

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Повышение эффективности и надежности системы электроснабжения города Свободный с центром питания подстанция Базовая напряжением 35/10 кВ

Исполнитель

студент группы 742-об3

подпись, дата

А.А. Касилова

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021
Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Касиловой Анны Алексеевны _____

1. Тема выпускной квалификационной работы: Повышение эффективности и надежности системы электроснабжения города Свободный с центром питания подстанция Базовая напряжение 35/10 кВ

(утверждено приказом от 17.05.21 № 931-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы преддипломной практики, данные собраны из научной литературы и технических документов

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

Расчет электрических нагрузок жилых общественных зданий, расчет токов КЗ, выбор КТП, релейная защита и автоматика, расчет надежности схемы

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Схема электроснабжения 0,4 и 10 кВ после реконструкции, однолинейная схема ПС Базовая 35/10 кВ, релейная защита, однолинейная схема и компоновка КТП

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков А.Б. – консультант по части безопасности и экологичности

7. Дата выдачи задания 07.04. 2021

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович,
профессор, канд. техн. наук

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 07.04.2021

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 118 стр., 14 рисунков, 24 таблицы, 11 приложений, 30 источников.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ПРИЕМНИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ИСТОЧНИКИ ПИТАНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, НАДЕЖНОСТЬ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В данной выпускной квалификационной работе дана характеристика электрической сети города Свободный с центром питания ПС «Базовая» напряжением 35/10 кВ.

В процессе работы определены рабочие токи и токи короткого замыкания, в соответствии с которыми произведен выбор основного электротехнического оборудования. Произведены расчеты нормальных и послеаварийных режимов существующей сети, выполнен анализ этих режимов и выявлены слабые места электрической сети данного района.

На основании результатов расчетов и анализа режимов разработаны варианты улучшения надежности. Проведена техническая проработка предложенных вариантов. Выполнен выбор оптимального варианта подключения на основании расчета экономической эффективности с учетом фактора надежности.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Энергоэкономическая характеристика жилого района	10
1.1 Общая характеристика потребителей города Свободный	11
1.2 Характеристика источников питания	12
2 Исходные данные для анализа нагрузок и их расчеты	18
2.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий	18
2.2 Расчет электрических нагрузок общественных зданий	20
3 Низковольтное электроснабжение	22
3.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения	22
3.2 Определение расчетных мощностей на участках линий	22
3.3 Выбор площади сечений и количества линий	23
3.3.1 Выбор сечения распределительной сети 0,4 кВ	23
3.3.2 Проверка низковольтных кабелей на отклонение напряжения	26
3.4 Расчет наружного освещения	28
3.5 Расчёт электрических нагрузок ТП	29
4 Выбор оборудования на подстанции	32
4.1 Выбор числа и мощности трансформаторов на ТП	32
4.2 Определение потерь мощности в трансформаторах	33
4.3 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ	35
4.4 Расчет электрических нагрузок распределительных линий 10 кВ	36
4.5 Выбор схемы распределительной сети напряжением 10 кВ	37
4.6 Выбор и проверка сечения распределительной сети 10 кВ	40
4.7 Определение потерь мощности и энергии в сетях 10 кВ	42
5 Компенсация реактивной мощности	44
6 Расчет ЦЭН и выбор места расположения трансформаторных подстанций	46
7 Расчет токов КЗ	50
7.1 Расчет токов КЗ в высоковольтной сети	50
7.2 Расчет токов КЗ в низковольтной сети	56
8 Выбор комплектных трансформаторных подстанций	61

9	Выбор и проверка оборудования на КТП	63
9.1	Выбор и проверка предохранителей	63
9.2	Выбор и проверка автоматических выключателей	66
9.3	Выбор и проверка выключателей нагрузки	69
9.4	Выбор рубильников на отходящих линиях 0,4 кВ	71
9.5	Выбор измерительных трансформаторов тока	73
9.6	Выбор и проверка разъединителей	77
10	Релейная защита и автоматика	79
10.1	Защита линий	79
10.2	Защита понижающих трансформаторов 10/0,4 кВ	83
10.3	Автоматический ввод резерва	84
10.4	Автоматическое повторное включение	85
11	Надежность электроснабжения	87
11.1	Расчет показателей надежности	88
11.2	Расчет надежности схемы	91
12	Молниезащита и заземление	97
12.1	Молниезащита	97
12.2	Заземление	97
13	Безопасность и экологичность	98
13.1	Безопасность	98
13.2	Экологичность	102
13.3	Чрезвычайные ситуации	107
14	Экономический расчет	111
	Заключение	115
	Библиографический список	116
	Приложение А Экспликация жилого района	119
	Приложение Б Нагрузка низковольтных кабелей	128
	Приложение В Потери напряжения в кабельных линиях напряжением 0,4 кВ	131
	Приложение Г Потери мощности и энергии в низковольтных кабельных линиях	134
	Приложение Д Расчетные нагрузки, приведенные к шинам ТП 0,4 кВ	137

Приложение Е Расчет электрических нагрузок трансформаторов	139
Приложение Ж Параметры выбранных трансформаторов	140
Приложение И Потери мощности в трансформаторах	141
Приложение К Расчет нагрузок на стороне 10 кВ	142
Приложение Л Расчет нагрузок распределительных линий 10 кВ	143
Приложение М Потери напряжения в распределительных линиях 10 кВ	144
Приложение Н Потери мощности и энергии в распределительных сетях 10 кВ	145

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;
ВН – высокое напряжение;
ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
КЗ – короткое замыкание;
КРУ – комплектное распределительное устройство;
КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
КУ – компенсирующее устройство;
ЛЭП – линия электропередачи;
МТЗ – максимальная токовая защита,
НН – низкое напряжения;
ОПН – ограничитель перенапряжения;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
ПВК – программно-вычислительный комплекс;
ПС – подстанция;
РЗиА – релейная защита и автоматизация;
РУ – распределительное устройство;
ТП – трансформаторная подстанция;
ТТ – трансформатор тока;
ЦЭН – центр электрических нагрузок;
ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика является важнейшей базовой отраслью промышленности Российской Федерации. От ее уровня развития зависит всё народное хозяйство страны, а также уровень научно-технического прогресса в стране.

В настоящее время в соответствии со стратегией социально-экономического развития Амурской области до 2025 года, Российская Федерация проводит государственную политику, направленную на развитие территорий Дальнего Востока. Амурская область обладает значительными природно-ресурсным потенциалом, является крупнейшим сельскохозяйственным производителем, а энергоизбыточность делает ее ключевым энергетическим узлом Дальневосточного Федерального округа.

Цель работы заключается в разработке технически осуществимых и экономически выгодных мероприятий, способных обеспечить надежное и качественное электроснабжение потребителей, а также в совершенствовании электрической сети, в результате которой удалось бы увеличить уровень надежности электроснабжения потребителей с одновременным снижением относительных утечек электроэнергии. В схеме развития городских электрических сетей требуется принять инженерные решения, позволяющие найти решения с минимально возможной затратой.

Для выполнения поставленной цели поставлены и решены следующие задачи:

- расчет нормального послеаварийного установившегося режима работы сети;
- разработка конкурентно-способных вариантов развития электрической сети;
- расчет экономической эффективности предложенных вариантов с учетом фактора надежности.

Выпускная квалификационная работа является актуальной, так как постоянному росту нагрузок, содержащих потребителей различной категории в городе «Свободный», препятствует ненадежная схема электроснабжения, представленная в виде ПС «Базовая».

Основными проблемами энергорайона являются:

- недостаточный резерв мощности существующих подстанций, а также сниженная надежность электроснабжения отдельно взятых ПС;
- перегрузка существующих воздушных линий и трансформаторов в связи с ростом электрической нагрузки в городе;
- ограничение части потребителей в послеаварийных режимах отключения, питающих ВЛ и трансформаторов в период максимума нагрузок.

Выпускная квалификационная работа включает в себя комплекс различных мер и технических решений, позволяющих снизить потери электроэнергии в сети, улучшить качество электроэнергии и повысить надежность электроснабжения потребителей электрической сети.

Также в данной работе затронуты вопросы охраны труда и окружающей среды. Ни на этапах реконструкции, ни в процессе эксплуатации спроектированных кабельных линий электропередачи и трансформаторных подстанций не должно оказываться патогенное воздействие на окружающую среду. Охрана окружающей среды должна обеспечиваться конструктивными решениями типовых проектов, в связи с чем, дополнительные процедуры, влекущие к удорожанию стоимости реконструкции, не потребуются.

В данной работе использовались такие программы, как: Microsoft Word 2016, Microsoft Excel 2016, Microsoft Visio 2013, Mathcad 15, RastrWin3, Math Type.

1 ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЖИЛОГО РАЙОНА

Свободный – город Амурской области, расположенный на правом берегу реки Зея, в 146 км от областного центра с преобладанием резко-континентального климата.

В Свободном резко континентальный климат с муссонными чертами, что выражается в больших годовых (45-50°) и суточных (до 20°) колебаниях температур воздуха и резком преобладании летних осадков.

Влияние материка проявляется главным образом зимой. В это время сухой охлаждённый воздух проникает далеко на юг в виде зимнего муссона. Вследствие этого наблюдаются холодные малоснежные зимы с преобладанием ясной погоды.

Зимние осадки составляют всего 5-7 процентов от годовых. Высота снежного покрова незначительна. Средняя температура самого холодного месяца – января – 28 градусов, морозы в отдельные годы доходят до 56 градусов. Благодаря сухости воздуха и слабым ветрам мороз переносится сравнительно легко. Низкие зимние температуры не соответствуют положению города. Вследствие незначительности снежного покрова и низких температур наблюдаются глубокие промерзания почв (до 2 – 2,5 м). Весна поздняя и засушливая. Безморозный период наступает в третьей декаде мая и первой декаде июня. Влияние Тихого океана проявляется в основном летом, когда с моря проникает летний муссон. Лето жаркое и дождливое. Среднемесячная температура июля – 20,4 градуса, наиболее высокие температуры достигают +42 градусов (25 июня 2010 года). Максимальное количество осадков выпадает в июле-августе (100 - 300 мм за месяц). Первые заморозки наступают в конце августа – начале сентября. Осенью устанавливается ясная, тёплая погода. Годовое количество осадков в среднем 493 мм.

Восточный район города расположен в благоприятном месте для проживания, так как в зоне его нахождения отсутствуют промышленные предприятия. Благоприятный по экологии, не далеко от центра и с хорошо развитой инфраструктурой (детский сад, школа, администрация, поликлиника).

Восточная часть города в основном имеет многоэтажную застройку – дома высота которых пять этажей и числом квартир от двенадцати до пару сотин. Планировка квартир имеется как новая, так и старая. Есть квартиры, как с электрическими, так и с газовыми плитами. Силовые нагрузки в жилых помещениях отсутствуют. Промышленная нагрузка в этом районе отсутствует. Более 60% потребителей являются потребителями второй категории надежности, оставшиеся – третьей.

Климатические характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические характеристики района

Наименование	Значение
1	2
район по гололеду	III
нормативная сетка гололеда	20
район по ветру	II
низшая температура воздуха	-50
среднегодовая температура воздуха	-1.1
высшая температура воздуха	+42
число грозových часов в год	45
высота снежного покрова, см	10
глубина промерзания грунтов, м	3.4
сейсмичность района, баллы	6
высота над уровнем моря, м	289

1.1 Общая характеристика потребителей города Свободный

Электроприемники (потребители) жилого района имеют классификацию по роду тока, напряжению, частоте, надежности электроснабжения, режиму работы и мощности. Классификация по указанным выше признакам для потребителей микрорайона будет следующей:

1) *По роду тока* – электроприемники трехфазного и однофазного тока с напряжением до 1 кВ.

2) *По степени надежности* относятся к потребителям 1, 2 и 3 категории:

- электроприемники 1 категории (цтп). Электроснабжение данных электроприемников должно быть предусмотрено от двух независимых источников, с автоматическим переключателем на резерв;

- электроприемники 2 категории, к которым относятся детский сад, школа, поликлиника, торговый центр, многоэтажные дома;

- электроприемники 3 категории, все оставшиеся потребители.

3) *По режиму работы* – с продолжительным режимом работы.

4) *По мощности* – электроприемники малой мощности до 6 кВ.

5) *По напряжению* – до 1 кВ.

6) *По частоте* – промышленной частоты 50 Гц.

1.2 Характеристика источников питания

В настоящее время основой энергосистемы Амурской области являются Зейская ГЭС, Бурейская ГЭС, общей мощностью 3430 МВт, обеспечивающие электроэнергией Амурскую область, Хабаровский край, а также осуществляющие экспорт электроэнергии в Китай.

Электроснабжение восточной части города Свободный осуществляется от ПС Базовая, которая в свою очередь получает питание от ПС Амурская.

В настоящее время на ПС «Амурская» имеет 4 уровня номинальных напряжений 500/220/110/35 кВ. Электроснабжение ПС «Базовая» производится в тупиковом режиме.

Рассматриваемая ПС «Базовая» подключена к ПС «Амурская» через одноцепную воздушную линию 35 кВ проводом марки АС 95/16, длина ВЛ составляет 3,8 км. Изначально ВЛ имеет двухцепное исполнение, при этом на опоре № 12 происходит ответвление ВЛ на ПС «Базовая». Вторая цепь уходит на РУ 35 кВ ПС «Свободная».

Если учитывать постоянный рост нагрузки, связанный со строительством инфраструктуры, жилья, появлением новых приемников электроэнергии, то можно отметить тот факт, что пропускной способности ВЛ «Амурская» - «Базовая», а также трансформаторов на ПС «Базовая» в ближайшем будущем будет недостаточно.

Характеристика существующих подстанций:

1) ПС «Амурская» – расположена вблизи города «Свободный» Амурской области. Подстанция получает питание от двух крупнейших гидроэлектростанций Дальнего Востока – Зейской и Бурейской ГЭС – и участвует в выдаче мощности потребителям Амурской области, Хабаровского края, Еврейской автономной области и на экспорт в Китай.

На подстанции установлены:

- два автотрансформатора типа 3×АОДЦТН-167000/500/220/10;
- два автотрансформатора типа АТДЦТН-63000/220/110/10.

Выдача электроэнергии промышленным и сельскохозяйственным потребителям производится на напряжениях 220,35 и 10 кВ.

Загрузка подстанций 35 кВ в режиме зимнего максимума согласно данным контрольного замера, проведенного в 2020г. находящихся в районе проектирования ВЛ 110 указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Данные контрольного замера на 2020г.

ПС «Базовая»				
Присоединение	P, (МВт)	Q, (Мвар)	I, (А)	U, (кВ)
1	2	3	4	5

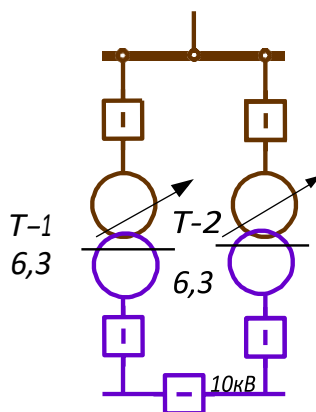
Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
T1 Ввод 35 кВ	3,91	1,2	66	36,6
T2 Ввод 35 кВ	3,91	1,2	66	36,6
ПС«Северная»				
T1 Ввод 35 кВ	-	-	-	-
T2 Ввод 35 кВ	9,43	3,1	155	36,6
ПС«Восточная»				
T1 Ввод 35 кВ	3,81	1,35	61	36,8
T2 Ввод 35 кВ	-	-	-	-
ПС«Южная»				
T1 Ввод 35 кВ	6,11	1,55	97	36,9
T2 Ввод 35 кВ	-	-	-	-

Как видно из таблицы, на всех рассмотренных подстанциях, даже в режиме зимнего максимума, один из трансформаторов остается незадействованным в связи с незначительной нагрузкой на отходящих фидерах и ВЛ, исключением является ПС «Базовая». В данном случае оба трансформатора остаются в работе, их коэффициент загрузки практически приближен к номинальному значению и составляет 65%. Э тот факт дополнительно указывает на необходимость реконструкции ПС и увеличении ее пропускной способности.

Однолинейная схема ПС «Амурская» представлена на рисунке 1.

ОРУ 35 кВ выполнено по схеме «одна рабочая система шин», КРУ 10 кВ выполнены по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». На рисунке 2 представлена однолинейная схема ПС «Базовая».



Базовая

Рисунок 2 – Однолинейная схема ПС «Базовая»

На ОРУ 35кВ используется следующее оборудование, представленное в таблице 3.

Таблица 3 – Основное оборудование ОРУ 35 кВ

Тип оборудования	Марка	Конструктивные особенности
1	2	3
Ограничитель перенапряжения	ОПН-35/40,5-10(I);	–
Разъединители	РНДЗ-16-35/1000	–
Масляные выключатели	С-35/630	с встроенным трансформатором тока 200/5, привод ПЭ-11;
Трансформаторы тока	GIF-40,5	300/5
Силовые трансформаторы	2хТМН-6300/35/10	с РПН на стороне ВН (35±6×1.5 %)

Максимальная нагрузка подстанции зимой 2020 г. составила 9,48 МВт (9,69 МВА), при аварийном отключении одного из трансформаторов мощностью 6,3 МВА, второй, оставшийся в работе, перегрузится на 54%

2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ АНЛИЗА НАГРУЗОК И ИХ РАСЧЕТЫ

2.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий

Расчет электрических нагрузок жилых зданий производится по методу, изложенному в [3].

В расчет жилых зданий входят расчеты нагрузок жилых домов.

Активная мощность всего дома определяется по ниже изложенной формуле:

$$P_{\text{ж.д}} = P_{\text{уд}} \cdot n_{\text{кв}}, \quad (1)$$

где $P_{\text{уд}}$ – удельная нагрузка одной квартиры, кВт/кв;

n – число квартир.

Реактивная мощность определяется по формуле:

$$Q_{\text{ж.д}} = P_{\text{уд}} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (2)$$

Из расчета кВт/м² удельная нагрузка магазинов, находящихся в домах, определяется по выражению:

$$P_{\text{вст}} = P_{\text{вст}} \cdot S_{\text{торг}}, \quad (3)$$

где $S_{\text{торг}}$ – площадь магазина торговая.

Реактивная мощность определяется по выражению:

$$Q_{\text{вст}} = P_{\text{вст}} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (4)$$

Активная и реактивная расчетная мощность дома определяется по формулам:

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

$$Q_{р.ж.д} = Q_{ж.д} + Q_{вст}, \quad (6)$$

$P_{вст}$ – расчетная нагрузка встроенных учреждений, кВт, из табл. 54.4 [3].

Полная мощность и номинальный ток жилого дома определяется по формулам:

$$S_{ж.д.} = \sqrt{P_{р.ж.д.}^2 + Q_{р.ж.д.}^2}, \quad (7)$$

$$I_{ном} = \frac{S_{ж.д.}}{U_{ном} \cdot \sqrt{3}}, \quad (8)$$

В пример приводится расчет 80-квартирного жилого дома, с расположенным продовольственным магазином с кондиционированием воздуха (на плане № 81), на первом этаже, на площади 50 м².

Справочные данные:

Удельная расчетная электрическая нагрузка дома: $P_{уд.квар} = 2,1$ кВт;

Коэффициент мощности нагрузки дома: $tg\varphi = 0,2$;

Удельная расчетная электрическая нагрузка продовольственного магазина с кондиционированием воздуха: $P_{уд.продмаг} = 0,25$ кВт;

Площадь продовольственного магазина: $n_{продмаг} = 50$ м²;

Коэффициент участия в максимуме нагрузки продовольственного магазина: $K_y^{маг} = 0,7$;

Определение расчетной электрической нагрузки:

$$P_{ж.д.} = P_{уд} \cdot n_{кв} = 2,1 \cdot 80 = 168 \text{ кВт};$$

$$Q_{ж.д.} = P_{ж.д.} \cdot tg\varphi = 168 \cdot 0,2 = 33,6 \text{ кВар};$$

$$P_{вст} = S_{торг} \cdot P_{уд} = 50 \cdot 0,25 = 12,5 \text{ кВт};$$

$$Q_{вст} = P_{вст} \cdot tg\varphi = 12,5 \cdot 0,75 = 9,375 \text{ кВар};$$

$$P_{р.ж.д.} = P_{ж.д.} + k_y \cdot P_{вст} = 168 + 0,9 \cdot 12,5 = 179,25 \text{ кВт};$$

$$Q_{р.ж.д.} = Q_{ж.д.} + k_y \cdot Q_{вст} = 33,6 + 0,9 \cdot 9,375 = 42 \text{ кВар};$$

$$S_{ж.д.} = \sqrt{P_{р.ж.д.}^2 + Q_{р.ж.д.}^2} = \sqrt{179,25^2 + 42^2} = 184,1 \text{ кВА};$$

$$I_{ном} = \frac{S}{U_{ном} \cdot \sqrt{3}} = \frac{184,1}{0,38 \cdot \sqrt{3}} = 280 \text{ А.}$$

Так же проводятся расчеты жилых домов со встроенными в них магазинами, и результаты отображены в приложении А.

2.2 Расчет электрических нагрузок общественных зданий

К зданиям общественного значения относятся муниципальные учреждения, детские сады, школы, медицинские учреждения, кинотеатры, химчистки, пункты общественного питания, спортивные сооружения, и так далее.

Определяются по удельным электрическим нагрузкам, отнесенным или к площади, или к числу мест расчетные электрические нагрузки этих объектов.

Для примера рассчитываются электрические нагрузки и номинальный ток в детском саду (по плану №95).

$$P_{д.с} = P_{уд.д.с} \cdot n_{мест} , \quad (9)$$

где $n_{мест}$ – число мест детского сада;

$P_{уд.д.с}$ – удельная нагрузка детского сада, кВт/место.

Из справочной таблицы 54.4, [3] выбираются значение удельной электрической нагрузки для детского сада.

Справочные данные:

Удельная расчетная электрическая нагрузка детского сада: $P_{уд.квар} = 0,46$ кВт/место;

Коэффициент мощности нагрузки детского сада: $tg\varphi = 0,2$;

Число мест детского сада: $n_{мест} = 200$ шт.

$$P_{д.с} = P_{уд.д.с} \cdot n_{мест} = 0,46 \cdot 200 = 92 \text{ кВт};$$

$$Q_{д.с} = P_{д.с} \cdot tg\varphi = 92 \cdot 0,2 = 18,4 \text{ кВт};$$

$$S_{д.с} = \sqrt{P_{д.с}^2 + Q_{д.с}^2} = \sqrt{92^2 + 18,4^2} = 93,8 \text{ кВА};$$

$$I_{ном.д.с} = \frac{S_{д.с}}{U_{ном.д.с} \cdot \sqrt{3}} = \frac{93,8}{0,38 \cdot \sqrt{3}} = 142,5 \text{ А}.$$

Также рассчитываются остальные нагрузки общественных и жилых зданий. Результаты расчетов показаны в приложении А.

3 НИЗКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

3.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения

Для того чтобы рассчитать нагрузки распределительных линий напряжением 0,38 кВ, производится проектирование сети электроснабжения потребителей. При выполнении проекта учитываются категории потребителей электрической энергии. Жилые многоэтажные дома с электропищеприготовлением отнесены к 2 и 3 категориям потребителей, исходя из условий эксплуатации (присутствие крупных продовольственных магазинов, лифтов, централизованного кондиционирования воздуха, насосов водоснабжения и тому подобное). Общественные потребители отнесены к 2 категории бесперебойного электроснабжения.

3.2 Определение расчетных мощностей на участках линий

Согласно [3], активная расчетная мощность распределительных линий напряжением 0,4 кВ определяется по следующей формуле:

$$P_{\text{расч.л}} = P_{\text{зд.макс}} + \sum_1^n k_{y.i} P_{\text{зд.i}}, \quad (10)$$

где $P_{\text{зд.макс}}$ – нагрузка здания максимальная из числа зданий, питаемых от одной линии, кВт;

$P_{\text{зд.i}}$ – нагрузки расчетных других зданий;

$k_{y.i}$ – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок, передаваемых по линии.

Реактивная мощность распределительных линий напряжением 0,4 кВ определяется по формуле:

$$Q_{\text{расч.л}} = Q_{\text{зд.макс}} + \sum_1^n K_{y.i} Q_{\text{зд.i}}, \quad (11)$$

Полная расчетная мощность линии рассчитывается по формуле:

$$S_{\text{расч.л}} = \sqrt{P_{\text{расч.л}}^2 + Q_{\text{расч.л}}^2}, \quad (12)$$

Рассматривается ТП1-Ф3 для расчета распределительной линии на напряжение 0,4 кВ, входящая в состав петли ТП13-4-3-2-1-14-ТП15.

Нагрузкой является:

Жилой дом $P=126$ кВт; $Q=25,2$ квар;

Кооператив гаражный $P=10$ кВт; $Q=2,5$ квар;

Определение расчетной мощности линии:

$$P_{\text{расч.л}} = 126 + 0,9 \cdot 10 = 135 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{расч.л}} = 25,2 + 0,9 \cdot 2,5 = 27,45 \text{ квар};$$

$$S_{\text{расч.л}} = \sqrt{\frac{135^2 + 27,45^2}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4}} = 99,442 \text{ кВА.}$$

Полученные данные отображены в приложении Б.

3.3 Выбор площади сечений и количества линий

3.3.1 Выбор сечения распределительной сети 0,4 кВ

Сечение кабельной линии выбираются по расчетному току.

При соблюдении следующего условия сечение считается выбранным предварительно правильно:

$$I_{\text{ав.расч}} \leq 1,35 I_{\text{дл.доп}}, \quad (13)$$

$$I_{\text{дл.доп}} = I'_{\text{дл.доп}} \cdot K_{\text{окр}} \cdot K_{\text{прок}}, \quad (14)$$

где $I'_{\text{дл.доп}}$ - величина длительно допустимого тока, для выбранной марки и сечения кабеля (справочная);

$K_{\text{окр}}$ – коэффициент, учитывающий условия окружающей среды (зависящий от температуры воздуха и земли), $K_{\text{окр}}=1$ при 15°C (ПУЭ 7-ое изд.)

$K_{\text{прок}}$ – коэффициент, учитывающий количество рабочих кабелей, проложенных рядом в трубах (при прокладке в трубе одного кабеля $K_{\text{прок}} = 1$, двух - $K_{\text{прок}} = 0,9$, трех - $K_{\text{прок}} = 0,85$).

Определяется расчетный ток по формуле:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{расч.л}}}{U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}}, \quad (15)$$

Выбирается кабель сечением 50 мм², марки ПВВГнг-1s трехжильный с длительно допустимым током $I'_{\text{дл.доп}}=217$ А. [6].

Затем определяется ток в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{ав.расч}} = \frac{181,354}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 274,851 \text{ А,}$$

$$I_{\text{дл.доп}} = I'_{\text{дл.доп}} \cdot K_{\text{окр}} \cdot K_{\text{прок}} = 217 \cdot 1 \cdot 1 = 217 \text{ А,}$$

$$I_{\text{ав.расч}} \leq 1,3I_{\text{дл.доп}}$$

$$274,851 \leq 282,1$$

По результатам расчетов видно, что условие выполняется, следовательно, по длительно допустимому току выбранное сечение подходит.

Аналогично производится выбор сечения остальных линий.

Полученные результаты занесены в таблицу 5.

Таблица 5 – Сечения и марки низковольтных кабелей.

Линия	$S_{расч}$, кВА	$I_{расч}$, А	$I_{ав.расч}$, А	$I_{дл.доп}$, А	$I_{дл.доп} \cdot 1,3$ А	Сечение кабеля, мм ²	Марка кабеля
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП1-ф1	90,68	130,88	274,85	217	282,1	50	ПВВГнг-Is
ТП1-ф2	115,59	166,85	350,38	316	410,8	95	ПВВГнг-Is
ТП1-ф3	115,59	166,85	350,38	316	410,8	95	ПВВГнг-Is
ТП1-ф4	60,84	87,82	184,4	147	191,1	25	ПВВГнг-Is
ТП2-ф1	133,63	192,88	405,04	316	410,8	95	ПВВГнг-Is
ТП2-ф2	119	171,77	360,7	316	410,8	95	ПВВГнг-Is
ТП2-ф3	122,1	176,2	370	316	410,8	95	ПВВГнг-Is
ТП3-ф1	122,1	176,2	370	316	410,8	95	ПВВГнг-Is
ТП3-ф2	90,68	130,88	274,85	217	282,1	50	ПВВГнг-Is
ТП3-ф3	73,94	106,72	224,1	195	253,5	50	СИП-2
ТП3-ф4	91,78	132,48	278,2	217	282,1	50	ПВВГнг-Is
ТП4-ф1	107,77	155,56	326,67	268	348,4	70	ПВВГнг-Is
ТП4-ф2	65,48	94,51	198,5	179	232,7	35	ПВВГнг-Is
ТП4-ф3	94,6	136,56	286,78	268	348,4	70	ПВВГнг-Is
ТП4-ф4	101,05	145,86	306,3	268	348,4	70	ПВВГнг-Is
ТП5-ф1	121,42	175,25	368,03	316	410,8	95	ПВВГнг-Is
ТП5-ф2	133,4	192,5	404,32	316	410,8	95	ПВВГнг-Is
ТП5-ф3	60,84	87,8	184,4	147	191,1	25	ПВВГнг-Is
ТП5-ф4	53,97	77,9	163,59	130	169	25	СИП-2
ТП6-ф1	100,86	145,58	305,7	268	348,4	70	ПВВГнг-Is
ТП6-ф2	85,66	123,65	259,65	217	282,1	50	ПВВГнг-Is
ТП6-ф3	85,66	123,65	259,65	217	282,1	50	ПВВГнг-Is
ТП6-ф4	108,88	157,15	330,02	268	348,4	70	ПВВГнг-Is
ТП7-ф1	111,05	160,28	336,6	268	348,4	70	ПВВГнг-Is
ТП7-ф2	142,4	205,56	431,67	363	471,9	120	ПВВГнг-Is
ТП7-ф3	153,88	222,1	466,44	363	471,9	120	ПВВГнг-Is
ТП8-ф1	211,4	305,12	640,74	529	687,7	240	ПВВГнг-Is
ТП8-ф2	70,28	101,44	213,03	179	232,7	35	ПВВГнг-Is
ТП8-ф3	140,7	203,1	426,6	363	471,9	120	ПВВГнг-Is
ТП9-ф1	112,97	163	342,4	268	348,4	70	ПВВГнг-Is
ТП9-ф2	73,48	106,05	222,72	179	232,7	35	ПВВГнг-Is
ТП10-ф1	151,24	218,29	458,4	363	471,9	120	ПВВГнг-Is
ТП10-ф2	162,25	234,2	491,79	410	533	150	ПВВГнг-Is
ТП10-ф3	96,99	139,99	293,98	268	348,4	70	ПВВГнг-Is
ТП11-ф1	121,24	174,99	367,49	316	410,8	95	ПВВГнг-Is
ТП11-ф2	131,34	189,57	398,09	316	410,8	95	ПВВГнг-Is
ТП11-ф3	125,54	181,2	380,53	316	410,8	95	ПВВГнг-Is
ТП12-ф1	175,4	254,4	531,78	410	533	150	ПВВГнг-Is
ТП12-ф2	132,2	190,8	400,75	316	410,8	95	ПВВГнг-Is
ТП12-ф3	99,6	143,7	301,79	268	348,4	70	ПВВГнг-Is
ТП13-ф1	160,87	232,2	487,6	410	533	150	ПВВГнг-Is
ТП13-ф2	162,76	234,92	493,34	410	533	150	ПВВГнг-Is
ТП13-ф3	82,19	118,63	249,12	217	282,1	50	ПВВГнг-Is
ТП14-ф1	50,16	72,4	152,04	147	191,1	25	ПВВГнг-Is

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП14-ф2	250,4	361,4	758,99	593	770,9	240	ПВВГнг-Is
ТП14-ф3	85,67	123,64	259,6	217	282,1	50	ПВВГнг-Is
ТП15-ф1	162,76	234,9	493,3	410	533	150	ПВВГнг-Is
ТП15-ф2	162,76	234,9	493,3	410	533	150	ПВВГнг-Is
ТП15-ф3	68,8	99,4	208,78	179	232,7	35	ПВВГнг-Is

3.3.2 Проверка низковольтных кабелей на отклонение напряжения

Необходимо проверить сечение кабелей на отклонение напряжения, которые выбраны. Посчитать потерю напряжения в сети можно, так как известно напряжение на шине источника питания. Исходя из ГОСТ 132144-2013 нормальное допустимое значение отклонения напряжения должно соответствовать $\pm 5\%$, а предельно допустимое значение отклонения напряжения (в аварийном и послеаварийном режиме) должно соответствовать $\pm 10\%$.

Определение потери напряжения в распределительных линиях напряжением 0,4 кВ по формуле, согласно [3].

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos\varphi + x_0 \sin\varphi) \cdot 100\%, \quad (16)$$

где r_0, x_0 – удельное сопротивление активное и индуктивное;

l – длина линии, питающей или распределительной, км.

На примере кабеля ТП1-ф1 определяются потери напряжения:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 151,168 \cdot 0,2}{400} \cdot (0,36 \cdot 0,98 + 0,063 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 2,583\%$$

По произведенным расчетам видно, что полученное отклонение напряжения не превышает допустимое значение в нормальном и аварийном режимах, согласно, требованиям ГОСТ 132144-2013.

Полученные данные потери напряжений всех кабельных линий показаны в приложении В.

Выбранные и проверенные кабельные линии соответствуют требованию ГОСТ 132144-2013, что и подтверждено в приложении В.

3.3.3 Определение потерь мощности и энергии в сетях 0,4 кВ

Определяются потери мощности в линии напряжением 0,4 кВ по формуле:

$$\Delta P = 3 \cdot I_{\text{расч.лин}}^2 \cdot r_0 \cdot L_m \cdot 10^{-3}, \quad (17)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление участка линии, Ом/км;

$I_{\text{расч.лин}}$ – расчетный ток участка m линии, А;

L_m – длина участка m линии, км.

Определяются потери энергии на участке линии m по указанной формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (18)$$

где τ – время потерь, час.

При неизвестном времени потерь, по приближенной формуле, приведенной ниже, определяется время потерь:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10000})^2 \cdot T_{\text{год}}, \quad (19)$$

где T_{max} – количество часов использования максимальной нагрузки, час;

$T_{\text{год}}$ – количество часов в году, час.

Потери мощности и энергии не должны быть больше допустимого значения -10%.

В линии ТП1-ф1 будут показаны расчеты потерь мощности и энергии.

В линии ТП1-ф1 определяются потери мощности и энергии:

$$\Delta P = 7,992 \text{ кВт},$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{2350}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 1129 \text{ час},$$

$$\Delta W = 7,992 \cdot 1129 = 9775,3 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Остальные расчетные данные потери мощности и энергии в других линиях отображены в приложении Г.

3.4 Расчет наружного освещения

Будет произведен расчет наружного освещения при помощи приближенного метода. Согласно этому методу нагрузка уличного освещения определяется исходя из значения 7-10 кВт на один погонный километр проезжей части (дорог, переулка, проезда, бульвара и прочее) [3]. Согласно выше изложенному, нагрузка наружного освещения будет определяться по следующей формуле:

$$P_{\text{освещ}} = L_{\text{лин}} \cdot (7 - 10), \quad (20)$$

где $L_{\text{лин}}$ – длина освещаемой дороги (проезда, бульвара и прочее), км.

Для примера рассчитывается нагрузка освещения по улице Парниковая.

$$P_{\text{освещ}} = 0,24 \cdot 10 = 2,4 \text{ кВт}.$$

Определяется для всех дорог приближенная нагрузка наружного освещения в моем районе:

$$P_{\Sigma \text{освещ}} = 9,04 + 5,72 + 4,72 + 4,32 + 2,4 + 9,04 + 5,72 + 5,72 + 2,4 + 1,6 + 4,2 + 1,6 = 56,48 \text{ кВт}.$$

Общая протяженность улиц, рассматриваемого района:

$$L_{\Sigma} = 1,808 + 1,716 + 0,472 + 0,432 + 0,24 + 0,904 + 0,24 + 0,16 + 0,42 + 0,16 = 5,648 \text{ км.}$$

Полученные данные отображены в таблице 6.

Таблица 6 – Нагрузки уличного освещения.

Название улицы	Длина дороги, км	Удельная мощность кВт/км	$P_{\text{освещ}},$ кВт
1	2	3	4
40 лет Октября	0,904	10	9,04
Ленина	0,572	10	5,72
Кручинина	0,472	10	4,72
Проезжая	0,432	10	4,32
Парниковая	0,240	10	2,4
Управленческая	0,904	10	9,04
50 лет Октября	0,572	10	5,72
пер. Зеленый	0,572	10	5,72
пер. Чехова	0,240	10	2,4
пер. Угловой	0,160	10	1,6
Литвиновская	0,420	10	4,2
Медицинская	0,160	10	1,6
Сумма	5,648	-	56,48

При монтаже используются лампы марки ДНаТ. Суммарное число ламп при установке фонарей расположением в один ряд и через расстояние 28 м составит 202 штуки.

3.5 Расчёт электрических нагрузок ТП

Приближенная формула для подсчета нагрузок на шинах 0,4 кВ трансформаторных подстанциях, вид которой имеет представление ниже:

$$P_{\text{расч.ж.д.общ}} = P_{\text{зд.макс}} + \sum_1^n K_{y.i} P_{\text{зд.i}}, \quad (21)$$

где $P_{\text{зд.макс}}$ – наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемая от трансформаторов или трансформатора, кВт;

$P_{зд.i}$ – расчетные нагрузки других зданий, питаемые от трансформаторов или трансформатора, кВт;

$K_{у.i}$ – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных помещений, зданий или жилых домов, [3].

Показан расчет нагрузок на примере трансформаторной подстанции №15.

Трансформаторная подстанция №15 включает в себя следующие нагрузки:

Жилые дома с номерами по плану: 23,24,25,26,62,63.

С максимальной расчетной нагрузкой является дом №23:

$$P_{23} = 168 \text{ кВт}, Q_{23} = 33,6 \text{ квар.}$$

Коэффициент участия в максимуме нагрузки жилого дома остальных потребителей, то есть дошкольного учреждения, школы и жилых домов, определяется по таблице 2.1.3, [1]

$$K_{у.ж.д.} = 0,9$$

Определяется на шинах ТП-15 расчетная нагрузка:

Вычисляется активная нагрузка:

$$P_{\text{расч.ТП-15}} = P_{23} + K_{у.ж.д.} \cdot (P_{24} + P_{25} + P_{26} + P_{62} + P_{63}) = 168 + 0,9 \cdot (168 + 168 + 168 + 126 + 10) = 744 \text{ кВт.}$$

Вычисляется реактивная нагрузка:

$$Q_{\text{расч.ТП-15}} = Q_{23} + K_{у.ж.д.} \cdot (Q_{24} + Q_{25} + Q_{26} + Q_{62} + Q_{63}) = 33,6 + 0,9 \cdot (33,6 + 33,6 + 33,6 + 25,2 + 2,5) = 149,25 \text{ квар.}$$

Полная мощность, приведенная к шинам 0,4 кВ на ТП-15 находится следующим образом:

$$S_{\text{расч.ТП-15}} = \sqrt{P_{\text{расч.ТП-15}}^2 + Q_{\text{расч.ТП-15}}^2} = \sqrt{744^2 + 149,25^2} = 758,8 \text{ кВА}$$

Для всех оставшихся ТП производятся вычисления как выше. Полученные данные отображены в приложении Д.

4 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ НА ТП

4.1 Выбор числа и мощности трансформаторов на ТП

Необходимое число силовых трансформаторов на рассматриваемой ТП зависит от категоричности потребителя, в зависимости от надежности электроснабжения. Когда в системе имеются потребители I и II категории, то количество силовых трансформаторов необходимо устанавливать не менее двух (согласно требованию ПУЭ).

По следующей формуле определяется мощность силовых трансформаторов:

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{ТП}}}{n_{\text{тр}} \cdot K_{\text{загр}}^{\text{опт}}}, \quad (22)$$

где $S_{\text{ТП}}$ – расчетная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, кВА;

$n_{\text{тр}}$ – количество трансформаторов;

$K_{\text{загр}}^{\text{опт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки трансформатора (для второй и третьей категории потребителя) $K_{\text{загр}}^{\text{опт}}=0,75$.

Из ряда стандартных выпускаемых трансформаторов выбирается номинальная мощность трансформатора. Мощность номинальная должна превышать расчетную.

Затем, когда прошел выбор трансформатора, производится проверка верного выбора по коэффициенту загрузки.

$$K_{\text{загр}} = \frac{S_{\text{ТП}}}{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{тр.ном}}}, \quad (23)$$

Следующему условию должен удовлетворять коэффициент загрузки трансформатора.

$$0,5 \leq K_{\text{загр}} \leq 0,75 \quad (24)$$

В том случае, если условие (25) превышает допустимое значение, то необходимо выбрать силовой трансформатор большей мощности, если же меньше допустимого значения, то следует выбрать силовой трансформатор меньшей мощности.

Производится выбор мощности трансформатора на ТП-1:

Определение мощность силового трансформатора:

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{ТП-1}}}{n_{\text{тр}} \cdot K_{\text{загр}}^{\text{опт}}} = \frac{765,4}{2 \cdot 0,75} = 510,273 \text{ кВА},$$

Для ТП-1 выбирается трансформатор, мощностью каждого по 630 кВА, марка силового трансформатора ТМ-630/10, [5].

Далее определяется коэффициент загрузки трансформатора:

$$K_{\text{загр}} = \frac{S_{\text{ТП-1}}}{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{тр.ном}}} = \frac{765,4}{2 \cdot 630} = 0,6$$

$$0,5 \leq 0,6 \leq 0,75$$

Условие (25) выполняется, следовательно, силовой трансформатор выбран правильно. Аналогично определяем мощность трансформаторов на всех других трансформаторных подстанциях.

Результаты расчетов остальных мощностей и коэффициентов отображены в приложении Е.

4.2 Определение потерь мощности в трансформаторах

Существует два типа потерь в силовых трансформаторах: потери холостого хода и нагрузочные потери. Потери, в свою очередь, носят реактивные и активные характеры.

Полные активные потери в трансформаторах определяются по ниже изложенной формуле, [3]:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{хх}} + K_{\text{загр}}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}, \quad (25)$$

где $\Delta P_{\text{хх}}$ – активные потери холостого хода;

$K_{\text{загр}}$ – коэффициент загрузки трансформатора;

$\Delta P_{\text{кз}}$ – активные потери короткого замыкания.

Полная реактивная потеря в трансформаторе определяется по ниже изложенной формуле, [3]:

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \Delta Q_{\text{хх}} + K_{\text{загр}}^2 \cdot \Delta Q_{\text{кз}}, \quad (26)$$

где $\Delta Q_{\text{хх}}$ – реактивные потери холостого хода;

$K_{\text{загр}}$ – коэффициент загрузки трансформатора;

$\Delta Q_{\text{кз}}$ – реактивные потери короткого замыкания.

Реактивная потеря короткого замыкания находится по следующей формуле:

$$\Delta Q_{\text{кз}} = S_{\text{тр.ном}} \cdot \frac{U_{\text{кз}}}{100}, \quad (27)$$

где $S_{\text{тр.ном}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{кз}}$ – напряжение короткого замыкания.

По следующей формуле вычисляются реактивные потери холостого хода:

$$\Delta Q_{\text{хх}} = S_{\text{тр.ном}} \cdot \frac{I_{\text{хх}}}{100}, \quad (28)$$

где $S_{\text{тр.ном}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$I_{\text{хх}}$ – ток холостого хода.

Характеристики устанавливаемых силовых трансформаторов, устанавливаемых на ТП, берутся из справочника, и отображены в приложении Ж.

Произведу для примера на ТП1 расчет потери мощности в трансформаторе:

$$\text{Полная мощность ТП1: } S_{\text{тр.ном}} = 630 \text{ кВА.}$$

Определяется полная активная потеря в трансформаторе:

$$\Delta P_{\text{тр}} = 2 + 0,6^2 \cdot 7,6 = 9,96 \text{ кВт,}$$

$$\Delta P_{\text{кз}} = 630 \cdot \frac{6,5}{100} = 40,95 \text{ кВт,}$$

$$\Delta Q_{\text{хх}} = 630 \cdot \frac{2}{100} = 12,6 \text{ квар,}$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = 12,6 + 0,6^2 \cdot 40,95 = 53,91 \text{ квар.}$$

Точно таким же способом рассчитываются потери в трансформаторах в оставшихся трансформаторных подстанциях.

Полученные данные отображены в приложении З.

4.3 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ

Во время расчета нагрузки трансформаторной подстанции, приведенной к напряжению 10 кВ, необходимо учитывать активную и реактивную потерю мощности в трансформаторе.

Полная мощность трансформаторной подстанции, приведенная к высокой стороне, определяется по выражению:

$$S_{\text{ТП}i}^{10\text{кВ}} = \sqrt{(P_{\text{расч.ТП}i} + 2 \cdot \Delta P_{\text{тр.ТП}i})^2 + (Q_{\text{расч.ТП}i} + 2 \cdot \Delta Q_{\text{тр.ТП}i})^2}, \quad (29)$$

где $P_{\text{расч.ТП}i}$ – активная расчетная нагрузка на шинах 0,4 кВ;

$Q_{\text{расч.ТП}i}$ – реактивная расчетная нагрузка на шинах 0,4 кВ;

$\Delta P_{\text{тр.ТП}i}$ – активные потери мощности в трансформаторах;

$\Delta Q_{\text{тр.ТП}i}$ – реактивные потери мощности в трансформаторах.

На ТП1 рассчитывается нагрузка трансформаторной подстанции, приведенная к высокой стороне, в качестве примера:

$$S_{\text{ТП1}}^{10\text{кВ}} = \sqrt{759,995^2 + 165,066^2} = 777,715 \text{ кВА.}$$

Точно также производится расчет нагрузок трансформаторных подстанций на стороне 10 кВ всех оставшихся.

Полученные результаты отображены в приложении И.

4.4 Расчет электрических нагрузок распределительных линий 10 кВ

Точно так же, как и нагрузка распределительной сети напряжением 0,4 кВ, рассчитываются расчетные электрические нагрузки городских сетей напряжением 10 кВ. А значит коэффициент, который учитывает совмещение максимумов нагрузок $K_{\text{уч}}$, принимаемый по таблице 2.4.1, [1], умножается на суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП присоединенных к данному элементу сети.

Для примера берется участок ТП-14-ТП-15 и производится расчет распределительной линии напряжением 10 кВ. Рассмотрим на примере ТП15-ТП-14, которая находится в петле ИП-ТП-13-ТП-4-ТП-3-ТП-2-ТП-1-ТП-14-ТП-15-ИП.

Даны нагрузки на ТП:

ТП-14: $P = 730,2$ кВт, $Q = 278,7$ квар.

ТП-15: $P = 783,6$ кВт, $Q = 162,2$ квар.

Поскольку данный район имеет более 70% нагрузки жилых домов, и не более 30% нагрузкой являются общественные здания, то при двухтрансформаторной КТП коэффициент участия в максимуме нагрузок принимается: $K_{уч} = 0,9$.

Определяется расчетная мощность линии в нормальном режиме:

$$P_{р.л.норм} = 783,6 + 0,9 \cdot 730,2 = 1440,7 \text{ кВт},$$

$$Q_{р.л.норм} = 162,2 + 0,9 \cdot 278,7 \text{ квар},$$

$$S_{р.л.норм} = \sqrt{1440,7^2 + 413^2}.$$

Остальные участки линий рассчитываются в том же порядке. Полученные значений отображены в приложении К.

4.5 Выбор схемы распределительной сети напряжением 10 кВ

При реконструкции питающих и распределительных сетей должны учитываться и выполняться основные требования. К питающим и распределительным сетям относятся такие требования как:

- 1) В каждом режиме работы сети (нормальном, аварийном и других) качество электроэнергии обязано соответствовать нормам;
- 2) Во время эксплуатации сети должны быть практичными и удобными;
- 3) На каждом этапе эксплуатации сети должно обеспечиваться установленный эталон надежности электроснабжения потребителя для всех категорий пользования;
- 4) Реконструируемые сети обязаны иметь простые, наглядные схемы;
- 5) При обслуживании персоналом сети должны быть безопасными.

Преимущественно используем петлевую схему при использовании секционирующего разъединителя. Каждая полупетля может питать четыре – пять ТП трансформаторами мощностью до 630 кВА, согласно [7].

Разработаем два проекта по реконструкции распределительных сетей напряжением 10 кВ. Схемы представлены на рисунках 1 и 2.

В первом варианте запитывание трансформаторных подстанций напряжением 10 кВ от ИП будет осуществляться с применением петлевых схем. При нормальных режимах работы проектируемой сети петли будут находиться в разомкнутом состоянии.

Во втором варианте подключение трансформаторных подстанций напряжением 10 кВ от ИП будут производиться петлевыми схемами, а также в каждой петле будет по одной тупиковой отпайке. При нормальных режимах работы проектируемой сети петли будут находиться в разомкнутом состоянии.

Производится технико-экономическое сравнение вариантов.

Вариант 1: длина КЛ=4,528 км., количество выключателей 30 шт.

Вариант 2: длина КЛ=4,667 км., количество выключателей 34 шт.

Как видно из параметров в варианте два длина КЛ больше, чем в первом варианте, что приведет к удорожанию проекта. Количество выключателей также больше во втором варианте, следовательно – это приведет не только к удорожанию проекта, но и к снижению надежности этого варианта.

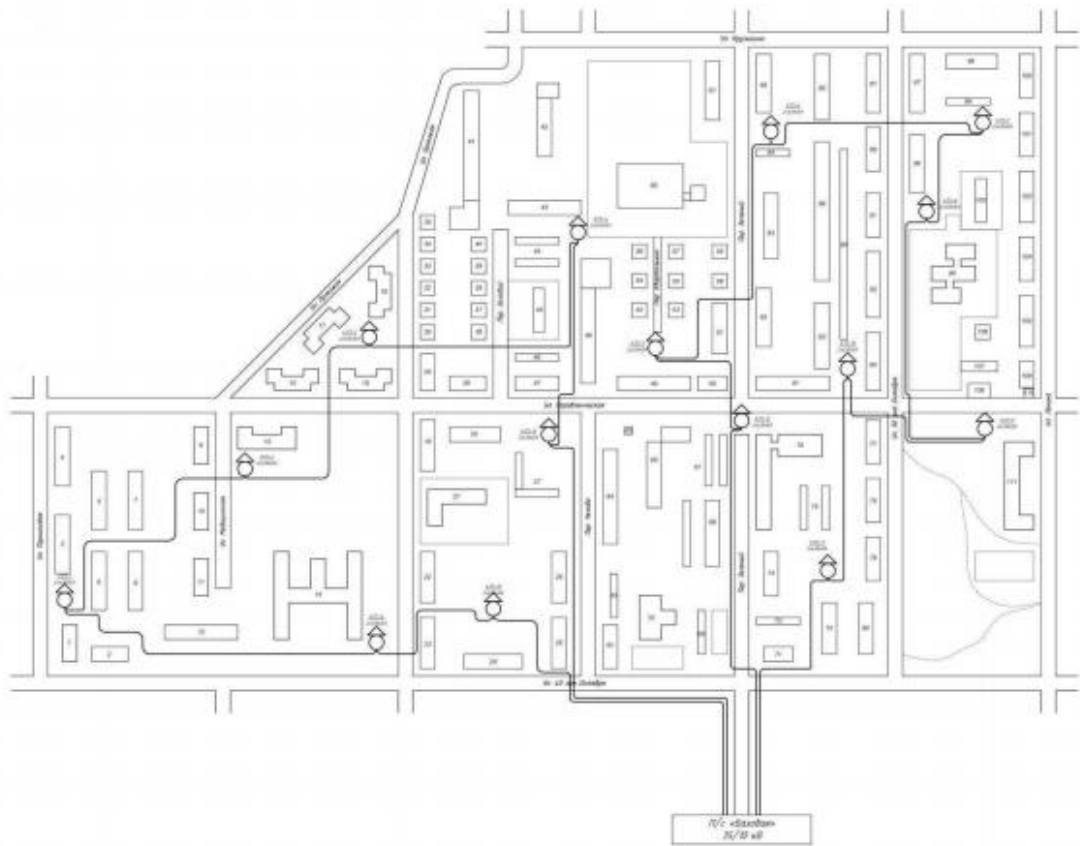


Рисунок 3 – Вариант 1

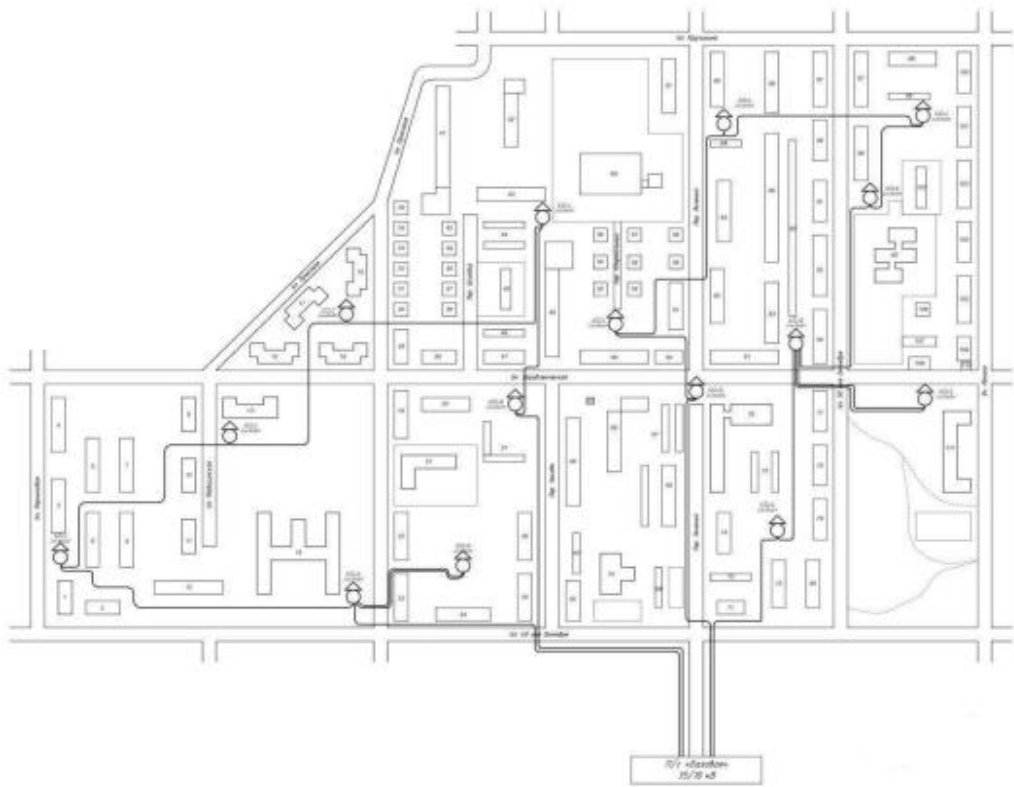


Рисунок 4 – Вариант 2

Исходя из проведенного технико-экономического сравнения, выбирается вариант 1.

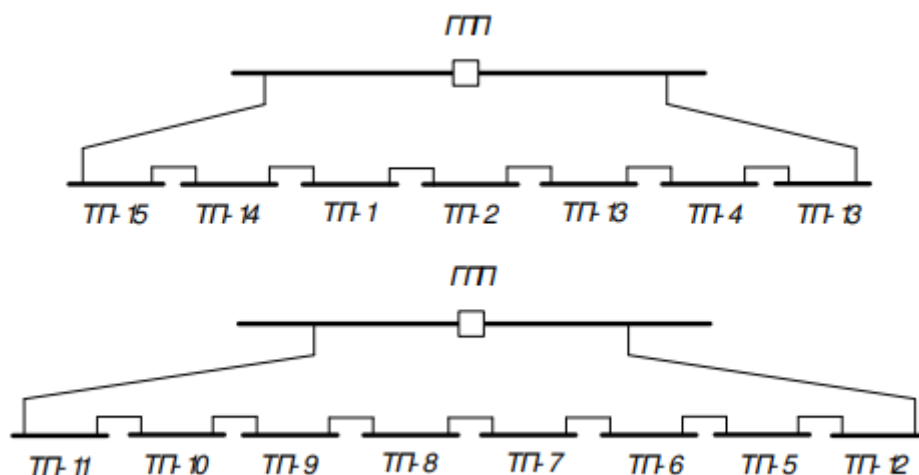


Рисунок 5 – Схема высоковольтной распределительной сети

4.6 Выбор и проверка сечения распределительной сети 10 кВ

Определяться сечение кабелей напряжением 10 кВ будет также как производилось в распределительной сети 0,38 кВ.

Помимо этого, выбранные сечения кабелей должны подчиняться условию нагрева, которое приведено ниже [6]:

$$F_{\text{выбр}} \geq 35 \text{ мм}^2, \quad (30)$$

где $F_{\text{выбр}}$ – сечение кабеля, выбранное для монтажа.

Производится разбор кабеля, необходимого сечения, на участке ТП-14-ТП-15.

Полученные результаты отображены в таблице 7.

В нормальном режиме расчетный ток кабеля составляет:

$$I_{\text{расч}} = \frac{2077,9}{\sqrt{3} \cdot 10} = 119,9 \text{ А}$$

Выбирается кабель сечением 50 мм², марки АПВП2Г, трехжильный, с длительно допустимым током $I'_{дл.доп} = 195$ А.

После аварийного режима, когда оборван головной участок ИП-ТП-15 определяется ток в послеаварийном режиме:

$$I_{ав.расч} = \frac{2181,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 125,97 \text{ А,}$$

$$I_{дл.доп} = I'_{дл.доп} \cdot K_{окр} \cdot K_{прок} = 195 \cdot 1 \cdot 1 = 195 \text{ А,}$$

$$I_{ав.расч} \leq 1,3I_{дл.доп} ,$$

$$125,97 \leq 235,5$$

Сечение выбрано правильно по длительно допустимому току, так как условия (15) и (30) выполняются, в чем можно убедиться по данным расчетов.

Данные всех расчетов отображены в таблице 7.

Таблица 7 – Сечения и марки высоковольтных кабелей

Линия	$S_{расч.л}$, кВА	$I_{расч}$, А	$I_{ав.расч}$, А	$I_{дл.доп}$, А	$I_{дл.доп} \cdot 1,3$, А	F , мм ²	Марка кабеля
1	2	3	4	5	6	7	8
ИП-ТП15	2877,2	166,1	174,42	195	253,5	50	АПВП2Г
ТП15-ТП14	2078	119,9	125,9	195	253,5	50	АПВП2Г
ТП14-ТП1	1303	75,2	78,9	195	253,5	50	АПВП2Г
ТП1-ТП2	525,4	30,3	31,8	195	253,5	50	АПВП2Г
ТП2-ТП3	236,8	13,7	14,3	195	253,5	50	АПВП2Г
ТП3-ТП4	1005	58,1	60,9	195	253,5	50	АПВП2Г
ТП4-ТП13	1755	101,3	106,4	195	253,5	50	АПВП2Г
ТП13-ИП	2571	148,5	155,9	195	253,5	50	АПВП2Г
ИП-ТП11	3189	184,1	193,3	240	312	70	АПВП2Г
ТП11-ТП10	2422	139,8	146,8	240	312	70	АПВП2Г
ТП10-ТП9	1590	91,8	96,4	240	312	70	АПВП2Г
ТП9-ТП8	1206	69,6	73,1	240	312	70	АПВП2Г
ТП8-ТП7	350,4	20,2	21,2	240	312	70	АПВП2Г
ТП7-ТП6	476	27,5	28,8	240	312	70	АПВП2Г
ТП6-ТП5	1249	72,1	75,7	240	312	70	АПВП2Г

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП5-ТП12	2001	115,5	121,3	240	312	70	АПВП2Г
ТП12-ИП	2826	163,1	171,3	240	312	70	АПВП2Г

Согласно методическим указаниям, выбранные кабели напряжением 10 кВ, необходимо проверить на отклонение напряжения [6].

А также необходимо проверить потерю напряжения в распределительных линиях напряжением 10 кВ, тем же способом, что и в низковольтных [6].

Производится расчет в участке ИП-ТП-15 потери.

Определяются потери напряжения в линии ИП-ТП-15 в нормальном режиме:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos\varphi + x_0 \cdot \sin\varphi) \cdot 100\%, \quad (31)$$

Определяются потери напряжения в линии ИП-ТП-15 в аварийном режиме:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 191,862 \cdot 0,49}{400} \cdot (0,36 \cdot 0,98 + 0,063 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 0,595\%$$

Из расчетов видно, что полученные данные ниже допустимых значений в нормальном и аварийном режимах, поэтому линия удовлетворяет требованию ГОСТ 132144-2013.

Данные по расчетам остальных линий отображены в приложении Л.

Судя по данным приложения Л можно сделать заключение о том, что по потери напряжения в высоковольтной линии выбор кабелей и их проверка осуществлена правильно, поскольку расчетные отклонения напряжения удовлетворяют требованию ГОСТ 132144-2013.

4.7 Определение потерь мощности и энергии в сетях 10 кВ

Реконструируемую (проектируемую) линию также нужно просчитать на потерю мощности и энергии. Проверяются линии номиналом в 10 кВ на потерю мощности и энергии точно такой же методикой, как и низковольтные.

Производятся расчеты линии ИП-ТП-15 на потерю мощности и энергии в высоковольтной кабельной линии.

Определение в линии ИП-ТП-15 потери мощности и энергии:

$$\Delta P = 14,6 \text{ кВт},$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{2600}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 1292 \text{ час},$$

$$\Delta W = 14,6 \cdot 1292 = 18863,2 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Остальные линии рассчитываются аналогично, а данные расчетов всех линий отображены в приложении М.

5 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Для выбора мощности силовых трансформаторов и сечений проводов ЛЭП определяется экономически выгодная реактивная мощность, задаваемая энергосистемой в часы максимальных нагрузок.

Компенсация реактивной мощности оказывает существенное влияние на экономические показатели функционирования электрической сети, так как позволяет снизить потери активной мощности и электроэнергии в элементах сети.

Определяется требуемая мощность компенсирующих устройств, требуемых к установке на подстанции «Базовая» с учетом прогнозирования электрической нагрузки. Расчет проводится по коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой (Мвар):

$$Q_{\text{КУ}}^{\text{ТР}} = Q_{\text{max}} - P_{\text{max}} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (32)$$

$$Q_{\text{КУ}}^{\text{ТР}} = 14,81 - 24,54 \cdot 0,4 = 2,54 \text{ (Мвар)}$$

где $\text{tg}\varphi$ – коэффициент мощности, задаваемый энергосистемой (из приказа Мин. энерго №380) для 35 кВ – 0,4.

Таблица 8 – Коэффициенты реактивной мощности

Уровень напряжения в точке поставки потребителя электрической энергии	Максимальное значение коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети
110 кВ (154 кВ)	0,5
35 кВ (60 кВ)	0,4
1 - 20 кВ	0,4
ниже 1 кВ	0,35

Требуемая мощность компенсирующих устройств, устанавливаемая на одну систему шин, определяется по формуле (Мвар):

$$Q_{\text{КУ.СШ}}^{\text{тр}} = \frac{Q_{\text{КУ}}^{\text{тр}}}{2}, \quad (33)$$

Для подстанции «Базовая»:

$$Q_{\text{КУ.СШ}}^{\text{тр}} = \frac{2,54}{2} = 1,27 \text{ (Мвар)}$$

По требуемой мощности на одну систему шин выбираются компенсирующие устройства, определяются их необходимое количество и фактическая суммарная реактивная мощность $Q_{\text{КУ}}^{\phi}$.

При определении мощности компенсирующих устройств необходимо учитывать следующее условие: если требуемая мощность компенсирующих устройств составляет 50 и более Мвар, то к установке следует принимать синхронный компенсатор, в обратном случае принимаются СТК либо БСК. В данном случае требуемая мощность КУ невелика, следовательно, принимаются к установке батареи статических конденсаторов типа УКЛ-10-1350УЗ с номинальной мощностью 1,35 Мвар, на каждую секцию 10 кВ.

Нескомпенсированная мощность определяется следующим образом:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{max}} - Q_{\text{КУ}}^{\phi}, \quad (34)$$

$$Q_{\text{неск}} = 14,81 - 1,35 \cdot 2 = 12,11 \text{ (Мвар)}$$

6 РАСЧЕТ ЦЭН И ВЫБОР МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Для определения месторасположения трансформаторных подстанций необходимо определить центр электрических нагрузок.

Центр электрических нагрузок определяется по формулам:

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_i}; \quad Y = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad (35)$$

Подставив значения координат и мощности объектов электроснабжения в формулы, рассчитаем координаты условного ЦЭН для ТП1.

$$X = \frac{93,6 \cdot 48 + 93,6 \cdot 75 + 119 \cdot 43 + 119 \cdot 43 + 119 \cdot 68 + 119 \cdot 93 + 119 \cdot 68}{93,6 + 93,6 + 119 + 119 + 119 + 119 + 119} = 62$$

$$Y = \frac{93,6 \cdot 48 + 93,6 \cdot 40 + 119 \cdot 115 + 119 \cdot 175 + 119 \cdot 145 + 119 \cdot 145 + 119 \cdot 90}{93,6 + 93,6 + 119 + 119 + 119 + 119 + 119} = 112$$

Таким образом, ЦЭН рассматриваемого района имеет условные координаты (62;112).

Таблица 9 – Координаты центров электрических нагрузок

Номера элементов на плане	Расчетная активная мощность P, кВт	Координаты на плане	
		X	Y
1	2	3	4
1	93,6	48	48
2	93,6	75	40
3	119	43	115
4	119	43	175
5	119	68	145
6	119	93	145
7	119	68	90
КТП1		62	112
8	119	93	90

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4
9	93,6	138	182
10	93,6	138	137
11	93,6	138	92
13	126	183	185
15	126	200	227
16	126	250	227
КТП2		166	166
17	126	220	264
18	126	260	287
28	93,6	293	233
29	93,6	319	225
30	14,5	293	260
31	14,5	293	275
32	14,5	293	230
33	14,5	293	305
34	14,5	293	320
35	14,5	293	335
36	14,5	328	260
37	14,5	328	275
38	14,5	328	230
39	14,5	328	305
40	14,5	328	320
41	180	322	377
КТП3		288	289
42	183,7	372	405
43	168	372	345
44	20	367	315
45	25,92	369	275
46	10	368	243
47	119	368	225
48	196,8	402	266
КТП4		379	314
49	168	447	225
50	104	487	225
51	119	492	261
52	14,5	438	275
53	14,5	463	275
54	14,5	438	295
55	14,5	463	295
56	14,5	438	315
57	14,5	463	315
58	14,5	493	295
59	14,5	493	315
60	75	447	360
61	168	488	425
КТП5		471	288

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4
83	191,4	527	328
84	5	529	383
85	168	523	429
86	168	563	426
87	189	598	429
90	25	578	319
КТП6		553	398
98	182,4	665	445
99	10	663	418
100	152,2	703	434
101	137,2	703	395
102	25,92	672	350
103	182,4	703	352
104	131,5	703	309
КТП7		693	388
88	137,3	598	385
95	92	654	300
96	191	628	375
97	407,4	628	431
КТП8		625	395
105	182,4	703	268
106	14,5	673	259
107	25,92	269	237
108	25,92	670	220
109	80	703	230
110	12	704	219
111	25	693	157
КТП9		668	244
89	150	562	344
91	126	598	340
92	182,4	598	294
93	182,4	563	257
94	188,2	598	239
КТП10		583	233
69	10	480	55
71	104	532	40
72	126	567	58
73	10	533	62
75	20	558	141
77	126	598	184
78	126	598	144
79	126	598	105
80	132,2	592	58
КТП11		579	99
67	30	490	172
68	168	482	124

1	2	3	4
74	126	528	95
76	138	531	173
81	179,2	543	225
82	182,4	523	270
КТП12		519	183
19	168	293	182
20	168	325	190
21	38,88	312	148
27	15	359	155
64	168	418	148
65	12,5	430	192
66	150	448	172
70	99,2	446	65
КТП13		376	158
12	92	138	55
14	460	217	81
22	168	293	93
КТП14		224	80
23	168	293	47
24	168	338	35
25	168	383	48
26	168	383	93
КТП15		349	55

Все расчеты по ЦЭН сведены в таблицу 8.

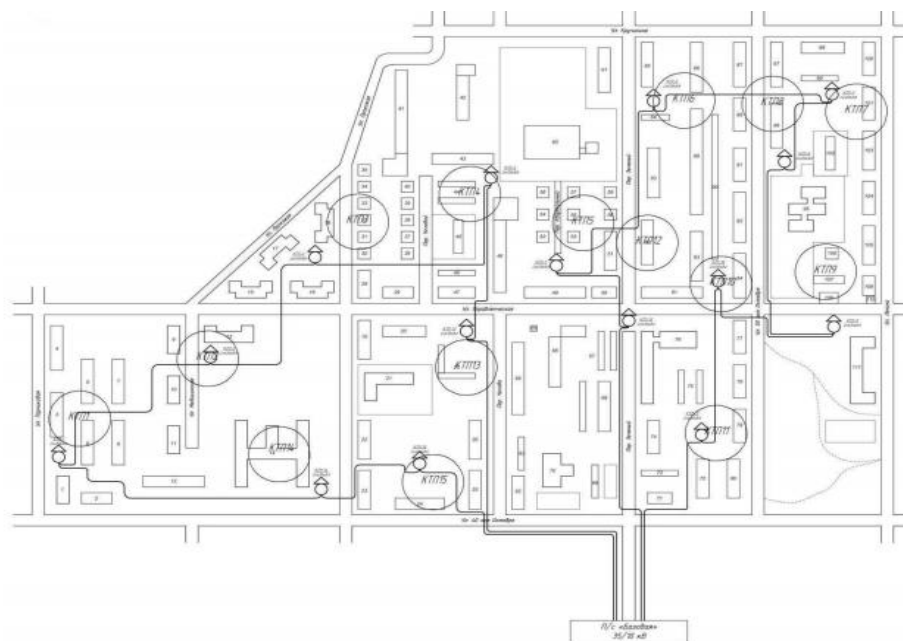


Рисунок 6 – Расположение центров электрических нагрузок и месторасположения трансформаторных подстанций

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

Расчеты токов КЗ требуется выполнить не только для того, чтобы произвести выбор и проверку кабельной линии, а также токи КЗ необходимы при выборе и проверки коммутационных устройств по динамической и термической стойкости при действии токов КЗ. К тому же токи КЗ потребуется при выборе и проверке уставок в релейной защите и автоматике. К тому же расчеты токов КЗ необходимо произвести и в низковольтных, и в высоковольтных сетях по отдельности.

7.1 Расчет токов КЗ в высоковольтной сети

При расчетах токов КЗ на высоковольтном участке цепи необходимо определить на шинах как высокого, так и низкого напряжения, а также произвести расчет на шине высокого напряжения самой дальней КТП, [9].

Схемы замещения изображены на рисунке 5.

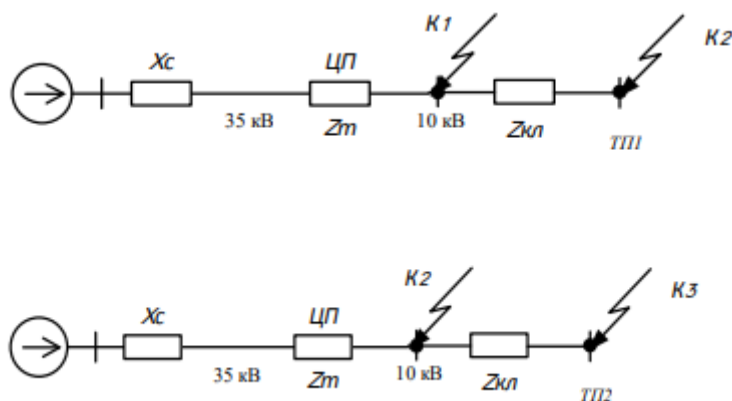


Рисунок 7 – Схемы замещения

Выполнять расчет токов КЗ согласно методике приближенным методом, единицей измерения будет относительная единица. На схемах замещения изображены точки К1, К2 и К3. В этих точках и будет производиться расчет токов КЗ.

$$S_g = 100 \text{ MVA};$$

$S_{кз} 800 \text{ МВА}$ (данное значение получено при прохождении производственной практики).

Сопротивление системы находится по следующей формуле:

$$X_{\text{сист}} = \frac{S_6}{S_{кз}}, \quad (36)$$

$$X_{\text{сист}} = \frac{100}{800} = 0,125 \text{ о. е.}$$

Сопротивление трансформатора:

$$X_{\text{тр}} = \frac{U_{кз, \%} \cdot S_6}{100 \cdot S_H}, \quad (37)$$

где $U_{кз, \%}$ - напряжение короткого замыкания, 7,5%.

$$X_{\text{тр}} = \frac{7,5 \cdot 100}{100 \cdot 6,3} = 1,19 \text{ о. е.}$$

Сопротивление КЛ ИП-ТП-15-ТП-14-ТП-1-ТП-2-ТП-3-ТП-4-ТП-13:

$$X_{\text{кл}} = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_H^2}, \quad (38)$$

$$R_{\text{кл}} = R_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_H^2}, \quad (39)$$

$$X_{\text{клГПП-ТП13}} = 0,063 \cdot (0,6 + 0,176 + 0,284 + 0,176 + 0,244 + 0,288 + 0,128) \cdot \frac{100}{100} = 0,119 \text{ о. е.}$$

$$R_{\text{ГПП-ТП13}} = 0,36 \cdot (0,6 + 0,176 + 0,284 + 0,176 + 0,244 + 0,288 + 0,128) \cdot \frac{100}{100} = 0,683 \text{ о. е.}$$

Сопротивление КЛ ИП-ТП-11-ТП-10-ТП-9-ТП-8-ТП-7-ТП-6-ТП-5-ТП-12:

$$X_{\text{кЛГПП-ТП12}} = 0,061 \cdot (0,47 + 0,116 + 0,284 + 0,18 + 0,72 + 0,268 + 0,168 + 0,184) \cdot \frac{100}{100} = 0,146 \text{ о. е.}$$

$$R_{\text{ГПП-ТП12}} = 0,256 \cdot (0,47 + 0,116 + 0,284 + 0,18 + 0,72 + 0,268 + 0,168 + 0,184) \cdot \frac{100}{100} = 0,612 \text{ о. е.}$$

Ток базисный находится по выражению:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{кз}}}, \quad (40)$$

где $U_{\text{кз}}$ – беру по среднему ряду напряжений.

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ о. е.}$$

Сопротивление полное до точки короткого замыкания определяется по формуле:

$$Z_1 = X_{\text{тр}} + X_{\text{сист}}, \quad (41)$$

$$Z_1 = 1,19 + 0,125 = 1,315 \text{ о. е.}$$

$$Z_2 = \sqrt{(X_{\text{тр}} + X_{\text{сист}} + X_{\text{кЛГПП-ТП13}})^2 + (R_{\text{кЛГПП-ТП13}})^2}, \quad (42)$$

$$Z_2 = \sqrt{(1,19 + 0,125 + 0,119)^2 + (0,683)^2} = 1,576 \text{ о. е.}$$

$$Z_3 = \sqrt{(X_{\text{тр}} + X_{\text{сист}} + X_{\text{клГПП-ТП12}})^2 + (R_{\text{клГПП-ТП12}})^2}, \quad (43)$$

$$Z_3 = \sqrt{(1,19 + 0,125 + 0,146)^2 + (0,612)^2} = 1,571 \text{ о. е.}$$

В месте КЗ начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока будет составлять:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{E_{\text{сист}}}{Z} \cdot I_{\text{б}}, \quad (44)$$

где $E_{\text{сист}}$ – ЭДС системы ($E_{\text{сист}}=1$), о,е.;

Z – полное сопротивление до точки короткого замыкания, Ом.

$$I_{\text{кз.1}}^{(3)} = \frac{E_{\text{сист}}}{Z_1} \cdot I_{\text{б2}}, \quad (45)$$

$$I_{\text{кз.1}}^{(3)} = \frac{1}{1,302} \cdot 5,499 = 4,225 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{кз.2}}^{(3)} = \frac{E_{\text{сист}}}{Z_2} \cdot I_{\text{б2}}, \quad (46)$$

$$I_{\text{кз.2}}^{(3)} = \frac{1}{1,576} \cdot 5,499 = 3,488 \text{ кА}$$

$$I_{\text{кз.3}}^{(3)} = \frac{E_{\text{сист}}}{Z_3} \cdot I_{\text{б2}}, \quad (47)$$

$$I_{\text{кз.3}}^{(3)} = \frac{1}{1,571} \cdot 5,499 = 3,499 \text{ кА.}$$

Производится расчет начального действующего значения периодической составляющей двухфазного тока в месте КЗ по следующему выражению:

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}, \quad (48)$$

$$I_{\text{КЗ1}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,225 = 3,659 \text{ кА},$$

$$I_{\text{КЗ3}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,488 = 3,021 \text{ кА},$$

$$I_{\text{КЗ4}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,499 = 3,03 \text{ кА},$$

Производится расчет ударного тока в месте КЗ согласно выражения:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{П0}}^{(3)}, \quad (49)$$

где $K_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент;

$I_{\text{П0}}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ.

Определение ударного коэффициента производится по выражению:

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (50)$$

где T_a – постоянная времени затухания.

Определение постоянной времени затухания производится по выражению:

$$T_a = \frac{\Sigma X}{\omega \cdot \Sigma R}, \quad (51)$$

где ω – угловая частота напряжения сети ($\omega = 314$).

Рассчитаю ударный ток в каждой точке:

Напряжение 10 кВ:

$$T_{a1} = 0,02, K_{удар1} = 1,6,$$

$$i_{удар1} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 4,225 = 9,559 \text{ кА.}$$

Точка К2:

$$T_{a2} = \frac{1,421}{314 \cdot 0,683} = 0,007,$$

$$K_{удар2} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,007}} = 1,221,$$

$$i_{удар2} = \sqrt{2} \cdot 1,221 \cdot 3,488 = 6,024 \text{ кА.}$$

Точка К3:

$$T_{a3} = \frac{1,447}{314 \cdot 0,612} = 0,008,$$

$$K_{удар3} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,008}} = 1,265,$$

$$i_{удар3} = \sqrt{2} \cdot 1,265 \cdot 3,499 = 6,261 \text{ кА.}$$

Полученные расчеты токов КЗ отображены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты расчета токов короткого замыкания.

Точка КЗ	$I_{кз}^{(3)}$, кА	$I_{кз}^{(2)}$, кА	$i_{удар}$, кА
----------	---------------------	---------------------	-----------------

1	2	3	4
K1	4,225	3,659	9,559
K2	3,488	3,021	6,024
K3	3,499	3,03	6,261

7.2 Расчет токов КЗ в низковольтной сети

Необходимо произвести расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ как и на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, так и на концах всех отходящих линиях.

Производится расчет в низковольтной цепи на ТП-8.

При этих условиях производится расчет начального значения периодической составляющей по ниже изложенному выражению:

$$I_{\text{к}}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (52)$$

$$I_{\text{к}}^{(3)} = 4,225 \text{ кА}$$

где Z – полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Определяется сопротивление системы по формуле ниже, Ом:

$$X'_S = \frac{U_{10\text{кВ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}10\text{кВ}}^{(3)}}, \quad (53)$$

$$X'_S = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 4,225} = 1,367 \text{ Ом}$$

$$X_S = X'_S \left(\frac{U_{0,4\text{кВ}}}{U_{10\text{кВ}}} \right)^2, \quad (54)$$

$$X_S = 1,367 \left(\frac{0,4}{10} \right)^2 = 2,186 \text{ мОм}$$

Определяется сопротивление кабеля по формуле ниже, Ом:

$$X_{\text{кл}} = X_{\text{уд}} l, \quad (55)$$

$$X_{\text{кл}} = 0,051 \cdot 0,088 = 0,00488 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{кл}} = R_{\text{уд}} l, \quad (56)$$

$$R_{\text{кл}} = 0,07 \cdot 0,088 = 0,00616 \text{ Ом}$$

Производится расчет реактивного и активного сопротивления трансформатора по выражениям, приведенным ниже, Ом:

$$Z_T = \frac{U_{\text{кз}\%} \cdot U_{\text{осн}}^2}{100 \cdot S_{T.\text{ном}}}, \quad (57)$$

$$Z_T = \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{100 \cdot 630} = 13,968 \text{ мОм}$$

$$r_T = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{осн}}^2}{S_{T.\text{ном}}^2}, \quad (58)$$

$$r_T = \frac{7,6 \cdot 0,4^2}{630^2} = 3,064 \text{ мОм}$$

где $U_{\text{кз}\%}$ - напряжение КЗ, %;

$\Delta P_{\text{кз}}$ - потери КЗ, %.

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2}, \quad (59)$$

$$X_T = \sqrt{13,968^2 - 3,064^2} = 13,628 \text{ мОм}$$

Расчет ударного тока металлического трехфазного КЗ от системы производится по формуле, кА:

$$i_{уд.с}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд.с} \cdot I_{кз}^{(3)}, \quad (60)$$

$$i_{уд.с}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 14,336 = 26,367 \text{ кА}$$

где $k_{уд.с}$ – ударный коэффициент.

$k_{уд.с}$ принимается в зависимости от мощности силового трансформатора, согласно методике расчетов, для КЗ на стороне до 1 кВ у трансформаторов: для трансформаторов 250, 400 кВА значение $k_{уд.с} = 1,2$; для трансформаторов 630, 1000 кВА значение $k_{уд.с} = 1,3$, [9].

Расчет тока однофазного КЗ производится по выражению, кА:

$$I_{к}^{(1)} = \frac{1,05 \cdot U_{\phi}}{Z_n + \frac{Z_{тр}}{3}}, \quad (61)$$

$$I_{к}^{(1)} = \frac{231}{\left(\frac{70,6}{3}\right)} = 9,815 \text{ кА}$$

где $\frac{Z_{тр}}{3}$ – сопротивление полное трансформатора тока КЗ на корпус, Ом.

Z_n – полное сопротивление петли фазного и нулевого провода, Ом.

Производится расчет полного сопротивления петли фазного и нулевого провода по ниже выражению, Ом:

$$Z_n = \sqrt{(r_{\phi} + r_N)^2 + (x_{\phi} + x_N)^2}, \quad (62)$$

$$Z_n = 43,261 \text{ мОм}$$

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

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

Показания всех вычислений отображены в таблице 11.

Таблица 11 – Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ

Точка КЗ	$I_{КЗ}^{(3)}, \text{кА}$	$i_{\text{удар}}, \text{кА}$	$I_{КЗ}^{(1)}, \text{кА}$
1	2	3	4
ТП1			
К1	14.316	26.32	9.811
К2	3.588	5.078	1.686
К3	4.43	6.29	2.094
К4	1.227	1.735	0.592
ТП2			
К1	11.481	19.483	8.343
К2	4.122	5.865	2.019
К3	1.5	2.122	0.725
ТП3			
К1	21.052	38.703	11.763
К2	5.99	8.487	2.682
К3	5.291	7.495	2.4
К4	4.579	6.484	2.104
ТП4			
К1	14.316	26.32	9.811
К2	3.612	5.122	1.723
К3	4.161	5.906	1.973
К4	4.867	6.889	2.215
ТП5			
К1	21.052	38.703	11.763
К2	4.43	6.272	2.041
К3	5.584	7.927	2.55
К4	4.29	6.074	1.982
ТП6			
К1	14.316	26.32	9.811
К2	1.126	1.593	0.545
К3	6.509	9.267	2.966
К4	1.795	2.538	0.863
ТП7			
К1	21.052	38.703	11.763
К2	4.91	6.953	2.243
К3	5.506	7.799	2.488
ТП8			
К1	4.225	3.659	9.559
К2	3.488	3.021	6.024
К3	3.499	3.03	6.261
ТП9			
К1	14.316	26.32	9.811
К2	4.161	5.906	1.973

Продолжение таблицы 11

ТП10			
1	2	3	4
K2	4.161	5.906	1.973
K3	2.37	3.352	1.121
ТП11			
K1	14.316	26.32	9.811
K2	3.488	3.021	6.024
K3	6.509	9.267	2.966
ТП12			
K1	14.316	26.32	9.811
K2	4.122	5.865	2.019
K3	3.499	3.03	6.261
ТП13			
K1	14.316	26.32	9.811
K2	4.161	5.906	1.973
K3	3.612	5.122	1.723
ТП14			
K1	14.316	26.32	9.811
K2	4.579	6.484	2.104
K3	6.509	9.267	2.966
ТП15			
K1	14.316	26.32	9.811
K2	5.99	8.487	2.682
K3	5.584	7.927	2.55

Расчеты произведены в программе Mathcad и представлены в приложении

Б.

8 ВЫБОР КОМПЛЕКТНЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

В настоящее время существует множество производителей трансформаторных подстанций, которые осуществляют прием, преобразование и распределение электрической энергии. По желанию заказчик может выбрать подстанции как открытого типа, так и закрытого. Закрытые подстанции выполняются в виде киосков, материал изготовления разнообразный (железные, бетонные, евро вагончики). Такие закрытые подстанции называют КТП. У них очень много преимуществ: они мобильны, легки и удобны для транспортировки; имеют высокую степень заводской готовности; повышенная надежность работы оборудования, так как корпуса блоков РУВН теплоизолированные; производитель легко и быстро по заполнению опросного листа начинает необходимым оборудованием; внутри КТП имеются проходы для обслуживающего персонала; схемы подстанции позволяют производить присоединения к сети радиально, двух лучевым, кольцевым и т.д.

Для ТП выбирается к установке стандартная комплектная закрытая трансформаторная подстанция напряжением 10/0,4 кВ в металлическом контейнере типа 2КТПНУ-М-АТ-630/10/0,4-У1 полной заводской готовности от производителя (ООО ПКФ «Автоматика»), который комплектует их, согласно заполненному опросному листу.

Согласно документации, изделие 2КТПНУ-М-АТ-630/10/0,4-У1 предназначено для электроснабжения городов, промышленных и сельскохозяйственных объектов, населенных пунктов с кабельным вводом линий 10 кВ.

Состоит КТП из отдельных трех блоков: блока щита РУНН; блока УВН; блока силовых трансформаторов.

Блоки полностью смонтированы электрическим оборудованием и всеми первичными и вторичными электрическими соединениями, за исключением силового трансформатора. Силовой трансформатор монтируется по месту.

Состоит комплектная трансформаторная подстанция наружной установки

из:

1. Трансформатор силовой. Мощностью до 630 кВА;
2. РУ-6(10) кВ типа КСО-6(10)-Э1;
3. РУ-0,4 кВ;
4. Щит собственных нужд (ЩСН);
5. Электроконвектор GENERAL Primero-200MW 2 кВт;
6. Охранно-пожарная сигнализация типа «Гранит»;
7. Воздушный клапан типа УВКр 400×400;
8. Вентилятор KVFU 100 395 м³/ч;
9. Светильник люминесцентный ЛСП47-2×18-101
10. Фонарь наружного освещения. ПСХ-60 с решеткой

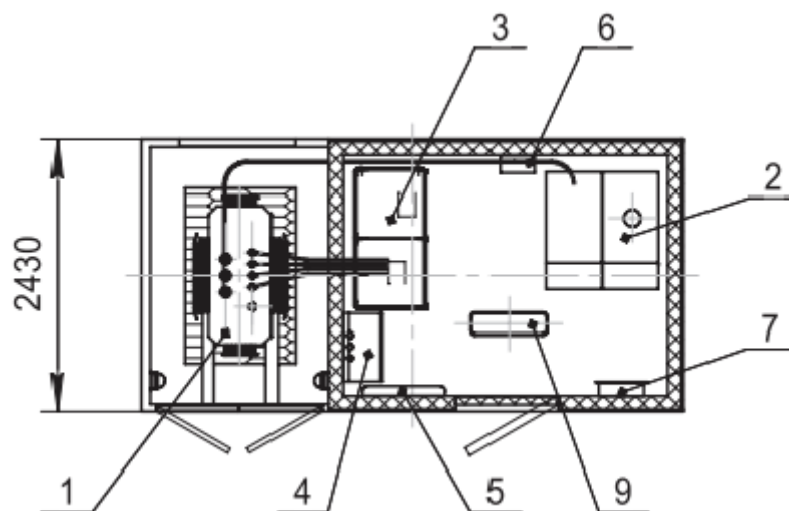


Рисунок 8 – Комплектная трансформаторная подстанция наружной установки

9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА КТП

9.1 Выбор и проверка предохранителей

Предохранители определяются по параметрам, указанным ниже, [10]:

1) По напряжению:

$$U_{\text{ном}} = U_{\text{сети}}, \quad (63)$$

2) По току предохранителя:

$$I_{\text{ном}} = I_{\text{ном.расч}}, \quad (64)$$

3) По номинальному току плавкой вставки.

На требуемую чувствительность защиты плавкие вставки предохранителей проверяются по выражению:

$$K_{\text{чувств}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{ном.пл.вст.}}} \geq 3, \quad (65)$$

где $I_{\text{кз.мин}}$ – минимальный ток КЗ, кА.

Затем проверяются предохранители на способность отключения:

$$I_{\text{кз.мах}} \leq I_{\text{п.откл}}, \quad (66)$$

где $I_{\text{кз.мах}}$ – максимальный ток в месте КЗ, кА;

$I_{\text{п.откл}}$ – предельный отключаемый ток, кА.

Выбор на линии ТП-6-85 предохранителей производится следующим образом.

Вычисляется расчетный ток по выражению:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{гр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (67)$$

$$I_{\text{расч}} = 352,4 \text{ А}$$

По результатам расчетов выбирается предохранительная вставка плавкая с номинальным током 400 А.

Предохранитель марки ПН2-400 с номинальным током патрона 400 А.

Поскольку фидер 1 ТП-6 имеет наибольшее значение тока, то по остальным линиям выбирается такой же предохранитель. Все расчеты по выбору предохранителей занесены в таблицу 12.

Таблица 12 – Выбранные предохранители на напряжение 0,4 кВ

Линия	$I_{\text{НОМ.пл.вст.}}, \text{ А}$	$I_{\text{НОМ.пр}}, \text{ А}$	$I_{\text{п.откл}}, \text{ кА}$	Марка
1	2	3	4	5
ТП1-ф1	400	400	40	ПН2-400
ТП1-ф2	400	400	40	ПН2-400
ТП1-ф3	400	400	40	ПН2-400
ТП1-ф4	400	400	40	ПН2-400
ТП2-ф1	400	400	40	ПН2-400
ТП2-ф2	400	400	40	ПН2-400
ТП2-ф3	400	400	40	ПН2-400
ТП3-ф1	400	400	40	ПН2-400
ТП3-ф2	400	400	40	ПН2-400
ТП3-ф3	400	400	40	ПН2-400
ТП3-ф4	400	400	40	ПН2-400
ТП4-ф1	400	400	40	ПН2-400
ТП4-ф2	400	400	40	ПН2-400
ТП4-ф3	400	400	40	ПН2-400
ТП4-ф4	400	400	40	ПН2-400
ТП5-ф1	400	400	40	ПН2-400
ТП5-ф2	400	400	40	ПН2-400
ТП5-ф3	400	400	40	ПН2-400
ТП5-ф4	400	400	40	ПН2-400
ТП6-ф1	400	400	40	ПН2-400
ТП6-ф2	400	400	40	ПН2-400
ТП6-ф3	400	400	40	ПН2-400
ТП6-ф4	400	400	40	ПН2-400
ТП7-ф1	400	400	40	ПН2-400
ТП7-ф2	400	400	40	ПН2-400

1	2	3	4	5
ТП7-ф3	400	400	40	ПН2-400
ТП8-ф1	400	400	40	ПН2-400
ТП8-ф2	400	400	40	ПН2-400
ТП8-ф3	400	400	40	ПН2-400
ТП9-ф1	400	400	40	ПН2-400
ТП9-ф2	400	400	40	ПН2-400
ТП10-ф1	400	400	40	ПН2-400
ТП10-ф2	400	400	40	ПН2-400
ТП10-ф3	400	400	40	ПН2-400
ТП11-ф1	400	400	40	ПН2-400
ТП11-ф2	400	400	40	ПН2-400
ТП11-ф3	400	400	40	ПН2-400
ТП12-ф1	400	400	40	ПН2-400
ТП12-ф2	400	400	40	ПН2-400
ТП12-ф3	400	400	40	ПН2-400
ТП13-ф1	400	400	40	ПН2-400
ТП13-ф2	400	400	40	ПН2-400
ТП13-ф3	400	400	40	ПН2-400
ТП14-ф1	400	400	40	ПН2-400
ТП14-ф2	400	400	40	ПН2-400
ТП14-ф3	400	400	40	ПН2-400
ТП15-ф1	400	400	40	ПН2-400
ТП15-ф2	400	400	40	ПН2-400
ТП15-ф3	400	400	40	ПН2-400

Точно также выбираются предохранители на напряжение 10 кВ.

Выбор предохранителей на ТП-8 напряжением 10 кВ.

$$I_{\text{расч.ТП-8}} = 156,3 \text{ А}$$

Плавкая вставка предохранителя выбирается с номинальным током 160 А.

Марка предохранителя ПКТ 104-10-160-20 УЗ на номинальный ток 160 А.

Поскольку данные остальных КТП не отличаются, следовательно, выбор производится как на ТП-8, результаты заносятся в таблицу 13.

Таблица 13 – Выбранные предохранители на напряжение 10 кВ.

№ ТП	$I_{\text{НОМ.ПЛ.ВСТ}}, \text{ А}$	$I_{\text{НОМ.ПР}}, \text{ А}$	Марка предохранителя
------	------------------------------------	--------------------------------	----------------------

1	2	3	3
1	160	160	ПКТ 104-10-160-20 Y3
2	160	160	ПКТ 104-10-160-20 Y3
3	160	160	ПКТ 104-10-160-20 Y3
4	160	160	ПКТ 104-10-160-20 Y3
5	160	160	ПКТ 104-10-160-20 Y3
6	160	160	ПКТ 104-10-160-20 Y3
7	160	160	ПКТ 104-10-160-20 Y3
8	160	160	ПКТ 104-10-160-20 Y3
9	160	160	ПКТ 104-10-160-20 Y3
10	160	160	ПКТ 104-10-160-20 Y3
11	160	160	ПКТ 104-10-160-20 Y3
12	160	160	ПКТ 104-10-160-20 Y3
13	160	160	ПКТ 104-10-160-20 Y3
14	160	160	ПКТ 104-10-160-20 Y3
15	160	160	ПКТ 104-10-160-20 Y3

9.2 Выбор и проверка автоматических выключателей

Подбор автоматических выключателей 0,4 кВ производится по параметрам: по конструктивному исполнению; по коммутационной способности; по роду тока и его величине (по расчетному току); по напряжению, [11].

Производится установка автоматических выключателей на низкой стороне трансформатора на каждой КТП.

Если следующее условие выполнено, то автоматический выключатель выбран верно.

$$I_{\text{ном.расц}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (68)$$

где $I_{\text{ном.расц}}$ – номинальный ток расцепителя автоматического выключателя.

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\Sigma \text{ТП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (69)$$

где $S_{\Sigma \text{ТП}}$ – максимальная нагрузка на шинах 0,4 ТП.

Производится выбор автоматического выключателя на ТП8.

Вычисляется расчетный ток:

$$I_{\text{расч.ТП-8}} = \frac{856,2}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1235,8 \text{ А}$$

Выбирается автоматический выключатель с полупроводниковым расцепителем марки ВА55-43 номинальный ток 1600 А, и номинальный ток расцепителя 1600 А.

Проверка по соблюдению условий:

$$1600 \geq 1235,8$$

Проверка по условию показала, что автомат был подобран верно.

Поскольку на других КТП значения нагрузок практически аналогичны, выключатели будут выбираться по параметрам ТП-8, все значения отображаются в таблице 14.

Таблица 14 – Выбранные и принятые к установке выключатели.

№ ТП	$I_{\text{ном.расц}}, \text{ А}$	$I_{\text{ном.выкл}}, \text{ А}$	Марка выключателя
1	2	3	4
1	1600	1600	ВА55-43
2	1600	1600	ВА55-43
3	1600	1600	ВА55-43
4	1600	1600	ВА55-43
5	1600	1600	ВА55-43
6	1600	1600	ВА55-43
7	1600	1600	ВА55-43
8	1600	1600	ВА55-43
9	1600	1600	ВА55-43
10	1600	1600	ВА55-43
11	1600	1600	ВА55-43
12	1600	1600	ВА55-43
13	1600	1600	ВА55-43
14	1600	1600	ВА55-43
15	1600	1600	ВА55-43

По следующим условиям выполняется проверка автоматического выключателя:

1) Проверка тока срабатывания расцепителя на отклонение тока однофазного короткого замыкания производится по формуле:

$$I_{\text{к}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_{\text{сраб}}, \quad (70)$$

2) Проверяется отключающая способность выключателя по формуле:

$$I_{\text{к}}^{(3)} < I_{\text{откл}}, \quad (71)$$

где $I_{\text{откл}}$ – ток предельный, отключаемый автоматическим выключателем, А;

$I_{\text{к}}^{(3)}$ – ток трехфазного короткого замыкания, А.

3) Проверка динамической стойкости к токам трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\text{дин}} > I_{\text{уд}}^{(3)}, \quad (72)$$

где $I_{\text{дин}}$ – ток электродинамической стойкости, А;

$I_{\text{уд}}^{(3)}$ – ударный ток трехфазного короткого замыкания, А.

В таблице 15 отображены показания проверок и выбор выключателей на всех КТП.

Таблица 15 – Результаты проверки автоматических выключателей

№ ТП	$I_{\text{пред}}, \text{ А}$	$I_{\text{к.мах}}^{(1)}, \text{ А}$	$I_{\text{ср.расп}}, \text{ А}$	$I_{\text{к.мин}}^{(2)}$	$\frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{I_{\text{ср.расп}}}, \text{ А}$	Условия проверки
1	2	3	4	5	6	7

1	2	3	4	5	6	7
1	80	24,249	5	8,239	1,64	$I_{\text{пред}} \geq I_{\text{к.мах}}^{(1)}$ $\frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{I_{\text{ср.расч}}} \geq 1,25$
2	80	24,249	5	8,239	1,64	
3	80	24,249	5	8,239	1,64	
4	80	24,249	5	8,239	1,64	
5	80	24,249	5	8,239	1,64	
6	80	24,249	5	8,239	1,64	
7	80	24,249	5	8,239	1,64	
8	80	24,249	5	8,239	1,64	
9	80	24,249	5	8,239	1,64	
10	80	24,249	5	8,239	1,64	
11	80	24,249	5	8,239	1,64	
12	80	24,249	5	8,239	1,64	
13	80	24,249	5	8,239	1,64	
14	80	24,249	5	8,239	1,64	
15	80	24,249	5	8,239	1,64	

Проанализировав данные в таблице 15, делаем вывод, что выбор выключателей верный.

9.3 Выбор и проверка выключателей нагрузки

Расчетные токи вычисляются по выражению:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{тр}}^{10}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (73)$$

где $S_{\text{тр}}^{10}$ – максимальная нагрузка на шинах 10 кВ ТП.

Производится расчет тока для ТП-8:

$$I_{\text{расч.ТП-8}} = \frac{S_{\text{тр.ТП-8}}^{10}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{856,2}{\sqrt{3} \cdot 10} = 49,43 \text{ А.}$$

По результатам расчетов выбирается выключатель нагрузки под маркой ВНА-10/630 с параметром тока номинального отключения 630 А.

Производится расчет выключателя на термическую стойкость к токам КЗ, [6]:

$$B_{\text{кз.ТП-8}} = I_{\text{п.о}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) = 5,499^2 \cdot (0,05 + 0,02) = 2,117 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} ,$$

$$B_{\text{кз.ном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} ,$$

$$B_{\text{кз.ТП-1}} \leq B_{\text{кз.ном}}$$

В таблице 16 отображены справочные параметры и результаты расчетов по выбору выключателей нагрузки.

Таблица 16 – Каталожные и расчетные данные выбранного выключателя

Расчетные данные выключателя нагрузки	Каталожные данные выключателя нагрузки	Условия выбора выключателя нагрузки
1	2	3
$U_{\text{расч}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{расч.мах}} = 49,43 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{расч.мах}}$
$i_{\text{уд}} = 9,559 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} = 52 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к}} = 2,117 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$

Проанализировав таблицу 16 можно сделать вывод, что согласно условиям, произведен верный выбор выключателя.

На других КТП точно также производится выбор выключателя нагрузки.

Параметры использования при выборе выключателей отображены в таблице 17.

Таблица 17 – Принятые к установке выключатели

№ ТП	$B_{\text{к.ном}}, \text{кА}^2\text{с}$	$I_{\text{ном.ВН}}, \text{А}$	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	Марка выключателя нагрузки
1	2	3	4	5
1	1200	630	10	ВНА-10/630
2	49,43	630	10	ВНА-10/630
3	49,43	630	10	ВНА-10/630
4	49,43	630	10	ВНА-10/630
5	49,43	630	10	ВНА-10/630
6	1200	630	10	ВНА-10/630

1	2	3	4	5
7	1200	630	10	ВНА-10/630
8	1200	630	10	ВНА-10/630
9	1200	630	10	ВНА-10/630
10	1200	630	10	ВНА-10/630
11	1200	630	10	ВНА-10/630
12	1200	630	10	ВНА-10/630
13	1200	630	10	ВНА-10/630
14	1200	630	10	ВНА-10/630
15	1200	630	10	ВНА-10/630

9.4 Выбор рубильников на отходящих линиях 0,4 кВ

Выбор рубильников 0,4 кВ осуществляется исходя из условий:

- по электродинамической стойкости;
- по напряжению установки;
- по току нагрузки.

Условие выбора рубильника имеет вид:

$$I_{\text{расч.нагр}} \leq I_{\text{ном.руб}}, \quad (74)$$

где $I_{\text{расч.нагр}}$ – ток нагрузки расчетный (линии), А;

$I_{\text{ном.руб}}$ – ток рубильника номинальный, А.

Проверка рубильника на электродинамическую стойкость к токам КЗ производится по следующему условию:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.скв}}, \quad (75)$$

где $i_{\text{пр.скв}}$ – минимальный ток КЗ, кА.

На примере линии ТП-8-ф1 производится выбор рубильника.

Ток линии расчетный: $I_{\text{расч.нагр}} = 352,4$ А.

Ток ударный на ВРУ дома №97: $i_{\text{уд}} = 10,577$ кА.

Согласно току нагрузки, выбирается рубильник под маркой РБ-6 с параметром номинального тока отключения 630 А.

Исходя из того, что на всех КТП нагрузки почти не отличаются принимается рубильник для остальных КТП как в примере. Все результаты по выбору рубильников отображены в таблице 18.

Таблица 18 – Выбранные и принятые к установке рубильники

Линия	$I_{\text{ном.руб}}, \text{А}$	$i_{\text{пр.скв}}, \text{кА}$	Марка рубильника
1	2	3	4
ТП1-ф1	630	35	РБ-6
ТП1-ф2	630	35	РБ-6
ТП1-ф3	630	35	РБ-6
ТП1-ф4	630	35	РБ-6
ТП2-ф1	630	35	РБ-6
ТП2-ф2	630	35	РБ-6
ТП2-ф3	630	35	РБ-6
ТП3-ф1	630	35	РБ-6
ТП3-ф2	630	35	РБ-6
ТП3-ф3	630	35	РБ-6
ТП3-ф4	630	35	РБ-6
ТП4-ф1	630	35	РБ-6
ТП4-ф2	630	35	РБ-6
ТП4-ф3	630	35	РБ-6
ТП4-ф4	630	35	РБ-6
ТП5-ф1	630	35	РБ-6
ТП5-ф2	630	35	РБ-6
ТП5-ф3	630	35	РБ-6
ТП5-ф4	630	35	РБ-6
ТП6-ф1	630	35	РБ-6
ТП6-ф2	630	35	РБ-6
ТП6-ф3	630	35	РБ-6
ТП6-ф4	630	35	РБ-6
ТП7-ф1	630	35	РБ-6
ТП7-ф2	630	35	РБ-6

1	2	3	4
ТП7-ф3	630	35	РБ-6
ТП8-ф1	630	35	РБ-6
ТП8-ф2	630	35	РБ-6
ТП8-ф3	630	35	РБ-6
ТП9-ф1	630	35	РБ-6
ТП9-ф2	630	35	РБ-6
ТП10-ф1	630	35	РБ-6
ТП10-ф2	630	35	РБ-6
ТП10-ф3	630	35	РБ-6
ТП11-ф1	630	35	РБ-6
ТП11-ф2	630	35	РБ-6
ТП11-ф3	630	35	РБ-6
ТП12-ф1	630	35	РБ-6
ТП12-ф2	630	35	РБ-6
ТП12-ф3	630	35	РБ-6
ТП13-ф1	630	35	РБ-6
ТП13-ф2	630	35	РБ-6
ТП13-ф3	630	35	РБ-6
ТП14-ф1	630	35	РБ-6
ТП14-ф2	630	35	РБ-6
ТП14-ф3	630	35	РБ-6
ТП15-ф1	630	35	РБ-6
ТП15-ф2	630	35	РБ-6
ТП15-ф3	630	35	РБ-6

9.5 Выбор измерительных трансформаторов тока

Чтобы подключить счетчик активной энергии на стороне 0,4 кВ ТП устанавливается три однофазных трансформатора тока типа ТШЛ-СЭЩ 0,66. Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению установки, и по максимальному рабочему току первичной обмотки. ТТ не более 1 кВ по токам короткого замыкания не проверяют.

Условие, необходимое соблюдать для трансформаторов тока, приведено ниже:

$$S_{\text{ном2}} \geq S_{\text{расч2}}, \quad (76)$$

где $S_{\text{ном2}}$ – нагрузка вторичной обмотки измерительного трансформатора тока в соответствующем классе точности, ВА;

$S_{\text{расч2}}$ – мощности расчетная вторичной нагрузки измерительного трансформатора тока, ВА.

$$S_{\text{расч2}} = S_{\text{приб}} + S_{\text{пров}} + S_{\text{кон}}, \quad (77)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность измерительных приборов, подключенных к вторичной обмотке трансформатора тока, ВА;

$S_{\text{кон}}$ – мощность, потребляемая контактами всей цепи, ВА.

$$S_{\text{кон}} = I_{\text{ном2}}^2 \cdot R_{\text{конт}}, \quad (78)$$

где $I_{\text{ном2}}$ – номинальный ток вторичной обмотки ТТ, А;

$R_{\text{конт}}$ – сопротивление контактов для всей цепи. $R_{\text{конт}}=0,1$ Ом;

$S_{\text{пров}}$ – мощность, потребляемая соединительными проводами, ВА.

Потребляемая соединительными проводами мощность определяется по формуле:

$$S_{\text{пров}} = I_{\text{ном2}}^2 \cdot R_{\text{пров}}, \quad (79)$$

где $R_{\text{пров}}$ – сопротивление вторичных проводов, Ом.

Формула для определения сопротивления вторичных проводов:

$$R_{\text{пров}} = \frac{L \cdot K}{\gamma \cdot F}, \quad (80)$$

где L – длина соединительного провода, м; $L=1$ м;

K – коэффициент, учитывающий схему соединения обмоток ТТ. Для схем «полная звезда» $K=1$:

γ – удельная проводимость материала проводника. Принимается к проводу с алюминиевой жилой $\gamma = 32 \text{ м}/(\text{Ом} \cdot \text{мм}^2)$;

F – минимальное сечение провода, мм^2 . Принимаю к алюминиевым проводам $F=4 \text{ мм}^2$.

Производится выбор ТТ в ТП -8.

Максимальный рабочий ток на вводе 0,4 кВ:

$$I_{\text{раб}} = 1219,04 \text{ А.}$$

К дальнейшему расчеты выбирается измерительный ТТ марки ТШЛ-СЭЩ 0,66 с параметром номинального тока первичной обмотки $I_{\text{НОМ1}} = 1500 \text{ А}$. Классом точности 0,5. Номинальная вторичная нагрузка $S_{\text{НОМ2}}=20 \text{ ВА}$, [12].

Производится расчет расчетной нагрузки вторичной цепи. Во вторичную цепь производится подключение счетчика активной энергии марки СКАТ, с номинальным потреблением мощности 8 ВА.

$$S_{\text{кон}} = I_{\text{НОМ2}}^2 \cdot R_{\text{конт}}, \quad (81)$$

$$S_{\text{кон}} = 5^2 \cdot 0,1 = 2,5 \text{ ВА},$$

$$R_{\text{пров}} = \frac{L \cdot K}{\gamma \cdot F}, \quad (82)$$

$$R_{\text{пров}} = \frac{1 \cdot 1}{32 \cdot 4} = 0,0078 \text{ Ом},$$

$$S_{\text{пров}} = I_{\text{ном2}}^2 \cdot R_{\text{пров}}, \quad (83)$$

$$S_{\text{пров}} = 5^2 \cdot 0,0078 = 0,195 \text{ В}.$$

Формула для расчетной нагрузки вторичной цепи имеет вид:

$$S_{\text{расч2}} = S_{\text{приб}} + S_{\text{пров}} + S_{\text{кон}}, \quad (84)$$

$$S_{\text{расч2}} = 8 + 2,5 + 0,195 = 10,695 \text{ ВА}.$$

Проверяю выполнение неравенства:

$$S_{\text{ном2}} \geq S_{\text{расч2}}, \quad (85)$$

$$20 \geq 10,695 \text{ ВА}.$$

Неравенство соблюдается, следовательно, измерительный ТТ выбран правильно. На других ТП ТТ рассчитывается точно также. Все результаты отображены в таблице 19.

Таблица 19 – Трансформаторы тока на вводах 0,4 кВ

№ ТП	U _{раб} , кВ	I _{расч} , А	S _{расч2} , ВА	U _{ном} , кВ	I _{ном} , А	S _{ном2} , ВА	Тип ТТ
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП1	0,4	1151.137	10,695	0,66	1500	20	ТШЛ-СЭЩ 0,66
ТП2	0,4	1242,41	10,695	0,66	1500	20	ТШЛ-СЭЩ 0,66
ТП3	0,4	1899.137	10,695	0,66	2000	20	ТШЛ-СЭЩ 0,66
ТП4	0,4	1129.828	10,695	0,66	1500	20	ТШЛ-СЭЩ 0,66
ТП5	0,4	1834.91	10,695	0,66	2000	20	ТШЛ-СЭЩ 0,66
ТП6	0,4	1057.71	10,695	0,66	1500	20	ТШЛ-СЭЩ 0,66
ТП7	0,4	1912.321	10,695	0,66	2000	20	ТШЛ-СЭЩ 0,66
ТП8	0,4	1219,04	10,695	0,66	1500	20	ТШЛ-СЭЩ 0,66
ТП9	0,4	830.907	10,695	0,66	1000	20	ТШЛ-СЭЩ 0,66
ТП10	0,4	953.54	10,695	0,66	1000	20	ТШЛ-СЭЩ 0,66
ТП11	0,4	1374.073	10,695	0,66	1500	20	ТШЛ-СЭЩ 0,66

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП12	0,4	1161,137	10,695	0,66	1500	20	ТШЛ-СЭЩ 0,66
ТП13	0,4	1752,17	10,695	0,66	2000	20	ТШЛ-СЭЩ 0,66
ТП14	0,4	1148,52	10,695	0,66	1500	20	ТШЛ-СЭЩ 0,66
ТП15	0,4	1245,46	10,695	0,66	1500	20	ТШЛ-СЭЩ 0,66

9.6 Выбор и проверка разъединителей

Разъединители на электрической подстанции предназначены для создания видимого разрыва цепей и могут быть оборудованы одним или двумя стационарными заземляющими ножами.

Разъединители выбираются по следующим условиям:

- по конструкции, то есть когда необходимо учитывать место расположения разъединителя (внутренняя или наружная установка, количество заземляющих ножей и их расположение);

- по номинальному напряжению $U_n \geq U_p$;

- по номинальному току $I_n \geq I_{p.max}$;

- по электрической стойкости $i_{пр.с} \geq i_y$;

- по термической стойкости $I_{ТН}^2 \cdot t_{ТН} \geq B_k$.

Таблица 20 – Разъединитель РНДЗ.16 – 35/1000

Расчетные данные	Паспортные данные	Проверка
1	2	3
$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{уст} = U_{ном}$
$U_{max} = 49,43$ А	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{max} < I_{ном}$
$I_{уд} = 9,599$ кА	$i_{пр.с} = 20$ кА	$i_{уд} < i_{пр.с}$
$B_k = 2,117$ кА ² с	$I_{ТН} = 20$ кА, $t_{ТН} = 4$ с $I_{ТН}^2 \cdot t_{ТН} = 20^2 \cdot 4 = 1600$ кА ² с	$B_k < I_{ТН}^2 \cdot t_{ТН}$

Расшифровка марки выбранного разъединителя:

Р – разъединитель;

Н – наружной установки;

Д – двухколонковый;

З – с заземляющими ножами;

1б – количество и расположение заземляющих ножей (без ламелей);

35 – номинальное напряжение, кВ;

1000 – номинальный ток, А.

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

10.1 Защита линий

Основными видами повреждений кабельных линий, которые требуют их незамедлительного отключения, относятся междуфазные и однофазные КЗ на землю. Для того, чтобы своевременно выявить повреждения, исправность соединительных проводов контролируется специальным устройством.

В случае замыкания одной фазы на землю в системе, где нейтраль источника изолирована, режим не считается коротким замыканием, так как ток, возникающий при этом в цепи повреждения «фаза – земля», обусловлен лишь емкостью системы по отношению к земле и не достигает значительных величин. И в линиях, работающих с изолированной нейтралью, не является аварийным режимом, который требует скорейшего отключения, поэтому защита в таком случае ставится на сигнал. А в сетях напряжением 0,38 кВ и работающих с глухозаземленной нейтралью, однофазные КЗ обязаны быть устранены при помощи автоматических выключателей и плавких вставок предохранителей.

В линиях напряжением 3-10 кВ с изолированной нейтралью должны быть установлены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и так же от однофазных замыканий на землю. Защита от многофазных замыканий, как правило, должна предусматривать в двухфазном исполнении и включаться в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения, чтобы обеспечить отключение в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

Одиночная линия с односторонним питанием от многофазного замыкания должна защищаться двухступенчатой токовой защитой, первую ступень которой выполняют в виде токовой отсечки, а вторую – в виде максимальной токовой защиты с независимой (или зависимой) характеристикой выдержки времени.

Расчет защиты линии, [18].

Выбирается защита первой петли (ИП-ТП-13-ТП-4-ТП-3-ТП-2-ТП-1-ТП-14-ТП-15).

Производится расчет максимальной токовой защиты.

По формуле ниже определяется ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з} = \frac{k_H \cdot k_{с/з}}{k_B} \cdot I_{раб}, \quad (86)$$

где k_H – коэффициент надежности, принимаемый для «Орион» равным 1,1;

$k_{с/з}$ – коэффициент запуска двигателей, принимаемый равным единице;

k_B – коэффициент возврата, принимаемый для «Орион» равным 0,92 – 0,95;

$I_{раб}$ – максимальный рабочий ток нагрузки защищаемой линии.

В моем случае максимальный ток нагрузки:

$$I_{раб} = 220,194 \text{ А.}$$

Расчет тока срабатывания защиты:

$$I_{с.з} = \frac{1,1 \cdot 1}{0,94} \cdot 220,194 = 257,67 \text{ А.}$$

По выражению ниже рассчитывается ток срабатывания реле:

$$I_{с.р} = I_{с.з} \cdot \left(\frac{k_{сх}}{n_{ТА}} \right) \text{ А}, \quad (87)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы ($k_{сх} = \sqrt{3}$);

$n_{ТА}$ – коэффициент трансформации ТТ.

Производится расчет тока срабатывания реле:

$$I_{с.р} = I_{с.з} \cdot \left(\frac{k_{сх}}{n_{ТА}} \right) = 257,67 \cdot \frac{\sqrt{3}}{300/5} = 7,419 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности рассчитывается по выражению:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5, \quad (88)$$

где $I_{\text{кз}}^{(2)}$ – минимальный ток короткого замыкания.

Расчет коэффициента чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{3012}{257,67} = 12 ,$$

$12 \geq 1,5$, следовательно, условие верно.

Согласование выдержки времени МТЗ со временем срабатывания резервируемых защит:

$$t_1 = t_2 + \Delta t, \quad (89)$$

где t_1 – выдержка времени рассчитываемой защиты;

t_2 – выдержка времени защиты, с которой ведется согласование;

Δt – ступень селективности.

В связи с тем, что защита микропроцессорная, то ступень селективности принимаем равной времени отключения выключателя, то есть:

$$\Delta t = t_Q, \quad (90)$$

где t_Q – время отключения выключателя полное ($t_Q=0,0025$ с.).

Расчет выдержки времени рассчитываемой защиты:

$$t_1 = 0,0025 + 0,5 = 0,525 \text{ с.}$$

Подстанция «Базовая», питающая рассматриваемый район, оснащена микропроцессорной защитой марки «Орион».

Производится расчет токовой отсечки.

Составлю расчетную схему. Расчетная схема изображена на рисунке 7.

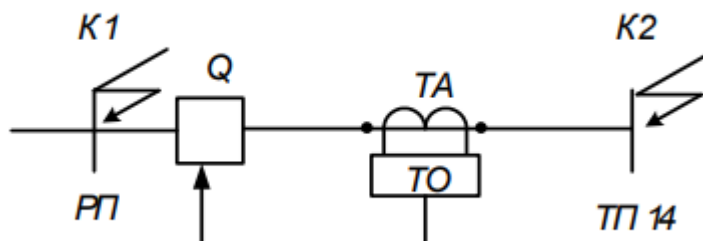


Рисунок 9 – Расчетная схема

Ток срабатывания отсечки определяется по следующему выражению:

$$I_{с.з} = k_n \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (91)$$

где k_n – коэффициент надежности, для «Орион» равен 1,1;

$I_{к.мах}^{(3)}$ – максимальный ток в фазе линии при коротком замыкании.

Расчет тока срабатывания реле определятся по следующему выражению:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з}}{n_{ТА}} \cdot k_{сх}, \quad (92)$$

Расчет тока срабатывания защиты:

$$I_{с.з} = 1,1 \cdot 3488 = 3836,8 \text{ А}$$

Расчет тока срабатывания реле:

$$I_{c.p} = \frac{3836,8}{300/5} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 55,4 \text{ А}$$

В остальных петлях расчет уставок проходит таким же образом.

Показания расчетов отображаю в таблице 21.

Таблица 21 – Результаты расчета защиты линий.

Номер петли	МТЗ			ТО	
	$I_{c.з}, \text{ А}$	$I_{c.p.}, \text{ А}$	$k_{ч}$	$I_{c.з}, \text{ А}$	$I_{c.p.}, \text{ А}$
1	2	3	4	5	6
1	257,67	7,419	12	3836,8	55,4
2	284,46	8,212	11	3848,9	55,5

Теперь, когда имеются расчеты уставок, можно скорректировать микропроцессорную защиту «Орион» под параметры моей реконструированной системы для надежной защиты энергетической системы, также своих потребителей.

10.2 Защита понижающих трансформаторов 10/0,4 кВ

Силовые трансформаторы должны быть защищены также, как и защищены линии. Силовые трансформаторы подвергаются защите от аварийных ситуаций, вызванных в результате возникновения перенапряжения, а также КЗ. Происходит это с помощью установки устройств релейной защиты.

Чаще всего бывают следующие повреждения трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ и мощностью до 2500 кВА:

- междуфазные короткие замыкания на вводах;
- однофазные короткие замыкания на землю;
- внутренние повреждения («пожар в стале» магнитопровода);
- однофазные короткие замыкания между витками одной фазы;
- междуфазные короткие замыкания в обмотках.

Защита силовых трансформаторов от междуфазных КЗ осуществляется путем выбора, проверки, а затем установки плавких вставок.

Ни для кого не секрет, что плавкие предохранители предназначены для автоматического отключения цепи при превышении номинального тока плавкой вставки. Одно из основных достоинств плавкой вставки является то, что они производят быстрое отключение цепи при КЗ, а также они ограничивают ток в цепи при коротком замыкании. Из-за этого достоинства их обширно используют в защите силовых трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ, а также измерительных трансформаторов напряжения и электродвигателей.

К силовым трансформаторам, которые применяются в эксплуатации при реконструкции своих КТП будет применяться защита с помощью установки плавких предохранителей типа ПКТ-10, которые в свою очередь встраиваются в выключатели нагрузки типа ВНП-10, находящиеся в КТП, а также будет использоваться газовая защита, то есть газовое реле типа KSG.

10.3 Автоматический ввод резерва

Согласно ПУЭ, потребители электрической энергии I и II категории должны быть обеспечены подключением от двух, а то и трех источников питания, для обеспечения высокой надежности электроснабжения этих потребителей. Это все приводит к увеличению количества оборудования, а значит и к увеличению электрических цепочек, которые становятся все сложнее и сложнее. В результате чего в комплектацию КТП добавляется прибор автоматического ввода резерва. Это устройство и будет переключать нашего потребителя на резервный источник питания. Это устройство АВР.

Имеются категории, предъявляемые к АВР:

- 1) АВР необходимо иметь устройства для ввода в работу и вывода из нее;
- 2) Включение резервного источника обязано осуществляться только после отключения рабочего при наличии напряжения на резервном ИП;
- 3) У АВР должен быть пусковой орган, контролирующий присутствие напряжения или же отсутствие его;
- 4) АВР не должен срабатывать при перегорании предохранителя в одной из фаз трансформатора напряжения;

5) АВР должен срабатывать при исчезновении питания от рабочего ИП в любых случаях.

При реконструкции (проектировании) системы принято к установке для повышения надежности устройство АВР (автоматическое устройство ввода резерва) на принятых в эксплуатацию КТП, что обеспечит качественное и бесперебойное питание потребителя.

10.4 Автоматическое повторное включение

Бывает такое, что при эксплуатации устройств электроснабжения по причине самоустраняемого короткого замыкания срабатывают выключатели и потребитель остается без электроснабжения. Часто причиной короткого замыкания является ветер, дождь, гроза, птицы и т.д. Но после самоликвидации потребителю же не должен ждать, когда обслуживающий персонал произведет подключение их линии. Для этого инженерами было разработано устройство, под названием АПВ (автоматическое повторное включение). Это устройство способно само включить выключатель, согласно своим характеристикам. Ввод в эксплуатацию этого устройства значительно сократилось число выездов оперативного персонала, что связано с самовключением выключателя при самоустраняемых коротких замыканиях. И параллельно это привело к повышению уровня надежности, а значит и качества обслуживания потребителей за счет самовключения выключателя.

Существует ряд требований, предъявляемых к автоматическому вводу резерва: оно обязательно должно быть снабжено устройством автоматического возвращения; оно должно исключить возможность действия после отключения выключателя персоналом; также должно обеспечивать установленное количество срабатываний; оно обязано исключать возможность действия при аварийном отключении выключателя от устройств защиты сразу после его включения персоналом вручную, дистанционно или телемеханически.

Устройству автоматического повторного включения как для режима включения, так и для режима отключения необходимо время для подготовительно заключительных мероприятий в своей работе, и это время

должно полностью согласовано с другими приборами (безопасности, защиты и автоматики). При проектировании и компоновки КТП не мало важным является выбор источника питания, род тока и автономное питание. Поскольку всем приборам релейной защиты и автоматики необходимо питание, то целесообразно на стадии проектирования предусматривать подключение всех этих потребителей к одному роду тока и напряжения.

На подстанции «Базовая» не так давно была произведена реконструкция, и было установлено новое современное оборудование. В частности, на фидерах, питающих рассматриваемый район, установлены устройства автоматического повторного включения, что обеспечит более высокое качество и надежность питания этого района. Также на подстанции имеется устройство автоматического ввода резерва, которое также не мало влияет на увеличение надежности и качество энергосистемы района. В качестве защиты установлен микропроцессорный комплекс «Орион».

11 НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В соответствии с [15], инженерные методы применяются тогда, когда анализируется надежность объекта, который может быть представлен в виде системы, об элементах и связи которой имеется вся информация.

Под надежностью подразумевается непрерывное обеспечение потребителей электроэнергией заданного качества в соответствии с графиком электропотребления и по схеме, которая предусмотрена для длительной эксплуатации.

Надежность электроснабжения потребителя обеспечивается выполнением требуемой степени резервирования. Электроприемники первой и второй категории должны иметь резервные источники питания. Резервирование необходимо для продолжения работы основного производства в послеаварийном режиме. Питание электроприемников третьей категории не требует резервирования.

Основными показателями надежности является: в качестве основных показателей надежности используются следующие: вероятности отказов $Q(t)$ и вероятность безотказной работы $P(t)$ в заданный промежуток времени: $Q(t) + P(t) = 1$; среднее время безотказной работы T и среднее время восстановления τ , ч или год; условный недоотпуск энергии в течении года ΔW , средний ущерб от нарушения функционирования; время безотказной работы T_i и время восстановления τ_i , измеряемое в часах или годах; вероятность застать объект в любой момент определенного периода в работоспособном (k_r – коэффициент готовности) или неработоспособном (q – коэффициент простоя) состоянии; среднее значение параметра потока отказов ω и средняя интенсивность отказов λ , измеряемые в годах в минус первой степени (год^{-1}).

В выпускной квалификационной работе оценивается надежность системы электроснабжения, которая подверглась реконструкции. Оценка надежности производится в нормальном режиме системы. Тем самым проверяется насколько надежную систему я спроектировала. Расчеты должны показать как

длительно реконструируемый район сможет проработать без выхода из строя каких-либо элементов конструкции.

Необходимые расчетные показатели используемых элементов приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Параметры элементов схемы.

Элементы схемы	ω	T_B , ч	μ	T_p , ч	$a_{оп}$	$a_{кз}$	$q_{эл}$	$p_{эл}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Выключатели 35 кВ	0,02	25	0,14	9	0,006	0,006	5,7E-05	0,99994
Выключатели 10 кВ	0,009	20	0,14	10	0,003	0,005	0,00002	0,99998
Трансформаторы 35 кВ	0,007	65	0,25	26	–	–	0,00005	0,99995
Комплектная ТП 10/0,4 кВ	0,07	2,7	0,2	4	–	–	0,00002	0,99998
Разъединители 35 кВ	0,01	6	0,166	5,5	–	–	7E-06	0,99999
ВЛ 35 кВ	0,13	9	2,1	16	–	–	0,00164	0,99836
КЛ 10 кВ	0,61	5	0,17	–	–	–	0,0011	0,9989

11.1 Расчет показателей надежности

Вероятность отказа рассчитывается по формуле:

$$q = \sum \lambda_i \cdot t_{Bi}, \quad (93)$$

где λ – параметр потока отказов;

t_B – среднее время восстановления элементов электрических сетей.

Параметры потока отказа выключателя рассчитываются по формуле:

$$\lambda = \lambda_{СТ} + a_{АВТ} \cdot \sum_{i=1}^n (1 + A \cdot k_{АПВ}) \cdot \lambda_i, \quad (94)$$

где $\lambda_{СТ}$ – параметр потока отказа выключателя в статическом состоянии;

λ_i – параметр потока отказа смежного элемента;

$a_{АВТ}$ – относительная частота отказа при автоматическом отключении поврежденного элемента;

$k_{АПВ}$ – коэффициент неуспешного действия АПВ;

A – показатель наличия АПВ.

Параметр потока отказа для последовательно соединенных элементов с учетом преднамеренного отключения рассчитывается по формуле:

$$\lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i + \lambda_{\text{ПР.НБ}}, \quad (95)$$

где $\lambda_{\text{ПР.НБ}}$ – наибольшая интенсивность преднамеренного отключения.

$$\lambda^* = \lambda - \lambda_{\text{ПР}}, \quad (96)$$

Параметр потока отказа системы, состоящей из двух параллельно соединенных элементов определяется по формуле:

$$\lambda_C = \lambda_I \cdot q_{II} + \lambda_{II} \cdot q_I + \lambda_I^* \cdot q_{\text{ПР}II} + \lambda_{II}^* \cdot q_{\text{ПР}I}, \quad (97)$$

Среднее время восстановления системы определяется по следующему выражению:

$$t_B = \frac{q}{\lambda - \lambda_{\text{НБ}}}, \quad (98)$$

Средняя вероятность состояния отказа системы, состоящей из двух параллельно соединенных элементов рассчитывается по формуле:

$$q_C = q_I \cdot q_{II} + k_{\text{ПР}I} \cdot q_{\text{ПР}I} \cdot q_{II} + k_{\text{ПР}II} \cdot q_{\text{ПР}II} \cdot q_I, \quad (99)$$

где $k_{\text{ПР}}$ – коэффициент, учитывающий уменьшение вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого, из-за запрета наложения ремонта на аварию.

$$k_{\text{ПР I}} = 1 - e^{-t_{\text{ПР I}}/t_{\text{В I}}}, \quad (100)$$

$$k_{\text{ПР II}} = 1 - e^{-t_{\text{ПР II}}/t_{\text{В I}}}, \quad (101)$$

Среднее время безотказной работы рассчитывается по следующему выражению:

$$T_c = \frac{1}{\lambda_c}, \quad (102)$$

$$T_p = 0,105 \cdot T_c$$

Условная вероятность отказа системы с учетом АВР рассчитывается по формуле полной вероятности:

$$q_{\text{АВР}} = q_c \cdot P(A_1) \cdot P(A_2) + 0,5 \cdot P(A_1) \cdot q(A_2) + 0,5 \cdot q(A_1) \cdot P(A_2) + 0,5 \cdot P(A_1) \cdot q(A_2) + 0,5 \cdot q(A_1) \cdot q(A_2), \quad (103)$$

где q_c – вероятность отказа системы без АВР;

$P(A_1), P(A_2)$ – вероятность успешного отключения поврежденного элемента и вероятность успешного включения резервного элемента;

$(A_1), q(A_2)$ – вероятность отказа в отключении поврежденного элемента и во включении резервного элемента;

Расчет для выключателей двух вариантов производится с учетом параметра потока отказов смежных с ним разъединителей. Все результаты отображены в таблице 22.

Схема замещения и расчетная схема представлены на рисунке 10.

Таблица 23 – Параметры потока отказов выключателей.

Номер выключателя	$q_{стQ}$	$q_{опQ}$	$q_{автQ}$	q_p	q_Q
1	2	3	4	5	6
В1,2	0,000057	0,0024	3,42E-07	0,000007	0,002464
В3,4,5,6,СВ	0,00002	0,0012	0,0000002	0,000008	0,001228

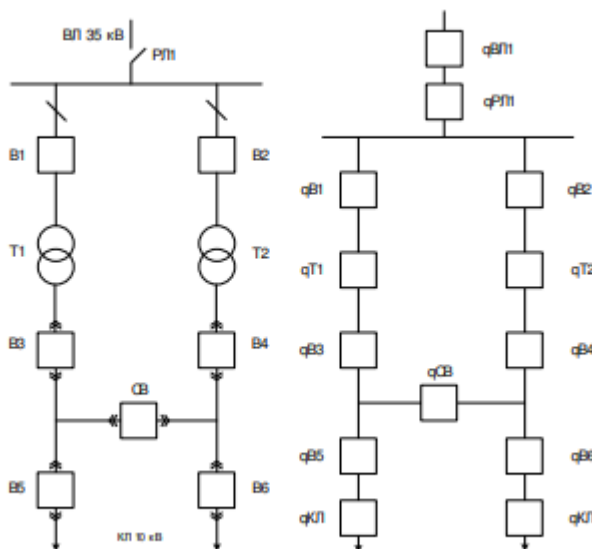


Рисунок 10 – Расчетная схема и схема замещения

11.2 Расчет надежности схемы

Производится оценка параметров надежности схемы системы. Рассчитывается вероятность отказа линейного разъединителя 35 кВ, а также производится расчет вероятности отказа подстанции «Базовая» отдельно от питающей линии.

Интенсивность отказа ВЛ-35 кВ и ЛР-35 кВ:

$$\lambda_1 = \lambda_{вл} + \lambda_{раз} + \lambda_{нб} = 0,13 + 0,001 + 0,13 = 0,27 ,$$

Вероятность отказа ВО-35 кВ и ЛР-35 кВ:

$$q_1 = q_{вл} + q_{раз} + q_{пр.нб} \tag{104}$$

$$q_1 = 0,00164 + 0,00007 + 0,0038 = 0,00548 ,$$

Расчет вероятности безотказной работы:

$$p_1 = 1 - 0,00548 = 0,9945$$

Расчет показателя надежности для оборудования, расположенного на ПС:

Интенсивность отказа цепочки В1-Т1-В3(В2-Т2-В4):

$$\lambda_2 = \lambda_3 = \lambda_{В1} + \lambda_{Т1} + \lambda_{В3} + \lambda_{нб} = 0,02 + 0,007 + 0,009 + 0,02 = 0,056$$

Вероятность отказа цепочки В1-Т1-В3(В2-Т2-В4):

$$q_2 = q_3 = q_{В1} + q_{Т1} + q_{В3} + q_{пр.нб}, \quad (105)$$

$$q_2 = 0,002462 + 0,0005 + 0,001228 + 0,0074 = 0,00448$$

Вероятность безотказной работы цепочки В1-Т1-В3(В2-Т2-В4):

$$p_2 = 1 - 0,00448 = 0,9955$$

Интенсивность отказа цепочки В5-КЛ (В6-КЛ):

$$\lambda_4 = \lambda_5 = \lambda_{В5} + 5 \cdot (\lambda_{тп}) + \lambda_{нб} = 0,61 + 5 \cdot 0,007 + 0,61 = 1,57$$

Вероятность отказа цепочки В5-КЛ (В6-КЛ):

$$q_4 = q_{35} = 0,0011 + 5 \cdot 0,00002 + 0,00009 = 0,00129$$

Вероятность безотказной работы:

$$p_4 = p_5 = 1 - 0,00129 = 0,9987$$

Схема замещения эквивалентруется и представлена на рисунке 11.

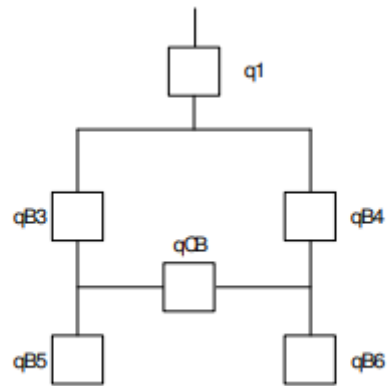


Рисунок 11 – Схема замещения

Определяются показатели надежности:

$$\lambda_{\text{ЭКВ2}} = \lambda_2(\lambda_3) + \lambda_4(\lambda_5), \quad (106)$$

$$\lambda_{\text{ЭКВ1}} = \lambda_{\text{ЭКВ2}} = 0,0056 + 1,57 = 1,626$$

$$q_{\text{ЭКВ1}} = q_{\text{ЭКВ2}} = q_2(q_3) + q_4(q_5), \quad (107)$$

$$q_{\text{ЭКВ1}} = q_{\text{ЭКВ2}} = 0,00448 + 0,00129 = 0,00577$$

$$p_{\text{ЭКВ1}} = p_{\text{ЭКВ2}} = 1 - 0,00577 = 0,9942$$

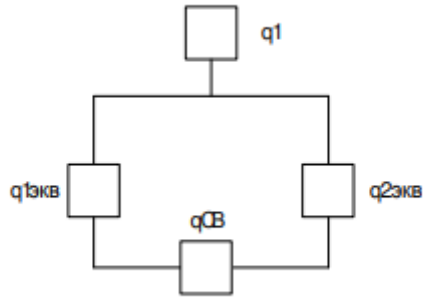


Рисунок 12 – Схема замещения

Расчет интенсивности отказа подстанции без учета АВР:

$$\lambda_{\text{ПС}} = \lambda_{\text{ЭКВ1}} \cdot q_{\text{ЭКВ2}} + \lambda_{\text{ЭКВ2}} \cdot q_{\text{ЭКВ1}} + \lambda_{\text{пр1}} \cdot q_{\text{ЭКВ1}}, \quad (108)$$

$$q_{\text{пр2}} = 0,0001856 \cdot 0,00448 + 0,0001856 \cdot 0,00448 + 0,000116 \cdot 0,00074 = 0,000001835$$

Находим $k_{\text{пр1}}$ и $k_{\text{пр2}}$:

$$k_{\text{пр1}} = 1 - e^{-26/65} = 0,000037$$

$$k_{\text{пр2}} = 1 - e^{-26/65} = 0,000037$$

Вероятность отказа подстанции:

$$q_{\text{ПС}} = 0,00577 + 0,000037 \cdot 0,0018 \cdot 0,0018 + 0,000037 \cdot 0,0018 \cdot 0,0018 = 0,000035$$

Определение интенсивности отказа и вероятности отказа всей системы без учета АВР:

$$\lambda_c = \lambda_{\text{пс}} + \lambda_1 + \lambda_{\text{нб}} = 0,000063$$

$$q_c = q_{\text{пс}} + q_1 = 0,000035 + 0,00548 = 0,005515$$

Расчет вероятности безотказной работы системы без учета АВР:

$$p_c = 1 - 0,005515 = 0,99558$$

Средняя времени восстановления системы определяется по выражению:

$$t_B = \frac{q}{\lambda - \lambda_{\text{нб}}}, \quad (109)$$

$$t_B = \frac{0,005515}{(0,000063 - 0,0000148)} = 11,8 \text{ час}$$

Среднее время безотказной работы определяется по выражению:

$$T_c = \frac{1}{\lambda_c}, \quad (110)$$

$$T_c = \frac{1}{0,00006326} = 15873 \text{ час} = 1,8 \text{ лет}$$

Расчетное время безотказной работы определяется по выражению:

$$T_p = 0,105 \cdot T_c, \quad (111)$$

$$T_p = 0,105 \cdot 1,8 = 0,189 \text{ лет}$$

Вероятность отказа подстанции с учетом АВР определяется по выражению:

$$q_{\text{ПС(авр)}} = q_c \cdot q_{\text{ЭКВ1}} \cdot q_{\text{СВ}} + 0,5 \cdot q_{\text{ЭКВ1}} \cdot q_{\text{СВ}} + 0,5 \cdot q_{\text{ЭКВ1}} \cdot q_{\text{СВ}} + 0,5 \cdot q_{\text{ЭКВ1}} \cdot q_{\text{СВ}}, \quad (112)$$

$$q_{\text{ПС(авр)}} = 0,0055 \cdot (1 - 0,00577) \cdot (1 - 0,001228) + 0,5 \cdot (1 - 0,00577) \cdot 0,001228 + 0,5 \cdot 0,00577 \cdot (1 - 0,001228) + 0,5 \cdot 0,00577 \cdot 0,001228 = 0,014$$

Определение вероятности отказа всей системы с учетом АВР:

$$q_c = q_{\text{ПС(авр)}} + q_1 = 0,014 + 0,00548 = 0,0189$$

Определение вероятности безотказной работы системы с учетом АВР:

$$p_c = 1 - 0,0189 = 0,981$$

12 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

12.1 Молниезащита

Заводская КТП состоит из железного корпуса, внутри которого имеется главный заземляющий контур. Все блоки с расположенным в них оборудованием выполнены из металла и имеют места для присоединения заземления как для оборудования, так и для присоединения самих блоков к главному заземляющему контуру. Наличие внутреннего контура соответствует РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений» Минэнерго. КТП не требует специальных особенностей от молниезащиты, поскольку все корпуса присоединены к заземляющему контуру через внутренний контур – это и является молниезащитой.

12.2 Заземление

Завод изготовитель в комплекте с КТП производит поставку необходимых деталей для создания внешнего заземляющего контура. После монтажа внешнего заземляющего контура производится замер его характеристик. В том случае, если полученные характеристики не удовлетворяют требования РД 34.21.122-87, необходимо установить дополнительные заземлители. Так же бывает необходимость в установке глубинных заземлителей, это зависит от рода грунта, который находится в месте установки заземляющего контура.

Набор заземления завод изготовитель комплектует следующими материалами:

- 1) Заземлители в количестве 8 штук, изготовленные из угловой равнополочной стали СТ-3, 50×50 мм, длиной – 2,5 м.
- 2) Стальная полоса 4×40 мм, длиной – 60 м.

Типовая схема заземления прилагается к изделию при поставке оборудования.

13.1 Безопасность

Хоть и кабельные линии обходятся дороже воздушных линий, востребованность кабельных линий растет с каждым годом. Это связано с проблематичностью возведения воздушных линий в жилых районах, в отличие от кабельных, за исключением особенности прокладки кабельных линий. В рассматриваемом районе отсутствуют сложные подземные коммуникации, такие как: метро, тоннели, подземные переходы и т.д. Отсутствие подземных коммуникаций позволяет без особых проблем осуществлять прокладку кабельных линий. Сами же кабельные линии гораздо безопаснее воздушных линий, поскольку кабели уходят в землю уже у КТП и выходят на поверхность непосредственно вблизи присоединения к потребителю. Следовательно, отсутствует возможность попасть под напряжение посторонних лиц, нет доступа вандалам, а также исчезает возможность повреждения линии от внешних факторов (ветер, град, деревья, транспорт и прочее). Все это приводит к повышению безопасности при возведении кабельных линий.

Кабельные линии с высокой экологической безопасностью выполняются как с медной жилой, так и с алюминиевой. Область их применения очень широка. Применение экологической безопасности кабелей из сшитого полиэтилена позволило увеличить срок службы кабельных линий, что не маловажно при устройстве системы электроснабжения на основе кабельных линий. Эти факторы позволяют без вреда для человека и окружающей среды десятки лет эксплуатировать эти коммуникации.

В последние годы широкое распространение приобрело строительство КЛ с использованием кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена с медной или алюминиевой жилой, которые обеспечивают срок службы кабельных линий, измеряемый десятками лет.

В данной работе производится реконструкция линии 10 кВ на основе кабельных линий с применением кольцевых схем, данное решение было

принято на основании правил и нормативных документов по строительству и эксплуатации линии 10 кВ.

В данном дипломном проекте распределительная линия 10 кВ была выполнена в кабельном исполнении, а также введена в эксплуатацию петлевая схема этих линий, данное решение было принято исходя из требований [18], в которых говорится, что линии электропередач до 20 кВ на селитебной территории городов, в районах застройки зданиями высотой 4 этажа и выше должны выполняться, как правило, кабельными. Следовательно, рассмотрим следующие правила безопасности при прокладке кабелей в троншеях: при ручном монтаже кабеля число работников должно быть таким, чтобы на каждого приходился участок кабеля массой не более 35 кг для мужчин и 15 кг для женщин. Работу следует выполнять с применением средств индивидуальной защиты (брезентовые рукавицы); перемещать кабель и переносить муфты только после отключения кабеля.

Перемещать кабель под напряжением допускается при условиях:

- переключаемый кабель должен иметь температуру не ниже 5°C;
- муфты на переключаемом участке кабеля должны быть закреплены крепежами на досках;
- перед началом перемотки барабана следует закрепить концы кабеля и удалить торчащие из барабана предметы;
- работы должны выполняться работниками, имеющими допуск прокладки, под надзором ответственного руководителя работ, имеющего группу V, в электроустановках напряжением выше 1000 В и производителя работ, имеющего группу IV, в электроустановках напряжением до 1000 В;
- катушку с кабелем допускается перемещать только по горизонтальной поверхности по твердому грунту или настилу;
- при нагреве кабеля не разрешается использовать трансформаторы выше 380 В;

- не разрешается при прокладке кабеля стоять внутри углов поворота, и поддерживать кабель руками на поворотах трассы. Для этого требуется установка угловых роликов.

Рассматриваемый район питает подстанция «Базовая». Расположена она вдали от жилой застройки и с целью снижения уровня шума на жителей, дополнительно предусматривается высадка деревьев и кустарников по периметру подстанции, что также положительно скажется на уровне шума.

Для снижения воздействия вредных и опасных производственных факторов на подстанции предусмотрена установка современного оборудования, в особенности элегазовых выключателей, которые являются безопасными в отношении взрывобезопасности и пожаробезопасности по сравнению с устаревшими масляными выключателями.

Все работы по сооружению линий электропередачи, электромонтажные и наладочные работы разрешается выполнять только при наличии проекта производственных работ (ППР) или технологических карт (ТК), утвержденных главным инженером электромонтажной организации, в которых для каждого из выполняемых видов работ предусмотрены конкретные мероприятия по технике безопасности /Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ РД 153-34.3-03.285-2002/.

При сооружении ВЛ и монтаже проводов ВЛ должны соблюдаться требования государственных НТД и локальных документов монтажных организаций:

1. Инструкций по охране труда для каждой профессии и на отдельные виды работ.
2. Правил безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ /РД 153-34.3-03.285-2002/.
3. Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов /ПБ-10-382-00/.
4. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».

5. СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство».

6. Правила безопасности при работе с инструментами и приспособлениями /СО 153-34.03.204/.

7. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий /СО 34.03.301-00/.

8. Инструктивные указания по технике безопасности при ремонтно-строительных работах вблизи действующего энергетического оборудования энергопредприятий /СО 153-34.03.224/.

9. Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности /СО 34.03.284-96/.

Основные требования мер безопасности вышеперечисленных НТД указываются в разделе «Требования по охране труда» ППР или ТК. Непосредственные руководители и исполнители электромонтажных работ перед допуском к их выполнению должны быть ознакомлены с требованиями безопасности на месте работ с фактическими условиями труда, знать и выполнять нормы безопасности в объеме порученных работ.

Эксплуатация линий электропередачи осуществляется филиалом электрических сетей Амурской области АО ДРСК и руководствуются в работе «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей», «Правилами техники безопасности при эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации распределительных сетей».

Безаварийная работа линий электропередачи обеспечивается выполнением профилактических мероприятий, задачей которых является своевременное обнаружение возникающих неисправностей с тем, чтобы они не вызвали повреждения и выход линии электропередачи из строя.

К профилактическим мероприятиям относятся:

- низовые осмотры линий электропередачи;
- верховые осмотры линий электропередачи;

- специальные внеочередные осмотры, которые проводят при появлении гололеда, во время паводка, при возникновении пожаров вблизи трассы, после грозы, урагана и сильного мороза, а также после аварийного отключения линии, в том числе и при ее успешном повторном включении.

Кроме того, профилактическими мероприятиями предусмотрено:

- измерение сопротивления изоляции подвесных фарфоровых изоляторов;
- измерение переходного сопротивления соединений проводов ВЛ 35-110 кВ различными зажимами;
- измерение сопротивления заземлений опор;
- определение степени загнивания древесины;
- проверка габаритов проводов.

Данные, полученные в результате осмотров, ревизий и измерений заносят в специальный журнал и на основании их составляют планы ремонтных работ.

Основным опасным фактором на электроэнергетических объектах является поражение электрическим током. Важным отличием, обуславливающим повышенную опасность электроэнергетических объектов, является то, что электрический ток невидим.

К вредным факторам следует отнести электрические и магнитные поля промышленной частоты, возникающие при работе оборудования подстанций и линий электропередач, акустические шумы от работы силового оборудования (особенно трансформаторов и воздушных выключателей).

13.2 Экологичность

Учитывая то, что в выпускной квалификационной работе реконструируется система жилого района, то необходимо особое внимание уделить и экологичности работы. Под экологичностью понимается воздействие энергосистемы района на окружающую среду, и в особенности на население. Воздействие электромагнитного поля можно ощутить при очень высоком напряжении. В данном случае такого напряжения нет, а, следовательно, мой проект не оказывает вредное воздействие на живые организмы. На человека

также может воздействовать акустический шум, поскольку организм человека слышит частоты от 16 Гц до 20 кГц.

Далее уделим внимание на землепользование при взведении ТП. Площади, отводимые под строение КТП, зависят от номинального напряжения и мощности КТП. По нормам для КТП с номиналом 10 кВ площадь будет составлять:

- 1) Для комплектных подстанций с одним трансформатором, мощностью 100 – 250 кВА – 50 м²;
- 2) Для комплектных подстанций с двумя трансформаторами, мощностью 250 – 400, 630 и 1000 – 100 м²;
- 3) Для мачтовых трансформаторных подстанций с трансформаторами 250 кВА – 50 м².

Далее рассматривается защита окружающей среды при эксплуатации силовых трансформаторов. При использовании в КТП масляных силовых трансформаторов необходимо соблюдать и выполнять следующее: для предотвращения растекания масла и распространения пожара под каждым масляным трансформатором и аппаратом с массой масла 60 кг и более должен быть установлен маслоприемник в соответствии с требованиями [18]. Для трансформаторов и аппаратов с массой масла более 600 кг, с соблюдением следующих требований: маслоприемники, вмещающее не менее 20% полного объема масла трансформаторов или аппаратов, с отводом масла в дренажную систему; маслоотводные трубы от маслоприемников под трансформаторами с диаметром не менее 10 см; со стороны маслоприемников маслоотводные трубы должны быть защищены сетками во избежание попадания мусора; в виде маслоприемника без отвода масла в дренажную систему; маслоприемник должен быть перекрыт решеткой со слоем гравия толщиной 25 см и рассчитан на полный объем масла; уровень масла должен быть на 5 см ниже решетки; верхний уровень гравия в маслоприемнике под трансформатором должен быть на 7,5 см ниже отверстия воздухоподводящего вентиляционного канала; дно маслоприемника должно иметь уклон 2% в сторону приемника; площадь

маслоприемника должна быть больше площади основания трансформатора или аппарата; масло и вода из маслоприемника без отвода масла должны удаляться при помощи передвижных средств; устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике.

В данной выпускной квалификационной работе в КТП используются трансформаторы с объемом масла менее 600 кг, а это значит, что необходимо, согласно нормам, установить маслоприемники без применения отвода масла.

Основным источником загрязнения окружающей среды на подстанциях является масло. Загрязнение может произойти во время аварий, ремонтных работ. Рассматривается защита от загрязнений силовых трансформаторов.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На ПС «Базовая» установлены 2 трансформатора марки ТМН 6300/35/10 с размерами (м) 6,0× 3,5 × 5,5 и массой масла 12,82 т.

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,5 м.

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа, вмещающий полный объем масла, а также 80% общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения.

Маслоприемники масла выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;

Верхний уровень гравия (щебня) находится на расстоянии не менее чем 75 мм ниже уровня окружающей планировки.

3) Маслоприемник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемники защищены маслостойким покрытием.

Подробно рассматривается расчет маслоприемника. На рисунке представлено схематичное изображение маслоприемника без отвода масла.

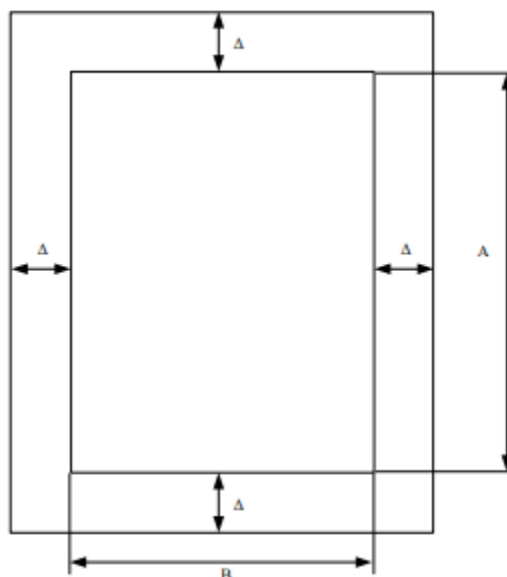


Рисунок 13 – Маслоприемник

Объем масла в трансформаторе определяется по формуле, [3]:

$$V_{\text{тр.м}} = \frac{M}{\rho} = \frac{12,82}{0,88} = 14,57 \text{ (м}^3\text{)}$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 12,82 тонн.

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

Определяется площадь маслоприемника по формуле, [3]:

$$S_{\text{мп}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = (6,0 + 2 \cdot 1,5) \cdot (3,5 + 2 \cdot 1,5) = 58,5 \text{ (м}^2\text{)}$$

где A, B – длина и ширина трансформатора (м)

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника (согласно ПУЭ 4.2.69).

Площадь боковой поверхности трансформатора, [3]:

$$S_{\text{бп}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H = (6,0 + 3,5) \cdot 2 \cdot 5,5 = 104,5 \text{ (м}^2\text{)}$$

где H – высота трансформатора (м)

Нормативный коэффициент пожаротушения K_n и нормативное время тушения t соответственно равны (согласно ПУЭ 4.2.69):

$$K_n = 0,2 \text{ (л/(см} \times \text{м}^2\text{))}$$

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определение объема воды, необходимое для тушения пожара, [3]:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{\text{мп}} + S_{\text{бп}}) \cdot 10^{-3} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (58,5 + 104,5) \cdot 10^{-3} = 58,68 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определение объема маслоприемника, необходимое для приема 100% масла и 80% воды, [3]:

$$V_{\text{тм}H_2O} = V_{\text{тр.м}} + 0,8 \cdot V_{H_2O} = 14,57 + 0,8 \cdot 58,68 = 61,51 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяется глубина маслоприемника для приема всей жидкости $V_{\text{тм}H_2O}$, [3]:

$$H_{\text{мп}} = \frac{V_{\text{тм}H_2O}}{S_{\text{мп}}} = \frac{61,51}{58,5} = 1,05 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки согласно ПУЭ 4.2.69

$$H_r = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно ПУЭ 4.2.69

$$H_{вп} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника, [3]:

$$H_{мпп} = H_{мп} + H_{вп} + H_{г} = 1,05 + 0,05 + 0,25 = 1,35 \text{ (м)}$$

Схема маслоприемника в сечении представлена на рисунке 17.

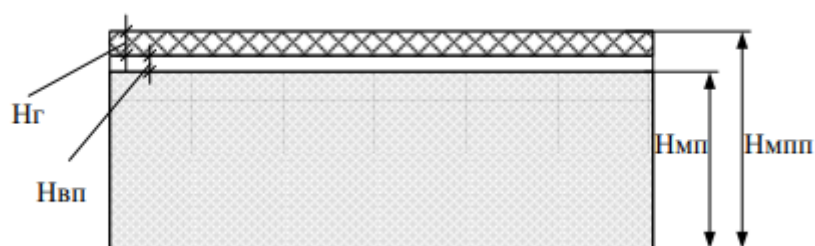


Рисунок 14 – Сечение маслоприемника

13.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – ситуация, возникающая в результате стихийных бедствий (природные ЧС), аварии и катастроф в промышленности и на транспорте (техногенные ЧС), экологических катастроф, военных действий, социального и политического характера, которые заключаются в быстром изменении от нормы происходящих явлений и операций. Они оказывают большое воздействие на жизнь людей, экономику, социальную структуру или на окружающую флору и фауну.

ЧС, возникающие в мирное время, как правило, в результате: стихийных бедствий, катастроф, аварий на производстве, аварий при участии транспортных средств. Все это сопровождается разрушением зданий, сооружений, транспортных средств, инженерных коммуникаций, гибелью людей, уничтожением имущества как физических, так и юридических лиц.

В мирное время ЧС могут возникнуть в результате производственных аварий, катастроф, стихийных бедствий, диверсий или в результате военно-политических действий.

При выполнении выпускной квалификационной работы рассматривается подстанция «Базовая». Поэтому рассмотрим, какие меры применяются на подстанции и КТП для не возникновения чрезвычайных ситуаций и исключения возникновения пожароопасных обстановок.

Для этого должно выполняться следующее (согласно предписаний, инструкций, правил и тому подобное):

- заграждение проездов и дорог на ремонт или по другим причинам допускается только после согласования с объектовой пожарной охраной и сооружения временных объездов или переездов через ремонтируемые участки;

- на весь период обслуживания в необходимых местах должны быть установлены дорожные знаки и указатели маршрута следования;

- автомобили оперативно-выездной бригады (ОВБ) комплектуются не менее четырьмя углекислотными или порошковыми огнетушителями массой не менее 5 кг каждый;

- территория ПС должна находиться в чистоте, своевременно очищаться от горючих отходов;

- курение допускается в специально отведенных и оборудованных местах, с вывешенными знаками безопасности по действующему государственному стандарту;

- все проездные дороги должны эксплуатироваться в исправном состоянии;

- производить уборку сухой травы на территории ПС и на прилегающей площадке (на расстоянии ближе 100 м);

- подстанции без обслуживающего персонала должны быть обеспечены ящиком с песком объемом 0,5 куб. м. у трансформаторов;

- место ремонта дорог или пути объездов обязательно устанавливается дополнительно освещение;

- запрещается разведение открытого огня для сжигания мусора и отходов на территории ПС;

- территории должны иметь капитальные ограждения, и наружное освещение в соответствии с действующими нормами [15];

- на путях эвакуации должно быть установлено и функционировать рабочее и аварийное освещение, а также находится указатели для выхода обслуживающего персонала;

- проезды вокруг зданий должны быть свободными;

- не допускается расположения бытовых вагончиков на территории при ремонте и реконструкции станции;

- не допускается без разрешения госпожнадзора возводить временные горючие сооружения и здания;

- подъезды к пожарным ёмкостям и устройствам пожаротушения должны быть всегда свободны, а зимой допускается наледь и снег;

- не допускается отставлять транспортные средства в узких проездах, под арками и в местах проезда пожарной техники.

Подстанция «Базовая» должна быть укомплектована следующим пожарным инвентарем: огнетушитель порошковый автоматический ОПА – 100; первичными средствами пожаротушения (пожарные рукава, стволы, пенные и углекислотные огнетушители, ящики с песком); передвижные углекислотные огнетушители ОУ – 80 и ОУ – 25, передвижной воздушно-пенный огнетушитель ОВП – 100.

При возникновении пожара в электроустановках необходимо применять соответствующие меры по устранению возгорания. Порядок тушения пожара в электроустановках: начальник смены руководит тушением пожара до прибытия пожарного персонала; по прибытию пожарного персонала руководителем является старший; возгорания под напряжением тушится персоналом ручными и передвижными огнетушителями; снятие напряжения на присоединении, в котором возникло возгорание допускается произвести

дежурный персонал без получения разрешения руководства, и с последующим его информированием.

Во время выполнения мероприятия и тушению возгорания в электроустановках необходимо соблюдать следующие требования: тушить оборудование под напряжением запрещается пенным огнетушителем и ручными средствами; использовать средства индивидуальной защиты органов дыхания; при использовании средств пожаротушения применять диэлектрические перчатки, коврики, ботинки; соблюдать безопасную дистанцию до электроустановки.

Особенностями тушения пожаров на электрооборудовании являются: при пожаре трансформаторов должны быть приняты меры по предотвращению растекания трансформаторного масла; так же при тушении трансформатора он должен быть выключен и с низкой, и с высокой стороны; трансформаторы следует тушить пенными огнетушителями или применять распыленную воду и порошок огнетушителей; при возгорании кабелей свыше 1000 В тушение их производить не заходя в помещение (через окно, люк, дверь); после устранения возгорания прикасаться к кабелям допускается после полного снятия напряжения с силовых и контрольных шин.

14 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Расчет примерной сметной стоимости реконструкции подстанции «Базовая» напряжением 35/10 кВ.

В состав сметной стоимости реконструкции входят затраты на замену оборудования и его монтаж.

Расчет затрат на замену оборудования.

Таблица 24 – Оборудование необходимое для проекта.

Наименование	Тип	Кол-во	Сумма, тыс. руб.
1	2	3	4
Трансформатор	ТМ-6300/35	2	6 800 000
Выключатель	ВНА-10/630	15	25 500
ТТ	ТШЛ-СЭЩ-10	15	12 100
ТН	НАМИ-10-95-УХЛ2	15	58 200
ОПН	ОПН-35	15	3 500
Разъединитель	РНДЗ.16-35-1000	15	49 500

Определение капиталовложений, необходимых для реконструкции подстанции:

$$C_{p.ст} = C_{тр-р} + C_{выкл} + C_{разъд} + C_{ТН} + C_{ОПН} + C_{ТТ} \quad (113)$$

где $C_{выкл}$ – капиталовложения, необходимые для приобретения выключателя;

$C_{разъд}$ – капиталовложения, необходимые для приобретения разъединителя;

$C_{ТН}$ – капиталовложения, необходимые для приобретения ТН;

$C_{ОПН}$ – капиталовложения, необходимые для приобретения ОПН;

$C_{ТТ}$ – капиталовложения, необходимые для приобретения ТТ;

n – Количество оборудования.

$$C_{\text{тр-р}} = n \cdot C_{0 \text{ тр-р}}, \quad (114)$$

$$C_{\text{тр-р}} = 2 \cdot 6\,800\,000 = 13\,600\,000 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{\text{выкл}} = n \cdot C_{0 \text{ выкл}}, \quad (115)$$

$$C_{\text{выкл}} = 15 \cdot 25\,500 = 382\,500 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{\text{разъед}} = n \cdot C_{0 \text{ разъед}}, \quad (116)$$

$$C_{\text{разъед}} = 15 \cdot 49\,500 = 742\,500 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{\text{тн}} = n \cdot C_{0 \text{ тн}}, \quad (117)$$

$$C_{\text{тн}} = 15 \cdot 58\,200 = 873\,000 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{\text{опн}} = n \cdot C_{0 \text{ опн}}, \quad (118)$$

$$C_{\text{опн}} = 15 \cdot 3\,500 = 52\,500 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{\text{тт}} = n \cdot C_{\text{тт}}, \quad (119)$$

$$C_{\text{тт}} = 15 \cdot 12\,100 = 181\,500 \text{ тыс. руб.}$$

$$\begin{aligned} C_{\text{р ст}} &= 13\,600\,000 + 382\,500 + 742\,500 + 873\,000 + 52\,500 + 181\,500 \\ &= 15\,832\,000 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Расчет капиталовложений, необходимых для закупки, доставки и монтажа нового оборудования подстанции:

$$C_{\text{м р.ст}} = C_{\text{м тр-р}} + C_{\text{м выкл}} + C_{\text{м разъед}} + C_{\text{м тн}} + C_{\text{м опн}} + C_{\text{м тт}} \quad (120)$$

где $C_{\text{м}}$ – стоимость монтажных работ.

$$C_{\text{м тр-р}} = C_{\text{тр-р}} \cdot 30\% , \quad (121)$$

$$C_{\text{м тр-р}} = 6\,800\,000 \cdot 0,3 = 2\,040\,000 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{\text{м выкл}} = C_{\text{выкл}} \cdot 35\% , \quad (122)$$

$$C_{\text{м выкл}} = 25\,500 \cdot 0,35 = 8\,935 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{\text{м разъед}} = C_{\text{разъед}} \cdot 30\% , \quad (123)$$

$$C_{\text{м разъед}} = 49\,500 \cdot 0,3 = 14\,850 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{\text{м тн}} = C_{\text{тн}} \cdot 25\% , \quad (124)$$

$$C_{\text{м тн}} = 58\,200 \cdot 0,25 = 14\,550 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{\text{м опн}} = C_{\text{опн}} \cdot 20\% , \quad (125)$$

$$C_{\text{м опн}} = 3\,500 \cdot 0,2 = 700 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{\text{м тт}} = C_{\text{тт}} \cdot 25\% , \quad (126)$$

$$C_{\text{м тт}} = 12\,100 \cdot 0,25 = 3\,025 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{\text{м р.ст}} = 2040000 + 8935 + 14850 + 14550 + 700 + 3025 =$$

2 082 060 тыс. руб.

Определение ориентировочных вложений на подстанции:

$$K_{\text{р.ст}} = C_{\text{р.ст}} + C_{\text{м р.ст}} , \quad (127)$$

$$K_{\text{р.ст}} = 15\,832\,000 + 2\,082\,060 = 17\,914\,060 \text{ тыс. руб.}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были разработаны варианты по реконструкции в целях улучшения системы электроснабжения города Свободный с центром питания ПС «Базовая» напряжением 35/10 кВ. Данная система электроснабжения характеризуется высокой надежностью, минимальными потерями в сети и оборудованием, соответствующим современным требованиям в электроэнергетике.

В данной работе был произведен расчет электрических нагрузок, школ, детских садов, общественных зданий и других потребителей электрической энергии. Также были рассчитаны токи коротких замыканий. Было выбрано основное оборудование в соответствии с полученными значениями токов КЗ.

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены вопросы по технике безопасности, защиты и охраны окружающей среды при эксплуатации силовых трансформаторов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.– Москва, 2–е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. – 319 с.
- 2 Беляков Ю.П. Козлов А.Н. Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004. – 132 с.
- 3 Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: Учебное пособие. – Амурский гос. ун-т. 2020.
- 4 ВППБ 01-02-95. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.
- 5 Гугл карта г. Свободный [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <https://yandex.ru/maps/?ll=128.241326%2C50.256273&mode=search&sctx=2C0.466426&text=пс%20свободный&z=10.25.> / дата обращения 28.04.2021.
- 6 Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.
- 7 Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 592 с.
- 8 Иванов, А.Н. Силовое оборудование станций и подстанций: пособие для вузов и ссузов./А.Н. Иванов и др. – М., 2018. – 608 с.
- 9 Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Файбисовича Д.Л. – 4-е издание. – М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. – 376 с.
- 10 Киреева Э.А., Орлов В.В., Старкова Л.Е. Электроснабжение цехов промышленных предприятий. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2003. – 120 с: ил. Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик», Вып. 12(60).

- 11 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 2015. – 280 с.
- 12 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : Высшая школа, 2010. – 366 с.
- 13 Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост. : Мясоедов Ю.В. – Благовещенск. : Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.
- 14 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 2011. - 608 с.
- 15 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : ФОРУМ, 2009. – 480 с.
- 16 ПУЭ. – СПб.: ПЭИПК, 2012. – 7-е изд., перераб. и доп. – 406 стр. ил.
- 17 Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. М.А. Шабад. – Спб.: ПЭИПК, 2012. – 5-е изд., перераб. и доп. – 350 стр..ил.
- 18 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). – Москва.: Издательство «НЦ ЭНАС», 2015.
- 19 РД 153–34.0–20.527–98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М.:, 2001
- 20 Роточев Ю.А. Релейная защита и автоматика: Учебно-методическое пособие для студентов заочного обучения/ Амурский гос. ун-т – Благовещенск, 2000.
- 21 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК, 2009.
- 22 Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. – Амурский гос. ун-т. 2007.

23 Сибикин Ю.Д. Электрические подстанции. Учебное пособие для высшего и среднего профессионального образования.-М.: Директ-Медиа, 2014. – 414 с.

24 СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.

25 Трубицын В.И. Надежность электростанций: Учебник для вузов. Энергоатомиздат, 2007. – 240 с: ил.

26 Тушение пожаров на подстанциях [Электронный ресурс]: – Режим доступа:<https://opozhare.ru/vidy/tushenie-pozharov-na-podstantsiyah/> дата обращения 9.04.2021.

27 Федеральный закон от 23.11.2009г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ»

28 Федоров В.А. Библия релейной защиты и автоматики/ Новосибирский институт повышения квалификации, 2008. – 277с.

29 Хавроничев С.В., Рыбкина И.Ю. Расчет токов коротких замыканий и проверка электрооборудования. Учеб. пособие. – Волгоград: ИУНЛ ВолгГТУ, 2012. – 56с.

30 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.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Экспликация жилого района

№ Объекта на плане	Наименование объекта	Кол-во	Удельная нагрузка, Руд	Р', кВт	Кс	Куч.макс	tg φ	Р, кВт	Q, квар	S, кВА	Ином, А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Ул. 40 лет Октября 71 Дом жилой 2 эт.	36	2,6	93,6	1	-	0,2	93,6	18,7	95,4	145
2	Ул. 40 лет Октября 73 Дом жилой 2 эт.	36	2,6	93,6	1	-	0,2	93,6	18,7	95,4	145
3	Ул. Парниковая 14 Дом жилой 4 эт.	45	2,6	117	1	-	0,2	119	25,4	121,6	185
4	Ул. Парниковая 16 Дом жилой 4 эт.	45	2,6	117	1	-	0,2	119	25,4	121,6	185
5	Ул. Парниковая 16/2 Дом жилой 4 эт.	45	2,6	117	1	-	0,2	119	25,4	121,6	185
6	Ул. Парниковая 16 Дом жилой 4 эт.	45	2,6	117	1	-	0,2	119	25,4	121,6	185
7	Ул. Парниковая 20 Дом жилой 4 эт.	45	2,6	117	1	-	0,2	119	25,4	121,6	185
8	Ул. Парниковая 16/1 Дом жилой 4 эт.	45	2,6	117	1	-	0,2	119	25,4	121,6	185
9	Ул. Медицинская 25 Дом жилой 2 эт.	36	2,6	93,6	1	-	0,2	93,6	18,7	95,4	145
10	Ул. Медицинская 23 Дом жилой 2 эт.	36	2,6	93,6	1	-	0,2	93,6	18,7	95,4	145
11	Ул. Медицинская 21 Дом жилой 2 эт.	36	2,6	93,6	1	-	0,2	93,6	18,7	95,4	145

Продолжение приложения А

12	Ул. 40 лет Октября 75 ПТЛ 3 эт.	200	0,46	92	1	-	0,43	92	40	100,1	152,2
13	Ул. Управленческая 36 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	126	25,2	128,5	195
14	Ул. 40 лет Октября 77 ВУЗ 4 эт.	1000	0,46	460	1	-	0,43	460	198	501	761
15	Ул. Управленческая 27 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	126	25,2	128,5	195
16	Ул. Управленческая 29 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	126	25,2	128,5	195
17	Ул. Проезжая 4 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	126	25,2	128,5	195
18	Ул. Проезжая 6 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	126	25,2	128,5	195
19	Ул. Управленческая 38 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	168	33,6	171,3	260,3
20	Ул. Управленческая 40 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	168	33,6	171,3	260,3
21	Ул. Литвиноская 14 Административное здание	720	0,054	38,88	1	-	0,57	38,88	22,16	44,7	70,2
22	Ул. Литвиновская 12 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	168	33,6	171,3	260,3
23	Ул. 40 лет Октября 79 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	168	33,6	171,3	260,3
24	Ул. 40 лет Октября 81 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	168	33,6	171,3	260,3
25	Ул. 40 лет Октября 83 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	168	33,6	171,3	260,3

Продолжение приложения А

26	пер. Чехова 3 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	168	33,6	171,3	260,3
3	ул. Проезжая 25 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	168	33,6	171,3	260,3
44	пер. Угловой Гаражный кооператив	40	0,5	20	1	-	0,25	20	5	20,6	31,2
45	пер. Угловой 35/1 Административное здание	480	0,054	25,92	1	-	0,57	25,92	14,77	29,8	45,3
46	пер. Угловой Гаражный кооператив	20	0,5	10	1	-	0,25	10	2,5	10,3	31,3
47	Ул. Управленческая 35 Дом жилой 4 эт.	45	2,6	117	1	-	0,2	119	25,4	121,6	185
48	Ул. Управленческая 37 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	196,8	46	202,1	307,1
	Детская поликлиника	100	0,36	36	1	0,8	0,43				
49	Ул. Управленческая 39 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	168	33,6	171,3	260,3
50	Ул. Управленческая 41 Дом жилой 5 эт.	40	2,6	104	1	-	0,2	104	20,8	106,1	161
51	пер. Зеленый 11 Строящийся дом 4 эт.	45	2,6	117	1	-	0,2	119	25,4	121,6	185
52	пер. Квартальный 5 Дом жилой 1 эт.	1	14,5	14,5	1	-	0,2	14,5	2,9	14,8	22,5
53	пер. Квартальный 4 Дом жилой 1 эт.	1	14,5	14,5	1	-	0,2	14,5	2,9	14,8	22,5
54	пер. Квартальный 7 Дом жилой 1 эт.	1	14,5	14,5	1	-	0,2	14,5	2,9	14,8	22,5
55	пер. Квартальный 6 Дом жилой 1 эт.	1	14,5	14,5	1	-	0,2	14,5	2,9	14,8	22,5

Продолжение приложения А

56	пер. Квартальный 9 Дом жилой 1 эт.	1	14,5	14,5	1	-	0,2	14,5	2,9	14,8	22,5
57	пер. Квартальный 8 Дом жилой 1 эт.	1	14,5	14,5	1	-	0,2	14,5	2,9	14,8	22,5
58	пер. Зеленый 13 Дом жилой 1 эт.	1	14,5	14,5	1	-	0,2	14,5	2,9	14,8	22,5
59	пер. Зеленый 15 Дом жилой 1 эт.	1	14,5	14,5	1	-	0,2	14,5	2,9	14,8	22,5
60	пер. Зеленый 17 Школа 2 эт.	300	0,25	75	1	-	0,38	75	28,5	80,2	122
61	ул. Кручинина 25 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	168	33,6	171,3	260,3
62	ул. 40 лет Октября 85 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	126	25,2	128,5	195
63	пер. Чехова Гаражный кооператив	20	0,5	10	1	-	0,25	10	2,5	10,3	31,3
64	ул. Кручинина 44 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	168	33,6	171,3	260,3
65	ул. Кручинина Продовольственный магазин	50	0,25	12,5	1	0,9	0,75	12,5	9,4	15,6	23,7
66	ул. Кручинина 46 Дом жилой 5 эт.	100	1,5	150	1	-	0,2	150	30	153	232
67	ул. Кручинина Гаражный кооператив	60	0,5	30	1	-	0,25	30	7,5	31	47
68	пер. Зеленый 7 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	168	33,6	171,3	260,3

Продолжение приложения А

69	пер. Зеленый Гаражный кооператив	20	0,5	10	1	-	0,25	10	2,5	10,3	31,3
70	ул. 40 лет Октября Административное здание	1800	0,054	97,2	1	-	0,57	99,2	57,4	114,6	174
71	ул. 40 лет Октября 89 Дом жилой 5 эт.	40	2,6	104	1	-	0,2	104	20,8	106,1	161
72	ул. 40 лет Октября 91 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	126	25,2	128,5	195
73	пер. Зеленый Гаражный кооператив	20	0,5	10	1	-	0,25	10	2,5	10,3	31,3
74	пер. Зеленый 8 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	126	25,2	128,5	195
75	пер. Зеленый Гаражный кооператив	40	0,5	20	1	-	0,25	20	5	20,6	31,2
76	ул. Управленческая 50 ПТЛ 3 эт.	300	0,46	138	1	-	0,43	138	59,3	150,2	228,2
77	ул. 50 лет Октября 7 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	126	25,2	128,5	195
78	ул. 50 лет Октября 5 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	126	25,2	128,5	195
79	ул. 50 лет Октября 3 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	126	25,2	128,5	195
80	ул. 50 лет Октября 1 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	132,2	29,5	135,5	287,6
	Продовольственный магазин	30	0,23	6,9	1	0,9	0,7				

Продолжение приложения А

81	ул. Управленческая 43 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	179,2	42	184,1	280
	Продовольственный магазин	50	0,25	12,5	1	0,9	0,75				
82	пер. Зеленый 14 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	182,4	40,51	187	284
	Непродовольственный магазин	100	0,16	16	1	0,9	0,48				
83	пер. Зеленый 16 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	191,4	47	197	300
	Административное здание	720	0,054	38,88	1	0,6	0,57				
84	пер. Зеленый Гаражный кооператив	10	0,5	5	1	-	0,25	5	1,25	5,15	7,83
85	ул. Кручинина 10 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	168	33,6	171,3	260,3
86	ул. Кручинина 12 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	168	33,6	171,3	260,3
87	ул. 50 лет Октября 17 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	189	46,2	194,5	295
	Цветочный салон	86	0,14	12,04	1	0,8	0,43				
	Продовольственный магазин	50	0,25	12,5	1	0,9	0,75				
88	ул. 50 лет Октября 15 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	137,3	30,1	141	214
	Аптека	40	0,16	6,4	1	0,9	0,43				
	Непродовольственный магазин	44	0,14	6,16	1	0,9	0,43				

Продолжение приложения А

89	ул. 50 лет Октября 15/1 Дом жилой 5 эт.	100	1,5	150	1	-	0,2	150	30	153	232
90	ул. 50 лет Октября Гаражный кооператив	50	0,5	25	1	-	0,25	25	6,25	25,8	39,2
91	ул. 50 лет Октября 13 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	126	25,2	128,5	195
92	ул. 50 лет Октября 11 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	182,4	40,51	187	284
	Непродовольственный магазин	100	0,16	16	1	0,9	0,48				
93	ул. 50 лет Октября 13/1 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	182,4	40,51	187	284
	Почтовое отделение	100	0,16	16	1	0,9	0,48				
94	ул. 50 лет Октября 9 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	188,2	47	194	295
	Продовольственный магазин	64	0,25	16	1	0,9	0,75				
	Аптека	40	0,16	6,4	1	0,9	0,43				
95	ул. 50 лет Октября 4 Детский сад 2 эт.	200	0,46	92	1	-	0,2	92	18,4	93,8	142,5
96	ул. 50 лет Октября 6 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	191,4	47	197	300
	Административное здание	720	0,054	38,88	1	0,6	0,57				

Продолжение приложения А

97	ул. 50 лет Октября 8 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	407,4	113	423	642
	Кафе	190	0,9	171	1	0,7	0,33				
	Кафе	190	0,9	171	1	0,7	0,33				
98	ул. Кручинина 18 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	182,4	40,51	187	284
	Непродовольственный магазин	100	0,16	16	1	0,9	0,48				
99	ул. Кручинина Гаражный кооператив	20	0,5	10	1	-	0,25	10	2,5	10,3	31,3
100	ул. Ленина 51 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	152,5	40,2	158	240
	Непродовольственный магазин	44	0,14	6,16	1	0,9	0,43				
	Цветочный салон	86	0,14	12,04	1	0,8	0,43				
	Продовольственный магазин	50	0,25	12,5	1	0,9	0,75				
101	ул. Ленина 49 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	137,2	33,6	141,3	215
	Продовольственный магазин	50	0,25	12,5	1	0,9	0,75				
102	ул. Ленина 47/1 Административное здание	480	0,054	25,92	1	-	0,57	25,92	14,77	29,8	45,3

Продолжение приложения А

103	ул. Ленина 47 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	182,4	40,51	187	284
	Непродовольственный магазин	100	0,16	16	1	0,9	0,48				
104	ул. Ленина 45 Дом жилой 5 эт.	60	2,1	126	1	-	0,2	131,5	27,6	134,4	204
	Непродовольственный магазин	44	0,14	6,16	1	0,9	0,43				
105	ул. Ленина 43 Дом жилой 5 эт.	80	2,1	168	1	-	0,2	182,4	40,51	187	284
	Непродовольственный магазин	100	0,16	16	1	0,9	0,48				
106	ул. Управленческая 57 Жилой дом 2эт.	1	14,5	14,5	1	-	0,2	14,5	2,9	14,8	22,5
107	ул. Управленческая 55/1 Административное здание	480	0,054	25,92	1	-	0,57	25,92	14,77	29,8	45,3
108	ул. Управленческая 55 Административное здание	480	0,054	25,92	1	-	0,57				
109	ул. Ленина 43 Дом жилой 3 эт.	24	3,1	74,4	1	-	0,2	80	27,6	84,6	128,5
	Непродовольственный магазин	44	0,14	6,16	1	0,9	0,43				
110	ул. Ленина Увечный салон	86	0,14	12,04	1	-	0,43	12	5,2	13,2	20
111	ул. Ленина Школа 2 эт.	100	0,25	25	1	-	0,38	25	9,5	26,7	40,6

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Нагрузки низковольтных кабелей

Линия	$P_{\text{расч.лин}}$, кВт	$Q_{\text{расч.лин}}$, квар	$S_{\text{расч.лин}}$, кВА
1	2	3	4
ТП1-ф1	177,84	35,53	130,881
ТП1-ф2	226,1	48,26	166,489
ТП1-ф3	226,1	48,26	166,849
ТП1-ф4	119	25,4	87,815
ТП2-ф1	262,08	52,36	192,878
ТП2-ф2	233,1	48,08	171,676
ТП2-ф3	239,4	47,88	176,194
ТП3-ф1	239,4	47,88	176,194
ТП3-ф2	177,84	35,53	130,881
ТП3-ф3	145	29	106,717
ТП3-ф4	180	36	132,476
ТП4-ф1	209,328	51,393	155,556
ТП4-ф2	128	27,65	94,507
ТП4-ф3	183,7	45,4	136,563
ТП4-ф4	196,8	46	145,856
ТП5-ф1	235,5	59,25	175,254
ТП5-ф2	261,6	52,32	192,532

Продолжение приложения Б

1	2	3	4
ТП5-ф3	119	25,4	87,815
ТП5-ф4	105,85	21,17	77,903
ТП6-ф1	195,9	48,125	145,582
ТП6-ф2	168	33,6	123,645
ТП6-ф3	168	33,6	123,645
ТП6-ф4	211,5	51,825	157,153
ТП7-ф1	214,908	56,053	160,285
ТП7-ф2	285,98	70,44	205,557
ТП7-ф3	300,75	65,35	222,112
ТП8-ф1	407,4	113	305,116
ТП8-ф2	137,3	30,1	101,441
ТП8-ф3	274,2	63,56	203,134
ТП9-ф1	218,778	56,413	163,054
ТП9-ф2	136,628	54,123	106,057
ТП10-ф1	295,8	63,19	218,292
ТП10-ф2	317,4	67,51	234,188
ТП10-ф3	188,2	47	139,993
ТП11-ф1	237,6	48,42	174,997
ТП11-ф2	257,4	52,38	183,57
ТП11-ф3	254,6	52,18	181,203

Продолжение приложения Б

1	2	3	4
ТП12-ф1	343,68	78,459	254,411
ТП12-ф2	251,4	81,98	190,835
ТП12-ф3	195	40,35	143,71
ТП13-ф1	314,25	69,06	232,202
ТП13-ф2	319,2	63,84	234,952
ТП13-ф3	143,192	80,719	118,628
ТП14-ф1	92	40	72,399
ТП14-ф2	460	198	361,424
ТП14-ф3	168	33,6	123,645
ТП15-ф1	319,2	63,84	234,925
ТП15-ф2	319,2	63,84	234,925
ТП15-ф3	135	27,45	99,244

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Потери напряжения в кабельных линиях напряжением 0,4 кВ

Линия	I_p , А	L, км	ΔU , %
1	2	3	4
ТП1-ф1	151,168	0,108	2,5
ТП1-ф2	192,7	0,104	1,7
ТП1-ф3	192,7	0,104	1,7
ТП1-ф4	101,4	0,088	2,7
ТП2-ф1	222,7	0,128	2,4
ТП2-ф2	198,4	0,2	3,4
ТП2-ф3	203,5	0,184	3,2
ТП3-ф1	203,5	0,04	0,7
ТП3-ф2	151,2	0,108	2,6
ТП3-ф3	123,26	0,348	4,2
ТП3-ф4	153,01	0,18	4,3
ТП4-ф1	179,67	0,1	2,05
ТП4-ф2	109,1	0,164	3,9
ТП4-ф3	157,7	0,096	1,7
ТП4-ф4	168,5	0,016	0,3
ТП5-ф1	202,4	0,26	4,5
ТП5-ф2	222,4	0,068	1,3

Продолжение приложения В

1	2	3	4
ТП5-ф3	101,4	0,044	1,4
ТП5-ф4	89,9	0,284	4,5
ТП6-ф1	168,1	0,08	1,5
ТП6-ф2	142,8	0,016	0,4
ТП6-ф3	142,8	0,044	0,9
ТП6-ф4	181,5	0,108	2,2
ТП7-ф1	185,1	0,12	2,5
ТП7-ф2	237,4	0,064	1,05
ТП7-ф3	256,5	0,128	2,2
ТП8-ф1	352,4	0,088	1,07
ТП8-ф2	117,2	0,092	2,4
ТП8-ф3	234,6	0,072	1,2
ТП9-ф1	188,3	0,12	2,6
ТП9-ф2	122,5	0,104	2,8
ТП10-ф1	252,1	0,104	1,8
ТП10-ф2	270,5	0,096	1,5
ТП10-ф3	161,7	0,012	0,2
ТП11-ф1	202,1	0,172	2,9
ТП11-ф2	218,9	0,188	3,5
ТП11-ф3	209,3	0,014	0,25

Продолжение приложения В

1	2	3	4
ТП12-ф1	293,8	0,08	1,3
ТП12-ф2	220,4	0,132	2,5
ТП12-ф3	165,9	0,128	2,4
ТП13-ф1	268,2	0,092	1,4
ТП13-ф2	271,4	0,1	1,5
ТП13-ф3	137,02	0,22	4,8
ТП14-ф1	83,6	0,14	3,6
ТП14-ф2	417,4	0,24	3,5
ТП14-ф3	142,8	0,072	1,6
ТП15-ф1	271,4	0,084	1,3
ТП15-ф2	271,4	0,06	0,9
ТП15-ф3	144,8	0,108	2,7

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Потери мощности и энергии в низковольтных кабельных линиях

Линия	I_p , А	ΔP , кВт	ΔW , кВт·ч
1	2	3	4
ТП1-ф1	151,168	7,992	8775,3
ТП1-ф2	192,7	6,601	7248
ТП1-ф3	192,7	6,601	7248
ТП1-ф4	101,4	5,863	6437,8
ТП2-ф1	222,7	10,856	11920,9
ТП2-ф2	198,4	13,453	14722,2
ТП2-ф3	203,5	13,023	14299,9
ТП3-ф1	203,5	2,831	3108,7
ТП3-ф2	151,2	7,992	8775,4
ТП3-ф3	123,26	10,177	11174,9
ТП3-ф4	153,01	13,646	14984,3
ТП4-ф1	179,67	7,433	8161,9
ТП4-ф2	109,1	8,964	9842,9
ТП4-ф3	157,7	5,499	6038,9
ТП4-ф4	168,5	1,045	1148,1
ТП5-ф1	202,4	18,207	19991,5
ТП5-ф2	222,4	5,747	6310,3

Продолжение приложения Г

1	2	3	4
ТП5-ф3	101,4	2,931	3218,9
ТП5-ф4	89,9	8,273	9083,9
ТП6-ф1	168,1	5,208	5719,1
ТП6-ф2	142,8	1,056	1160,3
ТП6-ф3	142,8	2,905	3190,7
ТП6-ф4	181,5	8,193	8996,8
ТП7-ф1	185,1	9,47	10399
ТП7-ф2	237,4	4,867	5344,6
ТП7-ф3	256,5	11,366	12480,5
ТП8-ф1	352,4	6,881	7556,03
ТП8-ф2	117,2	5,793	6361,6
ТП8-ф3	234,6	5,347	5871,8
ТП9-ф1	188,3	9,8	10761,4
ТП9-ф2	122,5	7,159	7860,8
ТП10-ф1	252,1	8,92	9794,5
ТП10-ф2	270,5	7,581	8324,6
ТП10-ф3	161,7	0,722	793,2
ТП11-ф1	202,1	12,009	13186,5
ТП11-ф2	218,9	15,403	16913,4
ТП11-ф3	209,3	1,048	1150,8

Продолжение приложения Г

1	2	3	4
ТП12-ф1	293,8	7,387	8111,1
ТП12-ф2	220,4	10,960	12034,5
ТП12-ф3	165,9	8,12	8916,8
ТП13-ф1	268,2	7,143	7843,06
ТП13-ф2	271,4	7,947	8726,1
ТП13-ф3	137,02	13,374	14685,4
ТП14-ф1	83,6	6,34	6961,7
ТП14-ф2	417,4	26,334	28915,2
ТП14-ф3	142,8	4,755	5221,2
ТП15-ф1	271,4	6,675	7329,9
ТП15-ф2	271,4	4,768	5235,7
ТП15-ф3	144,8	6,533	7173,62

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Расчетные нагрузки, приведенные к шинам ТП 0,4 кВ

Трансформаторная ПС	$P_{\text{расчТПi}}$, кВт	$Q_{\text{расчТПi}}$, квар	$S_{\text{расчТПi}}$, кВА
1	2	3	4
ТП-1	715,88	150,5	731,529
ТП-2	712,62	143,93	727,01
ТП-3	718,83	143,73	733,059
ТП-4	670,758	160,003	689,578
ТП-5	691,8	151,95	708,291
ТП-6	690,9	155,81	708,251
ТП-7	639,618	158,932	659,068
ТП-8	786,03	198,95	810,817
ТП-9	347,406	107,776	363,74
ТП-10	317,4	67,51	783,496
ТП-11	715,4	147,94	730,536
ТП-12	759,48	193,229	783,676
ТП-13	754,422	206,899	782,279
ТП-14	694	264,24	742,603
ТП-15	744	149,25	758,822

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Расчет электрических нагрузок трансформаторов

Трансформаторная подстанция	$S_{ТП}$, кВА	$S_{тр}$, кВА	$K_{загр}$	Марка трансформатора
1	2	3	4	5
ТП-1	765,4	510,273	0,6	2 × ТМ 630/10
ТП-2	749,4	499,6	0,6	2 × ТМ 630/10
ТП-3	756,9	504,6	0,6	2 × ТМ 630/10
ТП-4	737,8	491,8	0,58	2 × ТМ 630/10
ТП-5	739,9	493,3	0,59	2 × ТМ 630/10
ТП-6	761,9	507,9	0,6	2 × ТМ 630/10
ТП-7	814,5	543	0,64	2 × ТМ 630/10
ТП-8	844,6	563	0,67	2 × ТМ 630/10
ТП-9	372,2	496,3	0,59	ТМ 630/10
ТП-10	820,8	547,2	0,65	2 × ТМ 630/10
ТП-11	756,2	504,1	0,6	2 × ТМ 630/10
ТП-12	813,6	542,4	0,64	2 × ТМ 630/10
ТП-13	805,5	536,9	0,64	2 × ТМ 630/10
ТП-14	769,5	513	0,61	2 × ТМ 630/10
ТП-15	788,8	525,9	0,63	2 × ТМ 630/10

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Параметры выбранных трансформаторов

Трансформаторная подстанция	$I_{кз}, \%$	$U_{кз}, \%$	$\Delta P_{xx},$ кВт	$\Delta P_{кз},$ кВт	Марка трансформатора
1	2	3	4	5	6
ТП-1	2	6,5	2	7,6	ТМ 630/10
ТП-2	2	6,5	2	7,6	ТМ 630/10
ТП-3	2	6,5	2	7,6	ТМ 630/10
ТП-4	2	6,5	2	7,6	ТМ 630/10
ТП-5	2	6,5	2	7,6	ТМ 630/10
ТП-6	2	6,5	2	7,6	ТМ 630/10
ТП-7	2	6,5	2	7,6	ТМ 630/10
ТП-8	2	6,5	2	7,6	ТМ 630/10
ТП-9	2	6,5	2	7,6	ТМ 630/10
ТП-10	2	6,5	2	7,6	ТМ 630/10
ТП-11	2	6,5	2	7,6	ТМ 630/10
ТП-12	2	6,5	2	7,6	ТМ 630/10
ТП-13	2	6,5	2	7,6	ТМ 630/10
ТП-14	2	6,5	2	7,6	ТМ 630/10
ТП-15	2	6,5	2	7,6	ТМ 630/10

ПРИЛОЖЕНИЕ И
Потери мощности в трансформаторах

Трансформаторная подстанция	$\Delta P_{тр}$, кВт	$\Delta Q_{тр}$, квар
1	2	3
ТП-2	9,96	53,91
ТП-3	9,96	53,91
ТП-4	9,936	53,886
ТП-5	9,948	53,898
ТП-6	9,96	53,91
ТП-7	10,01	53,96
ТП-8	10,049	53,999
ТП-9	9,948	53,898
ТП-10	10,022	53,973
ТП-11	9,96	53,91
ТП-12	10,01	53,96
ТП-13	10,01	53,96
ТП-14	9,972	53,922
ТП-15	9,997	53,947

ПРИЛОЖЕНИЕ К
Расчет нагрузок на стороне 10 кВ

Трансформаторная подстанция	$P^{10кВ}_{ТПи}$, кВт	$Q^{10кВ}_{ТПи}$, квар	$S^{10кВ}_{ТПи}$, кВА
1	2	3	4
ТП-1	759,9	165,066	777,715
ТП-2	745,5	155,9	761,7
ТП-3	752,9	155,8	768,9
ТП-4	728	177,5	749,3
ТП-5	732,1	169,4	751,482
ТП-6	753,6	174,2	773,6
ТП-7	801,8	198,9	826,1
ТП-8	829,1	213,7	856,2
ТП-9	365,6	117,6	384,04
ТП-10	811,6	184,8	832,4
ТП-11	750,8	160,06	767,6
ТП-12	798,6	207,9	825,2
ТП-13	786,8	220,7	4
ТП-14	730	278,7	781,5
ТП-15	783,6	162,2	800,2

ПРИЛОЖЕНИЕ Л

Расчет нагрузок распределительных линий 10 кВ

Линия	$P_{р.л.норм}$, кВт	$Q_{р.л.норм}$, квар	$S_{р.л.норм}$, кВА
1	2	3	4
ИП-ТП15	783,6	162,2	800,2
ТП15-ТП14	1440,7	413	1498,8
ТП14-ТП1	1414,2	427,2	1477,3
ТП1-ТП2	1430,9	305,4	1463,2
ТП2-ТП3	-	-	-
ТП3-ТП4	1405,7	317,8	1441,1
ТП4-ТП13	1442	380,5	1491,4
ТП13-ИП	786,8	220,7	817,186
ИП-ТП11	750,8	160,1	767,6
ТП11-ТП10	1481,2	326,3	1516,7
ТП10-ТП9	1140,6	290,6	1177,1
ТП9-ТП8	1111,7	309,9	1154,2
ТП8-ТП7	-	-	-
ТП7-ТП6	1475,2	353,2	1516,9
ТП6-ТП5	1410,3	326,2	1447,6
ТП5-ТП12	11457,5	360,4	1501,4
ТП12-ИП	798,6	207,9	825,2

ПРИЛОЖЕНИЕ М

Потери напряжения в распределительных линиях 10 кВ

Линия	I_p , А	L, км	ΔU , %
1	2	3	4
ИП-ТП15	191,8	0,49	0,595
ТП15-ТП14	138,6	0,128	0,112
ТП14-ТП1	86,9	0,288	0,158
ТП2-ТП3	15,8	0,176	0,018
ТП3-ТП4	67,04	0,284	0,121
ТП4-ТП13	117	0,176	0,13
ТП13-ИП	171,5	0,6	0,651
ИП-ТП11	212,6	0,4	0,388
ТП11-ТП10	161,5	0,184	0,135
ТП10-ТП9	106	0,168	0,081
ТП9-ТП8	80,5	0,268	0,098
ТП8-ТП7	22,4	0,072	0,0077
ТП7-ТП6	31,7	0,18	0,026
ТП6-ТП5	83,3	0,284	0,108
ТП5-ТП12	133,4	0,116	0,071
ТП12-ИП	188,4	0,47	0,404

ПРИЛОЖЕНИЕ Н

Потери мощности в распределительных сетях 10 кВ

Линия	I_p , А	ΔP , кВт	ΔW , кВт·ч
1	2	3	4
ИП-ТП15	191,8	14,6	18863,2
ТП15-ТП14	138,6	1,989	2569,8
ТП14-ТП1	86,9	1,76	2273,9
ТП1-ТП2	35,03	0,242	312,6
ТП2-ТП3	15,8	0,035	45,22
ТП3-ТП4	67,04	1,033	1334,6
ТП4-ТП13	117	1,95	2519,4
ТП13-ИП	171,5	14,28	18449,8
ИП-ТП11	212,6	10,413	13453,6
ТП11-ТП10	161,5	2,762	3568,5
ТП10-ТП9	106	1,086	1403,1
ТП9-ТП8	80,5	0,998	1289,4
ТП8-ТП7	22,4	0,022	28,4
ТП7-ТП6	31,7	0,104	134,4
ТП6-ТП5	83,3	1,134	1465,1
ТП5-ТП12	133,4	1,188	1534,9
ТП12-ИП	188,4	9,607	12412,2