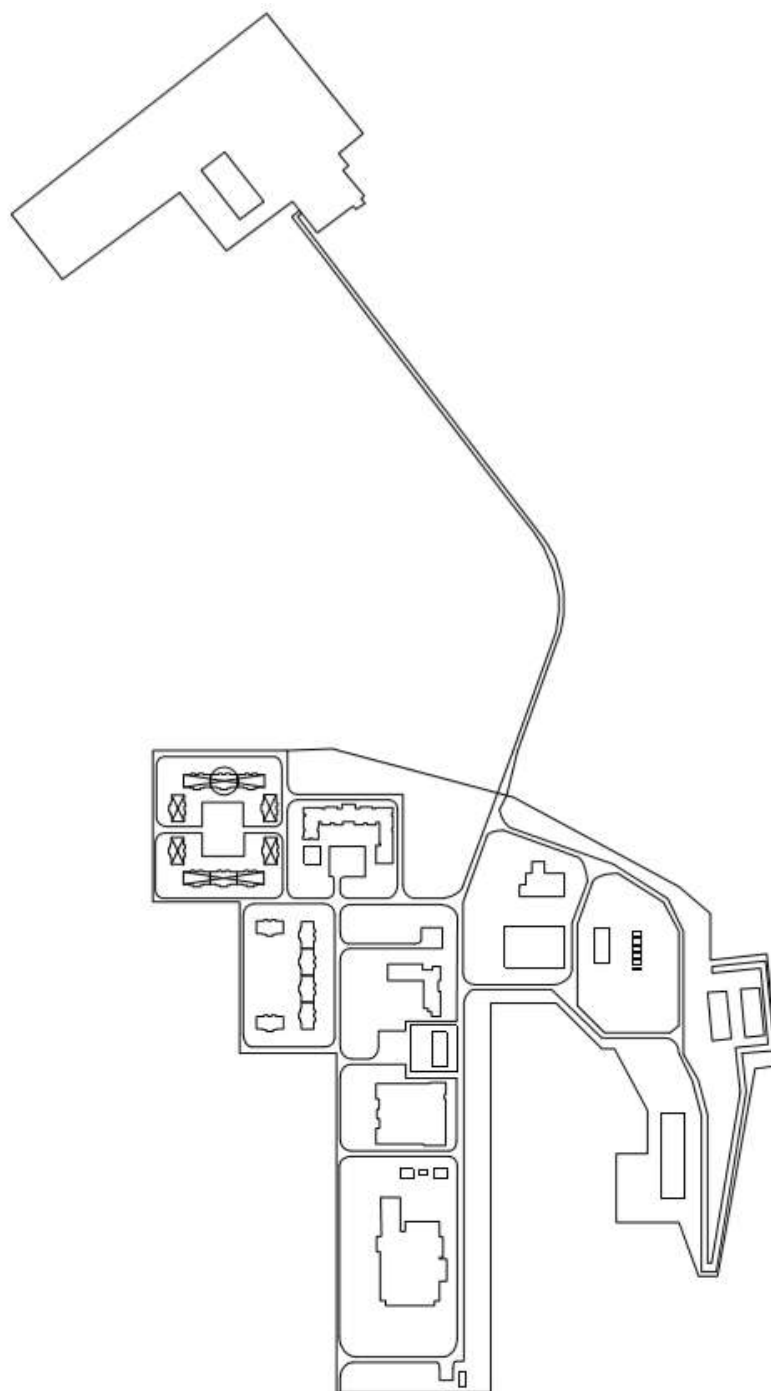


Рисунок 1 – План проектируемого района

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 110 с, 30 рисунков, 32 таблиц, 31 источник.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ХАРАКТЕРНАЯ ГРУППА ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, ПЛАВКАЯ ВСТАВКА, КАРТА СЕЛЕКТИВНОСТИ.

В данной выпускной квалификационной работе спроектирована система электроснабжения для микрорайона 3 города Свободный.

Цель работы состоит в том, чтобы определить электрическую нагрузку жилых зданий коммунально-бытовых потребителей, выбрать число, тип и мощность трансформаторных подстанций, выбрать схему распределительной сети. Произвести выбор защитной аппаратуры и автоматики для защиты сети от коротких замыканий и перегрузки.

На основе имеющегося плана микрорайона был произведен проект электроснабжения для микрорайона и выбрано электрооборудование.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения.....	8
Введение.....	9
1 Краткая характеристика жилого района.....	10
2 Расчет электрических нагрузок 0,4 кВ.....	13
2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей.....	13
2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий.....	13
2.1.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиями.....	14
2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей.....	15
2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений.....	15
2.2.2 Расчет осветительной нагрузки.....	18
2.3 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ.....	20
2.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ.....	22
3 Выбор числа и мощности трансформаторов.....	24
3.1 Определение центра электрических нагрузок. Выбор места расположения ГПП (ПГВ).....	24
3.2 Определение мощностей и количества трансформаторов ТП.....	28
4 Выбор схемы и конструкции ТП.....	35
5 Выбор сечений проводников.....	40
5.1 Общие положения кабельного хозяйства.....	40
5.2 Способы прокладки кабелей напряжения.....	42
5.2.1 Прокладка кабелей в траншеях.....	42
5.2.2 Прокладка кабелей в каналах.....	43
5.2.3 Прокладка кабелей в туннелях.....	44
5.2.4 Прокладка кабелей в блоках.....	45
5.2.5 Прокладка кабелей на галереях и эстакадах.....	46

5.3 Кабельная арматура.....	48
5.4 Выбор сечений кабелей распределительной сети 0,4 кВ.....	50
6 Определение потерь мощности и энергии в трансформаторах ТП и линиях.....	56
6.1 Потери напряжения в линиях.....	56
6.2 Расчет потерь напряжения в трансформаторах.....	57
7 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ.....	60
7.1 Расчет электрических нагрузок РП.....	60
7.2 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ.....	60
7.3 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ.....	61
8 Расчет токов КЗ	64
8.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ.....	64
8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ.....	66
9 Проверка допустимых потерь напряжения в сети 0,4 кВ.....	70
10 Выбор и проверка электрических аппаратов	71
10.1 Выбор и проверка выключателей.....	72
10.2 Выбор и проверка трансформаторов тока.....	76
10.3 Выбор и проверка трансформатора напряжения.....	77
10.4 Выбор и проверка предохранителей.....	80
10.5 Выбор и проверка автоматических выключателей.....	81
11 Релейная защита и автоматика.....	82
11.1 Дифференциальная токовая защита.....	82
11.2 Максимальная токовая защита.....	86
11.3 Газовая защита трансформатора.....	89
12 Экономические затраты.....	91
12.1 Расчет затрат на эксплуатацию электроэнергии.....	93
12.2 Стоимостная оценка результатов инвестиционного проекта.....	95
12.3 Простой срок окупаемости.....	96
13 Безопасность и экологичность.....	97
13.1 Безопасность.....	97

13.1.1 Охрана труда при выполнении работ на КТП.....	99
13.2 Экологичность.....	99
13.3 Чрезвычайные ситуации.....	104
13.3.1 Пожарная безопасность.....	102
13.3.2 Способы пожаротушения в установках до 0,4 кВ.....	103
13.3.3 Способы пожаротушения в установках выше 0,4 кВ.....	103
Заключение.....	106
Библиографический список.....	107

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

А – ампер;

АВ – автоматический выключатель;

В – вольт;

ВКР – выпускная квалификационная работа;

ВН – высокое напряжение;

ВО – высшее образование;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

НН – низкое напряжение;

ПС – подстанция;

РП – распределительный пункт;

СНиП – строительные нормы и правила.

ТП – трансформаторная подстанция;

ТТ – трансформатор тока;

ВВЕДЕНИЕ

Основной задачей выпускной квалификационной работы является проектирование наиболее экономичной и надежной схемы электроснабжения посредством создания оптимальной системы распределения электроэнергии. Вместе с этим необходимо выбрать оптимальное количество и мощность трансформаторов, средств КМР, сечения кабелей. Благодаря чему снижаются затраты при сооружении и эксплуатации всех элементов электроснабжения.

Совокупность электрических сетей всех напряжений, которые распределены на территории города и рассчитанный для потребителей это и есть система электроснабжения. На территории городов для потребителей создаются специальные электрические сети, которые, в свою очередь, по сравнению с электрическими сетями энергетических систем имеют свои характерные особенности. Эти особенности проявляются при создании электрических сетей в крупных городах.

1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЖИЛОГО РАЙОНА

Свободный – небольшой город в Амурской области, который развернут на реке Зeya, в 146 километрах от областного центра, с преобладанием резко-континентального климата. Площадь населенного пункта – 225 км².

Зимы в Свободном морозные и длительные. Средняя температура января -25,4°С. Лето очень теплое и непродолжительное. Средняя температура июля +20,4 °С.

Климат в данном городе холодно-умеренный. В зимний период присуще гораздо меньше осадков, чем в летний период.

Средняя температура воздуха в Свободном составляет -1,1 °С. Среднегодовая норма осадков достигает 557 мм.

Январь самый засушливый месяц с осадками 5 мм. Наибольшее количество осадков в июль – 132 мм. Разница количества осадков между самым сухим и самым влажным месяцем составляет 127 мм.

На протяжении года средняя температура колеблется от 46,8 °С.

Таблица 1 – климатические условия района проектирования

Климатические условия	Расчетные величины
Район по гололеду	II
Нормативная стенка гололеда, мм	25
Район по ветру	I
Нормативное ветровое давление, м/с	29
Годовое количество осадков, мм	575
Низшая температура воздуха, 0С	-39
Средняя из абсолютных минимумов температура воздуха, 0С	-39
Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки, 0С	-39
Среднегодовая температура воздуха	0

Продолжение таблицы 1

Высшая температура воздуха, 0С	41
Число грозочасов в год	20
Высота снежного покрова (макс./средняя), см	60/20
Температура гололедообразования, 0С	-10
Преобладающее направление ветра	СЗ
Продолжительность отопительного периода, сутки	270
Сейсмичность района, баллы (группа В)	6
Среднегодовая скорость ветра, м/с	2,6

Амурский газоперерабатывающий завод (ГПЗ) в районе города Свободный Амурской области станет одним из крупнейших предприятий в мире по переработке природного газа. Завод будет важным звеном технологической цепочки поставок природного газа в Китай по газопроводу «Сила Сибири».

- Проектная мощность (по переработке) — 42 млрд куб. м природного газа в год.
- Производство гелия — до 60 млн куб. м в год.
- Производство этана — около 2,5 млн тонн в год.
- Производство пропана — около 1 млн тонн в год.
- Производство бутана — около 500 тыс. тонн в год.
- Производство пентан-гексановой фракции — около 200 тыс. тонн в год.
- Технологические линии — 6.
- Площадь завода — 800 га.

Реализация проекта станет мощным импульсом для социально-экономического развития Амурской области и других дальневосточных регионов.

В рамках проекта в г. Свободном будет возведен жилой микрорайон на 5 тыс. жителей для нужд работников будущего предприятия. Здесь, в частности, будут построены многоквартирные жилые дома, поликлиника, детский сад, школа, спортивный комплекс, Дом культуры с концертным залом и Дом детского творчества.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК 0,4 КВ

Первым этапом проектирования систем электроснабжения является расчет электрических нагрузок. По расчетной нагрузке определяют и выбирают: электрооборудование, мощность источников питания, сечение кабелей и проводов, мощность трансформаторов.

Особенностью расчета городских систем является то, что данные о характеристиках электроприемников могут быть не известны. Расчет производится с помощью метода удельных электрических нагрузок.

2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей

2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий

Для расчета принимаем квартиры с электрическими плитами мощностью до 8,5 кВт.

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

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

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

n - количество квартир.

Значение расчетной реактивной мощности жилого здания так же, как и активной, складывается из расчетной реактивной мощности квартир:

$$Q_{р.ж.д} = P_{кв.уд} \cdot tg\varphi$$

где $tg\varphi$ – коэффициент реактивной мощности квартир с электрическими плитами принимаем равным 0,2.

Рассмотрим пример расчета жилого дома 3.1.1:

$$P_{кв,уд,i} = P_{кв,уд,в} - \frac{P_{кв,уд,в} - P_{кв,уд,н}}{n_{кв,в} - n_{кв,н}} \cdot (n_{кв,i} - n_{кв,н}) \quad (2)$$

где $P_{кв,уд,в}$ – удельная мощность для верхнего предела, кВт/кв.;

$P_{кв,уд,н}$ – удельная мощность для нижнего предела, кВт/кв.;

$n_{кв,в}$ – количество квартир для верхнего предела;

$n_{кв,н}$ – количество квартир для нижнего предела;

$n_{кв,i}$ – количество квартир данного жилого здания.

Для расчета принимаются квартиры с электрическими плитами мощностью до 8,5 кВт [4]. Тогда, например, для жилого многоквартирного дома №3.1-1 имеем:

$$P_{кв,уд,1} = 2,6 - \frac{2,6 - 2,1}{60 - 40} \cdot (57 - 40) = 2,175$$

$$P_{кв} = 2,175 \cdot 57 = 123,975 \text{ кВт}$$

Значение расчетной реактивной мощности будет выглядеть следующим образом:

$$Q_{р,ж.д} = P_{кв} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{кв} = P_{р,ж.д} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{кв} \quad (3)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{кв}$ – коэффициент реактивной мощности квартир с электрическими плитами, равный 0,2 [4].

Для жилого дома №3.1-1:

$$Q_{р,1} = 123,975 \cdot 0,2 = 24,795 \text{ квар.}$$

Таким же образом рассчитывается реактивная и полная мощность для соответствующего потребителя, [4].

2.1.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиями

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

$$P_{\text{общ.зд}} = P_{\text{ж.кв}} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot P_i, \quad (4)$$

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

P_i - нагрузка коммунально-бытового потребителя, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме нагрузки.

Результаты расчетов сведены в таблицу 2.

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:

$$Q_{p,\text{зд}} = P_{p,\text{зд}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{зд}}; \quad (5)$$

где $\text{tg} \varphi$ - коэффициенты реактивной мощности соответственно принимаем следующими: для автостоянок: $\text{tg} \varphi = 0,62$;

– для жилых домов №3.3-1...3.3-3 характер встроенных помещений не обозначен, поэтому примем, что задействоваться эти помещения будут, например, в качестве продовольственного магазина с кондиционированием воздуха, тогда коэффициент реактивной мощности: $\text{tg} \varphi = 0,75$ [4].

$$Q_p = 183,84 \cdot 0,75 = 137,88$$

У потребителей с большим значением реактивной мощности устанавливается поперечная емкостная компенсация, это делается с целью того, чтобы увеличить пропускную способность питающих линий и уменьшить сечения кабелей (проводов)[4].

Согласно [6] максимально допустимый коэффициент реактивной мощности для уровня напряжения 0,4 кВ составляет $tg\varphi_{дон} = 0,35$. В таком случае значение реактивной мощности определим по следующему выражению:

$$Q_{p,зд,дон} = P_{p,зд} \cdot tg\varphi_{дон} \quad (6)$$

$$Q_{p,дон} = 183,84 \cdot 0,35 = 64,344 \text{ квар.}$$

Необходимая мощность компенсирующего устройства определяется по формуле:

$$Q_{KV} = Q_{p,зд} - Q_{p,зд,дон} \quad (7)$$

$$Q_{KV} = 137,88 - 64,344 = 73,536$$

Остановим свой выбор на нерегулируемой конденсаторной установке типа КРМ 0,4(2,5-100) IP31. Принимаем к установке устройство КРМ 0,4 75 IP31 мощностями 75 квар. Тогда фактическая мощность компенсирующей установки:

$$Q_{KV,факт} = 75 \text{ квар.}$$

Нескомпенсированная реактивная мощность определяется по выражению:

$$Q_{p,зд,неск} = Q_{p,зд} - Q_{KV,факт} ; \quad (8)$$

$$Q_{p,41,неск} = 183,84 - 75 = 108,84 \text{ квар.}$$

По тому же принципу находим расчетные нагрузки для остальных общественных зданий и сооружений. Результаты расчетов сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчет электрических нагрузок района ограниченного улицами

Шатковского-Ленина

ТП, квартал, жилая группа	Номер дома	Кол-во квартир	P, кв	Q, кв
ТПЗ.1, Квартал 3.1	1	57	123,975	24,795
	2	60	126	25,2
	3	20	70	14
	4	20	70	14
	5	19	68,4	13,68
	6	19	68,4	13,68
	Наруж.освещ.			10,10
Итого			526,875	93,375
ТПЗ.3, Квартал 3.3	1	16	61,328	13,68
	2	16	61,328	13,68
	3	64	130,56	26,112
	Наруж.освещ.		6,80	1,36
Итого			260,016	54,832
ТПЗ.2	Поликлиника смешанного типа и гараж на 4 машины		640	275,2
ТПЗ.4	Административ. Офис.здание		670	415,4
	Узел связи		30,60	6,12
Итого			700,6	421,52
ТПЗ.6	Универсальный магазин		1044	647,28
ТПЗ.7	Гараж коммунал.техн.		154,69	95,908
	Гараж на 40 машин		121,9	75,578
	Котельная		670	502,5
	Наруж.освещ.		5,2	1,04
Итого			876,686	674,99
ТПЗ.5	Центр культуры и отдыха		1500	726
ТПЗ.8	ЛОС		630	472,5
ТПЗ.9	КОС		870	652,5
Итого			3000	1851
ТПЗ.10	ВОС		768	576
	КПП(ВОС)			
	КНС(ВОС)			
	Наруж.освещ.			
Итого			6541,281	4594,233

2.2.2 Расчет осветительной нагрузки.

Согласно [16] расчет нагрузки освещения производится следующим образом:

$$P_{oc} = P_{уд.ос} \cdot l \text{ кВт} \quad (9)$$

где $P_{уд.ос}$ – удельная нагрузка освещения, кВт/км;

l – длина улицы, км

Первоначально распределим согласно [10] улицы проектируемого микрорайона на категории и отметим их характерными цветами на рисунке 2.

Впоследствии, найдем длины улиц, применяя выбранный масштаб, а также площади имеющихся внутриквартальных территорий. Найдем значение удельной нагрузки освещения P_{oc} для каждой категории и по выражению (9) определим нагрузку освещения каждой улиц и территорий.

$$P_{oc} = 30 \cdot 0,141$$

$$P_{oc} = 4,23$$

Газоразрядные лампы примем как источник света, для них коэффициент реактивной мощности будет $tg\varphi = 0,33$. При таких условиях расчетная реактивная мощность будет выглядеть следующим образом:

$$Q_{p.осв} = P_{p.осв} \cdot tg\varphi_{осв} \quad (10)$$

В таком случае, например, для улицы (2):

$$Q_{p.осв} = 4,23 \cdot 0,33$$

$$Q_{p.осв} = 1,4 \text{ квар}$$

Результаты расчета осветительной нагрузки сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Результаты расчета для уличного освещения

№ улицы	l , км	P_p , кВт	Q_p , квар	$P_{уд.осв}$, кВт/км
---------	----------	-------------	--------------	-----------------------

Продолжение таблицы 3

1	0,141	4,23	1,4	30	
2	0,233	6,99	2,307		
3	0,547	16,41	5,415		
4	0,481	14,43	4,762		
5	0,831	24,93	8,227		
6	0,597	17,91	5,91		
7	0,664	19,92	6,574		
8	0,161	1,127	0,372		7
9	0,051	0,357	0,118		
10	0,046	0,322	0,106		
11	0,161	1,127	0,372		
12	0,127	0,889	0,293		
13	0,116	0,812	0,268		
14	0,149	1,043	0,344		
15	0,029	0,203	0,067		
16	0,092	0,644	0,213		
17	0,057	0,399	0,132		
18	0,043	0,301	0,099		
19	0,072	0,504	0,166		
20	0,135	0,945	0,312		
21	0,132	0,924	0,305		
22	0,139	0,973	0,321		
23	0,251 га	0,301	0,099	1,2 кВт/га	
24	0,064га	0,077	0,025		
25	0,025га	0,03	0,01		
26	0,063га	0,077	0,025		
27	0,012га	0,014	0,005		

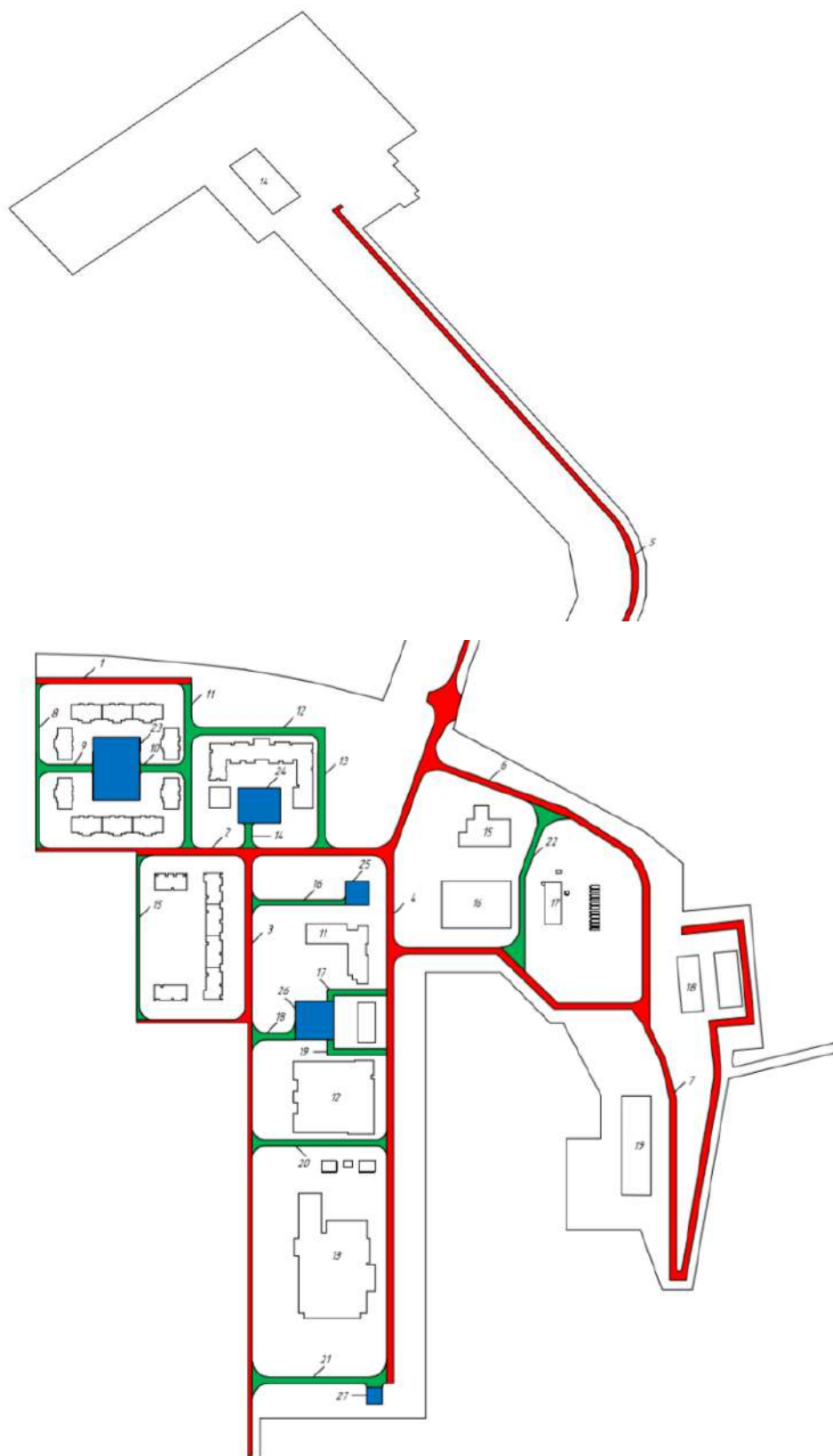


Рисунок 2 – категории улиц проектируемой части микрорайона

2.3 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ

Для расчета мощности и расстановки нужного количества ТП, необходимо сгруппировать нагрузку бытовых и коммунально-бытовых

потребителей таким образом, чтобы данное суммарное значение не превышало стандартной мощности трансформаторов на ТП. ТП выпускают на мощности: 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630, 1000 и 1600 кВА. Сопоставим нагрузки с учетом планируемых ТП, и полученные результаты внесем в таблицу 4.

Таблица 4 – распределение потребителей относительно ТП

№ ТП	Питаемые потребители
ТП-3.1	3.1.1 ... 3.1.6
ТП-3.2	3.2.1
ТП-3.3	3.3.1 ... 3.3.3
ТП-3.4	3.4.1, 3.4.2
ТП-3.5	3.5.1
ТП-3.6	3.6.1
ТП-3.7	3.7.1 ... 3.7.3
ТП-3.8	3.8.1
ТП-3.9	3.9.1
ТП-3.10	3.10.1

При смешенном питании потребителей жилых и общественных зданий линий до 1 кВ расчетная электрическая нагрузка будет определяться по следующей формуле:

$$P_{P..Л} = P_{зд.маx} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot P_{зд.i} \quad (11)$$

где $P_{зд.маx}$ - наибольшая нагрузка здания, кВт;

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

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

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

Рассмотрим пример для расчета нагрузки ТП-3.1:

$$P_{P.ТП-3.1} = 70 + 70 + 126 + 68,4 + 68,4 + 123,975 \text{ кВт}$$

$$P_{P.ТП-3.1} = 526,775 \text{ кВт}$$

$$Q_{p,III} = P_{зд,max} \cdot tg\varphi + \sum_{i=1}^{n-1} k_{y,i} \cdot P_{зд,i} \cdot tg\varphi_{зд,i} \text{ кВт} \quad (12)$$

Для ТП-3.1:

$$Q_{p,III-3.1} = (123,975 + 68,4 + 68,4 + 126 + 70 + 70) \cdot 0,2 \text{ кВт}$$

$$Q_{p,III-3.1} = 105,355 \text{ кВт}$$

Расчет нагрузки линий 0,4 кВ приведен в таблице 5.

Таблица 5 – Расчетная электрическая нагрузка линий

Номер ТП	P _p , кВт	Q _p , квар
ТП-3.1	526,775	105,355
ТП-3.2	640	222,7
ТП-3.3	324,856	66,883
ТП-3.4	700,6	140,12
ТП-3.5	1500	523,5
ТП-3.6	1044	347,28
ТП-3.7	946,59	313,986
ТП-3.8	630	217,5
ТП-3.9	870	302,5
ТП3.10	768	256

2.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

Как показывают многочисленные расчеты напряжение 380/220 В является наиболее экономичным для жилых и общественных зданий. Распределительные сети до 1000 В должны выполняться трехфазными четырехпроводными с глухим заземлением нейтрали.

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.

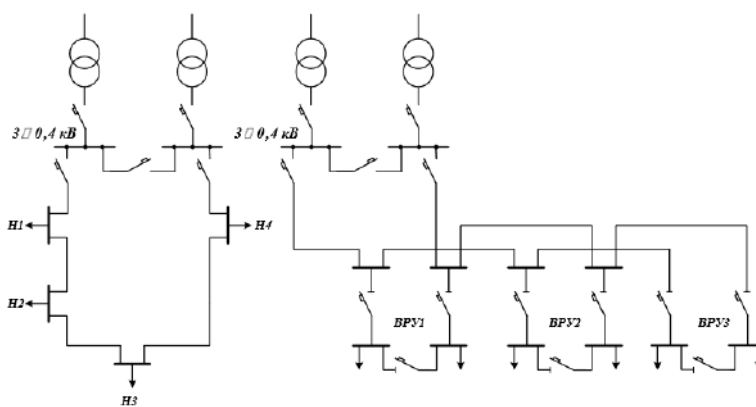
Петлевая схема электроснабжения потребителей 0,4 кВ является надежной схемой. Особенностью данной схемы является то, что головные участки питаются от разных секций шин. В нормальном режиме схема работает

как лучевая, поскольку в середине схемы имеется разъединитель, который в нормальном режиме разомкнут. При возникновении аварии разъединитель включается, и схема получает свое питание от другой секции шин.

Необходимо предусмотреть резервирование для особо важных потребителей.

По сравнению с другими вариантами, петлевая схема соединения является наиболее надежной и экономичной. Но она не всегда приемлема, иными словами, в послеаварийном режиме резко возрастает нагрузка питающих линий. На рисунке 3 (а) представлена петлевая схема соединения элементов сети 0,4 кВ.

Если нет возможности применить петлевую схему питания используют лучевую или радиальную схемы (рис. 3(б)).



а) петлевая схема;

б) лучевая.

Рисунок 3 - Схемы соединения элементов сети напряжением 0,4 кВ

В случае повреждения одной магистрали, все электроприемники переключаются на магистраль, оставшуюся в работе обычно автоматически или дежурным персоналом вручную, а в нормальном режиме секции шин или линии работают отдельно.

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТП

3.1 Определение центра электрических нагрузок. Выбор места расположения ГПП (ПГВ).

При проектировании СЭС необходимо решать задачи выбора рациональных схем электроснабжения, вместе с тем конфигурация схемы по большей части зависит от места расположения источника питания. Правильный выбор места расположения ГПП (ПГВ) обеспечит наилучшие технико-экономические показатели СЭС.

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генплане площади, ограниченные кругами, которые в выбранном масштабе соответствуют активным расчетным нагрузкам потребителей. Центр каждого круга должен совпадать с центром нагрузок потребителя. ЦЭН района является символическим центром потребления электроэнергии.

Радиус круга определяется по формуле:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot m}} \quad (13)$$

где P_i – полная расчетная мощность i -го потребителя с учетом компенсации;

r_i – радиус круга;

m – масштаб для определения площади круга.

Проведя, аналогию между массами и электрическими нагрузками определяют координаты ЦЭН:

$$X = \frac{\sum P_i \cdot X_i}{\sum P_i}, \quad Y = \frac{\sum P_i \cdot Y_i}{\sum P_i}, \quad (14)$$

Так как квартал (район) имеет прямоугольную форму, то упрощенно центр энергетических нагрузок определяется путем проведения диагоналей. В том месте, где пересекутся диагонали, там и будет центр электрических нагрузок. Координаты энергетических нагрузок занесем в таблицу 5.

Определим оптимальный масштаб через нагрузку наиболее мощного потребителя. В данном случае административный офисный центр под номером 3.1.1 на плане.

$$m = \frac{P_{p,3.1.1}}{r_{3.1.1}^2 \cdot \pi}$$

$$m = \frac{126}{25^2 \cdot 3,14} = 0,064$$

Тогда, например, радиус окружности нагрузки объекта под номером 3.1.1:

$$r_1 = \sqrt{\frac{123,975}{\pi \cdot 0,064}} = 24,83$$

Значения радиусов окружностей и координаты их центров представлены в таблице 6.

Таблица 6 – радиусы окружностей нагрузок и координаты их центров

№ на плане	r, м	x, м	y, м
3.1.1	25	168,8	371,5
3.1.2	24,83	168,8	317,5
3.1.3	17,6	143	356,3
3.1.4	17,6	143	332,5
3.1.5	17,04	194,5	356,3
3.1.6	17,04	194,5	332,5
3.2.1	52,13	238,1	341
3.3.1	16,13	194,3	289,8
3.3.2	16,13	194,3	236,5

Продолжение таблицы 6

3.3.3	20,5	215,5	263
3.4.1	53,34	274,8	254,6
3.4.2	11,4	288,7	221,7
3.5.1	79,8	272,6	185,5
3.6.1	64,4	273,4	108,6
3.7.1	25,62	346	316,8
3.7.2	53,34	379,2	279,5
3.7.3	22,75	341,7	278,7
3.8.1	64,5	454,5	241,5
3.9.1	78,46	419,2	162,5
3.10.1	75	703,7	173,2

В конечном счете, полагаясь на измеренные значения координат центров окружностей x и y , и в соответствии с распределением потребителей относительно своих ТП определяем координаты наиболее целесообразного размещения потребительских подстанций по формулам:

$$X = \frac{\sum x_i \cdot P_{p,i}}{\sum P_{p,i}}; \quad (15)$$

$$Y = \frac{\sum y_i \cdot P_{p,i}}{\sum P_{p,i}}; \quad (16)$$

где x_i и y_i – координаты центров нагрузок i -го потребителя, м;

P_i – расчетная активная мощность нагрузки i -го потребителя, кВт.

Например, рассчитаем для ТП-3.1:

$$X = \frac{123,975 \cdot 168,8 + 126 \cdot 168,8 + 70 \cdot 143 + 70 \cdot 143 + 68,4 \cdot 194,5 + 68,4 \cdot 194,5}{123,975 + 126 + 70 + 70 + 68,4 + 68,4} = 168,61$$

$$Y = \frac{126,975 \cdot 371,5 + 126 \cdot 371,5 + 70 \cdot 356,3 + 70 \cdot 332,5 + 68,4 \cdot 356,3 + 68,4 \cdot 332,5}{126,975 + 126 + 70 + 70 + 68,4 + 68,4} = 357,521$$

По тому же методу определяем координаты центров электрических нагрузок других ТП, питающих более одного потребителя. Результаты сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – результаты определения центров электрических нагрузок

№ ТП	X , м	Y , м
3.1	168,61	357,521
3.3	206,297	267,079
3.7	372,047	289,495

Итоговый результат представлен на рисунке 4 и 5.

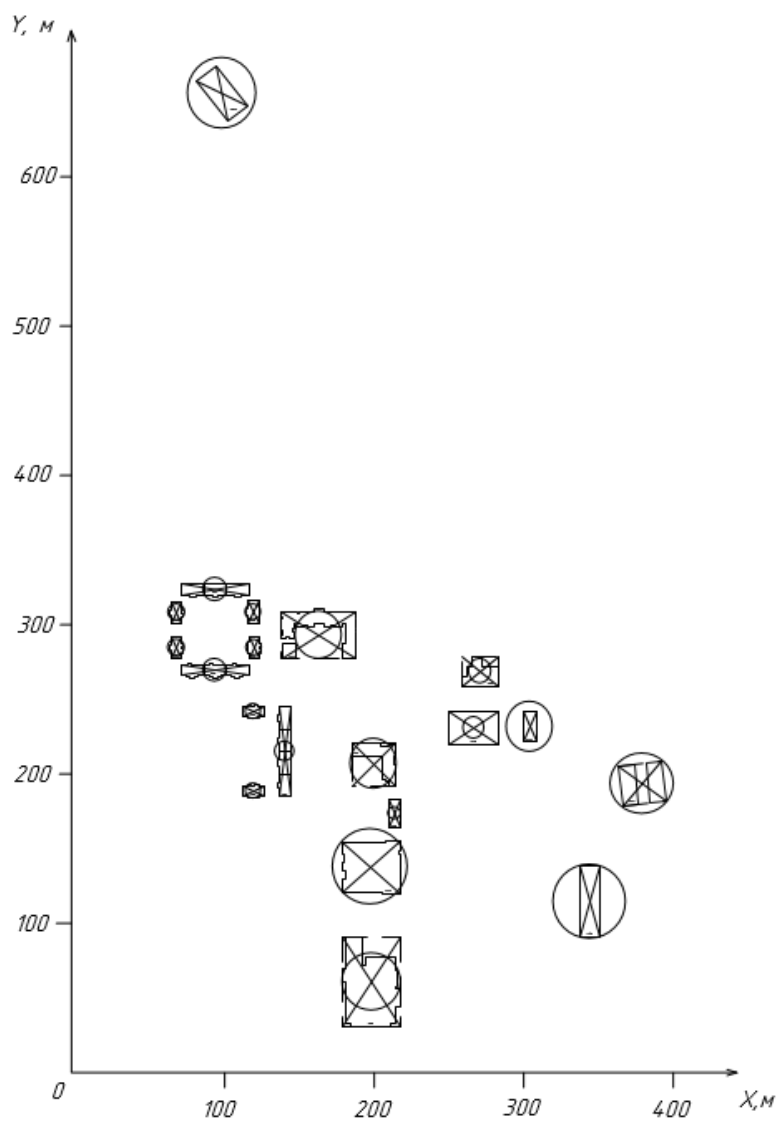


Рисунок 4 – картограмма электрических нагрузок проектируемого участка

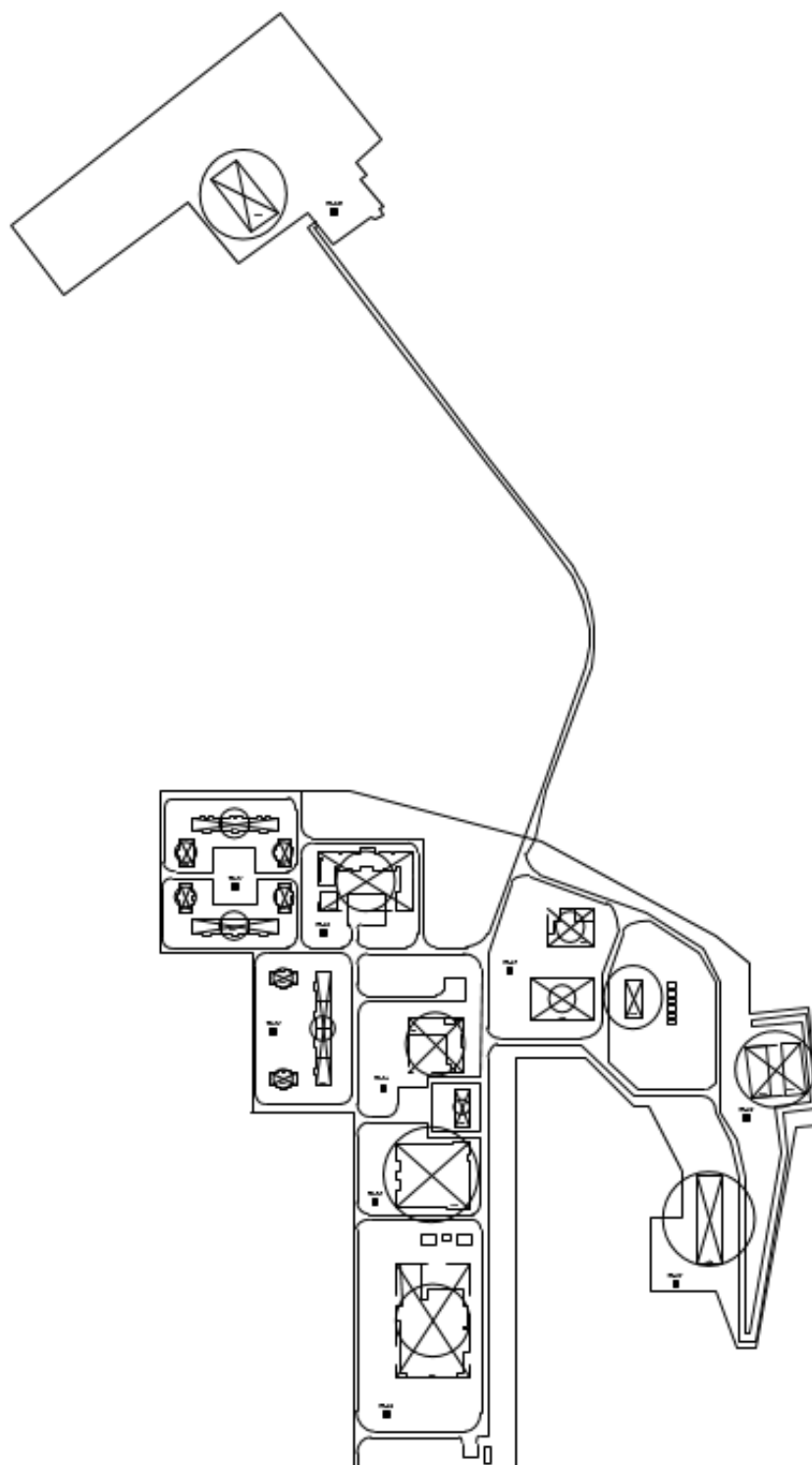


Рисунок 5 – итоговое размещение потребительских подстанций

3.2 Определение мощностей и количества трансформаторов ТП.

Трансформаторная ПС предназначена для понижения и повышения напряжения в сети переменного тока или для распределения электроэнергии тока частотой 50 Гц.

Факторы, которые учитываются при выборе числа и мощности трансформаторов ТП [10, с. 28]:

- потребность в компенсации реактивной мощности низковольтной нагрузки;
- шкала типовых (стандартных) мощностей трансформаторов;
- категория надежности потребителей;
- экономические режимы работы трансформатора в зависимости от графиков нагрузки;
- перегрузочная способность трансформаторов в аварийном и нормальном режиме работы.

Влияние в большей степени число трансформаторов оказывает на затраты на РУ 6(10) кВ, а также на внутриквартальные и районные сети.

На основании положений [11] большая часть потребителей электрической энергии в жилых районах городов – это потребители II категории надежности должны быть обеспечены сетевым резервом.

Мощность трансформатора учитывается так, чтобы при выходе из работы одного из трансформаторов, второй принял основную нагрузку подстанции в зависимости допускаемой перегрузки в послеаварийном режиме и возможного временного отключения потребителей III категории.

Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях определяется величиной и характером электрических нагрузок (требуемой надежностью электроснабжения и характером потребления электроэнергии), территориальным размещением нагрузок, их перспективным изменением и при необходимости обосновывается технико-экономическими расчетами.

Полная мощность нагрузки по ТП определяется согласно выражению [3, с. 145]:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}, \quad (17)$$

где P_{Σ} – суммарная расчетная активная мощность нагрузки по ТП, кВт;

Q_{Σ} – суммарная расчетная реактивная мощность нагрузки по ТП,
квар.

Распределим в соответствии с ТП нагрузки освещения и занесем результаты в таблицу 8:

Таблица 8 – распределение нагрузок освещения относительно ТП

№ ТП	№ улицы, нагрузка освещения которой получает питание от ТП
ТП-3.1	1; 8; 9; 10; 11; 23
ТП-3.2	12; 13; 14; 24
ТП-3.3	2; 3; 15
ТП-3.4	16; 17; 18; 25; 26
ТП-3.5	19; 20
ТП-3.6	21; 27
ТП-3.7	4; 6; 22
ТП-3.8	7
ТП-3.9	-
ТП-3.10	5

Определяем полные расчетные активную и реактивную мощности:

$$P_{\Sigma} = P_{p,ТП} + \Sigma P_{p,осв}; \quad (18)$$

$$Q_{\Sigma} = Q_{p,ТП} + \Sigma Q_{p,осв}. \quad (19)$$

В частности для ТП-3.1 получаем следующее:

$$P_{ТП-3.1,\Sigma} = 526,775 + 4,23 + 1,127 + 0,357 + 0,322 + 1,127 + 0,301 = 534,239 \text{ кВт};$$

$$Q_{ТП-3.1,\Sigma} = 105,355 + 1,4 + 0,372 + 0,118 + 0,106 + 0,372 + 0,099 = 107,822 \text{ квар}.$$

В этом случае полная мощность нагрузки данной ТП по выражению (16):

$$S_{ТП-3.1,\Sigma} = \sqrt{(534,239)^2 + (107,822)^2} = 545,011$$

Таким же образом определяем суммарные расчетные нагрузки для остальных ТП. Результаты сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – результаты расчета суммарных мощностей ТП

№ ТП	P_{Σ} , кВт	Q_{Σ} , квар	S_{Σ} , кВ·А
ТП-3.1	534,239	107,822	545,011
ТП-3.2	641,981	223,353	679,725
ТП-3.3	349,299	74,979	357,249
ТП-3.4	701,545	140,431	715,462
ТП-3.5	1504,125	301,346	1534,014
ТП-3.6	1050,93	211,082	1071,919
ТП-3.7	979,903	324,979	1032,386
ТП-3.8	649,92	224,074	687,463
ТП-3.9	870	302,5	921,09
ТП-3.10	1044,938	347,299	1101,141

Мощность трансформатора определяется по формуле, указанной ниже:

$$S_{ном,Т} \geq \frac{S_{ср,мах}}{n_{тр} \cdot k_3} \geq \frac{S_{\Sigma}}{n_{тр} \cdot k_3} \quad (20)$$

где $S_{ср,мах}$ - средняя полная мощность, определенная за интервал времени перегрузки по графику;

$n_{тр}$ – количество трансформаторов;

k_3 – коэффициент загрузки трансформаторов.

От ТП-3.1 питаются потребители II категории, поэтому устанавливаем два трансформатора, принимаем $k_3 = 0,7$ [10].

Таблица 10 - категории электроприемников

ТП	Категория	k_3
3.1	2	0,7
3.2	1	0,65
3.3	2	0,7
3.4	2	0,7
3.5	2	0,7
3.6	2	0,7
3.7	1	0,65
3.8	1	0,65
3.9	1	0,65
3.10	1	0,65

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

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

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

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

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

N_T – количество трансформаторов на ТП;

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

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

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

Проверка коэффициента загрузки в послеаварийном режиме:

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

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

Произведем выбор и проверку трансформаторов для ТП-3.1:

$$S_{расчА} = \frac{\sqrt{526,775^2 + 105,355^2}}{0,7 \cdot 2} = 383,719 \text{ кВ·А.}$$

Принимаем мощность ТП = 400 кВА

Проверка коэффициентов загрузки:

$$K_{3n/ав} = \frac{\sqrt{526,775^2 + 105,355^2}}{400} = 1,34 \leq 1,5$$

Трансформатор выбран верно. Для остальных ТП выбор проведен по тому же принципу. Принятые к установке трансформаторы ТП, их коэффициенты загрузки представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Мощности трансформаторов ТП

№ ТП	$P_{P.ТП}$, кВт	$Q_{P.ТП}$, квар	$S_{расч.}$, кВА	S_m , кВА	$k_{з/нав}$	Тип трансформатора ТП
3.1	526,775	105,355	383,71 9	400	1,34	ТМГ-400/10
3.2	640	128	502,05 7	630	1,03 6	ТМГ-630/10
3.3	324,856	66,883	236,9	250	1,33	ТМГ-250/10
3.4	670	215,4	502,7	630	1,12	ТМГ-630/10
3.5	1500	523,5	1134,8	1600	0,99	ТМГ-1600/10
3.6	1044	347,28	785,89	1000	1,1	ТМГ-1000/10
3.7	946,59	313,986	767,16	1000	0,99	ТМГ-1000/10
3.8	630	217,5	512,68	630	1,06	ТМГ-630/10
3.9	870	302,5	708,53	1000	0,92	ТМГ-1000/10
3.10	768	256	622,72	630	1,28	ТМГ-630/10

Для монтажа на ТП примем масляные трансформаторы ТМГ мощностью от 16 до 2500 кВА.



Рисунок 6 – Силовой трансформатор ТМГ

Трансформаторы масляные ТМ и ТМГ с естественным воздушным охлаждением предназначены для преобразования электрической энергии одного напряжения в электрическую энергию другого напряжения в

трехфазных сетях энергосистем и потребителей электроэнергии в составе электроустановок наружного или внутреннего размещения в условиях умеренного (от -45°С до +45°С) климата для исполнения У1 или холодного (от -60°С до +40°С) климата для исполнения УХЛ1.

Подробные характеристики представлены в таблице 12.

Таблица 12 – характеристики ТМГ

Тип	Мощность, кВА	Номинальное ВН, кВ	Номинальное НН, кВ	Схема и группа соединения
ТМГ-250/10	250	6,10	0,4	У/У _Н -0, Д/У _Н -11
ТМГ-630/10	630	6,10	0,4	Д/У _Н -11, У/У _Н -0
ТМГ-1000/10	1000	6,10	0,4/6,3/10,5	Д/У _Н -11, У/У _Н -0, У/Д-11
ТМГ-1250/10	1250	6,10,20	400	У/У _Н -0,
ТМГ-1600/10	1600	6,10,20	400	У/У _Н -0,

4 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ ТП

Наиболее оптимальна для городских условий является подстанция типа КТПГ и КТПБ.

Комплектные трансформаторные подстанции заводского изготовления предусматриваются как внутренней (КТП), так и наружной (КТПН) установки. Для городских условий наиболее приемлемой является подстанция типа КТПГ или КТПБ. Конструкция подстанции допускает ее присоединение к воздушным и кабельным сетям.

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

Схема ТП представлена на рисунке 9:

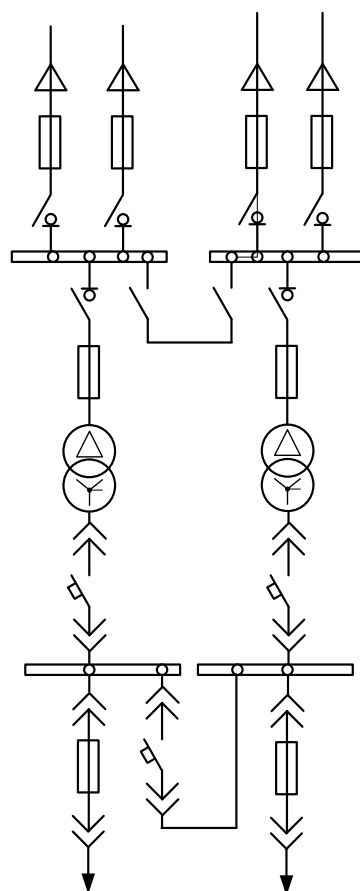


Рисунок 10 – Принципиальная схема ТП 10 кВ с двумя трансформаторами

В качестве потребительских ТП целесообразно применить такие, которые отвечали бы требованиям высокой надежности электроснабжения, а также обладали свойством простоты монтажа и подключения. Таковыми можно считать комплектные трансформаторные подстанции блочного типа.

Примем к установке БКТП. ПС данного типа предназначены для применения в городских электрических сетях и объектах различного назначения.

БКТП – блочная комплектная трансформаторная подстанция в бетонной оболочке, напряжением 20/0,4 кВ, мощностью силовых трансформаторов 2500 кВА. Применяется в сетях с изолированной нейтралью на стороне 20 кВ и глухозаземленной нейтралью на стороне 0,4 кВ. БКТП предназначена для электроснабжения городских жилищно-коммунальных, общественных, инфраструктурных объектов, а также для электроснабжения промышленных предприятий. Срок службы БКТП составляет не менее 25 лет.

Основные технические характеристики БКТП приведены в таблице 13.

Таблица 13 – технические характеристики БКТП

Наименование параметра	Значение
Мощность силового трансформатора, кВА	100,160,250,400,630,800, 100,1250,1600,2000,2500
Номинальное напряжение на стороне ВН, кВ	20
Номинальное напряжение на стороне НН, кВ	0,4
Номинальный ток сборных шин на стороне ВН, А	630
Номинальный ток сборных шин на стороне НН, А	400,630,800,1600,2000, 2500,3200,4000
Ток термической стойкости сборных шин на стороне ВН, кА/1с	20
Ток электродинамической стойкости сборных шин на стороне ВН, кА	51
Ток термической стойкости сборных шин на стороне НН, кА/1с	20,50,100
Ток электродинамической стойкости сборных шин на стороне НН, кА	44,110,220

Номинальное напряжение цепей гарантированного оперативного питания блоков РЗиА и управления силовых выключателей, В	переменное 220
Номинальное напряжение цепей электромагнитных блокировок ячеек КСО, В	постоянное 220
Номинальное напряжение цепей сигнализации и обогрева, В	переменное 220
Номинальное напряжение цепей освещения, В	переменное 24
Уровень изоляции по ГОСТ 1516.1 <ul style="list-style-type: none"> • с маслонаполненным герметичным трансформатором; • с трансформатором с сухой изоляцией обмоток; 	нормальная облегченная
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150	У1,УХЛ1
Степень защиты по ГОСТ 14254	IP23
Габариты БКТП, мм: <ul style="list-style-type: none"> • высота оболочки • высота кабельного сооружения • ширина оболочки • ширина кабельного сооружения • длина оболочки • длина кабельного сооружения 	2700,2900 800,1400,1900 2400,2700 2360,2660 4800,5400,5700,6100,6700 4720,5320,5620,6020,6620
Масса БКТП, кг: <ul style="list-style-type: none"> • оболочка с оборудованием, без трансформатора • кабельное сооружение • маслосборник 	не более 22000 не более 12000 не более 250
Срок службы, лет	не менее 25

Пример внешнего вида БКТП и 2БКТП представлен на рисунке 10.



Рисунок 11 – 2БКТП

Планы размещения оборудования в БКТП и 2БКТП были изображены ранее на рисунке 4.

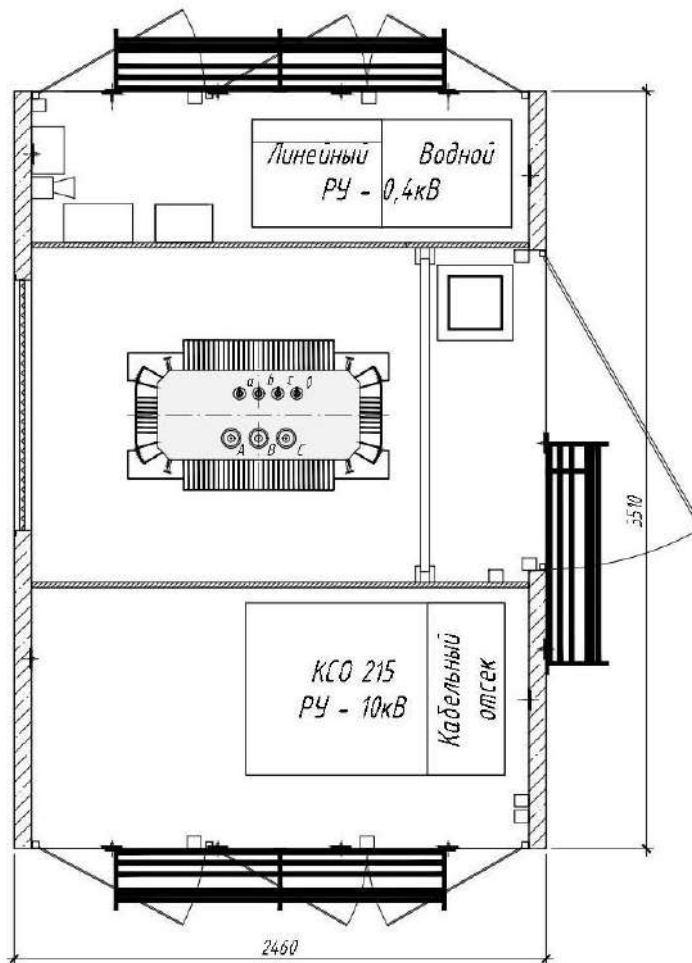


Рисунок 12 – план размещения оборудования в БКТП

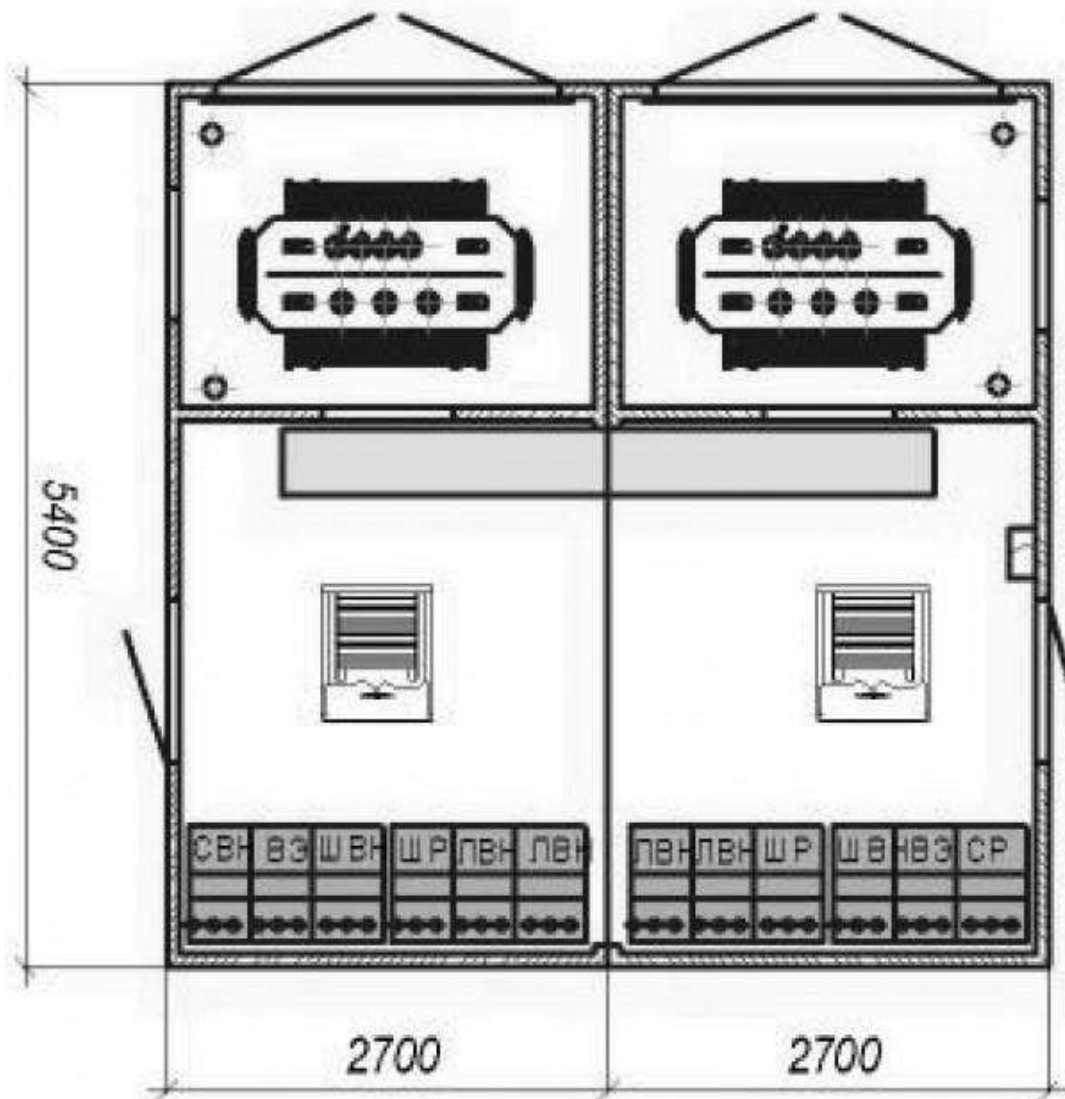


Рисунок 13 – план размещения оборудования в 2БКТП

5 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДНИКОВ

5.1 Общие положения кабельного хозяйства

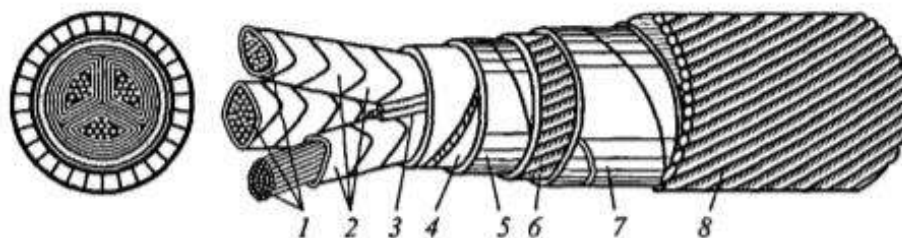
5.1.1 Конструкция кабелей.

Кабель – готовое заводское изделие, состоящее из изолированных токоведущих жил, заключенных в защитную герметичную оболочку, которая может быть защищена от механических повреждений броней. Кабели подразделяются: контрольные, силовые и кабели управления.

Силовые кабели выпускаются на напряжение до 110 кВ включительно.

Силовые кабели на напряжение до 35 кВ имеют от одной до четырех медных или алюминиевых жил сечениями 1...2000 мм².

Жилы сечением до 16 мм² – однопроволочные, свыше – многопроволочные. В большей степени применяются кабели с алюминиевыми жилами. Редко же применяются кабели с медными жилами (рис.14).



Кабель с вязкой пропиткой на напряжение 10 кВ типа СБ или АСБ:
1 – медные или алюминиевые жилы; 2 – фазная изоляция из пропитанной бумаги; 3 – наполнитель из джута; 4 – поясная изоляция из пропитанной маслом бумаги; 5 – свинцовая оболочка; 6 – джутовая прослойка; 7 – броня из стальной ленты; 8 – джутовый покров

Рисунок 14 – кабель с вязкой пропиткой на напряжение 10 кВ типа СБ или АСБ

Изоляция жил выполняется из кабельной бумаги, пропитанной маслосанифольным составом, резины, поливинилхлорида и полиэтилена.

От вредного действия влаги, газов кислот и механических повреждений изоляцию предохраняет защитная герметичная оболочка кабеля. Они изготавливаются из свинца, алюминия, резины и поливинилхлорида.

Поясная изоляция прокладывается в кабелях напряжением до 1 кВ для повышения электрической прочности между изолированными жилами и оболочкой.

Из стальных оцинкованных проволок изготавливается броня кабеля. Поверх брони накладывают покровы из кабельной пряжки, пропитанной битумом и покрытой меловым составом. Во избежание возможного пожара при прокладке кабеля в помещениях, каналах и тоннелях джутовый покров снимают.

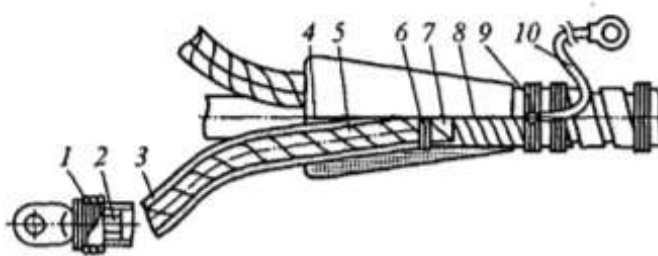
Обозначение марок кабелей соответствует их конструкции.

Кабели с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами имеют марки: ААБ, ААГ, ААП, ААШв, АСБ, АСБГ, АСПГ, АСШв. Первая буква обозначает материал жил (А – алюминий, отсутствие впереди буквы А в маркировке означает наличие медной жилы), вторая – материал оболочки (А – алюминий, С – свинец). Буква Б означает, что кабель бронирован стальными лентами; буква Г – отсутствие наружного покрова; Шв- наружный покров выполнен в виде шланга из поливинилхлорида.

В маркировке кабеля после буквенных обозначений указывается его номинальное напряжение, кВ; число жил и сечение одной жилы.

Отдельные отрезки кабелей напряжением до 1 кВ соединяются чугунными муфтами, напряжением выше 1 кВ – свинцовыми муфтами, залитыми специальным составом.

Концы кабелей разделяются, а для лучшего контакта с шинами распределительного устройства на концы жил напаиваются или привариваются наконечники. Для предотвращения попадания в кабель влаги, кислот и других реагентов, ухудшающих изоляцию, концы кабеля герметически заделывают. Часто применяются концевые заделки кабелей из эпоксидного компаунда (рис.15). Также применяют сухие концевые заделки из поливинилхлоридных липких лент и лаков.



1 – бандаж из шпагата, покрытого эпоксидным компаундом; 2 – дополнительная подмотка из киперной ленты с покрытием каждого слоя эпоксидным компаундом; 3 – трехслойная дополнительная подмотка из киперной ленты с покрытием каждого слоя эпоксидным компаундом; 4 – эпоксидный компаунд; 5 – конец подмотки корешка заделки; 6 – бандаж из хлопчатобумажной пряжи; 7 – поясная изоляция; 8 – насечка ножом на оболочке кабеля; 9 – проволочный бандаж; 10 – заземляющий трос

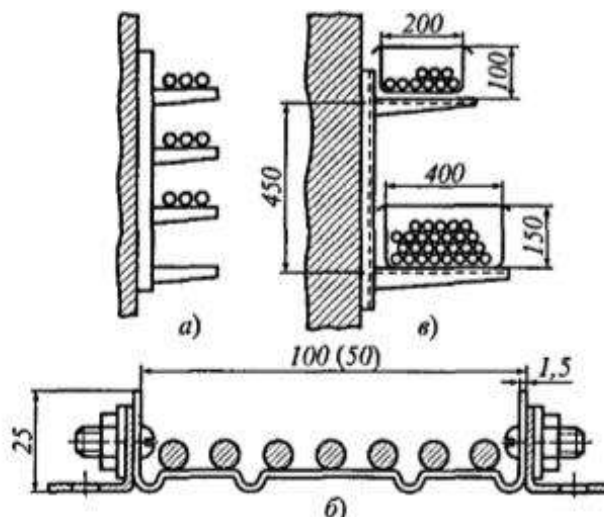
Рисунок 15 – концевая эпоксидная заделка кабеля

5.2 Способы прокладки кабелей напряжением 6...10 кВ

Кабельные прокладки требуют меньших площадей по сравнению с воздушными и могут применяться при любых природных и атмосферных условиях.

Прокладка кабелей может осуществляться несколькими способами: в траншеях, каналах, туннелях, блоках, эстакадах. Внутри кабельных сооружений и производственных помещений предусматривают прокладку кабелей на стальных конструкциях различного исполнения (рис.16): на настенных конструкциях, лотках, в коробах, укрепленных на стенах.

Способ и конструктивное выполнение прокладки выбираются в зависимости от числа кабелей, условий трассы, наличия или отсутствия взрывоопасных газов тяжелее воздуха, степени загрязненности почвы, требований эксплуатации, экономических факторов и т.п. (табл.14).



a – на настенных конструкциях; *б* – на перфорированных лотках; *в* – в коробах

Рисунок 16 – конструктивное выполнение кабельных прокладок

5.2.1 Прокладка кабелей в траншеях.

Наиболее простой является прокладка кабелей в траншеях (рис.17). Она экономична и по расходу цветного металла, так как допустимые токи на кабели больше (примерно в 1,3 раза) при прокладке в земле, чем в воздухе. Но по ряду причин этот способ не получил широкого применения на промышленных предприятиях.

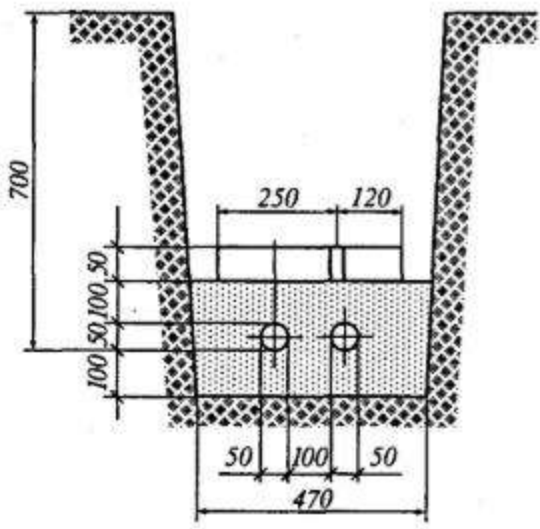


Рисунок 17 – прокладка кабелей в траншее

Земляная траншея для укладки кабелей должна иметь глубину не менее 800 мм. Из просеянной земли на дне траншеи создают мягкую подушку толщиной 100 мм. Глубина же заложения не должна быть менее 700 мм. Ширина траншеи зависит от числа кабелей, прокладываемых в ней. Расстояние между несколькими кабелями напряжением до 10 кВ должно быть не менее 100 мм.

5.2.2 Прокладка кабелей в каналах.

Прокладка кабелей в железобетонных каналах может быть наружной и внутренней (рис.18). Этот способ прокладки более дорогостоящий, чем в траншеях. При внецеховой канализации на неохраемой территории каналы прокладываются под землей на глубине 300 мм и более. Глубина канала не более 900 мм. На участках, где возможно разлитие расплавленного металла, жидкостей или других веществ, разрушительно действующего на оболочки кабелей, кабельные каналы применять нельзя.

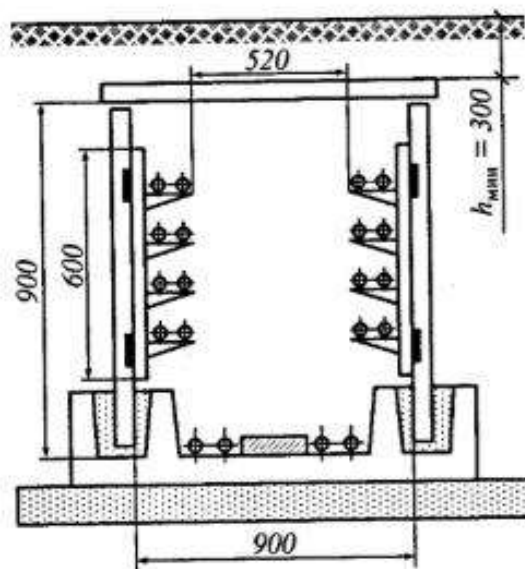


Рисунок 18 – прокладка кабелей в каналах

5.2.3 Прокладка кабелей в туннелях.

Прокладка в туннелях удобна и надежна в эксплуатации, она оправдана лишь при большом числе (более 30...40) кабелей, идущих в одном направлении, например, на главных магистралях, для связей между главной подстанцией и распределительной и других аналогичных случаях.

Туннели (рис.19) бывают проходные высотой 2100 мм и полупроходные высотой 1500 мм. Полупроходные туннели допускаются на коротких участках (до 10 м) в местах, затрудняющих прохождение туннелей нормальной высоты. Глубина заложения туннеля от верха покрытия принимается не 0,7 м.

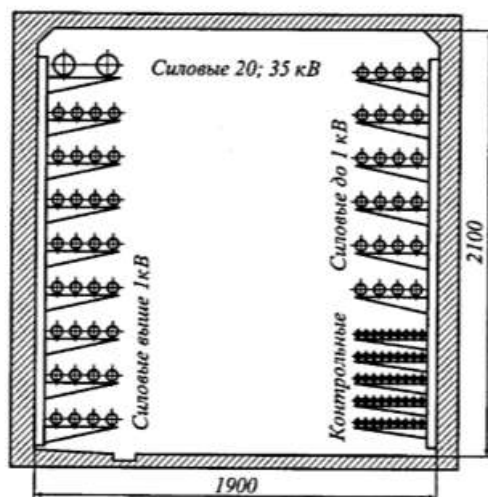
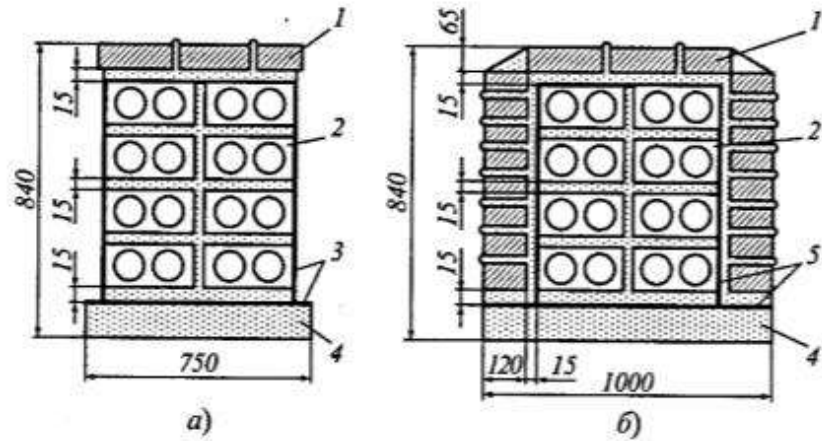


Рисунок 19 – прокладка кабелей в туннелях

5.2.4 Прокладка кабелей в блоках.

Прокладка кабелей в блоках (рис.20) надежна, но наименее экономична как по стоимости, так и по пропускной способности кабелей. Она применяется только тогда, когда по местным условиям прокладки недопустимы более простые способы прокладки, а именно: при наличии блуждающих токов, при агрессивных грунтах, вероятности разлива по трассе металла или агрессивных жидкостей и др.

Тип кабельных блоков выбирается в зависимости от уровня грунтовых вод, их агрессивности и наличия блуждающих токов.

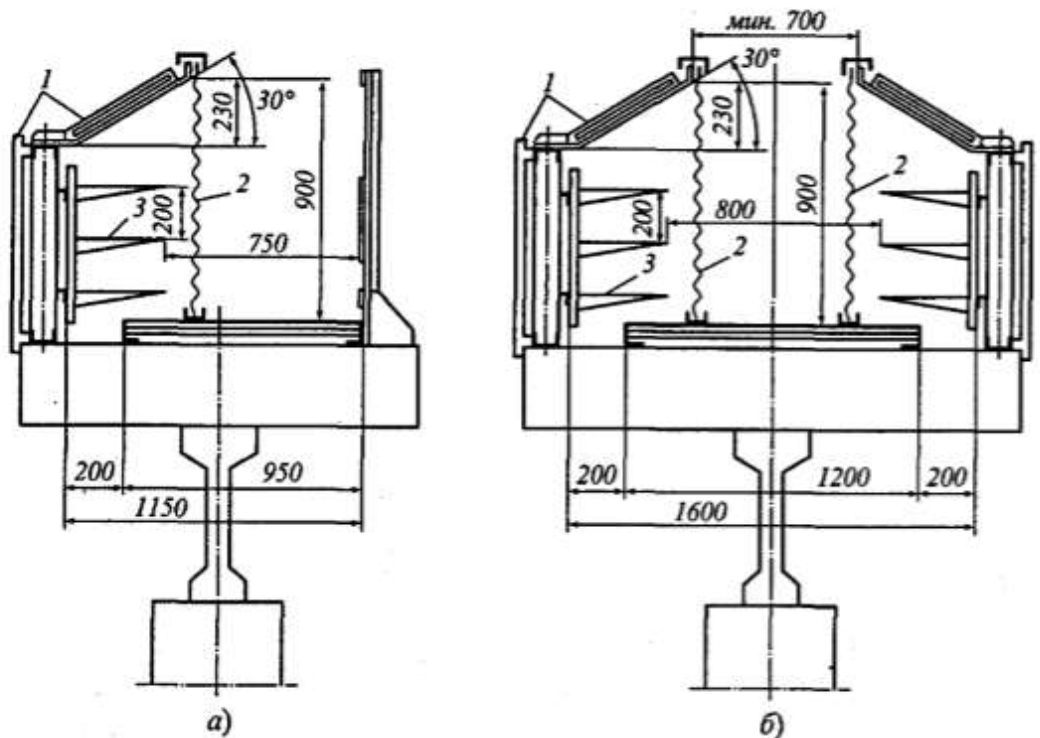


a – для прокладки в сухих грунтах; *б* – для прокладки во влажных и насыщенных водой грунтах; 1 – кирпич; 2 – железобетонная панель; 3 – окрасочная гидроизоляция; 4 – бетон; 5 – оцинкованная гидроизоляция

Рисунок 20 – блоки из железобетонных панелей

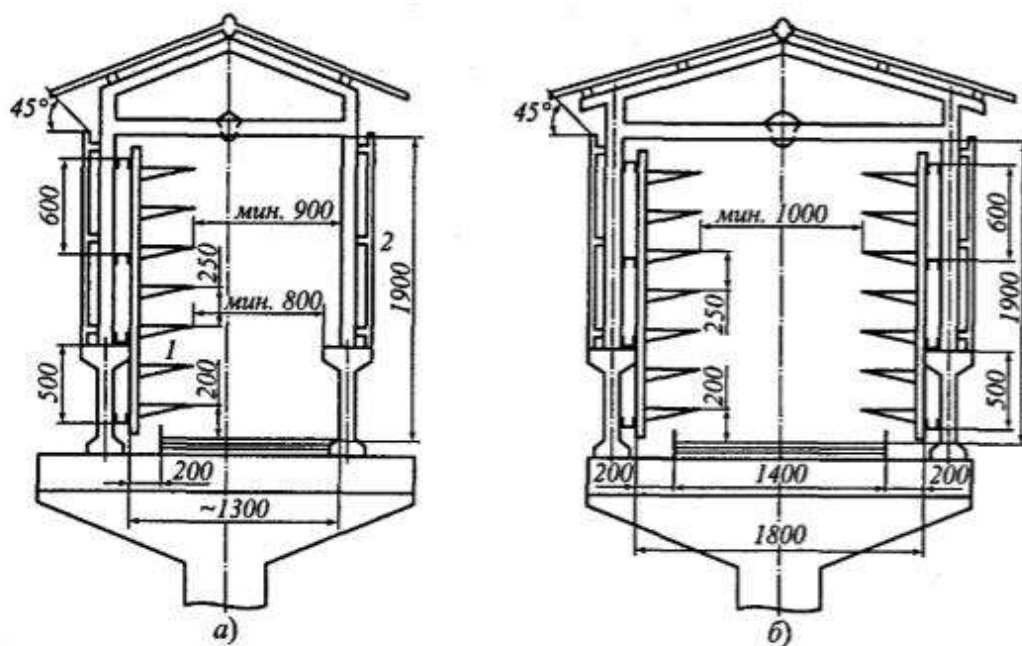
5.2.5 Прокладка кабелей на галереях и эстакадах.

При больших потоках кабелей целесообразно вместо туннелей применять для прокладки кабелей открытые эстакады (рис.21) и закрытые галереи (ри.22), а также использовать стены зданий, в которых нет взрыво- и пожароопасных производств.



a – проходная односторонняя на отдельной опоре; *б* – двусторонняя; 1 – стационарные солнцезащитные панели; 2 – съемная солнцезащитная панель; 3 – кабельная полка

Рисунок 21 – кабельные эстакады



а – односторонняя; б – двусторонняя; 1 – кабельная полка; 2 – солнцезащитные панели

Рисунок 22 – кабельные галереи

5.3 Кабельная арматура.

Кабельная арматура - это арматура, предназначенная для сращивания и оконцевания кабельных изделий.

Главным элементом кабельной арматуры считается муфта. Применяют самые разные виды муфт:

- Ответвительные;
- концевые;
- переходные;
- соединительные.

При выполнении электромонтажных работ часто появляется необходимость в электрическом соединении кабелей. Такая необходимость может возникнуть, если длина прокладки трассы большая, а длины кабеля оказалось недостаточно, либо понадобилось выполнить дополнительную ветку кабеля.

Кроме этого, соединять кабель приходится при повреждении или порыве кабеля. Для выполнения качественной изоляции и соединения кабеля существуют кабельные муфты. Благодаря своему устройству, они способны обеспечить решение такой задачи по соединению кабелей.

По назначению кабельные муфты делятся:

- Соединительные;
- Концевые;
- Стопорные;
- Переходные;
- Ответвительные;

Пример соединения трёхжильного низковольтного кабеля в чугунной муфте приведен на рисунке 23.

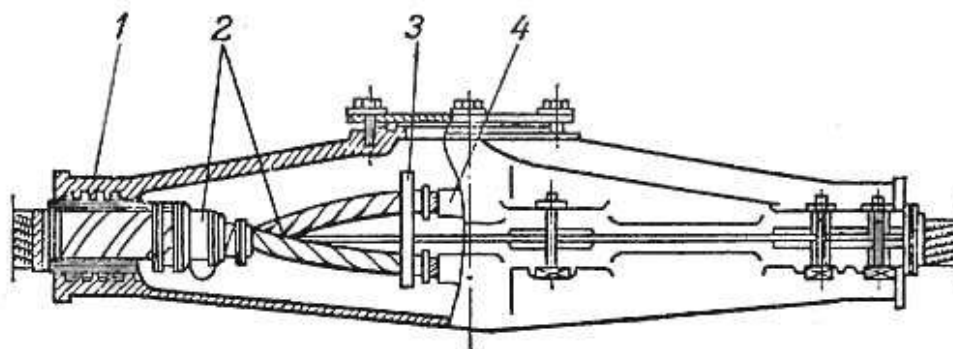
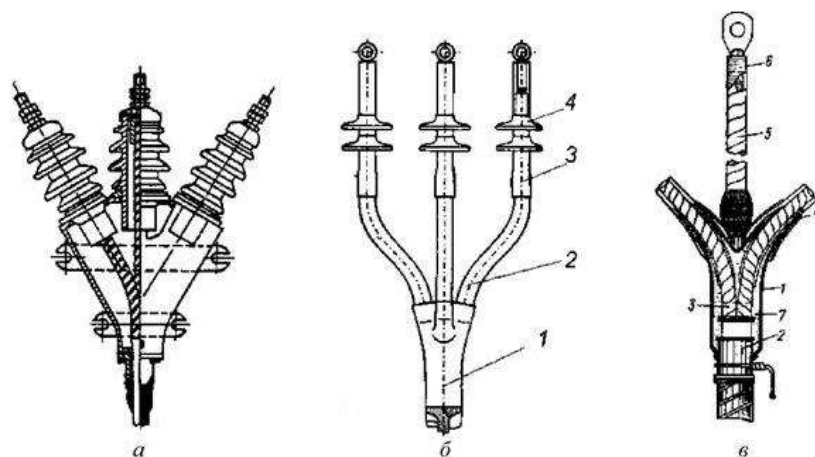


Рисунок 23 – чугунная соединительная муфта для трехжильных кабелей напряжением до 1 кВ

На рисунке 23 показано соединение трёхжильного низковольтного кабеля в чугунной муфте.

Концевые муфты или концевые заделки применяют на концах кабелей. На рисунке 24(а) приведена трёхфазная муфта наружной установки с фарфоровыми изоляторами для кабелей напряжением 10 кВ. Для трехжильных кабелей с пластмассовой изоляцией применяется концевая муфта, представленная на рисунке 24(б).



a – наружной установки с фарфоровыми изоляторами; *b* – наружной установки с пластмассовой изоляцией; *c* – внутренней установки с сухой разделкой

Рисунок 24 – концевые муфты для трехжильных кабелей напряжением 10 кВ

Марка муфты включает в себя обозначения типа, материала и конструктивного исполнения. Тип муфты обозначается буквами, стоящими на первом месте. В таблице 15 приведена маркировка кабельных муфт по типу и материалу.

Таблица 15 – маркировка кабельных муфт по типу и материалу

Тип муфты		Материал	
Буквенное обозначение	Расшифровка	Буквенное обозначение	Расшифровка
С	Соединительная	Ч	Чугун
О	Ответвительная	С	Свинец
Ст	Стопорная	Л	Латунь
СтП	Переходная	А	Алюминий
КН	Концевая наружной установки	Э	Эпоксидный компаунд
КМ	Концевая мачтовая	Ст	Сталь
КВ	Концевая муфта (заделка) внутренней установки	Р	Резина

5.4 Выбор сечений кабелей распределительной сети 0,4 кВ.

Сечения проводников низковольтной сети должны обеспечивать: достаточную механическую прочность, прохождение тока нагрузки без перегрева сверх допустимых температур, необходимые уровни напряжений у источников света, срабатывание защитных аппаратов при КЗ.

Сечения проводов (кабелей) 0,4 кВ определяются по экономическим интервалам, длительной расчетной нагрузке и проверяются по допустимой потере напряжения по формулам, соответствующим конфигурации сети.

Четырехжильный кабель с алюминиевыми жилами и защитным покровом из ПВХ шланга разумнее использовать для сети 0,4 кВ (для разводки по микрорайону) в связи с большой протяженностью и большим количеством криволинейных траекторий. Используем кабель марки АВБбШв. Внешний вид данного кабеля представлен на рисунке 25.

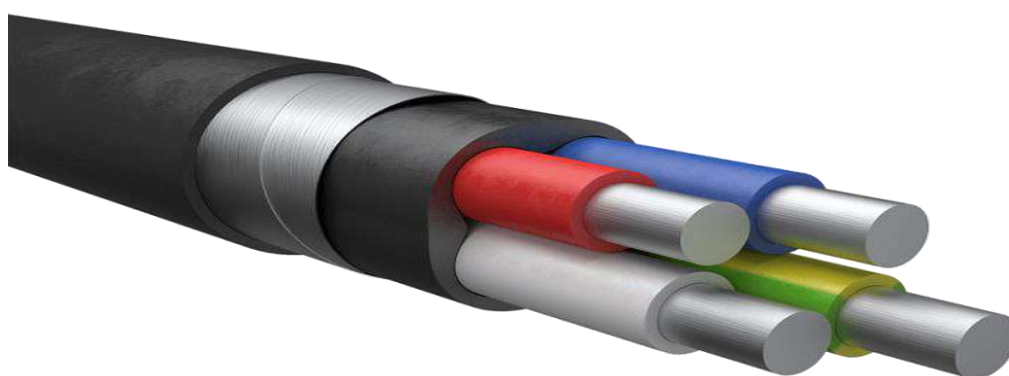


Рисунок 25 – кабель АВБбШв 4x16

Кабель АВБбШв является силовым, он предназначен для распределения или передачи переменного тока с номинальной частотой 50 Гц и номинальным напряжением 660 или 1000 В и. Кроме того, этот кабель возможно использовать для передачи постоянного электротока номинальным напряжением до 2500 В.

Снаружи кабель марки АВБбШв защищен шлангом, который делают из ПВХ-пластиката. Благодаря этому кабель способен сопротивляться распространению пламени, если проложен одиночным способом.

30 лет, столько составляет срок службы кабеля АВБбШв, установленный производителем. Гарантийный срок - 5 лет.

Предварительный выбор сечений кабеля согласно [11] производится по допустимому нагреву.

Необходимо определить величины, указанные ниже, с целью, осуществить выбор сечения кабеля:

1. Расчетный ток кабельной линии:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{n_{кб} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (24)$$

где P_p – расчетная активная мощность нагрузки, питаемой по кабельной линии, кВт;

Q_p – расчетная реактивная мощность нагрузки, питаемой по кабельной линии, квар;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, равное 0,4 кВ;

$n_{кб}$ – число кабелей, по которым осуществляется электроснабжение.

2. Ток в линии в послеаварийном режиме:

$$I_{н/ав.р} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{(n_{кб} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (25)$$

3. Длительно допустимая токовая нагрузка кабеля выбранного сечения:

$$I_{д.дон} = I'_{д.дон} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4, \quad (26)$$

где $I'_{д.дон}$ – длительно допустимый ток при нормальной прокладке кабеля выбранного сечения, А;

k_1 – коэффициент перегрузки для ПВХ кабелей;

k_2 – поправочный коэффициент, зависящий от температуры земли и воздуха;

k_3 – поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле;

k_4 – коэффициент снижения для четырёхжильных кабелей с пластмассовой изоляцией напряжением до 1 кВ.

Условие для выбора подходящего сечения:

$$I_{ав.р} \leq I_{д.доп} \quad (27)$$

Принимаем к исполнению прокладку кабелей в земляной траншее. Количество кабелей в траншее – 2. Если по линии напряжением до 1 кВ осуществляется питание одного потребителя, то расчётные мощности линии равны расчётным нагрузкам этого потребителя [14, с. 145].

Для кабелей, имеющих поливинилхлоридную изоляцию, допускается перегрузка до 15 % не более чем на 6 ч, то есть, принимаем $k_1 = 1,15$ [11, п. 1.3.6.].

Принимаем стандартные температурные условия прокладки, то есть $k_2 = 1$. При двух проложенных рядом кабелей и расстоянием между ними в свету 100 мм имеем $k_3 = 0,9$ [11, т. 1.3.26.].

Для четырёхжильных кабелей с пластмассовой изоляцией и алюминиевыми жилами на напряжение до 1 кВ имеем $k_4 = 0,92$ [11, т. 1.3.7.].

По участку ТПЗ.1 – 1 осуществляется смешанное электроснабжение, поэтому по формулам определяем расчётные мощности, протекающие по линии:

Активная мощность:

$$P_{р.л} = 123,975 + 70 = 193,975 \text{ кВт};$$

Реактивная мощность:

$$Q_{р.л} = 24,795 + 14 = 38,795 \text{ квар.}$$

Таким образом, например, для кабельной линии ТП-3.1 – 1 получаем:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{(193,975)^2 + (38,795)^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 142,762$$

$$I_{ав.р} = \frac{\sqrt{(193,975)^2 + (38,795)^2}}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 285,523 \text{ А.}$$

Выбираем кабель сечением 150 мм², длительно допустимый ток для которого при нормальных условиях прокладки составляет $I'_{д.дон} = 335 \text{ А}$ [11.т.1.3.7]. Тогда допустимая токовая нагрузка кабеля данного сечения для наших условий составит:

$$I_{д.дон} = 335 \cdot 1,15 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 0,92 = 318,987 \text{ А.}$$

Проверяем выполнение условия (26):

$$285,523 \leq 318,987 \text{ А.}$$

Условие выполняется, следовательно, сечение кабеля выбрано верно. Таким же образом выбираем сечения для остальных кабельных линий. Вместе с тем, на проектируемом участке района имеются потребители со слишком большой нагрузкой, токи которых превышают допустимые для всех сечений. Это здания поликлиники, административно-офисный центр, котельная (№ 3.2-1, 3.4-1, 3.7-2 соответственно). Для решения возникшей проблемы прибегнем к следующему решению: разделим данные здания на равное количество «блоков» и запитаем каждый от отдельных кабельных линий, т.е. траншей.

Для зданий с большой нагрузкой делим на четыре «блока». Таким образом в выражениях (24) и (25) числители будут разделены соответственно на 4. Таким образом осуществляем выбор сечений для данных потребителей. Результаты сведены в таблице 16.

Таблица 16 – результаты выбора сечений распределительной сети 0,4 кВ

Участок	$I_{расч}$, А	$I_{ав.р}$, А	Сечение, мм ²	$I'_{д.дон}$, А	$I_{д.дон}$, А
ТП-3.1 – 1	142,762	285,523	150	335	318,987
ТП-3.1 – 2	91,243	182,486	70	210	199,62
ТП-3.1 – 3	53,727	107,453	25	115	109,503
ТП-3.1 – 4	53,727	107,453	25	115	109,503
ТП-3.1 – 5	50,341	100,682	25	115	109,503
ТП-3.1 – 6	50,341	100,682	25	115	109,503
ТП-3.2 – 1	125,693	251,385	120	295	280,899
ТП-3.3 – 1	45,136	92,272	25	115	109,503

Продолжение таблицы 16

ТП-3.3 – 2	45,136	90,272	25	115	109,503
ТП-3.3 – 3	96,09	192,179	70	210	199,62
ТП-3.4 – 1	142,231	284,462	150	335	318,987
ТП-3.4 – 2	22,521	45,042	10	70	66,654
ТП-3.7 – 1	131,354	262,708	120	295	280,899
ТП-3.7 – 2	103,51	207,021	120	295	280,899
ТП-3.7 – 3	151,103	302,207	150	335	318,987
ТП-3.8 – 1	142,082	284,165	150	335	318,987
ТП-3.10 – 1	173,205	346,41	185	385	366,597

6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И НАПРЯЖЕНИЯ В ТРАНСФОРМАТОРАХ ТП И ЛИНИЯХ

В целях снижения потерь мощности и энергии в сети, что позволяет определить наиболее экономичный режим в процессе эксплуатации, необходимо правильно выбрать электрооборудование, определить рациональные режимы работы, выбрать самый экономичный способ повышения коэффициента мощности.

6.1 Потери напряжения в линиях.

При работе электроснабжения (СЭС) в ее элементах (кабельных и воздушных линиях электропередачи, трансформаторах, электродвигателях и т.п.) неизбежно возникают потери мощности и электроэнергии. Величина этих потерь зависит от множества различных факторов: тока проходящего по элементу, климатических условий, сопротивлений (активного, реактивного) элемента и т.п., может достигать значительных размеров. Поэтому проблема снижения потерь мощности и электрической энергии является одной из важнейших при эксплуатации СЭС практически любого объекта.

Потери напряжения в линии определяются по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{P_{p.l} \cdot R + Q_{p.l} \cdot X}{n_{кб} \cdot U_{ном}} \quad (28)$$

где $P_{p.l}$ – расчетная активная мощность, протекающая по линии, кВт;

R – активное сопротивление линии, Ом;

X – реактивное сопротивление линии, км.

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, равное 0,3 кВ;

$Q_{p.l}$ – расчетная реактивная мощность, протекающая по линии, квар.

Активное и реактивное сопротивления определяются по формуле:

$$R = r_0 \cdot l \cdot 10^{-3}, \quad (29)$$

$$X = x_0 \cdot l \cdot 10^{-3},$$

где r_0 - удельное активное сопротивление кабеля, мОм/м [13]

x_0 - удельное реактивное сопротивление кабеля, мОм/м [13]

l – длина линии, м.

Процентное содержание потерь напряжения в нормальном режиме работы определяется согласно выражению:

$$\Delta U_{\%}^{n.p} = \frac{\Delta U}{U_{ном} \cdot 10^{-3}} \cdot 100\% \quad (30)$$

Произведем расчет для линии ТПЗ.1-1 по формулам:

$$R = 0,208 \cdot 51 \cdot 10^{-3} = 0,006 \text{ Ом};$$

$$X = 0,059 \cdot 51 \cdot 10^{-3} = 0,0017$$

Потери напряжения в нормальном режиме:

$$\Delta U = \frac{193,975 \cdot 0,006 + 38,975 \cdot 0,0018}{2 \cdot 0,38} = 1,6 \text{ В}$$

Потери напряжения в процентах в нормальном режиме:

$$\Delta U_{\%}^{n.p} = \frac{1,6}{0,38 \cdot 10^{-3}} \cdot 100\% = 0,4\%$$

Потери напряжения в процентах в послеаварийном режиме работы:

$$\Delta U_{\%}^{n/a.p} = \frac{2 \cdot 1,6}{0,38 \cdot 10^{-3}} \cdot 100\% = 0,8\%$$

По тому же принципу определяем потери напряжения в остальных кабельных линиях. Результаты определения потерь напряжения сведем в таблицу 17.

Таблица 17 – Определение потерь напряжения в линии 0,4 кВ

Линия	l , м	r_0 , мОм/м	x_0 , мОм/м	ΔU , В	$\Delta U_{\%}^{n.p}$, %	$\Delta U_{\%}^{n/a.p}$, %
3.1 – 1	51	0,208	0,059	1,6	0,4	0,8

Продолжение таблицы 17

3.1 – 2	30	0,447	0,061	2,281	0,6	1,2
3.1 – 3	61	1,25	0,066	1,4	0,3	0,7
3.1 – 4	43	1,25	0,066	4,9	1,3	2,6
3.1 – 5	61	1,25	0,066	6,9	1,8	3,6
3.1 – 6	45	1,25	0,066	5,09	1,3	2,6
3.2 – 1	66	0,261	0,06	3,85	1,03	2,06
3.3 – 1	43	1,25	0,066	4,32	1,13	2,26
3.3 – 2	37	1,25	0,066	3,7	0,9	1,9
3.3 – 3	37	0,447	0,061	2,8	0,7	1,4
3.4 – 1	61	0,208	0,059	3,12	0,8	1,6
3.4 – 2	37	3,12	0,073	4,64	1,2	2,4
3.7 – 1	42	0,261	0,06	2,28	0,6	1,2
3.7 – 2	42	0,261	0,06	2,5	0,7	1,4
3.7 – 3	120	0,208	0,059	4,5	1,18	2,36
3.8 – 1	58	0,208	0,059	2,9	0,7	1,5
3.10 – 1	81	0,169	0,059	4,04	1,06	2,1

Потеря мощности и энергии, теряемые в линиях, в процентах от потребляемой определяется по формуле:

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P}{P_{omn}} \cdot 100\% \quad (31)$$

$$\Delta W\% = \frac{\Delta W}{P_{omn} \cdot T_M} \cdot 100\% \quad (32)$$

Потери мощности и энергии в сети не должны превышать 10%.

6.2 Расчет потерь напряжения в трансформаторах.

Потери напряжения в трансформаторе определяется по формуле:

$$\Delta U_{mp} = \frac{S_{\Sigma}}{n_T \cdot S_{ном.Т}} \cdot (u_{a,\%} \cdot \cos \varphi + u_{p,\%} \sin \varphi), \quad (33)$$

где u_a – активная составляющая напряжения КЗ, %;

$u_{p,\%}$ - реактивная составляющая напряжения КЗ, %;

Активная составляющая напряжения КЗ определяются по формуле:

$$u_{a,\%} = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{ном.Т}} \cdot 100\% \quad (34)$$

где $\Delta P_{кз}$ - потери КЗ в трансформаторе, кВт.

Реактивная составляющая напряжения КЗ определяется по выражению [3]:

$$u_{p,\%} = \sqrt{u_{к,\%}^2 - u_{a,\%}^2}, \quad (35)$$

где $u_{к,\%}$ - напряжение КЗ трансформатора, %

Коэффициент мощности находится по формуле [3]:

$$\cos \varphi = \frac{P_{\Sigma}}{S_{\Sigma}} \quad (36)$$

Например, рассчитаем для установленных трансформаторов на ТП-3.1:

1. Активная составляющая КЗ:

$$u_{a,\%} = \frac{5,4}{400} \cdot 100\% = 1,35 \%$$

2. Реактивная составляющая напряжения КЗ:

$$u_{p,\%} = \sqrt{4,5^2 - 1,35^2} = 4,293\%$$

3. Коэффициент мощности:

$$\cos \varphi = \frac{534,239}{545,011} = 0,98$$

4. Потери напряжения в трансформаторе:

$$\Delta U_{mp} = \frac{545,011}{2 \cdot 400} \cdot (1,35 \cdot 0,98 + 4,239 \cdot 0,199) = 1,492\%$$

Таким же образом определяем потери напряжения в остальных трансформаторах. Результаты расчета представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Потери напряжения в трансформаторах ТП

Номер ТП	$u_{a,\%}, \%$	$u_{p,\%}, \%$	$\cos \varphi$	$\Delta U_T, \%$
3.1	1,35	4,293	0,98	1,492
3.2	0,68	5,5	0,98	1,431
3.3	1,48	4,25	0,97	2,05
3.4	0,87	5,4	0,98	1,53
3.5	0,68	5,5	0,98	1,056
3.6	1,1	5,5	0,98	1,56
3.7	1,1	5,4	0,98	1,5
3.8	1,35	4,293	0,98	1,517
3.9	1,1	5,4	0,98	1,34
3.10	0,68	5,5	0,98	2,22

7 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ 10 КВ ЖИЛОГО РАЙОНА

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

7.1 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ.

Расчетные электрические нагрузки городских сетей 10 кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформатора отдельных ТП, присоединенных к РП, на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок (коэффициент участия в максимуме нагрузок), принимаемый по таблице 2.4.1, [11].

$$P_{Л.10} = k_y \cdot \sum_1^n P_{\Sigma} \quad (37)$$

$$Q_{Л.10} = k_y \cdot \sum_1^n Q_{\Sigma} \quad (38)$$

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

$$P_{Л.10} = 0,7 \cdot (5088 + 2959 + 8036) = 11258,1 \text{ кВт}$$

$$Q_{Л.10} = 0,7 \cdot (660,676 + 1384 + 2609) = 3257,573 \text{ квар}$$

$$S_{Л.10} = \sqrt{11258,1^2 + 3257,573^2} = 11719,923 \text{ кВА}$$

Выбираем трансформатор ТД 10000/35.

7.2 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

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 выпускной квалификационной работе используется третий и четвертый типы сетей.

7.3 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:

1. Расчетный ток кабельной линии:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{n_{кб} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (39)$$

где P_p – расчетная активная мощность нагрузки, питаемой по кабельной линии, кВт;

Q_p – расчетная реактивная мощность нагрузки, питаемой по кабельной линии, квар;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, равное 10 кВ;

$n_{кб}$ – число кабелей, по которым осуществляется электроснабжение.

2. Ток в линии в послеаварийном режиме:

$$I_{ав.р} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{(n_{кб} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (40)$$

3. Длительно допустимая токовая нагрузка кабеля выбранного сечения:

$$I_{д.доп} = I'_{д.доп} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3, \quad (41)$$

где $I'_{д.доп}$ – длительно допустимый ток при нормальной прокладке кабеля выбранного сечения, А;

k_1 – коэффициент перегрузки для ПВХ кабелей;

k_2 – поправочный коэффициент, зависящий от температуры земли и воздуха;

k_3 – поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле;

Условие для выбора подходящего сечения:

$$I_{ав.р} \leq I_{д.доп} \quad (42)$$

Для кабелей, имеющих поливинилхлоридную изоляцию, допускается перегрузка до 15 % не более чем на 6 ч, то есть, принимаем $k_1 = 1,15$ [11, п. 1.3.6.].

Принимаем стандартные температурные условия прокладки, то есть $k_2 = 1$. При двух проложенных рядом кабелей и расстоянием между ними в свету 100 мм имеем $k_3 = 0,9$ [11, т. 1.3.26.].

На примере произведем расчет для линии РП – ТПЗ.6:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{4955,034^2 + 1377,629^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 148,465 \text{ А}$$

Далее рассчитываем ток в линии при аварийном режиме:

$$I_{ав.р} = \frac{\sqrt{4955,034^2 + 1377,629^2}}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 296,93$$

Для прокладки принимаем кабель сечением 150 мм², для которого длительно допустимый ток составляет $I_{дл.дон} = 335$ А [11].

Из этого следует, что допустимая токовая нагрузка для данного кабеля будет составлять:

$$I_{дл.дон} = 335 \cdot 1,15 \cdot 0,9 = 346,725$$

Далее проверяем выполнимость условия:

$$296,93 \leq 346,725 \text{ А.}$$

Условие выполняется, а значит сечение кабеля выбрано верно. Аналогично выполняем расчет и выбор сечения для остальных кабельных линий. Результаты расчета представлены в таблице 19.

Таблица 19 – результаты выбора сечения кабеля сети 10кВ

Линия	$I_{расч}, А$	$I_{н/а.р}, А$	Сечение, мм ²	$I_{дл.дон}, А$	$I_{д.дон}, А$
РП-ТПЗ.6	148,465	296,93	150	335	346,725
РП-ТПЗ.5	189,968	379,736	185	385	398,475
ТПЗ.5-ТПЗ.4	157,774	315,548	150	335	346,725
ТПЗ.4-ТПЗ.9	143,529	287,058	120	295	305,325
ТПЗ.9-ТПЗ.8	124,951	249,903	95	255	263,925
ТПЗ.8-ТПЗ.7	111,135	222,271	95	255	263,925
ТПЗ.7-ТПЗ.10	90,273	180,547	70	210	217,35
ТПЗ.10-ТПЗ.2	73,441	146,883	50	175	181,125
ТПЗ.2-ТПЗ.3	59,798	119,595	35	140	144,9
ТПЗ.3-ТПЗ.1	52,579	105,158	35	140	144,9

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

В целях выбора и проверки коммутационного оборудования и КЛ на динамическую и термическую стойкость к действию токов КЗ, а так же для выбора и проверки чувствительности уставок РЗА и токовых катушек автоматических выключателей, осуществляется расчет токов короткого замыкания.

Для определения токов КЗ составляется расчетная схема и схема замещения.

8.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ.

В высоковольтной сети токи КЗ определяются на шинах распределительной сети подстанции, на шинах высокого напряжения наиболее удаленной ТП и на шинах высокого напряжения расчетной ТП.

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

По формуле определим ток трехфазного КЗ:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн.}}{\sqrt{3} \cdot Z} \quad (43)$$

где Z – полное сопротивление до точки короткого замыкания, Ом.

Полное сопротивление найдем согласно выражению:

$$Z = \sqrt{(\sum x_{л} + x_{сис.})^2 + (\sum r_{л})^2} \quad (44)$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по выражению:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (45)$$

Далее определяется по формуле ударный ток:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (46)$$

где $k_{y\delta}$ – ударный коэффициент, который определяется как: $k_{y\delta} = 1 + e^{\frac{-0.01}{T_a}}$;

Постоянная времени затухания определяется по выражению:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} \quad (47)$$

Произведем расчет токов короткого замыкания в т. К1, т.е на шинах РП.

Составим расчетную схему.

Схема замещения для расчета КЗ сети 10 кВ представлена на рисунке 26.

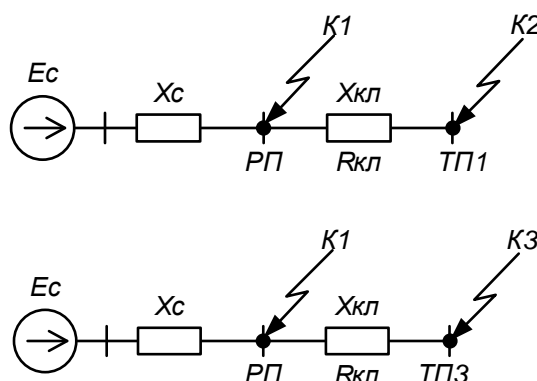


Рисунок 26 - схема замещения для расчета токов КЗ сети 10 кВ

$$X_c = \frac{10,5^2}{\sqrt{3} \cdot 8 \cdot 37} = 0,215$$

$$Z = \sqrt{(0,215 + 0,414)^2 + 0,036^2} = 0,63, \text{ Ом}$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,63} = 9,623, \text{ А}$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9,623 = 8,334, \text{ А}$$

$$T_a = \frac{0,215 + 0,414}{314 \cdot 0,036} = 0,056, c$$

$$k_{y\delta} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,056}} = 1,836$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,836 \cdot 9,623 = 24,986, A$$

По тому же принципу производим расчет остальных точек КЗ. Результаты приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Результаты расчета токов КЗ сети 10 кВ

т. КЗ	$I_K^{(3)}, A$	$I_K^{(2)}, A$	T_a	$k_{y\delta}$	$i_{y\delta}, kA$
К1	9,623	8,334	0,056	1,836	24,986
К2	7,057	6,112	0,005	1,135	11,327
К3	5,137	4,449	0,003	1,036	7,526

8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ.

Токи короткого замыкания в сети 0,4 кВ определяются на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, и в конце каждой отходящей линии.

Сопротивление системы, приведенное к базовой ступени:

$$X_C = 0,215 \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 \cdot 10^3 = 0,312 мОм$$

По следующим формулам определим активное и реактивное сопротивление трансформатора на РП:

$$X_{mp1} = 0,414 \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 \cdot 10^3 = 0,601 мОм$$

$$r_{mp1} = 0,036 \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 \cdot 10^3 = 0,052 мОм$$

Реактивное и активное сопротивление линии:

$$X_{кб.экв.} = 0,153 \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 \cdot 10^3 = 0,222$$

$$r_{кб.экв.} = 0,77 \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 \cdot 10^3 = 1,117$$

Активное и реактивное сопротивление трансформатора ТП:

$$X_{mp2} = \frac{4,5 \cdot 0,4^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 100 \cdot 0,4} = 9$$

$$r_{mp2} = \frac{3,7 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{2 \cdot 250^2} = 4,736$$

$$r_{\Sigma} = r_{mp1} + r_{кб.эвк} + r_{mp2} + r_{ш} + r_{пер} \quad (48)$$

где $r_{ш}$ и $r_{пер}$ – сопротивления шин от трансформатора до автоматического выключателя каталожные данные равные 0,5 и 15 соответственно [8].

$$r_{\Sigma} = 0,052 + 1,117 + 4,736 + 0,5 + 15 = 21,405$$

$$X_{\Sigma} = X_C + X_{mp1} + X_{кб.эвк} + X_{mp2} + X_{ш} \quad (49)$$

где $X_{ш}$ – сопротивление шин каталожные данные, принимаем 2,25, мОм.

$$X_{\Sigma} = 0,312 + 0,601 + 0,222 + 9 + 2,25 = 12,385$$

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2} \quad (50)$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{21,405^2 + 12,385^2} = 24,729$$

Трехфазный ток короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\text{ПО}}^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 24,729 \cdot 10^{-3}} = 9,33$$

Активное и реактивное сопротивление рассчитывается по следующим формулам:

$$r_{mp1,0} = 0,052 \text{ мОм}$$

$$r_{кб.экв.1,0} = 1,117 \cdot 10 = 11,17 \text{ мОм}$$

$$r_{mp2,0} = 4,736 \text{ мОм}$$

$$r_{и} = 0,5 \cdot 10 = 5 \text{ мОм}$$

$$x_{mp1,0} = 0,601 \text{ мОм}$$

$$x_{кб.экв.} = 4 \cdot 0,222 \text{ мОм}$$

$$x_{mp2,0} = 9 \text{ мОм}$$

$$x_{и} = 2,25 \cdot 10 = 22,5 \text{ мОм}$$

Суммарное активное и реактивное сопротивление:

$$r_{0\Sigma} = r_{mp1,0} + r_{кб.экв1,0} + r_{mp2,0} + r_{и} \quad (51)$$

$$r_{0\Sigma} = 0,052 + 11,17 + 4,736 + 5 = 20,958$$

$$x_{0\Sigma} = x_{mp1,0} + x_{кб.экв} + x_{mp2,0} + x_{и} \quad (52)$$

$$x_{0\Sigma} = 0,601 + 0,888 + 9 + 22,5 = 32,989$$

где $r_{1\Sigma}$ и $x_{1\Sigma}$ - соответственно активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности до точки КЗ, мОм;

$r_{0\Sigma}$ и $x_{0\Sigma}$ - соответственно активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности.

Для расчета однофазных КЗ необходимо составить схему замещения нулевой последовательности, в которой заземляем все источники питания. Схема представлена на рисунке 27.

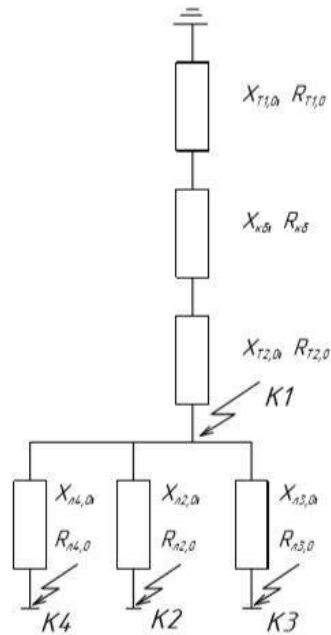


Рисунок 27 - схема замещения нулевой последовательности

Полное сопротивление:

$$Z_{э\text{кв.}} = \sqrt{(2 \cdot 21,405 + 20,958)^2 + (2 \cdot 12,385 + 32,989)^2} = 86,037 \text{ мОм}$$

Однофазный ток КЗ:

$$I_{\text{ПО}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 10^3}{86,037} = 8,05 \text{ кА}$$

Расчеты сведены в таблицу 21.

Таблица 21 – расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ

№	К1	К2	К3	К4
r_{Σ} , мОм	21,405	28,631	59,523	65,547
x_{Σ} , мОм	12,385	13,756	16,613	17,311
Z_{Σ} , мОм	24,729	31,764	61,797	67,816
$I_{\text{ПО}}^{(3)}$, кА	9,33	7,27	3,737	3,4
T_a , с	0,001	0,015	8	8,6
$k_{y\delta}$	1	1,5	1	1
$i_{y\delta}$, кА	13,19	15,42	5,28	4,8
$r_{0\Sigma}$, мОм	20,958	69,719	395,66	436,705
$x_{0\Sigma}$, мОм	32,989	38,63	48,162	53,689
$I_{n0}^{(1)}$, кА	8,05	8,69	1,738	1,57

9 ПРОВЕРКА ДОПУСТИМЫХ ПОТЕРЬ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТИ 10 КВ

Как и кабели в сети 0,4 кВ (проверенные в главе 6) , выбранные сечения кабелей в сети 10 кВ проходят проверку по допустимой потере напряжения. Отклонение напряжение не должно превышать $\pm 5\%$ в нормальном режиме, и $\pm 10\%$ в аварийном режиме.

Результаты определения в сети 10 кВ приведены в таблице 22.

Таблица 22 – проверка допустимых потерь напряжения 10 кВ

Линия	$R, \text{ Ом/км}$	$X, \text{ Ом/км}$	$L, \text{ км}$	$\Delta U, \%$	$\Delta U_{н.р.}, \%$	$\Delta U_{нар.}, \%$
РП-ТПЗ.6	0,0017	0,00067	82,5	0,467	0,4	0,9
РП-ТПЗ.5	0,0103	0,0048	240	3,697	0,0369	0,0739
ТПЗ.5-ТПЗ.4	0,0117	0,004	239	3,374	0,037	0,067
ТПЗ.4-ТПЗ.9	0,057	0,0179	470	14,847	0,1484	0,2969
ТПЗ.9-ТПЗ.8	0,0199	0,0051	244	4,445	0,044	0,088
ТПЗ.8-ТПЗ.7	0,0468	0,0117	380	9,284	0,092	0,185
ТПЗ.7-ТПЗ.10	0,381	0,074	943	60,59	0,6059	1,2
ТПЗ.10-ТПЗ.2	0,617	0,089	1027,5	78,995	0,789	1,57
ТПЗ.2-ТПЗ.3	0,0147	0,0015	127,5	1,522	0,0152	0,0304
ТПЗ.3-ТПЗ.1	0,0224	0,0023	160	2,039	0,0203	0,0407

Потери напряжения в сети 10 кВ не превышают допустимые отклонения.

10 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Для защиты трансформатора с высокой стороны устанавливается предохранители FU1-FU3. Ток плавкой вставки предохранителя выбирается согласно выражению:

$$I_{ном.пл.вс.} = \frac{2 \cdot S_{мп}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (53)$$

Номинальный ток плавкой вставки округляется до ближайшего большего стандартного значения.

Выбор автоматических выключателей на отходящих линиях производится исходя из следующих условий:

1. $I_{ном.т.р.} \geq K_{с.з} \cdot I_{расч.}$, где $K_{с.з} = 1$,
2. $I_{пред.} \geq I_{к.мах}^{(3)}$,
3. $\frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{эм.р}} \geq 1,25$
4. $\frac{I_{к.мин}^{(1)}}{I_{эм.р}} \geq 1,25$

При защите отходящих линий предохранителями должны соблюдаться следующие условия:

1. $\frac{I_{к}^{(1)}}{I_{п.вс}} \geq 3$
2. $I_{п.вс} \geq K_n \cdot I_{ном}$ $K_n = 1,6 - 2,5$ при наличии двигателей.

Разъединитель QS1 выбирается по тем же условиям, что и разъединитель питающей линии: тип РНДЗ-10/1000.

Выбранные предохранители сведены в таблицу 23.

Таблица 23 – предохранители на ТП

№ ТП	$I_{пл.вс.}, А$	Маркировка
------	-----------------	------------

Продолжение таблицы 23

3.1	46,18	ПН2-100
3.2	72,74	ПН2-100
3.3	28,86	ПН2-100
3.4	72,74	ПН2-100
3.5	184,75	ПН2-100
3.6	115,47	ПН2-250
3.7	115,47	ПН2-250
3.8	72,74	ПН2-100
3.9	115,47	ПН2-250
3.10	72,74	ПН2-100

10.1 Выбор и проверка выключателей.

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

Выбор выключателей производим:

- по напряжению электроустановки:

$$U_{уст.} \leq U_{ном.} \quad (54)$$

- по длительному току:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном.} \quad (55)$$

где $I_{раб.мах}$ – наибольший ток утяжеленного режима, кА ($I_{раб.мах} = I_p$)

$I_{ном.}$ – номинальный ток выключателя, кА;

- по электродинамической стойкости при токах короткого замыкания:

$$I_{п0} \leq I_{дин}; \quad i_{уд.} \leq I_{Т.дин} \quad (56)$$

где $I_{П0}$ – действующее значение периодической составляющей начального тока короткого замыкания, кА;

$I_{дин}, I_{Г.дин}$ – соответственно действующее значение периодической составляющей амплитудное значение полного тока электродинамической стойкости выключателя,

$i_{уд}$ – ударный ток КЗ.

Выключатель, который выбрали по номинальному продолжительному току, номинальному напряжению и электродинамической стойкости, должен быть проверен по отключающей способности:

$$I_{П\tau} \leq I_{откл.ном} \quad (57)$$

где $I_{П\tau}$ – периодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов выключателя, кА;

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

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

$9,623 \leq 20$ А.

Проверка по термической устойчивости выбранного выключателя:

$$B_K = I_{нок1}^2 + (t_{откл.} + T_a), \quad (58)$$

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

$$B_K = 9,623^2 \cdot (0,015 + 0,056 + 1,2) = 117,7 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

По тепловому импульсу тока КЗ проверим выключатель на термическую стойкость:

$$B_{К.в} = I_{терм.}^2 \cdot t_{терм.} \quad (59)$$

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

$$B_K \leq B_{K.в}$$

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе определим далее:

$$i_{a.ном.} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном.откл.} \quad (60)$$

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

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

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

Аperiodическая составляющая в отключенном токе для время τ составляет:

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \quad (61)$$

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 9,623 = 13,61 \text{ кА}$$

Данные сведены в таблицу 24.

Таблица 24 – сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ.

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВВ/TEL-10-20/630-У3	
$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{уст.}=10 \text{ кВ}$	$U_{уст.} \geq U_{ном}$
$I_{р.мах}=100 \text{ А}$	$I_{ном.}= 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{р.мах}$
$B_K=117,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K.ном} \geq B_K$
$I_{п0}=9,623 \text{ кА}$	$I_{вкл.}= 20 \text{ кА}$	$I_{вкл.} \geq I_{п0}$
$i_{a.\tau} = 13,61 \text{ кА}$	$i_{a.ном.} = 22,6 \text{ кА}$	$i_{a.ном.} \geq i_{a.\tau}$

Выключатели полностью удовлетворяют условиям проверки.

10.2 Выбор и проверка трансформатора тока.

Трансформаторы тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых для приборов защиты, другая – для включения электроизмерительных приборов. Они проверяется по электродинамической и термической стойкости к токам короткого замыкания

По термической стойкости:

$$B_K \leq (K_m \cdot I_{1ном.})^2 \cdot t_m \quad (62)$$

где K_m – кратность термической стойкости, каталожные данные;

t_m - время термической стойкости, справочная величина.

По вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} \quad (63)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка;

$Z_{2ном}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока.

$Z_2 \approx r_2$, потому что индуктивное сопротивление небольшое.

$$r_2 = r_{приб.} + r_{пр.} + r_K \quad (64)$$

где $r_{приб.}$ – сопротивление проводов;

$r_{пр.}$ – сопротивление соединительных проводов;

r_K – переходное сопротивление контактов.

Выбираем ТТ ТОЛ-10.

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

В таблице 25 приведен состав вторичной обмотки.

Таблица 25 – состав вторичной нагрузки трансформатора 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	Альф-А1800	0,1	-	0,1
Счетчик РЭ				
Итого		1,6		0,35

Номинальная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2} \quad (65)$$

где S_{2H} – номинальная нагрузка вторичной цепи, каталожные данные;

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

Мощность вторичной обмотки принимаем согласно справочным данным

$$S_{2H} = 15 \text{ ВА.}$$

Тогда номинальное сопротивление вторичной обмотки будет определена:

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

Далее рассчитаем общее сопротивление приборов:

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

Затем определим минимальное сечение проводов:

$$S_{\text{min.}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч.}}}{r_{\text{пров.}}} \quad (66)$$

где $l_{расч.}$ – расчетная длина соединительных проводов, принимаем равным 10 м.

$$S_{min.} = \frac{0,0283 \cdot 10}{0,25} = 1,2 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод, сечение которого $q = 2,5 \text{ мм}^2$ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho = 0.0283/$

$$r_{np.} = \frac{0,02383 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом}$$

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

Определим вторичную нагрузку Z_2 :

$$Z_2 = 0,001 + 0,07 + 0,01 = 0,081 \text{ Ом}$$

Проверка на термическую стойкость к токам КЗ:

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

В таблице 25 приведено сопоставление расчетных и справочных данных.

Таблица 26 – расчетные и каталожные данные трансформатора ТОЛ-10

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n \geq U_p$
$I_{p.max} = 100 \text{ А}$	$I_n = 200 \text{ А}$	$I_n \geq I_{p.max}$
$Z_{H,p} = 0,081 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{H,p}$
$B_{K,p} = 192 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K,n} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K,n} \geq B_{K,p}$

10.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения устанавливают на каждой секции сборных шин. Они предназначены для питания катушек напряжения измерительных приборов и реле.

Трансформаторы напряжения выбирают:

- по форме исполнения;
- по конструкции;
- по схеме соединения обмоток;

- по номинальному напряжению;
- классу точности и вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном.} \quad (67)$$

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

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле.

В таблице 27 приведена нагрузка и определена вторичная нагрузка.

Таблица 27 – 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
Варметр	СТ-3021	4	2	2	16
Ваттметр	СР-3021	4	2	2	16
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	3,6	2	2	14,4
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	7	47,4

По формуле определим вторичную нагрузку трансформатора:

$$S_{2\Sigma} = 47,4 \text{ ВА}$$

Помимо своих основных свойств измерительные приборы играют роль контролирующих, фиксирующих и регистрирующих приборов.

Выбираем трансформаторы напряжения НАМИ-10-95УЗ.

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 28.

Таблица 28 – сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
------------------	-------------------	----------------

$U_H=10 \text{ кВ}$	$U_{HT}=10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_p = 47,4 \text{ ВА}$	$S_H = 100 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

10.4 Выбор и проверка предохранителей.

Для защиты распределительной линии 0,4 кВ, на каждой ТП выбираем предохранители, при условии:

$$I_{расч.} \leq I_B \leq I_{номПР}$$

где I_B – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ – номинальный ток предохранителя.

По формуле определяем расчетный ток:

$$I_{расч.} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}} \quad (68)$$

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

Выбираем предохранитель ПН2-250, на номинальный ток 250 А.

Предохранители необходимо проверить по следующим параметрам:

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

Проверка по согласованию с сечением проводника выполняется по условию:

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

По разрушающему действию трехфазного тока КЗ:

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

Проверка по чувствительности к току КЗ:

$$I_{no}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B \quad (71)$$

10.5 Выбор и проверка автоматических выключателей.

По расчетному току на каждой ТП выбираем автоматический выключатель:

$$I_{ном.расч.} \geq I_p \quad (72)$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

Расчет выбора автоматических выключателей сведем в таблицу 29.

Таблица 29 – результат расчета выбора автоматических выключателей.

ТП	$S_{ТП}$, кВА	I_p , А	$I_{ном.расч.}$, А	Марка выключателя
3.1	545,08	786,755	1000	ВА53-43
3.2	357,249	515,644	1000	ВА53-43
3.3	679,725	981,098	1000	ВА53-43
3.4	835,794	1206,364	1600	ВА53-43
3.5	1032,386	1490,12	1600	ВА53-43
3.6	687,463	992,267	1000	ВА53-43
3.7	921,09	1329,47	1600	ВА53-43
3.8	705,3	1018,012	1600	ВА53-43
3.9	1590,252	2295,331	2300	АВМ20С
3.10	1101,141	1589,36	1600	ВА53-43

Автоматические выключатели проверяются как предохранители, только добавляется проверка по динамической стойкости по условию:

$$i_{уд} \leq i_{дин} \quad (73)$$

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

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

В сетях 6 кВ и выше для трансформаторов должны предусматриваться устройства:

- релейной защиты от многофазных КЗ в обмотках и на выводах;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках при внешних КЗ и перегрузках, понижений уровня масла в маслонаполненных трансформаторах и в маслонаполненных вводах трансформаторов.

Для повышения надежности сети широко используется устройство АВР, устройство автоматического ввода резерва. АВР устанавливаются на РП (10 кВ) и на ТП (0,4 кВ).

АВР осуществляет быстрое автоматическое переключения на резервное питание обесточенных потребителей в результате повреждения или самопроизвольного отключения рабочего источника электроснабжения.

11.1 Дифференциальная токовая защита.

Продольная дифференциальная токовая защита выполняется на трансформаторах 6,3 МВА и более. Продольная дифференциальная токовая защита действует без выдержки времени на отключение поврежденного участка электрической системы и других электроустановок с помощью выключателя.

Чувствительность дифференциальной защиты проверяется при КЗ на выводах с учетом влияния на ток, который протекает в реле регулирования напряжения при работе устройства автоматического регулирования коэффициента трансформации.

Наименьшее значение коэффициента чувствительности – 2. Защита действует на отключение поврежденного трансформатора.

Далее указан расчет.

Номинальный ток на стороне трансформатора определяется по формуле:

$$I_{T.ном} = \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}} \quad (74)$$

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

$U_{ном.}$ - номинальное напряжение соответствующей обмотки, кВ.

$$I_{T.ном} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 164,957$$

$$I_{T.ном} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577,35$$

Вторичные токи определяются по формуле:

$$I_{ВТОР.i} = \frac{k_{СХ} \cdot I_{Т.НОМ}}{n_{Ti}}, \quad (75)$$

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.

$$I_{В.ТОР.ВН} = \frac{\sqrt{3} \cdot 164,957}{60} = 4,761$$

$$I_{В.Т.ВН} = \frac{1 \cdot 577,35}{600} = 0,962$$

Выбор тока срабатывания защиты осуществляется исходя из условий: отстройки броска тока намагничивания и отстройки от максимального тока небаланса.

Отстройка от броска апериодического тока намагничивания определяется согласно выражению:

$$I_{С.З} = k_H \cdot I_{Т.НОМ} \quad (76)$$

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

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

$$I_{C.3} = 1,5 \cdot 164,957 = 247,435$$

Отстройка от максимального тока небаланса рассчитывается следующим образом:

$$I_{C.3} = k_H \cdot I_{HB.max} \quad (77)$$

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

$I_{HB.max}$ - максимальный ток небаланса, А.

$$I_{HB.max} = I_{HB}^I + I_{HB}^{II} + I_{HB}^{III} + I_{HB}^{IV} \quad (78)$$

где I_{HB}^I - первая составляющая тока небаланса, обусловленная не идентичностью характеристик намагничивания трансформаторов тока, А;

I_{HB}^{II} - вторая составляющая тока небаланса, связанная с наличием у силовых трансформаторов устройств РПН, А;

I_{HB}^{III} - третья составляющая тока небаланса, появляющаяся при неравенстве вторичных токов в плечах защиты, А;

I_{HB}^{IV} - первая составляющая тока небаланса, обусловленная несоответствием расчетных чисел витков обмоток быстронасыщающегося трансформатора установленным, А.

Расчет первой составляющей тока небаланса указан ниже:

$$I_{HB}^I = k_a \cdot k_{одн.} \cdot \varepsilon \cdot I_{расч.}^{(3)} \quad (79)$$

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

$k_{одн.}$ - коэффициент, учитывающий не однотипность 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.

$$I_{НБ}^I = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 5390 = 539 \text{ А}$$

Вторая составляющая тока небаланса вычисляется по следующей формуле:

$$I_{НБ}^{II} = \left(\frac{\Delta N_{a\%}}{100} \cdot k_{ток.a} \right) \cdot I_{расч.}^{(3)} \quad (80)$$

где $\Delta N_{a\%}$ - пределы регулирования напряжения трансформатора;

$k_{ток.a}$ - коэффициент токораспределения.

$$I_{НБ}^{II} = \left(\frac{8}{100} \cdot 1 \right) \cdot 5390 = 431,2$$

При использовании дифференциальной защиты с применением токовых реле третья составляющая не учитывается, а четвертую составляющую не учитывают в первом цикле.

$$I_{С.З} = 1,3 \cdot (539 + 431,2) = 1300,26$$

$I_{С.З}$ отстраивается от броска тока намагничивания.

$$I_{С.З} = 1,3 \cdot I_{НОМ} \quad (81)$$

$$I_{С.З} = 1,3 \cdot 164,957 = 214,444 \text{ А}$$

Принимаем большее значение тока срабатывания $I_{C.3} = 1300,26$.

Далее рассчитаем ток срабатывания реле:

$$I_{C.P} = \frac{k_{CX} \cdot I_{C.3}}{n_{T.BH}} \quad (82)$$

$$I_{C.P} = \frac{1 \cdot 1300,26}{600} = 2,167 \text{ А}$$

Ток в катушке реле:

$$I_{P.полн} = \frac{I_{K3.HH}^{(2)}}{n_{T.HH}} \quad (83)$$

где $I_{K3.HH}^{(2)}$ - ток, который протекает при указанном повреждении по стороне НН трансформатора;

$n_{T.HH}$ - коэффициент трансформации трансформатора тока на НН.

$$I_{P.полн} = \frac{3270}{60} = 54,5$$

Проверка на чувствительность осуществляется по следующей формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{P.полн}}{I_{C.P}} \quad (84)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{54,5}{2,167} = 25,15$$

$$25,15 \geq 2$$

11.2 Максимальная токовая защита трансформатора.

С помощью выдержки времени достигается селективность действия максимальных токовых защит.

Ток срабатывания защиты определяем исходя из выражения:

$$I_{C.3} = \frac{K_H \cdot K_{сам.}}{K_{возв.}} \quad (85)$$

K_H - коэффициент надежности, $K_H = 1,3$;

$K_{сам.}$ - коэффициент самозапуска, $K_{сам.} = 1,5 \div 2$;

$K_{возв.}$ - коэффициент возврата для микропроцессорных реле, $K_B = 0,95$.

Выбор времени МТЗ осуществляется по следующим формулам:

$$t_{защ.} = t_{л} + \Delta t \quad (86)$$

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.

Коэффициент чувствительности определяется для оценки чувствительности:

$$K_{\eta} = \frac{I_{КЗ.min}}{I_{C.3}} \quad (87)$$

где $I_{КЗ.min}$ - ток двухфазного короткого замыкания за трансформатором в минимальном режиме работы сети, А.

Коэффициент чувствительности должен быть $K_{\eta} \geq 1,5$, при КЗ в основной зоне и $K_{\eta} \geq 1,2$ - при КЗ в зоне резервирования.

Максимальная токовая защита на стороне 35 кВ рассчитывается далее:

$$I_{C.3} = \frac{1,3 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 164,957 = 338,6$$

$$I_{C.P} = \frac{\sqrt{3} \cdot 338,6}{60} = 9,77 \text{ А}$$

$$K_{\eta} = \frac{3270}{338,6} = 9,6$$

$$9,6 \geq 1,5$$

$$\text{Время срабатывания защиты } t_{c.з} = 1,25 + 0,25 = 1,5c$$

Максимальную токовую защиту на стороне 10 кВ рассчитаем далее:

$$I_{C.з} = \frac{1,3 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 577,35 = 1185,087$$

$$I_{C.р} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1185,087}{60} = 34,21A$$

$$K_{ч} = \frac{7960}{1185,087} = 6,7$$

$$6,7 \geq 1,5$$

$$t_{c.з} = 1 + 0,25 = 1,25c$$

Исходя из представленного ранее расчета, делаем вывод, что максимальная токовая защита удовлетворяет условиям чувствительности.

Выбирается защита на базе блока микропроцессов компании Сириус-Т на стороне 35 кВ и 10 кВ.

Защита трансформатора от перегрузок.

С целью избежать излишних сигналов при коротком замыкании и кратковременных перегрузок, в схеме релейной защиты предусматривается реле времени, его обмотка должна быть рассчитана на длительное прохождение тока.

Ток срабатывания защиты определяется выражением (А):

$$I_{C.з} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{T.ном} \quad (88)$$

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

Вторичный ток срабатывания защиты найдем по формуле:

$$I_{C.р} = k_{CX} \cdot \frac{I_{CX}}{n_T} \quad (89)$$

Далее осуществляем расчет защиты от перегрузок.

$$I_{C.3} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 164,957 = 182,32 \text{ A}$$

$$I_{C.P} = \frac{\sqrt{3} \cdot 182,32}{60} = 5,2 \text{ A}$$

По найденному току выбираем уставку срабатывания 5,2 А. Время срабатывания защиты принимается равным $t_{C.3} = 9 \text{ с}$.

11.3 Расчет защит отходящих линий.

Согласно условию селективности, ток срабатывания отсечки выбирается больше минимального значения тока при коротком замыкании в конце защищаемого участка:

$$I_{C.O} = K_H \cdot I_{K.min}^{(3)} \quad (90)$$

где $I_{K.max}^{(3)}$ - ток при минимальном режиме;

K_H - коэффициент надежности, принимаем 1.2.

$$I_{C.O} = 1,2 \cdot 7,057 = 8,47$$

По следующей формуле определим коэффициент токовой отсечки:

$$K_q = \frac{0,87 \cdot I_{K.min}^{(3)}}{I_{C.O}} \geq 1,2 \quad (91)$$

$$K_q = \frac{0,87 \cdot 7,057}{8,47} = 1,25 \geq 1,2$$

Рассматриваемая защита имеет достаточную чувствительность и может быть применена для защиты отходящих линий подстанции.

Ток срабатывания отсечки выбирается больше максимального значения тока при коротком замыкании в конце защищаемого участка, с целью защиты отходящих линий распределительной подстанции:

$$I_{C.O} = K_H \cdot I_{K.max}^{(3)} \quad (92)$$

$$I_{C.O} = 1,2 \cdot 6,112 = 7,33$$

где $I_{K.max}^{(3)}$ - ток при максимальном режиме;

K_H - коэффициент надежности, значение которого принимаем 1.2.

Далее определяем коэффициент чувствительности токовой отсечки:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot 6,112 \cdot \sqrt{3}}{7,33} = 1,25 > 1.2$$

Коэффициент чувствительности соответствует требованию ПУЭ, поэтому рассмотренная защита может быть применена для защиты отходящих линий распределительной подстанции, так как имеет достаточную чувствительность.

12 ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ЗАТРАТЫ

Для реконструкции и технического перевооружения необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы.

Общие капиталовложения на замену системы электроснабжения определяются согласно выражению:

$$K_{\Sigma} = K_{\Sigma КЛ} + K_{\Sigma ТП} \quad (93)$$

где $K_{\Sigma КЛ}$ - капиталовложения на сооружения КЛ;

$K_{\Sigma ТП}$ - капиталовложения на сооружение ТП, т.р.

По выражению указанному ниже находим капиталовложения на сооружение КЛ:

$$K_{\Sigma КЛ} = K_0 \cdot L \cdot K_{район} \quad (94)$$

где K_0 - удельная стоимость сооружения 1 км КЛ, млн.р;

L – длина КЛ, км.

$K_{район}$ - коэффициент района.

Капиталовложения на сооружение 10 кВ:

$$K_{\Sigma КЛ10} = 39 \cdot 2 \cdot 171 = 13338 \text{ тыс. руб.}$$

Далее рассчитаем капиталовложения для КТП:

$$K_{КТП} = K_{КТП} \cdot K_{район} + S \cdot k_{осв} \cdot 10^{-3} \quad (95)$$

где $K_{КТП}$ - стоимость КТП с учетом строительно-монтажных работ в ценах 2019;

S – площадь КТП;

$k_{осв}$ - стоимость земли, принимаем 103,12 руб/м².

Рассчитаем капиталовложения в КТПЗ.1:

$$K_{КТП} = 495 \cdot 2 + 200 \cdot 103,12 \cdot 10^{-3} = 650,624 \text{ тыс.руб}$$

Результаты расчета сведены в таблицу 30.

Таблица 30 – Капиталовложения в ТП

№	S _{КТП} , кВА	S, м ²	K _{КТП} , тыс.руб	Капиталовложения
3.1	400	200	495,35	1011,32
3.2	630	200	595,31	1211,24
3.3	250	200	290	600
3.4	630	200	495,35	1211,24
3.5	1600	200	920	1860,624
3.6	1000	200	885	1790,624
3.7	1000	200	885	1790,624
3.8	630	200	495,35	1211,24
3.9	1000	200	885	1790,624
3.10	630	200	495,35	1211,24

Капиталовложения в ВЛ сети 0,4 кВ определим по ниже указанной формуле:

$$K_{ВЛ0,4} = K_{ВЛ0,4} \cdot L \cdot K_{район}, \text{ тыс.руб} \quad (96)$$

где $K_{ВЛ0,4}$ - стоимость одного км линии в ценах 2013 г., тыс.руб/км;

L - длина кабеля, км;

На примере рассмотрим расчет для линии отходящей от ТПЗ.1:

$$K_{ВЛ0,4} = 0,051 \cdot 2 \cdot 29 = 2,958 \text{ тыс.руб}$$

Аналогично для остальных линий. Результаты представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Капиталовложения в ВЛ линии 0,4 кВ

ТП	L , км	Марка кабеля	Стоимость кабеля тыс.руб/км	Суммарная стоимость, тыс.руб.
----	----------	--------------	-----------------------------	-------------------------------

3.1-1	0,051	АВБбШВ 2х150	29	2,958
3.1-2	0,03	АВБбШВ 2х70	17,577	1,089
3.1-3	0,061	АВБбШВ 2х25	34,5	4,2
3.1-4	0,043	АВБбШВ 2х25	24,38	2,096
3.1-5	0,061	АВБбШВ 2х25	34,5	4,2
3.1-6	0,045	АВБбШВ 2х25	25,5	3,105
3.2-1	0,066	АВБбШВ 2х120	37,4	2,3
3.3-1	0,043	АВБбШВ 2х25	24,38	2,096
3.3-2	0,037	АВБбШВ 2х25	20,9	1,546
3.3-3	0,037	АВБбШВ 2х70	20,9	1,546
3.4-1	0,061	АВБбШВ 2х150	34,5	4,2
3.4-2	0,037	АВБбШВ 2х25	20,9	1,546
3.7-1	0,042	АВБбШВ 2х120	23,8	1,999
3.7-2	0,042	АВБбШВ 2х120	23,8	1,999
3.7-3	0,12	АВБбШВ 2х120	68,04	16,3
3.8-1	0,058	АВБбШВ 2х150	32,8	3,8
3.10-1	0,081	АВБбШВ 2х185	45,9	7,4

Суммарные капиталовложения определяем по формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{ВЛО,4} + K_{ВЛО} + K_{КТП}, \text{ тыс. руб} \quad (97)$$

$$K_{\Sigma} = 58,18 + 13,688 + 9,43 = 81,29, \text{ тыс. руб}$$

12.1 Расчет затрат на эксплуатацию электроэнергии.

Амортизационные отчисления представляют собой денежное выражение, представленное ниже:

$$I_{ам} = K_{об} \cdot a_{ам} \quad (98)$$

где $K_{об}$ - капиталовложения;

$a_{ам}$ - нормы отчислений на амортизацию.

В свою очередь отчисления на амортизацию определяются:

$$a_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (99)$$

где $T_{сл}$ - срок службы оборудования.

Ежегодные затраты на текущий и капитальный ремонт, а также техническое обслуживание энергетического оборудования определяется по формуле:

$$I_{экс} = K_{об} \cdot a_{экс} \quad (100)$$

где $a_{экс}$ - нормы отчислений на обслуживание элементов электрических сетей.

Расчет амортизационных отчислений для КТП:

$$a_{ам}^{кмп} = \frac{1}{25} = 0,4$$

$$a_{ам}^{кмп} = 0.037$$

Капиталовложения в КТП:

$$K_{\Sigma КТП} = 9490 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на амортизацию:

$$I_{ам}^{кмп} = 9490 \cdot 48 \cdot 0,4 = 379,62 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{экс}^{кмп} = 379,62 \cdot 0,037 = 14,046 \text{ тыс.руб.}$$

Для ВЛ:

$$a_{ам}^{вл} = \frac{1}{25} = 0,04 \cdot a_{экс}^{вл} = 0,004$$

Определяются общие капиталовложения:

$$K_{общ.вл} = 9843 + 58182 = 68025$$

Издержки на амортизацию:

$$I_{вл} = 68025 \cdot 0,4 = 2721 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{вл} = 68025 \cdot 0,004 = 272,1 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем суммарные амортизационные отчисления и эксплуатационные издержки:

$$I_{ам} = 2721 + 379,62 = 3100,62 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{ам} = 272,1 + 14,04 = 286,14 \text{ тыс. руб.}$$

12.2 Стоимостная оценка результатов инвестиционного проекта.

Стоимостная оценка результатов строительства оценивает выручку от реализации проекта и определяет полезно отпускаемую электроэнергию в год.

$$O_{Pi} = W_i \cdot \sum_{i=1}^N T_i \cdot D_i \quad (101)$$

где W_i - полезно отпущенная потребителю электроэнергия;

T_i - одноставочный тариф;

D_i - доля i -го ЭП в годовом потреблении.

$$O_{Pi} = 9031 \cdot 3700 \cdot 0,5 = 16707,07 \text{ тыс. руб.}$$

Срок окупаемости инвестиций в полное электроснабжение промышленного предприятия будет выглядеть следующим образом:

$$T_{ок} = \frac{K}{O}; \quad (102)$$

$$T_{OK} = \frac{27951 \cdot 10^3}{16707,72 \cdot 10^3};$$

12.3 Простой срок окупаемости.

Простой срок окупаемости – это период, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции. Определение срока окупаемости капитальных вложений осуществляется согласно выражению:

$$\sum_{r=0}^r K_t = \sum_{r=0}^{T_a} (O_{pt} - I_t - H_t) = \sum (П - I_{амт}) \quad (103)$$

где t_c – срок завершения инвестиций;

t_n – момент начала производства;

$I_{амт}$ – амортизационные отчисления.

Далее по формуле определяем величину $T_{OK_П}$. При равномерном поступлении чистого дохода срок окупаемости можно найти с помощью выражения, указанного ниже:

$$T_{OK_П} = \frac{K}{П + И} = \frac{27951 \cdot 10^3}{(7813,4 + 6846,26) \cdot 10^3} = 1,9 \text{ лет}$$

13 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

БЖД – наука о комфортном и безопасном взаимодействии человека и окружающей среды.

Цель изучения – получение знаний о методах и средствах обеспечения безопасности и комфортных условий деятельности человека на всех стадиях жизненного цикла.

Опасность – явления, процессы, объекты, свойства объектов, которые в определенных условиях способны наносить вред жизнедеятельности человека. Сама опасность обусловлена неоднородностью системы “Человек Окружающая среда” и возникает, когда их характеристики не совпадают.

Этапы решения конкретных задач безопасности:

1. идентификация (подробный анализ) опасностей, присущих каждой конкретной деятельности;
2. разработка мероприятий по защите человека и среды обитания от выявленных опасностей;
3. разработка мер ликвидации последствий реализации опасности.

13.1 Безопасность.

Охрана труда и техника безопасности на предприятии – это комплекс мер, необходимых, чтобы обезопасить трудящихся во время выполнения ими порученных работодателем задач.

По направлениям работы они подразделяются на:

- обеспечение безопасности электрооборудования, кабельных линий, ЛЭП, молниезащиту;
- защиту от пожаров, возгораний и задымления;
- безопасную организацию всех категорий работ;
- поддержание исправности оборудования (поверка, ремонт, своевременная замена);
- содержание в надлежащем состоянии зданий различного назначения, сооружений, построек, а также территории;

- нейтрализацию влияния на работников шума, запыленности, вибрации и других вредных факторов;
- защиту людей, которые трудятся в опасных условиях: на высоте, под землей, в условиях повышенных или пониженных температур, различных излучений, контактируют с горячими или движущимися предметами и их частями и т.д.;
- обучение работников, учащихся, управленческого персонала (инструктажи по охране труда и технике безопасности, специальные курсы, плакаты, схемы, рисунки и др.);
- мониторинг показателей здоровья работников (предварительные, предсменные, ежегодные, внеочередные медосмотры и освидетельствования), организация санаторного лечения, выдачи лечебно-профилактического питания, молока;
- общественный мониторинг организации охраны труда и техники безопасности на предприятии: работа уполномоченных по ОТ, профсоюзов, других общественных объединений.

В случае несоблюдения санитарных норм, правил и инструкций по охране труда может произойти несчастный случай, в результате которого работник может получить травму.

Травму необходимо отличать от профессионального заболевания, которое развивается в результате воздействия на работника специфических для данной работы вредных производственных факторов и вне контакта с ними возникнуть не может. Профессиональное заболевание обычно связано с более или менее длительным периодом работы в неблагоприятных условиях, поэтому в отличие от травмы точно установить момент возникновения заболевания нельзя.

Основными критериями оценки условий труда в организации являются:

- результаты аттестации рабочих мест независимо от форм собственности, которые определяют правовую основу получения льгот и компенсаций работниками, работающими в неблагоприятных условиях труда;

- правильность применения списков на льготное пенсионное обеспечение и дополнительные отпуска, подготовка предложений по совершенствованию этих списков, контроль за качеством проведения аттестации рабочего места, дифференциации тарифов на социальное страхование;

- защищенность трудящихся, занятых на работах с неблагоприятными условиями труда.

В правилах по охране труда при эксплуатации электроустановок строго прописаны действия электротехнического и электротехнологического персонала при различных видах работ [6].

13.1.1 Охрана труда при выполнении работ на КТП.

К самостоятельной работе на КТП допускаются рабочие не моложе 18 – летнего возраста, прошедшие медицинское освидетельствование на предмет пригодности для работы, имеющие специальную подготовку.

До назначения на самостоятельную работу обязан пройти:

- вводный инструктаж;
- первичный инструктаж на рабочем месте;
- производственное (теоретическое, практическое) обучение безопасным методам и приемам труда в объеме не менее 20 часов (в том числе приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока);
- стажировку в объеме 2- 14 рабочих смен; первичную проверку - допуск к самостоятельной работе;
- проверку знаний норм и правил работы в электроустановках и иметь соответствующую группу по электробезопасности.

13.2 Экологичность.

Энергетика входит как подсистема в глобальную систему жизнедеятельности страны. Развитие и жизнь общества в настоящее время невозможны без энергетики, которая определяет прогресс всего народного хозяйства. Однако при рассмотрении достоинств энергетики необходимо учитывать также отрицательное влияние энергетики на окружающую среду.

Все проявления вредного влияния, которое оказывается на окружающую среду различными электротехническими объектами, можно разделить на группы:

1. Загрязнение воздуха, воды и почвы отходами при сжигании топлива на ТЭС электростанциях в виде газов, золы, серы и др., выбрасываемых в воздух, почву и воду и от захоронения использованных радиоактивных веществ на АЭС. Для уменьшения этого следует применять лучшее топливо и специальные очистные сооружения (электрофильтры и др.).

2. Выделение неиспользованной энергии в окружающую среду в виде теплоты отходящих газов и нагрев охлаждающей воды.

3. Влияние электромагнитного поля на живые организмы.

4. Увеличение шума.

5. Изъятие из пользования земли и воды.

6. Эстетическое воздействие линий.

Одним из наиболее важных экологических аспектов является защита человека от факторов негативного влияния электроустановок. В первую очередь – это негативное влияние электромагнитных полей на организм человека.

В соответствии СНиП 2.07.01-89 «Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений» [9] при размещении отдельно стоящих распределительных пунктов и трансформаторных подстанций напряжением 6-20 кВ при числе трансформаторов не более двух мощностью каждого до 1000 кВА и выполнении мер по шумозащите расстояние от них до окон жилых и общественных зданий следует принимать не менее 10 м [10].

Расчет шума, создаваемого ТМ может возникнуть в двух случаях:

1) при проектировании новой подстанции (ПС);

2) при реконструкции действующей ПС.

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

Таблица 32 - Данные к расчету шума создаваемого трансформаторами микрорайона 3, жилого квартала №3.1 города Свободного

Количество трансформаторов	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, кВА	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов ДЦ, НДЦ)	630	10	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам

При реконструкции действующей ПС 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.

Порядок расчета шума на примере проектировании новой подстанции:

1. По таблице 3 колонка № 13 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам, зданиям поликлиник, зданиям амбулаторий, диспансеров, домов отдыха, пансионатов, домо винтернатов для престарелых и инвалидов, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек» определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом можно не принимать во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к жилым домам 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 ($S_{ном} = 630$ кВА, $U_{ном} = 10$ кВ), согласна :

$$L_{WA} = 70 \text{ дБА.}$$

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 .

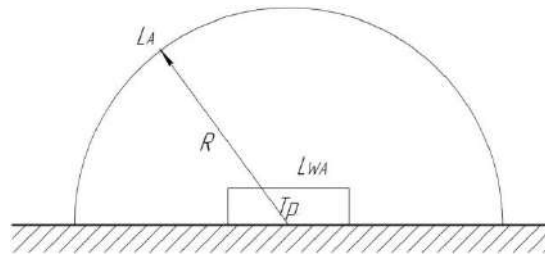


Рисунок 29 – Излучение шума трансформатором

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

$$L_{WA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (104)$$

где S - площадь поверхности полусферы, m^2 ;

$$S_0 = 1 m^2.$$

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

$$L_A(R) = L_{WA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (105)$$

где $S = 2\pi R^2$.

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).

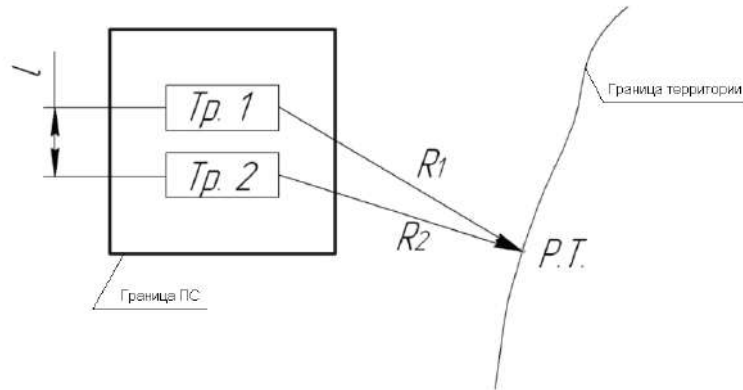


Рисунок 30 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки. Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

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

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{WAi}}, \quad (106)$$

где N - количество источников шума ;

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

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 70} = 73 \text{ дБ}$$

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:

$$DV_{L_A} = L_{WAS} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}. \quad (107)$$

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

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WAS} - DV_{L_A})}}{2\pi}}, \quad (108)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(73-45)}}{2 \cdot 3,14}} = 7,096 \text{ м}.$$

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 $R_{\min} = L_{CCЗ}$ санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму.

В местах, где фактический уровень шума превышает допустимый уровень, можно установить защитный экран.

13.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Чрезвычайные опасности являются наиболее значимыми в проблеме обеспечения БЖД человека и защите природной среды.

13.1 Пожарная безопасность.

Согласно федеральному закону от 22.07.2009 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» мы знаем:

1. Электроустановки зданий и сооружений должны соответствовать классу пожаровзрывоопасной зоны, в которой они установлены, а также категории и группе горючей смеси. Для обеспечения бесперебойного энергоснабжения систем противопожарной защиты, установленных в зданиях класса функциональной пожарной опасности Ф1.1 с круглосуточным пребыванием людей, должны предусматриваться автономные резервные источники электроснабжения;

2. Кабельные линии и электропроводка систем противопожарной защиты, средств обеспечения деятельности подразделений пожарной охраны, систем обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре, аварийного освещения на путях эвакуации, аварийной вентиляции и противодымной защиты, автоматического пожаротушения, внутреннего противопожарного водопровода, лифтов для транспортировки подразделений пожарной охраны в зданиях и сооружениях должны сохранять работоспособность в условиях пожара в течение времени, необходимого для выполнения их функций и эвакуации людей в безопасную зону;

3. Кабели от трансформаторных подстанций резервных источников питания до вводно-распределительных устройств должны прокладываться в отдельных огнестойких каналах или иметь огнезащиту;

4. Линии электроснабжения помещений зданий и сооружений должны иметь устройства защитного отключения, предотвращающие возникновение пожара. Правила установки и параметры устройств защитного отключения должны учитывать требования пожарной безопасности, установленные в соответствии с настоящим Федеральным законом;

5. Горизонтальные и вертикальные каналы для прокладки электрокабелей и проводов в зданиях и сооружениях должны иметь защиту от распространения пожара. В местах прохождения кабельных каналов, коробов, кабелей и

проводов через строительные конструкции с нормируемым пределом огнестойкости должны быть предусмотрены кабельные проходки с пределом огнестойкости не ниже предела огнестойкости данных конструкций[11]. Запрещается при пожаре на трансформаторе или масляном реакторе сливать масло из корпуса, так как это может привести к распространению огня на его обмотку и затруднить тушение пожара [1].

В «Правилах пожарной безопасности для энергетических предприятий»[7] указан порядок действий при возникновении пожаров в трансформаторе:

- трансформатор должен быть отключен от сети всех напряжений, если не отключился от действия релейной защиты;

заземлен;

- персонал должен проконтролировать включение стационарной установки пожаротушения (при ее наличии);

- вызвать пожарную охрану и далее действовать по оперативному плану пожаротушения.

13.3.1 Способы пожаротушения в установках до 0,4 кВ.

В электроустановках классом напряжения менее 0,4 кВ разрешается тушить пожар без отключения оборудования от сети с соблюдением мер безопасности.

Возгорания на оборудовании, находящемся под напряжением до 0,4 кВ, допускается тушить:

- распыленной водой из предварительно заземленного ручного пожарного крана с применением электрозащитных бот и перчаток из диэлектрического материала на расстоянии не менее 5 м;

- воздушно-механической пеной при условии заземления пеногенераторных установок и насосов пожарных машин;

- хладоновыми, порошковыми и углекислотными огнетушителями на расстояниях, допустимых для безопасности.

13.3.2 Способы пожаротушения в установках выше 0,4 кВ.

Допуск пожарной бригады к месту пожара и тушение огня в электроустановках свыше 0,4 кВ осуществляется только после снятия напряжения на оборудовании, проведения мероприятий по заземлению и получения электрозащитных средств.

Для тушения возгораний различных веществ, материалов и горючих жидкостей на открытом воздухе используются пенные, водо-пенные и углекислотные огнетушители.

В ЗРУ и помещениях без доступа воздуха для тушения пожаров и возгораний применение углекислотных огнетушителей недопустимо из-за риска создания высокой концентрации газов, опасных для жизни.

При масштабных возгораниях с выбросом и возгоранием трансформаторного масла применяются комплексные методы пожаротушения с использованием воды и порошковых средств.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе была спроектирована система электроснабжения микрорайона 3 города Свободный в районе улиц Шатковского-Ленина.

Было выбрано питающее напряжение для ТП величиной 10 кВ и напряжение распределительной сети 0,4 кВ. Был произведен выбор трансформаторных подстанций. Которые являются полностью готовыми распределительными устройствами, что значительно снижает расходы на их установку. Произведен расчет капиталовложений в сеть.

Выбранная схема электроснабжения обеспечивает необходимое качество электроэнергии у электроприемников жилых и общественных зданий по допустимым потерям напряжения и по размаху изменения напряжения.

Для спроектированной системы электроснабжения микрорайона 3 города потери мощности и электроэнергии находятся в пределах нормы.

БЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алиев, И.И. Электротехника и электрооборудование : справ./ И. И. Алиев. -М.: Высш. шк., 2010. -1199 с
2. Балаков, Юрий Николаевич. Проектирование схем электроустановок: учеб. пособие: доп. УМО / Ю. Н. Балаков, М. Ш. Мисриханов, А. В. Шунтов. - М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2004. - 288 с. : рис., табл. - Библиогр.: с. 286 .
3. Белов С. В. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность): учебник / С.В. Белов. – 2-е изд., испр. и доп. – М.: Изд-во Юрайт, 2011. – 680 с.
4. Булгаков А. Б. Безопасность жизнедеятельности: методические указания к практическим занятиям / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 101 с.
5. Булгаков А. Б. Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие/А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 627 с.
6. Гремяков, Андрей Андреевич. Автоматизация расчетов систем электроснабжения: лаборатор. практикум: учеб. пособие / А. А. Гремяков. - М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2004. - 47 с. : рис., табл.
7. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках : Учебное пособие для вузов / П.А. Долин. – М.: Энергия, 1979. – 408 с.
8. Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели / А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов. – Томск. : Том. политех. ун-т, 2011. – 346 с.
9. Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения: Справочные материалы по электрооборудованию / А.В. Кабышев. – Томск. : Том. политех. ун-т, 2005. – 168 с.
10. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов : Учеб. пособие/ Е.А.Конюхова. - М.: Мастерство, 2002. -319 с.
11. Коробов, Г. В. Электроснабжение. Курсовое проектирование : учеб. пособие / Г. В. Коробов, В. В. Картавцев, Н. А. Черемисинова. - 2-е изд., испр. - СПб. : Лань, 2011. - 192 с.

12. Кудрин Б.И. Системы электроснабжения [Текст] : учеб. пособие. : рек. УМО / Б. И. Кудрин. – М.: Издат. центр Академия, 2011. - 352 с.
13. Кужеков, С.Л. Практическое пособие по электрическим сетям и электрооборудованию / С. Л. Кужеков, С. В. Гончаров. - 3-е изд. - Ростов н/Д : Феникс, 2009. - 493 с. : ил. - (Профессиональное мастерство). - Библиогр. : с. 480.
14. Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачёва. – Благовещенск. : Амурский гос. ун-т, 2007. – 139 с.
15. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
16. Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Г.Н. Ополева. – М. : ФОРУМ, 2006. – 480 с.
17. Основы современной энергетики. Часть 2. Современная электроэнергетика : Учеб. : рек. Мин. обр. РФ/ под ред. Е.В. Аметистова. – М.: Издат. дом МЭИ, 2010. – 632 с.
18. Правила устройства электроустановок. Мин. энерго. – 7 изд.; перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2006. – 330 с.
19. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утверждены приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».
20. Правила электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.
21. РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. Министерство топлива и энергетики Российской Федерации. – М., 1999. 32 с.

22. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «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» определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС»

23. СНиП 2.07.01-89 «Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений»

24. Солуянов Ю.И. Повышение эффективности мер электробезопасности электроустановок промышленных предприятий : Учебное пособие/ Ю.И. Солуянов. – Казань: Казанский гос. энерг. ун-т, 2004. – 296 с

25. Справочник по проектированию электрических сетей [Текст] / под ред. Д. Л. Файбисовича. - 3-е изд., перераб. и доп. - М. : ЭНАС, 2009. - 391 с.

26. Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию предприятий и общественных зданий / ред. С. И. Гамазин, Б. И. Кудрин, С. А. Цырук. – М.: Издат. дом МЭИ, 2010. – 745 с.

27. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учеб. пособ. для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

28. Фортов, В. Е. Энергетика в современном мире [Текст] / В. Е. Фортов, О. С. Попель. - Долгопрудный : Интеллект, 2011. - 168 с.

29 Электротехнический справочник: в 4 т. / Под общ. ред. В.Г. Герасимов, Под общ. ред. А.Ф. Дьяков, Под общ. ред. Н.Ф. Ильинский, Гл. ред. А.И. Попов. - 8-е изд., испр. и доп. - М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2002. Т. 3 : Производство, передача и распределение электрической энергии : справочное издание. - 2002. - 964 с.

30. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. И.Н. Орлов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 518 с.

31. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.