

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Электронного обучения
Специальность 140205 Электроэнергетические системы и сети
Кафедра Электрических сетей и электротехники

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Проектирование системы электроснабжения микрорайона Заовражный города Калачинск

УДК 621.31.031.001.6(571.13)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9202	Нусс Дмитрий Давидович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭСиЭ	Хохлова Т. Е.	к. т. н. доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Коршунова Л.А.	к. т. н. доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологии и БЖД	Амелькович Ю. А.	к. т. н. доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭСиЭ	Прохоров А.В.	к. т. н. доцент		

Томск – 2016 г.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-9202	Нусс Дмитрию Давидовичу

Институт	Электронного обучения	Кафедра	Электрических сетей и электротехники
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	Электроэнергетические системы и сети

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1.Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материалов и оборудования, стоимость электроэнергии, минимальная тарифная ставка оплаты труда
2.Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы амортизации.
3.Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка отчислений в социальные фонды.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1.Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Расчёт годовых эксплуатационных затрат.
2.Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости
3.Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР	Расчёт капиталовложений на оборудование и строительно-монтажные работы.
4.Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	Расчет затрат на проектирование
5.Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	Расчёт срока окупаемости проекта.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Этапы и график разработки и внедрения ИР

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Коршунова Л.А.	к. т. н. доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9202	Нусс Дмитрий Давидович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-9202	Нусс Дмитрию Давидовичу

Институт	Электронного обучения	Кафедра	Электрических сетей и электротехники
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	Электроэнергетические системы и сети

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты;
- (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);

электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты).

2. Экологическая безопасность:

- защита селитебной зоны
- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);
- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);
- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);

разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:

- перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;
- выбор наиболее типичной ЧС;
- разработка превентивных мер по предупре-

ждению ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: –специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законода- тельства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологии и БЖД	Амелькович Ю. А.	к. т. н. доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9202	Нусс Дмитрий Давидович		

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
 высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт – Электронного обучения
 Специальность – Электроэнергетические системы и сети
 Уровень образования – специалист
 Кафедра электрических сетей и электротехники
 Период выполнения – весенний семестр 2015/2016 учебного года

Форма представления работы:

Дипломный проект

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	24.05.2016
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.02.2016	<i>Введение. Исходные данные для проектирования системы электроснабжения микрорайона Заовражный города Калачинск</i>	24
26.04.2016	<i>Техническое задание на разработку проекта по проектированию системы электроснабжения микрорайона Заовражный города Калачинск ПАО «Омскэнерго». Расчет электрических нагрузок, выбор числа и мощности трансформаторных подстанций, разработка системы электроснабжения 10 кВ, 0,4 кВ.</i>	44
10.05.2016	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	13
20.05.2016	<i>Социальная ответственность</i>	11
23.05.2016	<i>Заключение. Список использованных источников</i>	8
24.05.2016	<i>Выполненный дипломный проект</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭСиЭ	Хохлова Т. Е.	к.т.н. доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭСиЭ	Прохоров А.В.	к.т.н. доцент		

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Электронного обучения

Специальность 140205 Электроэнергетические системы и сети

Кафедра Электрических сетей и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) Прохоров А.В.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

дипломного проекта

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-9202	Нусс Дмитрию Давидовичу

Тема работы:

Проектирование системы электроснабжения микрорайона Заовражный города Калачинск

Утверждена приказом директора (дата, номер)

12.05.2016 №3504/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

24.05.2016

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Генеральный план застройки микрорайона Заовражный города Калачинск ПАО «Омск-энерго». Общая характеристика исследуемого микрорайона.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	–Описание объекта, цели и постановка задач исследования. –Выбор и проверка оборудования и аппаратуры. –Анализ результатов выполненной работы. – Проектирование систем электроснабжения микрорайона Заовражный города Калачинск. –Составление сметы затрат и расчет срока окупаемости проекта. –Социальная ответственность (производственная, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях, правовая и организационные вопросы).
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	-Генеральный план застройки микрорайона Заовражный города Калачинск. -План расположения сетей 10 кВ и 0,4 кВ. -Однолинейная схема ВЛ-10 кВ К-7/Т-2 до строительства. -Однолинейная схема ВЛ-10 кВ К-7/Т-2 после строительства. –Презентация.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, кандидат технических наук Коршунова Л.А.
Социальная ответственность	Доцент, кандидат технических наук Амелькович Ю. А.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: нет	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.02.2016
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭСиЭ	Хохлова Т. Е.	к. т. н. доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9202	Нусс Дмитрий Давидович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 166 страниц, 22 рисунка, 7 схем, 44 таблицы, 32 источника, 4 приложения.

Ключевые слова: электроснабжение, строительство, трансформатор, воздушная линия, напряжение, выключатель, разъединитель, параметры расчета, длительно-допустимые значения.

Объектом исследования является микрорайон жилой застройки Заовражный, г. Калачинск, Производственное Отделение Восточные электрические сети, филиала ПАО «МРСК» - «Омскэнерго», Омской области.

Цель исследования – разработка проекта по проектированию системы электроснабжения микрорайона Заовражный города Калачинска для проведения электрификации жилого микрорайона, обеспечение надёжной работы вновь строящегося энергооборудования и качества электроэнергии.

По результатам исследования можно сделать вывод, что строительство электросетевых объектов приведет к возможности подключения и отбора необходимой мощности для электроустановок новых потребителей вводимых в работу.

					ФЮРА.140205.012 ПЗ			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Реферат	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Нусс Д. Д.						
Руковод.		Хохлова Т. Е..					8	166
Реценз.						ТПУ ИнЭО гр. 3-9202		
Н.Контр								
Утвердил		Прохоров А.В.						

Определения, обозначения, сокращения

ПС – подстанция

ВЛ – воздушная линия

ВЛИ – воздушная линия изолированная

СИП – самонесущий изолированный провод

ВЛЗ – воздушная линия защищенная

ТП – трансформаторная подстанция

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

КЗ – короткое замыкание

АВ – автоматический выключатель

РП – распределительный пункт

					<i>ФЮРА.140205.012 ПЗ</i>			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Определения, обозначения, сокращения</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Нусс Д. Д.</i>						
<i>Руковод.</i>		<i>Хохлова Т. Е..</i>					9	168
<i>Реценз.</i>						<i>ТПУ ИнЭО гр. 3-9202</i>		
<i>Н.Контр</i>								
<i>Утвердил</i>		<i>Прохоров А.В.</i>						

Содержание

Введение.....	13
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ.....	15
1.1 Исходные данные для проектирования.....	15
1.2 Общая характеристика потребителей микрорайона.....	15
1.3 Основные проектные решения.....	16
1.4 Природно-климатические характеристики района строитель- ства.....	16
2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК.....	18
2.1 Расчет электрических нагрузок потребителей.....	18
2.2 Расчет нагрузки наружного освещения микрорайона.....	23
2.3 Расчет электрической нагрузки микрорайона.....	25
3 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ЧИСЛА ТП, СИЛОВЫХ ТРАНС- ФОРМАТОРОВ ТП И ИХ МОЩНОСТИ.....	27
3.1 Выбор числа и мощности трансформаторов.....	27
3.2 Определение месторасположения ТП.....	32
3.3 Технические характеристики трансформаторных подстанций.....	35
4 РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10 кВ.....	39
4.1 Особенности питания существующих распределительных сетей 10 кВ.....	39
4.2 Выбор схемы 10 кВ для электроснабжения микрорайона.....	40
4.3 Выбор марки и сечения проводов ВЛ-10 кВ.....	40
4.4 Проверочный расчет линии 10 кВ Т-2 на потери напряжения....	43
4.5 Расчет токов короткого замыкания для ВЛ-10 кВ Т-2.....	47
4.6 Выбор коммутационного оборудования на ВЛ-10 кВ Т-2.....	53

					<i>ФЮРА.140205.012 ПЗ</i>			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Нусс Д. Д..</i>			<i>Содержание</i>			
<i>Руковод.</i>		<i>Хохлова Т. Е.</i>						
<i>Реценз.</i>								
<i>Н.Контр</i>								
<i>Утвердил</i>		<i>Прохоров А. В.</i>						
						<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
							10	166
						<i>ТПУ ИнЭО гр. 3-9202</i>		

4.7 Механический расчет проектируемой воздушной линии 10 кВ...	57
5 РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 0,4 кВ.....	74
5.1 Выбор оптимальной конфигурации электрической сети 0,4 кВ и схемы электроснабжения потребителей.....	74
5.2 Проверочный расчет электрических нагрузок по КТП.....	78
5.3 Электрический расчет сетей 0,4 кВ.....	79
5.4 Расчет токов короткого замыкания для ВЛ-0,4 кВ от КТП№1, КТП№2, КТП№3.....	106
5.5 Выбор коммутационных аппаратов на отходящие фидера 0,4 кВ от КТП.....	110
6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	113
6.1 Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости.....	113
6.2 Расчет затрат на проектирование.....	116
6.3 Расчёт капиталовложений на оборудование строительно-монтажные работы.....	119
6.4 Расчет эксплуатационных затрат	125
6.5 Расчет показателей эффективности проекта.....	127
7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	131
7.1 Производственная безопасность.....	132
7.2 Экологическая безопасность.....	144
7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	146
7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	150
Заключение.....	158
Список используемых источников.....	160
Приложение А.....	163
Приложение Б.....	164

Приложение В.....	165
Приложение Г.....	166

Введение

Развитие электроэнергетики нашей страны в программе экономического подъема и развития Российской Федерации, предусматривает проведение в жизнь активной энергосберегающей политики на базе ускорения научно-технического прогресса во всех звеньях народного хозяйства. На сегодняшний день идет развитие новых технологических решений, которые возможно помогут решить задачи высокого уровня развития экономики.

Электрификация народного хозяйства России развивается по пути разработки и внедрения электроустановок с использованием современных высокоэффективных электрических машин и аппаратов, линий электропередач, разнообразного электротехнологического оборудования, средств автоматики и телемеханики. Поэтому наметилась тенденция к снижению энергопотребления и потерь электроэнергии у потребителей. В нашей стране создан мощный высокоэффективный топливно-энергетический комплекс, экономное и рациональное использование которого должно обеспечивать успешное решение народнохозяйственных планов.

Основной задачей проектирования новых промышленных объектов является создание наиболее простой схемы энергоснабжения наименее энергоемкого производства, наиболее полного использования всех видов энергии с наименьшими потерями.

Строительство системы электроснабжения микрорайона Заовражный в первую очередь вызвана необходимостью: реализации инвестиционной программы развития филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго» по развитию электросетевой инфраструктуры в Омской области.

					ФЮРА.140205.012 ПЗ				
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Введение	Лит.	Лист	Листов	
Разраб.	Нусс Д. Д.								
Руковод.	Хохлова Т. Е.						13	166	
Реценз.									
Н.Контр									
Утвердил	Прохоров А.В.								
						ТПУ ИнЭО гр. 3-9202			

Проектирование системы электроснабжения микрорайона Заовражный позволит решить задачи: 1) обеспечение электрической энергией вновь вводимых в эксплуатацию электроприемников потребителей бытовой нагрузки; 2) безопасной эксплуатации основного и вспомогательного оборудования и сооружений путём внедрения передовых проектных решений; 3) предотвращения угроз для жизни и здоровья населения и сотрудников общества благодаря применению передовых методов эксплуатации, безопасных и удобных условий труда эксплуатационного персонала.

При строительстве системы электроснабжения микрорайона должны быть обеспечены: 1) высокий уровень технологических процессов и качества строительных и монтажных работ; 2) экономическая эффективность, обусловленная оптимальным объемом привлекаемых инвестиций и ресурсов, и снижением эксплуатационных затрат; 3) соблюдение требований экологической безопасности и охраны окружающей среды; 4) ремонтпригодность применяемого оборудования и конструкций.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Исходные данные для проектирования

В качестве исходных данных при разработке данного проекта использованы:

- техническое задание на выполнение проектно-изыскательских работ строительство ВЛ-10 кВ, ТП-10/0,4 кВ, ВЛИ-0,4 кВ для электроснабжения микрорайона Заовражный.

В качестве основных нормативных и руководящих материалов использованы:

- Правила устройства электроустановок (ПУЭ, издание 6,7);
- Правила технической эксплуатации электрических станций и электрических сетей Российской Федерации;
- Положение о технических требованиях к оборудованию в ПАО «МРСК Сибири»;
- Строительные нормы и правила 11-01-95 в части, не противоречащей федеральным законам и постановлениям Правительства Российской Федерации;
- Положение о технической политике в распределительном электросетевом комплексе.

1.2 Общая характеристика электропотребителей микрорайона

В дипломном проекте рассматривается электроснабжение жилого микрорайона Заовражный города Калачинск. Исходными данными для проектирования является генеральный план застройки микрорайона, который представлен в приложении А.

					ФЮРА.140205.012 ПЗ			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Нусс Д. Д.				Характеристика объекта исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Хохлова Т. Е.						15	166
Реценз.						ТПУ ИнЭО гр. 3-9202		
Н.Контр								
Утвердил	Прохоров А.В.							

На территории рассматриваемого микрорайона находятся объекты жилого фонда, которые представлены домами одноэтажной частной застройки, оборудованными плитами на природном газе.

Все электроприемников потребителей электрической энергии рассматриваемого микрорайона относятся к третьей категории надежности.

Питание потребителей будем осуществлять от отдельно стоящих трансформаторных подстанций классом напряжения 10/0,4 кВ, которые будут получать питание от существующей воздушной линии 10 кВ тяговая вторая (Т-2). Однолинейная схема воздушной линии 10 кВ Т-2 приведена в приложении В.

1.3 Основные проектные решения

В соответствии с Техническим заданием проектной документацией для обеспечения электроснабжения микрорайона Заовражный предусматривается:

- строительство ВЛ-10 кВ от фидера Т-2 до строящихся ТП-10/0,4 кВ, с установкой отключающего пункта ОП-10 кВ;
- строительство однострансформаторных ТП-10/0,4 кВ мощность трансформаторов которых уточнить при проектировании;
- для защиты трансформаторов от грозовых, коммутационных и внутренних перенапряжений установить ОПН-10 кВ и 0,4 кВ;
- предусмотреть сооружение контура заземления ТП;
- установить учет электрической энергии на вводе 0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ.
- установить измерительный комплекс учета активно-реактивной нагрузки.

1.4 Природно-климатические характеристики района строительства

Земельный участок под строительство электросетевых объектов расположен в юго-восточной части города Калачинска, площадь которого составляет 62 гектар.

Рельеф участка спокойный, без существенных уклонов.

Таблица 1 - Природно-климатические характеристики района строительства

№ п/п	Наименование характеристики	Характеристика
1	Район строительства	Омская область, г. Калачинск
2	Климатический район и подрайон	IV
3	Температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92, °С	-37
4	Среднесуточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С	8,8
5	Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %	80
6	Количество осадков за ноябрь-март, мм	79
7	Преобладающее направление ветра, за декабрь - февраль	Юго-западное
8	Средняя скорость ветра за период со средней суточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$, м/с	5
9	Средняя максимальная температура воздуха наиболее тёплого месяца, °С	25
10	Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее тёплого месяца, °С	8
11	Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее тёплого месяца, %	68
12	Количество осадков за апрель-октябрь, мм	296
13	Преобладающее направление ветра, за июнь - август	Северо-западное
14	Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	3,7
15	Район по ветровому давлению	II
16	Район по толщине стенки гололёда	II (15 мм)
17	Район по средней продолжительности гроз в часах	от 40 до 60
18	Район по пляске проводов	С умеренной пляской проводов

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК

2.1 Расчет электрических нагрузок потребителей

Расчетная нагрузка потребителей электрической энергии микрорайона Заовражный определяется по удельной мощности, по методике, изложенной в [1].

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

$$P_p = P_{\text{кв.уд.}} \cdot n \cdot K_c; \text{ кВт} \quad (1)$$

где: $P_{\text{кв.уд.}}$ – Удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир [1, табл.6.1], кВт/квартира(дом), принимаем равной 3 кВт;

n – Количество домов, шт;

K_c – коэффициент спроса несовпадения максимальных нагрузок, [1, табл. 6.2], принимаем равным 0,8.

Расчетная реактивная нагрузку электроприемников жилого дома (квартир) определяется по формуле:

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg} \varphi_{\text{кв.}}; \text{ кВар} \quad (2)$$

где: P_p – Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт;

$\text{tg} \varphi_{\text{кв.}}$ – расчетные коэффициенты реактивной мощности.

Полная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников) S_p , кВА, определяется по формуле:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}; \text{ кВА} \quad (3)$$

где: P_p – Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт;

					ФЮРА.140205.012 ПЗ			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Нусс Д. Д.			Определение расчетных нагрузок	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Хохлова Т. Е.					18	166
Реценз.						ТПУ ИнЭО гр. 3-9202		
Н.Контр								
Утвердил		Прохоров А.В.						

Q_p – Расчетная реактивная нагрузка квартир, кВар.

Расчетный ток жилого дома (квартиры) $I_{p. ж. д.}$, А, определяется по формуле:

$$I_{p. ж. д.} = \frac{S_{p. ж. д.}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \text{ А} \quad (4)$$

где: $S_{p. ж. д.}$ - Полная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников), кВ·А;

U_H – Номинальное напряжение, кВ.

Для примера произведем расчет нагрузки частного жилого дома, оборудованного кухонной плитой на природном газе.

По формуле (1) определяем расчетную нагрузку жилого дома:

$$P_p = P_{кв. уд.} \cdot n \cdot K_c = 3 \cdot 1 \cdot 0,8 = 2,4 \text{ кВт.}$$

Реактивную нагрузку электроприемников жилого дома (квартиры) определим по формуле (2):

$$tg \varphi_{кв.} = \frac{\sin \varphi}{\cos \varphi} \quad (5)$$

где: $\cos \varphi$ - Коэффициент мощности, принимаем для квартир с плитами на природном газе 0,96;

$$\sin \varphi = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi}; \quad (6)$$

$$\sin \varphi = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi} = \sqrt{1 - 0,96^2} = 0,28.$$

$tg \varphi_{кв.}$ определяем по формуле (5):

$$tg \varphi_{кв.} = \frac{0,28}{0,96} = 0,29.$$

$$Q_p = P_p \cdot tg \varphi_{кв.} = 2,4 \cdot 0,29 = 0,7 \text{ кВар.}$$

Полную электрическую нагрузку жилого дома (квартиры и силового оборудования) определяем по формуле (3):

$$S_p = \sqrt{2,4^2 + 0,7^2} = 2,5 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Расчетный ток жилого дома (квартиры) $I_{p. ж. д.}$, А, определяется по формуле (4):

$$I_{p. ж. д.} = \frac{2,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 3,61, А.$$

Результат расчета электрических нагрузок по улицам микрорайона представим в таблице 2.

Таблица 2 – Расчет электрических нагрузок потребителей микрорайона

№ п/п	Наименование группы электроприемников	Наименование ули- цы	Количество домов (квартир), шт	Удельная расчетная электрическая нагруз- ка, kWt/дом	Коэффициент спроса несовпадения макси- мальных нагрузок, K_c	Коэффициент мощно- сти		Расчетная нагрузка			Расчетный ток, А.
						$\cos \varphi$	$\tan \varphi$	P_p , кВт	Q_p , кВар	S_p , кВА	
1	Индивидуальные жи- лые дома	ул. Куликовых	5	3	0,8	0,96	0,29	12	3,5	12,5	18,0
2	Индивидуальные жи- лые дома	ул. Морозовых	9	3	0,8	0,96	0,29	21,6	6,3	22,5	32,5
3	Индивидуальные жи- лые дома	ул. Маневровая	3	3	0,8	0,96	0,29	7,2	2,1	7,5	10,8
4	Индивидуальные жи- лые дома	ул. 5-я Заовражная	24	3	0,8	0,96	0,29	57,6	16,7	59,9	86,4
5	Индивидуальные жи- лые дома	ул. 6-я Заовражная	27	3	0,8	0,96	0,29	64,8	18,8	67,5	97,4
6	Индивидуальные жи- лые дома	ул. 7-я Заовражная	32	3	0,8	0,96	0,29	76,8	22,3	79,9	115,3

Продолжение таблицы 2

7	Индивидуальные жилые дома	ул. 8-я Заовражная	35	3	0,8	0,96	0,29	84	24,36	87,5	126,3
8	Индивидуальные жилые дома	ул. 9-я Заовражная	42	3	0,8	0,96	0,29	100,8	29,2	104,9	151,4
9	Индивидуальные жилые дома	ул. 10-я Заовражная	46	3	0,8	0,96	0,29	110,4	32	114,9	165,8
10	Индивидуальные жилые дома	ул. 11-я Заовражная	45	3	0,8	0,96	0,29	108	31,3	112,4	162,2
11	Индивидуальные жилые дома	ул. 12-я Заовражная	48	3	0,8	0,96	0,29	115,2	33,4	119,9	173,1
12	Индивидуальные жилые дома	ул. 13-я Заовражная	43	3	0,8	0,96	0,29	103,2	29,9	107,4	155
13	Индивидуальные жилые дома	ул. 14-я Заовражная	18	3	0,8	0,96	0,29	43,2	12,5	44,9	64,8
ВСЕГО			377					904,8	262,3	941,7	1359

2.2 Расчет нагрузки наружного освещения микрорайона

Удельная нагрузка для расчета наружного и внутриквартального освещения зависит от категории улиц, которые принимаются в зависимости от градостроительства. Если, согласно, генерального плана микрорайона, неизвестно к какой категории относятся улицы, то категорию улицы принимают произвольно.

Электрические нагрузки наружного освещения, рот ориентировочно определяются исходя из норм осветительных нагрузок (СНиП). В основу расчета закладываются категории улиц и дорог.

Категория улиц:

1) магистральные улицы районного значения, дороги общегородского значения для грузового движения, площади перед крупными общественными зданиями и сооружениями при среднем значении удельной нагрузки $P_{уд.ул.о.}$ от 20 до 30кВт/км.

2) улицы и дороги местного значения: жилые улицы дороги промышленных и коммунально-складских районов поселковые улицы и дороги при среднем значении удельной нагрузки $P_{уд.ул.о.}$ от 7 до 10 кВт/км.

3) внутриквартальные территории при среднем значении удельной нагрузки $P_{уд.вк.}$ равном 1,2 кВт/га.

Расчетную нагрузку уличного освещения можно определить по формуле:

$$P_{р.ул.о.} = \sum_{i=1}^{n_i} P_{р.ул.о,i} \cdot L_{ул,i}; \text{ кВт} \quad (7)$$

где $P_{уд.ул.о,i}$ —Удельная расчетная нагрузка уличного освещения, кВт/км,
 $P_{уд.ул.о,1}=10\text{кВт/км};$

$L_{ул,i}$ —Длина улицы категории i , км;

Длины улиц местного значения Куликовых, Морозовых, Маневровая, 5-я Заовражная, 6-я Заовражная, 7-я Заовражная, 8-я Заовражная, 9-я Заовражная, 10-я Заовражная, 11-я Заовражная, 12-я Заовражная, 13-я Заовражная, 14-я Заовражная соответственно равны: $l_1=0,10$ км, $l_2=0,25$ км, $l_3=0,73$ км, $l_4=0,64$ км,

$l_5=0,68$ км, $l_6=0,71$ км, $l_7=0,71$ км, $l_8=0,74$ км, $l_9=0,80$ км, $l_{10}=0,84$ км, $l_{11}=0,88$ км, $l_{12}=0,85$ км, $l_{13}=0,81$ км.

$$P_{p.ул.о.} = 10 \cdot (0,10 + 0,25 + 0,73 + 0,64 + 0,68 + 0,71 + 0,71 + 0,74 + 0,8 + 0,84 + 0,88 + 0,85 + 0,81) = 87,4 \text{ кВт.}$$

При расчете реактивной составляющей уличного освещения рекомендуется применять ртутные лампы с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,85$ [1, табл. 6.12] и соответственно $\operatorname{tg} \varphi = 0,61$.

Расчетная реактивная составляющая нагрузки уличного освещения микрорайона $Q_{p.о.мкр.}$ определяется по формуле:

$$Q_{p.о.мкр.} = P_{p.ул.о.} \cdot \operatorname{tg} \varphi; \text{кВар} \quad (8)$$

$$Q_{p.о.мкр.} = 87,4 \cdot 0,61 = 53,3 \text{ кВар}$$

Полная расчетная электрическая нагрузка наружного освещения микрорайона $S_{p.о.мкр.}$ определяется по формуле:

$$S_{p.о.мкр.} = \sqrt{P_{p.о.мкр.}^2 + Q_{p.о.мкр.}^2}; \text{кВ} \cdot \text{А} \quad (9)$$

$$S_{p.о.мкр.} = \sqrt{87,4^2 + 53,3^2} = 102,3 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Результаты расчета нагрузки уличного освещения микрорайона заносим в сводную таблицу 3.

Таблица 3 – Расчет уличного освещения микрорайона

Категория улиц	Удельная расчетная нагрузка уличного освещения: $P_{уд.ул.о.}$	Коэф-ты мощ-ти		Расчетная актив. эл. нагрузка освещения: $P_{p.о.мкр.}$	Расчетная реакт.эл. нагрузка освещения: $Q_{p.о.мкр.}$	Расчетная полная эл. нагрузка освещения: $S_{p.о.мкр.}$
		$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$			
	кВт/км	—	—	кВт	кВар	кВА
Улицы местного значения	10	0,85	0,61	87,4	53,3	102,3

Выбор ламп уличного освещения микрорайона Заовражный производим с учетом значений средней горизонтальной освещенности на уровне покрытия согласно [3]:

- для дорог общегородского значения -6 лк;
- для территорий общеобразовательных школ: спортивные площадки-10 лк, проходы и территории -4 лк.

Освещение улиц, дорог и площадей осуществляется с помощью светильников типа: СКЗР-250 с консольным способом установки. Для освещения микрорайона принимаем лампы следующей мощности:

- для улиц местного значения -ДРЛ-400.

2.2 Расчет электрической нагрузки микрорайона

Расчет электрической нагрузки микрорайона Заовражный произведем путем суммирования расчетных нагрузок отдельных групп однородных потребителей с учетом коэффициента участия в максимуме наибольшей из нагрузок.

Расчетная активная нагрузки микрорайона определяются по выражению:

$$P_{p.мкр.} = \sum P_p + P_{p.ул.о.}; \text{ кВт} \quad (10)$$

где $\sum P_p$ - Суммарная расчетная электрическая нагрузка жилых домов (квартир), кВт;

$P_{p.ул.о.}$ - Расчетная нагрузка уличного освещения, кВт.

$$P_{p.мкр.} = 904,8 + 87,4 = 992,2 \text{ кВт.}$$

Расчетные реактивной нагрузки микрорайона определяются по выражению:

$$Q_{p.мкр.} = \sum Q_p + Q_{p.ул.о.} \text{ кВт}; \quad (11)$$

где $\sum Q_p$ - Суммарная расчетная реактивная нагрузка жилых домов (квартир), кВт;

$Q_{p.ул.о.}$ - Расчетная реактивная нагрузка уличного освещения, кВт.

$$Q_{p.мкр.} = 262,3 + 53,3 = 315,6 \text{ кВт.}$$

Полная нагрузка микрорайона равна:

$$S_{p.мкр.} = \sqrt{P_{p.мкр.}^2 + Q_{p.мкр.}^2}; \text{ кВ} \cdot \text{А} \quad (12)$$

где $P_{p.мкр.}$ - Расчетная активная нагрузка микрорайона, кВт;

$Q_{p.мкр.}$ - Расчетная реактивная нагрузка микрорайона, кВар.

$$S_{p.мкр.} = \sqrt{992,2^2 + 315,6^2} = 1041,2 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

3 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ЧИСЛА ТП, СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП И ИХ МОЩНОСТИ

3.1 Выбор числа и мощности трансформаторов

Количество комплектных трансформаторных подстанций, а также их мощность определяют технико-экономические показатели схемы электроснабжения жилого микрорайона в целом. От Правильного выбора количества КТП и их мощности, а также размещение КТП на территории микрорайона Заовражный, зависит эффективность функционирования схемы электроснабжения.

Основополагающим фактором для определения числа трансформаторов КТП является схема электроснабжения распределительных сетей и категории потребителей по надежности электроснабжения электроприемников.

Число и мощность комплектных трансформаторных подстанций, напрямую влияют на все последующие решения, связанные с проектированием схемы электроснабжения потребителей. В целом задача определения мощности трансформаторов может быть решена путем нахождения аналитической зависимости приведенных затрат, связанных с передачей энергии через рассматриваемую систему от мощности трансформаторов КТП. Однако определение наилучшей мощности трансформаторов КТП с учетом перспектив подключений новых потребителей в будущем, требует рассмотрения большого количества вариантов, что влечет за собой проведение трудоемких расчетов. Поэтому для ориентировочного определения экономически целесообразной мощности трансформаторов ТП может быть применена формула, полученная на основании многочисленных расчетов:

$$S_{тр.эк.} = 1,45 \cdot \sqrt[3]{\sigma^2}; \text{кВ} \cdot \text{А} \quad (13)$$

где σ -Плотность нагрузки микрорайона (кВА/км²), определяемая по формуле:

					ФЮРА.140205.012 ПЗ		
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Нусс Д. Д.				Выбор и обоснование числа ТП, силовых трансформаторов ТП и их мощности	Лит.	Лист
Руковод.	Хохлова Т. Е.						27
Реценз.							Листов
Н.Контр							166
Утвердил	Прохоров А.В.					ТПУ ИнЭО гр. 3-9202	

$$\sigma = \frac{S_{p.мк.р.}}{F_{мк.р.}}; (\text{кВ} \cdot \text{А/км}^2) \quad (14)$$

где $S_{p.мк.р.}$ - Расчетное значение полной нагрузки микрорайона, кВА;

$F_{мк.р.}$ - Площадь микрорайона, км².

$$\sigma = \frac{1041,2}{0,620} = 1679,4 (\text{кВ} \cdot \text{А/км}^2).$$

Экономически целесообразная мощность трансформаторов ТП определим по формуле (14):

$$S_{тр.эк.} = 1,45 \cdot \sqrt[3]{1679,4^2} = 204,8 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Так как все потребители микрорайона составляют потребители 3-й категории по надежности электроснабжения, то, согласно требований ПУЭ, электроснабжение необходимо производить от одного источника питания, поэтому принимаем количество трансформаторов в ТП равное одному, т.е. $n_{тр}=1$.

Согласно 4.4.2. [4] в районах малоэтажной застройки (до 6 этажей) мощность трансформаторов ТП в зависимости от плотности нагрузки на шинах 0,4 кВ рекомендуется принимать, при плотности нагрузки свыше 1,0 до 2,0, мощность трансформаторов ТП 1х250 кВА.

Ориентировочное число ТП, определяется по выражению:

$$n_{тп} = \frac{S_{p.мк.р.}}{K_3 \cdot S_{ТП.эк.}}; \text{шт} \quad (15)$$

где K_3 - Коэффициент загрузки трансформаторов ТП в нормальном режиме.

Согласно [4] трансформаторные подстанции с нагрузкой III категории или с преобладающей нагрузкой II категории при возможности использования складского резерва трансформаторов имеют коэффициент загрузки в пределах 0,9 ... 0,95. Принимаем $K_3 = 0,9$.

Произведем предварительный расчет количества сетевых однострансформаторных подстанций при мощностях трансформаторов 250 кВА и 400 кВА.

При мощности трансформаторов 250 кВА ориентировочное число ТП:

$$n_{mn} = \frac{1041,2}{0,9 \cdot 1 \cdot 250} = 4,62 \text{ шт.}$$

В результате расчета с мощностью трансформатора 250 кВА необходимо принять 5 трансформаторных подстанций, т.е. количество ТП $n_{mn} = 5$ шт.

При мощности трансформаторов 400 кВА ориентировочное число ТП:

$$n_{mn} = \frac{1041,2}{0,9 \cdot 1 \cdot 400} = 2,89 \text{ шт.}$$

В результате расчета с мощностью трансформатора 400 кВА необходимо принять 3 трансформаторных подстанций, т.е. количество ТП $n_{mn} = 3$ шт.

Ввиду того, что плотность застройки микрорайона Заовражный является очень большой, а также площадь застройки микрорайона составляет $0,620 \text{ км}^2$, для уменьшения объемов строительства распределительных сетей 10 кВ принимаем количество трансформаторных подстанций $n_{mn} = 3$ штуки, с ориентировочной мощностью силового трансформатора 400 кВА.

Объекты микрорайона распределяются между ТП с учетом их загрузки и месторасположения в микрорайоне.

При расчете нагрузки каждой трансформаторной подстанции принимается нагрузка жилых домов, определяемая при их суммарном количестве, питаемых от данной трансформаторной подстанции.

Расчет электрических нагрузок ТП покажем на примере расчета нагрузочной мощности для ТП №3.

Все потребители электрической энергии получающие питание от ТП №3 являются индивидуальные жилые дома. Для данной группы электроприемников по табл.2.3.1 [4] находим коэффициент участия $K_y = 0,9$ в максимуме нагрузки.

Нагрузку освещения микрорайона распределим между тремя трансформаторными подстанциями следующим образом:

ТП-1: сумма активных нагрузок уличного освещения для улиц (5-я Заовражная $l=0,204$ км, 6-я Заовражная $l=0,525$ км, 7-я Заовражная $l=0,360$ км, 8-я

Заовражная $l=0,772$ км, 9-я Заовражная $l=0,765$ км, 10-я Заовражная $l=0,345$ км) составит $P_{p.ул..mn2} = 33,75$ кВт.

ТП-2: сумма активных нагрузок уличного освещения для улиц (5-я Заовражная $l=0,320$ км, 6-я Заовражная $l=0,267$ км, 7-я Заовражная $l=0,260$ км, 8-я Заовражная $l=0,271$ км, 9-я Заовражная $l=0,176$ км, 10-я Заовражная $l=0,152$ км, 11-я Заовражная $l=0,252$ км, Куликовых $l=0,055$ км, Морозовых $l=0,256$ км) составит $P_{p.ул..mn2} = 20,09$ кВт.

ТП-3: сумма активных нагрузок уличного освещения для улиц (10-я Заовражная $l=0,228$ км, 11-я Заовражная $l=0,588$ км, 12-я Заовражная $l=0,880$ км, 13-я Заовражная $l=0,850$ км, 14-я Заовражная $l=0,810$ км) составит $P_{p.ул..mn3} = 33,56$ кВт.

Активную расчетную нагрузку ТП№3 определяем с учетом коэффициента участия по формуле:

$$P_{p.mn.3} = \sum P_{p.} \cdot K_y + P_{p.ул.о}; \text{ кВт} \quad (16)$$

где K_y - Коэффициент участия в максимуме нагрузки.

$$P_{p.mn.3} = 150 \cdot 2,4 \cdot 0,9 + 33,56 = 357,56 \text{ кВт.}$$

Реактивную расчетную нагрузку ТП№3 определяем с учетом коэффициента участия по формуле:

$$Q_{p.mn.3} = \sum P_{p.} \cdot \operatorname{tg} \varphi \cdot K_y + P_{p.ул.о} \cdot \operatorname{tg} \varphi; \text{ кВар} \quad (17)$$

$$Q_{p.mn.3} = 150 \cdot 2,4 \cdot 0,9 \cdot 0,29 + 33,56 \cdot 0,61 = 114,43 \text{ кВар.}$$

Полная нагрузка трансформаторной подстанции равна:

$$S_{p.тп3} = \sqrt{357,56^2 + 114,43^2} = 375,42 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Загруженность каждой комплектной трансформаторной подстанции в нормальном рабочем режиме определяется коэффициентом загрузки, который должен быть в пределах: 0,6-0,95 (60-95%):

$$K_3 = \frac{S_{p.mn3}}{S_{н.тр.} \cdot n_{тр}}; \quad (18)$$

где $S_{н.тр.}$ - Номинальная мощность трансформатора, кВА;

$n_{тр.}$ - Количество трансформаторов в ТП.

$$K_3 = \frac{375,42}{400 \cdot 1} = 0,93.$$

$$0,6 < 0,93 < 0,95.$$

Условие выбора трансформатора по коэффициенту загрузки в период максимальных нагрузок для КТП№3 выполняется. Таким образом, выбор мощности трансформатора для КТП№3 произведен верно.

Результаты расчетов электрических нагрузок трансформаторных подстанций приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Расчет электрических нагрузок трансформаторных подстанций

№ КТП	Расчетная активная нагрузка, $P_{р.мн.}$	Расчетная реактивная нагрузка, $Q_{р.мн.}$	Полная нагрузка, $S_{р.мн.}$	Коэффициент загрузки, K_3
	кВт	кВар	кВА	%
КТП№1	353,43	113,29	371,14	92
КТП№2	190,73	61,74	200,47	50,1
КТП№3	357,56	114,43	375,42	93

В результате сделанных расчетов принимаем сетевые одотрансформаторные подстанции КТП№1 и КТП№3 с трансформаторами мощностью 400 кВА каждая.

Ввиду того, что загрузка одотрансформаторной КТП№2 составляет 50,1%, трансформатор мощностью 400 кВА будет недогружен, с экономической точки зрения. С этой целью, предлагается выбрать силовой трансформатор номинальной мощностью 250 кВА.

Определим загрузку КТП№2 с трансформатором 250 кВА по формуле (19):

$$K_3 = \frac{200,47}{250 \cdot 1} = 0,80.$$

$$0,6 < 0,80 < 0,95.$$

Условие выбора трансформатора по коэффициенту загрузки в период максимальных нагрузок для КТП №2 выполняется.

Окончательно принимаем к установке на территории микрорайона три однотрансформаторных КТП, две из которых КТП -400/10/0,4-У1 мощностью 400 кВА каждая и одна КТП -250/10/0,4-У1 мощностью 250 кВА.

3.2 Определение месторасположения ТП

Одним из условий составления экономически обоснованной схемы электроснабжения, то есть системы с наименьшей стоимостью и минимальными потерями электрической энергии в данной схеме, является правильный выбор расположения комплектных трансформаторных подстанций. Местоположение комплектных трансформаторных подстанций в питающемся от них районе экономически целесообразно располагать в центре электрических нагрузок, с учетом условий расположения объектов застройки, промышленных районов и кварталов жилой застройки. Расположение трансформаторных подстанций, должно соответствовать градостроительным и архитектурным соображениям и требованиям пожарной безопасности.

Для определения места расположения КТП, т.е. центра электрических нагрузок используют графоаналитический метод, который заключается в следующем:

- электроприемники заключаются в координатные оси;
- определяются центры электрических нагрузок электроприемников;
- центры электрических нагрузок проектируются на оси ОХ и ОУ;
- определяем координаты ТП по формулам:

$$X_{ТП} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p,i} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_{p,i}}; \quad (19)$$

$$Y_{ТП} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p.i} \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{p.i}}; \quad (20)$$

где $P_{p.i}$ - расчетная мощность i -го объекта, кВт;

X_i, Y_i - координаты центра электрических нагрузок i -го объекта, см;

n - число объектов питающихся от данной ТП.

Как уже было сказано в пункте 3.1 плотность застройки микрорайона Заовражный является очень большой, следовательно проведение графоаналитического метода не является целесообразным, так как вероятность выпадения точки центра нагрузок с координатами X и Y на земельный участок индивидуального жилого дома близка к 100 %. Следовательно, по согласованию с администрацией Калачинского муниципального района на генплане микрорайона выделены три участка под строительство комплектных трансформаторных подстанций максимально приближенных к центрам электрических нагрузок. На рисунке 1 приведено расположение комплектных трансформаторных подстанций на генплане застройки микрорайона Заовражный.

3.3 Технические характеристики трансформаторных подстанций

Комплектные трансформаторные подстанции киоскового типа напряжением 6(10) кВ, трехфазного переменного тока частотой 50 Гц предназначены для приема, преобразования и распределения электрической энергии в сетях электроснабжения промышленных предприятий, сельских и городских населенных пунктах.

КТПН представляет собой сваренную металлоконструкцию из стальных профилей, обшитых стальным листом, состоящую из трех устройств:

- устройство высокого напряжения (УВН);
- камера силового трансформатора напряжения (КСТ);
- распределительное устройство низкого напряжения (РУНН).

Отсек распределительного устройства высокого напряжения как правило выполняется из камеры КСО-366, КСО-366М, для КТПН 630 кВА. Отсек силового трансформатора, в качестве силовых трансформаторов применяются как масляные трансформаторы типа ТМГ, так и сухие трансформаторы типа ТС, ТСЛ, ТСЗ. Отсек распределительного устройства низкого напряжения состоит из панелей ЩО-70 как с автоматическими выключателями на вводе отходящих линиях, так и с рубильниками и предохранителями. В РУНН предусмотрена возможность установки учета электрической энергии, автоматического или местного управления уличным освещением, шкафа АВР (для 2-х трансформаторных КТП), автоматический выключатель для собственных нужд (освещения, отопления и вентиляции). На крыше отсека РУВН устанавливается шкаф воздушного ввода, который устанавливается съемным, внутри шкафа установлены ограничители перенапряжения или разрядники.

Все отсеки разделены металлическими перегородками с отверстиями для электрических соединений между собой согласно схемам соединений КТП и имеют отдельные двери, которые запираются замками и имеют жалюзи для охлаждения установленных внутри аппаратов.

На рисунке 2 [5] представлена комплектная трансформаторная подстанция КТПН-250/10/0,4-У1. КТПН-250/10/0,4-У1 применяется для электроснаб-

жения небольших населенных пунктов, сельскохозяйственных и производственных предприятий. Установка КТП-250/10/0,4–У1 требует соблюдения следующих требований к окружающей среде:

- температура воздуха от -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$ по Цельсию;
- относительная влажность воздуха (при $+20^{\circ}\text{C}$);
- обледенение толщиной не более 20 мм.



Рисунок 2 – Комплектная трансформаторная подстанция КТПН-250/10/0,4-У1

При работе КТП не допустимы удары, вибрация, наличие в воздухе токопроводной пыли, агрессивных паров и газов, которые могут разрушить изоляционные материалы и металл. Установка, монтаж и эксплуатация КТП должны быть производиться со всеми разрешительными согласованиями, по всем требованиям ПУЭ, а также с соблюдением всех норм техники безопасности. В таблице 5 приведены основные характеристики КТП-250/10/0,4–У1.

Таблица 5 – Характеристики КТП-250/10/0,4–У1

№ пп	Наименование характеристики	Величина
1	Номинальная мощность, кВА	250
2	Номинальная частота, Гц	50
3	Номинальное напряжение сети ВН, В	10000 или 6000
4	Номинальное напряжение сети НН, В	400
5	Габаритные размеры, мм	2400x2100x2100
6	Масса (без трансформатора), кг	1280

На рисунке 3 [5] представлена комплектная трансформаторная подстанция КТПН-400/10/0,4-У1.



Рисунок 3 – Комплектная трансформаторная подстанция КТПН-400/10/0,4-У1

КТПН-400/10/0,4-У1 является КТП киоскового типа представляющая собой металлический киоск, жесткий каркас которого способен выдержать значительную нагрузку. КТП устанавливается на утрамбованном грунте или бетонном фундаменте. Внутреннее пространство разделено на 3 отделения:

- ввода высокого напряжения,;
- трансформатора;
- распределения и вывода высокого напряжения.

Отделение ввода комплектуется высоковольтными изоляторами, предохранителями, выключателями нагрузки или разъединителем. К нему подключаются воздушные или кабельные линии трехфазного переменного тока с напряжением 6 (10 кВ). В отделении трансформатора устанавливается трехфазный масляный или сухой трансформатор, который преобразует переменный ток высокого напряжения, частотой 50 Гц, в переменный ток напряжением (0,4 кВ). В отделении низкого напряжения устанавливаются рубильники с предохранителями, автоматические выключателя для передачи и распределения перемен-

ного тока потребителям. Предусматривается также установка приборов учета электроэнергии, их подогрев, фидера внутреннего и уличного освещения. Технические характеристики КТПН-400/10/0,4-У1 аналогичны техническим характеристикам КТПН-250/10/0,4-У, за исключением той разницы, что мощность трансформатора составляет 400 ВА.

4 РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10 кВ

4.1 Особенности питания существующих распределительных сетей 10 кВ

Питание распределительной сети 10 кВ в южном микрорайоне г. Калачинска осуществляется по воздушной линии 10 кВ. По стороне 10 кВ ближайшая линия, от которой можно осуществить отбор желаемой мощности и строительства отпаечной линии для обеспечения электрификации микрорайона Заовражный, является воздушная линия 10 кВ Т-2.

Воздушная линия 10 кВ Т-2 по нормальной (диспетчерской) схеме получает питание от подстанции 110/35/10 кВ Калачинская, которая является основным источником питания. ВЛ-10 кВ Т-2 напрямую с ПС «Калачинская» связи не имеет, связь осуществляется через фидер 10 кВ К-11, посредством секционирования СР Т-2/К-11. Однолинейная схема ВЛ-10 кВ К-11 совместно с ВЛ-10 кВ Т-2 приведена в приложении №В.

На фидере ВЛ-10 кВ Т-2 преимущественно, большая часть потребляемой мощности приходится на бытовую нагрузку, тем не менее, наряду с этим присутствуют и наиболее значимые социальные объекты имеющий II категорию электроснабжения.

Для обеспечения надежного электроснабжения всех имеющихся потребителей при возникновении аварийных (непредвиденных) ситуаций, а также для производства плановых работ на фидере, предусмотрен второй резервный источник питания ПС 110/10 кВ «Калачинская Тяговая». ПС 110/10 кВ «Калачинская Тяговая» является ведомственной подстанцией и находится на балансе ПАО «Российские Железные Дороги».

					ФЮРА.140205.012 ПЗ			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Нусс Д. Д.			Разработка системы электро- снабжения 10 кВ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Хохлова Т. Е.					39	166
Реценз.						ТПУ ИнЭО гр. 3-9202		
Н.Контр								
Утвердил		Прохоров А. В.						

ВЛ-10 кВ Т-2 питает 15 трансформаторных подстанций, из них со строительной частью 7 шт., мачтовые трансформаторные подстанции – 1 шт., комплектные трансформаторные подстанции – 7 шт.

ВЛ-10 кВ Т-2 имеет структуру магистральной схемы электроснабжения с промежуточным отбором мощности, выполнена голым проводом, по магистрали АС-70, на отпайках к трансформаторным подстанциям голым проводом АС-35, АС-50.

4.2 Выбор схемы 10 кВ для электроснабжения микрорайона

Так как все потребители электрической энергии микрорайона составляют электроприемники третьей категории, то питание проектируемых трансформаторных подстанций будет осуществляться от ВЛ-10 кВ магистральной схемы электроснабжения приведенная на рисунке 4.

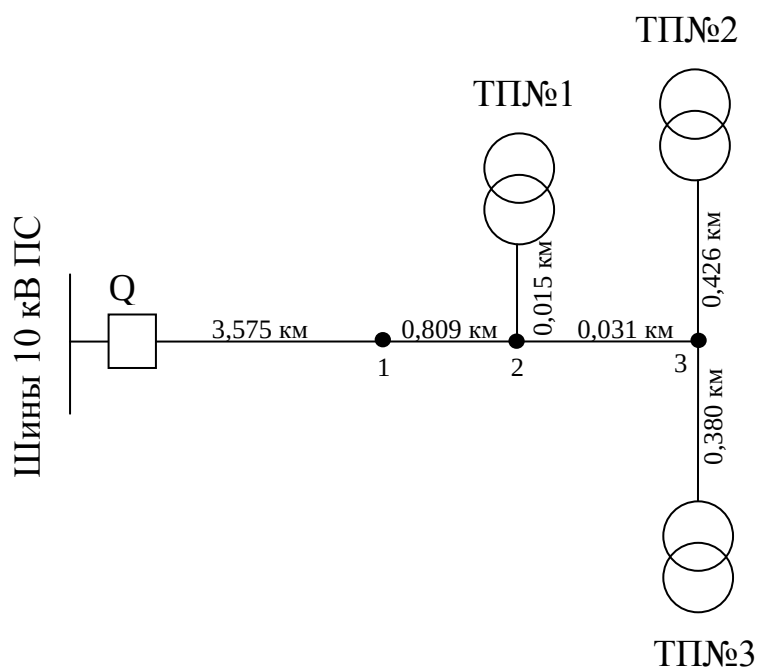


Рисунок 4 – Проектируемая магистральная схема электроснабжения

4.3 Выбор марки и сечения проводов ВЛ-10 кВ

При проектировании распределительных сетей на класс напряжение до 500 кВ включительно выбор сечения проводов производится по нормативным обобщенным показателям. В качестве таких показателей используются

нормативные значения экономической плотности тока и механической прочности.

Выбор сечения проводников по экономической плотности тока будем проводить по формуле (21):

$$F_{\text{эк.}} = \frac{I_{\text{расч.}}}{j_{\text{эк.}}}; \text{ мм}^2 \quad (21)$$

где $j_{\text{эк.}}$ - Нормированная плотность тока, А/мм² (кВА/км²), по табл.1.3.36, [2], принимаем $j_{\text{эк.}} = 1,6 \text{ А/мм}^2$;

$I_{\text{расч.}}$ - Расчетный ток в час максимума энергосистемы, А.

Расчетный ток принимается для нормального режима работы, т.е. увеличение тока в послеаварийных и ремонтных режимах не учитывается.

Определим расчетный ток для участков проектируемой ВЛ-10 кВ по формуле:

$$I_{\text{р.}} = \frac{S_{\text{р.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \text{ А} \quad (22)$$

где $S_{\text{р.}}$ - Полная расчетная мощность, кВА;

$U_{\text{ном}}$ - Расчетный ток в час максимума энергосистемы, кВ.

Для примера произведем расчет проектируемой ВЛ-10 кВ на участке ТП№3 – 3:

По выражению (22) определяем расчетный ток:

$$I_{\text{р.}} = \frac{375,42}{\sqrt{3} \cdot 10} = 21,6 \text{ А.}$$

По выражению (21) определяем сечение провода по экономической плотности тока:

$$F_{\text{эк.}} = \frac{21,6}{1,6} = 13,5 \text{ мм}^2.$$

Сечение, полученное в результате указанного расчета, округляется до ближайшего стандартного сечения. На воздушных линиях выше 1 кВ по условию механической прочности следует применять провода с учетом

требований ПУЭ. Согласно табл. 2.5.5 [2], на ВЛ без пересечений в II районе по гололеду минимальное сечение провода составляет 50 мм^2 . В последние годы на ВЛ 6-10-35 кВ получили распространения самонесущие изолированные провода (СИП). Последняя конструкция такого провода – СИП-3. Это одножильный самонесущий провод с защищенным покровом. Жила выполнена из алюминиевого сплава высокой прочности или из сталеалюминия [7]. Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей и снижения эксплуатационных затрат при проектировании ВЛ-10 кВ будем применять самонесущие изолированные провода марки СИП-3. Для участка проектируемой ВЛ-10 кВ ТП№3 – 3 по таблице 2.1 [6] выбираем провод СИП-3 1х50 с сечением провода $F = 50 \text{ мм}^2$.

Расчетные значения экономической плотности тока и расчетного тока в час максимальной нагрузки, а также параметры выбранных проводов [табл. 2.4, 2.6, 2.7, [2]] для каждого участка проектируемой ВЛ-10 кВ сведем в таблицу 6.

Таблица 6 – Расчетные значения экономической плотности тока, расчетного тока в час максимальной нагрузки, а также параметры выбранных проводов

Участок ВЛ- 10 кВ	$I_{p.},$ А	$F_{эк.},$ мм^2	Марка провода	$r_0,$ Ом/км	$\chi_0,$ Ом/км	$I_{доп.},$ А
ТП№1 – 2	21,45	13,4	СИП-3 1х50	0,720	0,299	245
ТП№2 – 3	11,58	7,24	СИП-3 1х50	0,720	0,299	245
ТП№3 – 3	21,6	13,5	СИП-3 1х50	0,720	0,299	245
2 – 3	33,18	20,73	СИП-3 1х50	0,720	0,299	245
1 – 2	54,63	34,14	СИП-3 1х50	0,720	0,299	245

Электрический ток нагрузки, протекая по проводнику, нагревает его. Нормами, приведенными в п.1.3.10, 1.3.11 [2] установлены наибольшие допустимые температуры нагрева жил проводов и кабелей. Исходя из этого, определены длительно допустимые токовые нагрузки для проводов и кабелей в зависимости от материала.

Исходя из выше сказанного, проверим выбранный повод СИП-3 1х50 по условию нагрева:

$$I_{\text{доп.}} \geq I_{\text{раб.мах}}; \quad (23)$$

где $I_{\text{доп.}}$ - Длительно-допустимый ток нагрузки, А;

$I_{\text{раб.мах}}$ - Ток рабочий максимальный, А.

Так как наибольшая величина расчетного тока в период максимальной нагрузки проектируемой ВЛ-10 кВ приходится на участок 1-2, то проверку по условию нагрева провода произведем для этого участка.

$$I_{\text{раб.мах}} = 54,63 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 245 \text{ А}.$$

Исходя из выражения (23) видно, что выбранное сечение провода удовлетворяет условию нагрева.

4.4 Проверочный расчет линии 10 кВ Т-2 на потери напряжения

Согласно ГОСТ 13109-97 – допустимое нормальное отклонение напряжения у потребителей составляет $\pm 5\%$ номинального, максимальное отклонение допускается до $\pm 10\%$ у электроприемников и уровней напряжения на шинах центра питания. Потери напряжения в электрических сетях 6-10 кВ не должны превышать – $\pm 10\%$.

По допустимой потере напряжения $\Delta U_{\text{доп}}$ следует выбирать такие сечения проводников, при которых фактические наибольшие потери напряжения в них $\Delta U_{\text{нб}}$ не больше допустимых, согласно условию:

$$\Delta U_{\text{нб}} \leq \Delta U_{\text{доп}} \quad (24)$$

где $\Delta U_{\text{нб}}$ - Наибольшие потери напряжения, %;

$\Delta U_{\text{доп}}$ - Допустимые потери напряжения, %.

Здесь под наибольшим понимается потеря напряжения от источника питания (шин низкого напряжения подстанции) до наиболее удаленного узла сети. В воздушных и кабельных линиях напряжением 0,4 – 10 кВ при небольших нагрузках активное сопротивление больше индуктивного $R_{\text{ли}} > X_{\text{ли}}$. Как правило,

активная составляющая потерь напряжения в них больше реактивной $\Delta U_a > \Delta U_p$, поэтому изменение сечения в таких сетях можно добиться нужной величиной потери напряжения $\Delta U_{нб}$.

При выборе сечения проводников по допустимо потере напряжения наряду с выполнением условия (24) могут применяться во внимание дополнительные условия: неизменности сечения по всей линии с несколькими нагрузками $F = const$; минимум расхода проводникового металла $m_F \rightarrow \min$; минимум потерь активной мощности в линиях $\Delta P_{\Sigma} \rightarrow \min$.

Необходимость выполнения первого дополнительного условия характерна для городских сетей, имеющих большое количество нагрузок, достаточно близко расположенных к друг другу. Второе условие необходимо соблюдать в сельских сетях, где из-за относительно малых нагрузок экономия металла важнее экономии потерь электроэнергии. Последнее условие, соответствующее постоянной плотности тока, наиболее характерно для промышленных сетей, имеющих достаточно большие нагрузки при малых расстояниях передачи.

Согласно особенности питания существующих распределительных сетей ВЛ-10 кВ Т-2 (п.4.1) расчет наибольших потерь напряжения будем производить для нормального режима работы схемы 10 кВ от наиболее удаленного узла сети – проектируемой ТП№3 (Заовражный микрорайон) до источника питания – ПС 110/35/10 кВ «Калачинская».

Считаем, что трехфазные трехпроводные линии напряжением 6-10 кВ работают с равномерной нагрузкой, т.е., что каждая из фаз такой линии нагружена равномерно.

Расчет наибольших потерь напряжения будем производить по следующему выражению:

$$\Delta U_{нб} = \frac{(P \cdot r_0 + Q \cdot x_0) \cdot l}{U_{ном}}; \text{ В} \quad (25)$$

где P - Активная мощность нагрузки, кВт;

Q - Реактивная мощность нагрузки, кВар;

r_0 - Активное сопротивление линии, Ом/км;

x_0 - Индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

l - длина линии, км;

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

Выражение потери напряжения в вольтах (25) необходимо перевести в киловольты и представить в процентах:

$$\Delta U_{\%i} = \frac{\Delta U_i}{U_{ном}} \cdot 100; \% \quad (26)$$

Расчет потерь напряжения будем производить для узлов нагрузки согласно схеме 1.

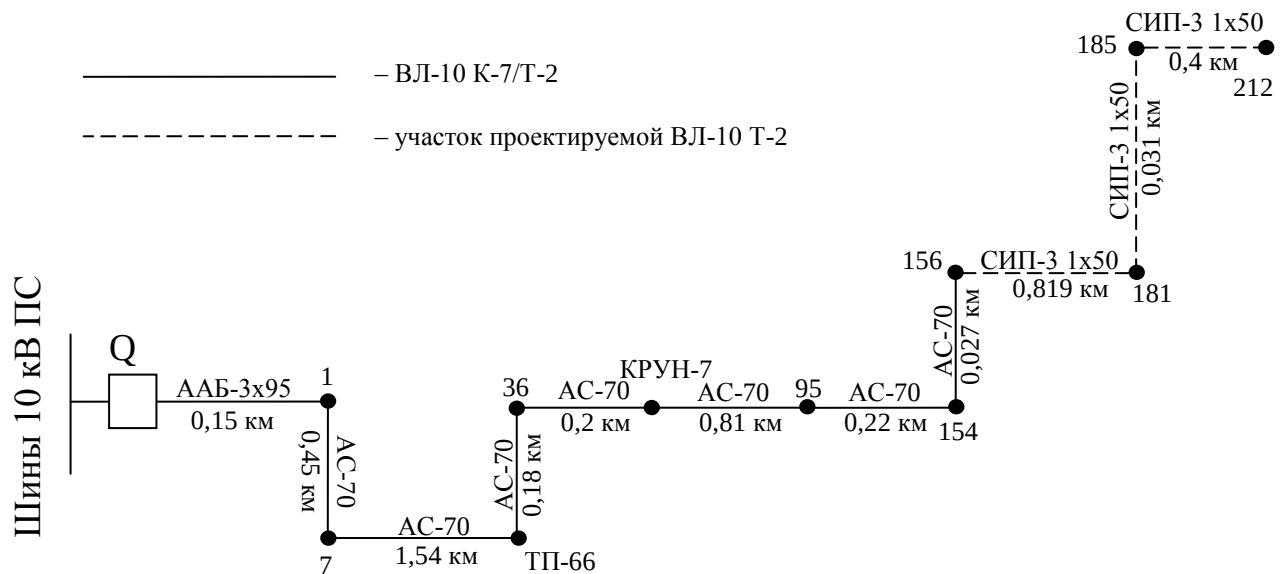


Схема 1 – Расчетная схема наибольших потерь напряжения

Значения r_0, x_0 для провода СИП-3 1х50 приведены в таблице 6. Для провода АС-70 значение $r_0 = 0,46$ Ом/км; $x_0 = 0,34$ Ом/км. [8].

Приведем пример расчета потери напряжения для участка проектируемой ВЛ-10 кВ для электроснабжения микрорайона по выражению (26):

$$\Delta U_{он\ №212-он\ №185} = \frac{(357,56 \cdot 0,720 + 114,43 \cdot 0,299) \cdot 0,400}{10} = 11,7 \text{ В.}$$

Переводим полученное значение в вольтах в киловольты по выражению (27):

$$\Delta U_{\% \text{оп} \text{№} 212 - \text{оп} \text{№} 185} = \frac{11,7}{10000} \cdot 100 = 0,117 \%$$

Потери напряжения от шин 10 кВ до конца расчетного участка определяются путем суммирования потерь напряжения тех участков, по которым передается нагрузка рассматриваемого участка ВЛ-10 кВ. Результаты расчетов сведем в таблицу 7.

Таблица 7 – Результаты расчета потерь напряжения на ВЛ-10 кВ Т-2 от наиболее удаленного узла сети до источника питания

№ п/п	Наименование участка расчета	Потери напряжения, ΔU	
		В	%
1	$\Delta U_{\text{он} \text{№} 212 - \text{он} \text{№} 185}$	11,70	0,117
2	$\Delta U_{\text{он} \text{№} 185 - \text{он} \text{№} 181}$	1,414	0,014
3	$\Delta U_{\text{он} \text{№} 181 - \text{он} \text{№} 156}$	60,26	0,602
4	$\Delta U_{\text{он} \text{№} 156 - \text{он} \text{№} 154}$	1,566	0,0156
5	$\Delta U_{\text{он} \text{№} 154 - \text{он} \text{№} 95}$	16,62	0,166
6	$\Delta U_{\text{он} \text{№} 95 - \text{он} \text{№} \text{КРУН} - 7}$	73,06	0,73
7	$\Delta U_{\text{он} \text{№} \text{КРУН} - 7 - \text{он} \text{№} 36}$	18,04	0,180
8	$\Delta U_{\text{он} \text{№} 36 - \text{он} \text{№} \text{ТП} - 66}$	19,75	0,197
9	$\Delta U_{\text{он} \text{№} \text{ТП} - 66 - \text{он} \text{№} 7}$	169,01	1,69
10	$\Delta U_{\text{он} \text{№} 7 - \text{он} \text{№} 1}$	51,6	0,516
11	$\Delta U_{\text{он} \text{№} 1 - \text{он} \text{№} \text{ПС}}$	10,22	0,102
	$\sum \Delta U$	433,24	4,329%

Согласно условию (24) расчетные потери напряжения не превышают допустимые, следовательно, потери напряжения находятся в пределах допустимых значений:

$$\Delta U_{\text{НБ}} = 4,329\% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 10\%$$

Условие проверки выполняется.

4.5 Расчет токов короткого замыкания для ВЛ-10 кв Т-2

Коротким замыканием (КЗ) называют замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо – и эффективно - заземленными нейтралями, замыкания между фазами, витковые замыкания в электрических машинах [9].

Короткое замыкание проходит через переходное сопротивление, например через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции. Иногда возникают короткие металлические замыкания без переходного сопротивления.

Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

В трехфазных электроустановках возникают трех- и двухфазные короткие замыкания. В трехфазных сетях с глухо – и эффективно – заземленными нейтралями дополнительно могут возникнуть также одно – и двухфазные короткие замыкания на землю (замыкание двух фаз между собой с одновременным соединением их с землей) [9].

При коротком замыкании происходит увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превышающих номинальные значения в несколько раз.

Протекание токов короткого замыкания способствует возникновению значительных электродинамических усилий между проводниками электрической энергии. Длительное воздействие токов КЗ может приводить к разрушению токоведущих частей, а в особенности нарушению изоляции. Электрические машины, электрические и электронные аппараты, токоведущие части должны быть спроектированы таким образом, чтобы выдерживать усилия без их повреждения, в результате возникающих коротких замыканий, тем самым должны обладать электродинамической устойчивостью.

Протекание токов короткого замыкания сопровождается увеличением потерь электроэнергии в проводниках и контактах, вызывает их повышенный

нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т.п. Проводники и аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами короткого замыкания, т.е. должны быть термически стойкими [9]. Короткие замыкания сопровождаются понижением уровня напряжения в распределительных сетях, особенно вблизи места повреждения.

Короткое замыкание сопровождается переходным процессом, при котором значение токов и напряжений, а также характер их изменения во времени зависят от соотношения мощностей и сопротивлений источника питания (генератор, система) и цепи, в которой произошло повреждение. С учетом этого все возможные случаи КЗ можно условно разделить на две группы, а именно: КЗ в цепях, питающихся от шин неизменного напряжения (энергосистемы); КЗ вблизи генератора ограниченной мощности.

Быстрое отключение поврежденного участка в результате возникшего на нем короткого замыкания, обеспечивает надежность работы энергосистемы и предотвращает повреждение оборудования. Правильный выбор электрических аппаратов по условию короткого замыкания, использование токоограничивающих приборов, использование рациональных схем можно отнести к мерам, уменьшающим опасность развития аварийных ситуаций в системах электроснабжения.

Основные допущения, принятые при расчете токов короткого замыкания:

- расчетное место короткого замыкания выбирают так, чтобы ток короткого замыкания, протекающий через выбираемый аппарат был максимально возможным;
- активным сопротивлением можно пренебречь, если оно более, чем в три раза меньше индуктивного;
- сопротивление короткого замыкания считают равным нулю, т.е. рассматривается металлическое короткое замыкание;

- сопротивлением коммутационных аппаратов, источников, кабельных перемычек пренебрегают, т.к. оно мало;
- величина напряжения при расчете токов берется на 5% больше номинального;
- рассчитывается трехфазное короткое замыкание, т.к. оно симметричное, а токи максимальные;
- все источники, от которых может получать питание место короткого замыкания, работают параллельно и их ЭДС совпадают по фазе.

Для расчетов токов КЗ составляют расчетную схему системы электропитания (схема 2) и на её основе схему замещения. Расчетная схема представляет собой упрощенную однолинейную схему включающая в себя все элементы схемы электропитания и их параметры, влияющие на ток короткого замыкания. В расчетной схеме указывают точки в которых необходимо определить ток короткого замыкания.

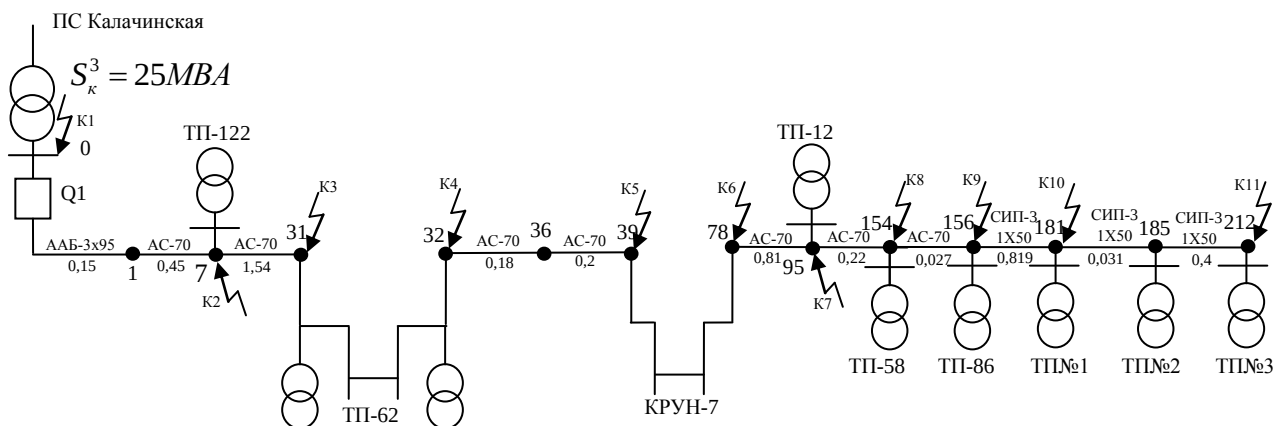


Схема 2 – Расчетная схема системы электропитания токов КЗ

Для приведения сопротивлений к базисным условиям в простых распределительных сетях, чаще всего применяется система именованных единиц, в которой все сопротивления приводятся к базисному напряжению U_{σ} . За базисное напряжение принимается среднономинальное напряжение. Примем $U_{\sigma} = 10,5 \text{ кВ}$. За базисную мощность примем номинальную мощность силового трансформатора на ПС «Калачинская» 110/35/10 кВ $S_k^3 = 25 \text{ МВА}$.

Определим сопротивление системы по формуле:

$$X_{CB} = \frac{U_B^2}{S_k^3}; \text{ Ом} \quad (27)$$

где U_B^2 - Базисное напряжение, кВ;

S_k^3 - Базисная мощность источника питания, МВА.

$$X_{CB} = \frac{10500^2}{25000000} = 4,41 \text{ Ом.}$$

Определяем сопротивления участков линий по формуле:

$$r_{i-j} = r_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\delta}}{U_{CHOM}} \right)^2; \text{ Ом} \quad (28)$$

$$x_{i-j} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\delta}}{U_{CHOM}} \right)^2; \text{ Ом} \quad (29)$$

где r_0, x_0 - активное и индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

l - Длина линии, км.

$$r_{0-1} = 0,31 \cdot 0,15 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5} \right)^2 = 0,046 \text{ Ом.}$$

$$x_{0-1} = 0,081 \cdot 0,15 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5} \right)^2 = 0,012 \text{ Ом.}$$

$$r_{1-7} = 0,46 \cdot 0,45 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5} \right)^2 = 0,207 \text{ Ом.}$$

$$x_{1-7} = 0,34 \cdot 0,45 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5} \right)^2 = 0,153 \text{ Ом.}$$

$$r_{7-31} = 0,46 \cdot 1,54 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5} \right)^2 = 0,708 \text{ Ом.}$$

$$x_{7-31} = 0,34 \cdot 1,54 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5} \right)^2 = 0,523 \text{ Ом.}$$

$$r_{32-36} = 0,46 \cdot 0,18 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5} \right)^2 = 0,082 \text{ Ом.}$$

$$x_{32-36} = 0,34 \cdot 0,18 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5} \right)^2 = 0,061 \text{ Ом.}$$

$$r_{36-39} = 0,46 \cdot 0,2 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5}\right)^2 = 0,092 \text{ Ом.}$$

$$x_{36-39} = 0,34 \cdot 0,2 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5}\right)^2 = 0,068 \text{ Ом.}$$

$$r_{78-95} = 0,46 \cdot 0,81 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5}\right)^2 = 0,372 \text{ Ом.}$$

$$x_{78-95} = 0,34 \cdot 0,81 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5}\right)^2 = 0,275 \text{ Ом.}$$

$$r_{95-154} = 0,46 \cdot 0,22 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5}\right)^2 = 0,101 \text{ Ом.}$$

$$x_{95-154} = 0,34 \cdot 0,22 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5}\right)^2 = 0,074 \text{ Ом.}$$

$$r_{154-156} = 0,46 \cdot 0,027 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5}\right)^2 = 0,012 \text{ Ом.}$$

$$x_{154-156} = 0,34 \cdot 0,027 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5}\right)^2 = 0,009 \text{ Ом.}$$

$$r_{156-181} = 0,72 \cdot 0,819 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5}\right)^2 = 0,589 \text{ Ом.}$$

$$x_{156-181} = 0,299 \cdot 0,819 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5}\right)^2 = 0,244 \text{ Ом.}$$

$$r_{181-185} = 0,72 \cdot 0,031 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5}\right)^2 = 0,022 \text{ Ом.}$$

$$x_{181-185} = 0,299 \cdot 0,031 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5}\right)^2 = 0,009 \text{ Ом.}$$

$$r_{186-212} = 0,72 \cdot 0,4 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5}\right)^2 = 0,288 \text{ Ом.}$$

$$x_{181-186} = 0,299 \cdot 0,4 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5}\right)^2 = 0,119 \text{ Ом.}$$

Составим схему замещения для расчета токов короткого замыкания.

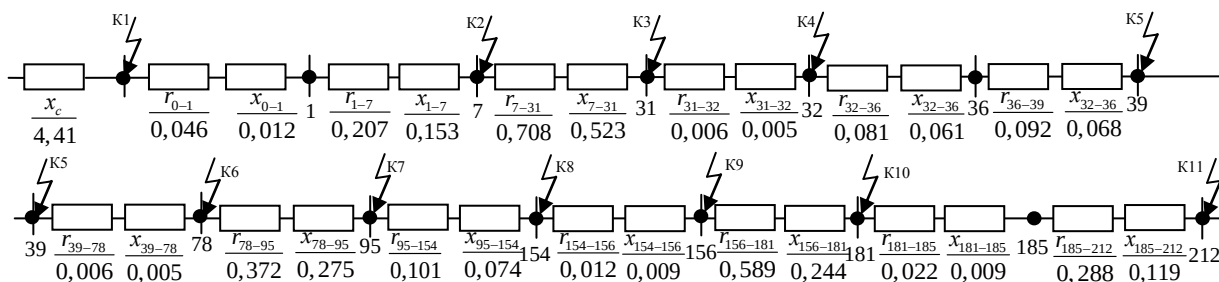


Схема 3 – Схема замещения электроснабжения токов КЗ

Результирующее сопротивление до точки КЗ определим по формуле:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2)}; \text{ Ом} \quad (30)$$

где R_{Σ}, X_{Σ} - Результирующее активное и индуктивное сопротивление линии, Ом/км.

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(2,53^2 + 5,98^2)} = 6,49 \text{ Ом.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К11:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}} \cdot \frac{U_B}{U_{C.HOM}}; \text{ А} \quad (31)$$

$$I_K^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 6,49} \cdot \frac{10500}{10500} = 933,8 \text{ А.}$$

Ток двухфазного КЗ в точке К11:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K^{(3)}; \text{ А} \quad (32)$$

$$I_K^{(2)} = 0,865 \cdot 933,8 = 807,7 \text{ А.}$$

Ударный ток в точке К11:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K^3; \text{ А} \quad (33)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,25 \cdot 933,8 = 1650,7 \text{ А.}$$

где K_y - Ударный коэффициент, определяется по формуле:

$$K_y = 1 + e^{\frac{-3,14 R_{\Sigma}}{X_{\Sigma}}}; \quad (34)$$

$$K_y = 1 + e^{\frac{-3,14 \cdot 2,53}{5,98}} = 1,26.$$

Мощность короткого замыкания в точке К11 определим по формуле:

$$S_K^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{C.HOM} \cdot I_K^{(3)}; \text{МВА} \quad (35)$$

$$S_K^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10500 \cdot 933,8 = 16,98 \text{ МВА}.$$

Расчет токов короткого замыкания сведем в таблицу 8.

Таблица 8 – Расчет токов короткого замыкания в нормальном режиме от ПС 110/35/10 кВ Калачинская

Точки КЗ	Напряжение, кВ	Сопротивление, Ом			Ударный коэффициент, K_y	Точки КЗ, кА				Мощность КЗ, $S_K^{(3)}$ МВА
		R	X	Z		I_K^3	I_K^2	I_K^1	i_y	
K1	10,5	0	4,41	4,41	2	1,37	1,18	—	3,87	25
K2	10,5	0,253	4,57	4,58	1,84	1,32	1,14	—	3,43	24
K3	10,5	0,961	5,09	5,18	1,55	1,17	1,01	—	2,56	21
K4	10,5	0,967	5,103	5,19	1,55	1,16	1,00	—	2,54	21
K5	10,5	1,140	5,230	5,35	1,51	1,13	0,98	—	2,41	20
K6	10,5	1,146	5,235	5,36	1,50	1,13	0,98	—	2,39	20
K7	10,5	1,518	5,510	5,72	1,42	1,10	0,95	—	2,21	20
K8	10,5	1,619	5,584	5,81	1,40	1,08	0,94	—	2,14	19
K9	10,5	1,631	5,593	5,83	1,40	1,08	0,94	—	2,14	19
K10	10,5	2,22	5,837	6,24	1,30	0,97	0,84	—	1,78	18
K11	10,5	2,53	5,98	6,49	1,26	0,93	0,81	—	1,65	17

4.6 Выбор коммутационного оборудования на ВЛ-10 кВ Т-2

Для уменьшения простоя потребителей электрической энергии из-за отключения питающей линии, обеспечения надежной работы электроустановки проектируемой ВЛ-10 кВ, а также для возможности вывода в ремонт

проектируемой отпайки ВЛ-10 кВ Т-2, разобьем линию при помощи коммутационных аппаратов. В качестве коммутационного аппарата в данном случае целесообразно применять разъединители. Разъединители типа РЛНД устанавливаются на отпайках протяженностью от 3 км и более.

На проектируемой отпайке ВЛ-10 кВ Т-2 произведем установку четырех разъединителей. Один из которых, непосредственно, установим перед врезкой проектируемой отпайки ВЛ-10 кВ в существующую линию 10 кВ Т-2 на проектируемой опоре №158, а установку оставшихся трех разъединителей необходимо осуществить перед каждой проектируемой КТП, а именно: КТП№1 – опора №182, КТП№2 – опора №199, КТП№3 – опора №212.

Схему для установки коммутационных аппаратов на ВЛ-10 кВ приведем ниже.

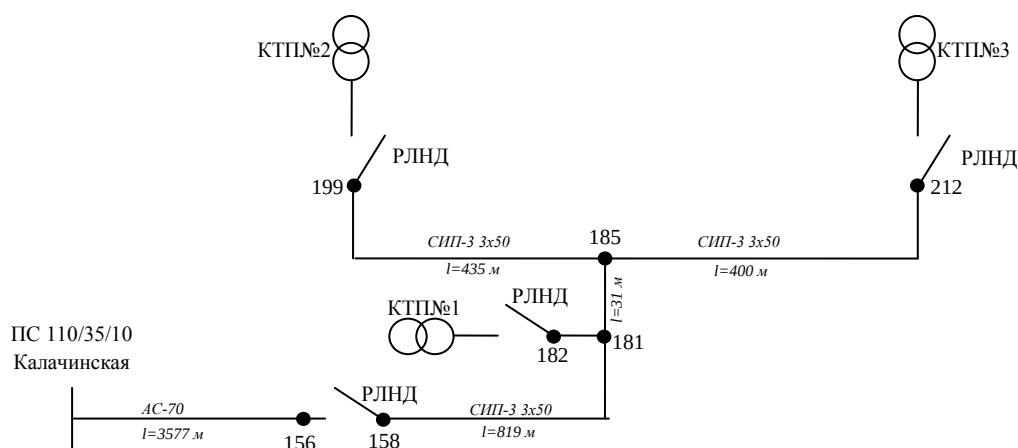


Схема 4 – Расположение коммутационных аппаратов на проектируемой ВЛ-10 кВ Т-2

Выбор разъединителей производится [10]:

- по напряжению;
- по току;
- по электродинамической устойчивости;
- по термической устойчивости.

Для примера произведем выбор коммутационного аппарата на опоре №158. Предлагается для установки разъединитель типа РЛНД 1-10/200 УХЛ1 с приводом ПРНЗ-10.

Выбор разъединителей по напряжению производится согласно условию:

$$U_{н.с.} \leq U_{н.р.}; \text{ кВ} \quad (36)$$

где $U_{н.с.}$ - Номинальное напряжение сети, кВ;

$U_{н.р.}$ - Номинальное напряжение разъединителя, кВ.

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$$

Условие выбора разъединителя по напряжению выполняется.

Выбор разъединителей по току производится согласно условию:

$$I_{расч} \leq I_n; \text{ А} \quad (37)$$

где $I_{расч}$ - Расчетный ток сети, А;

I_n - Номинальный ток разъединителя, А.

$$I_{расч} = 54,7 \text{ А} \leq I_n = 200 \text{ А}$$

Условие выбора разъединителя по току выполняется.

Выбор разъединителя по электродинамической устойчивости производится согласно условию:

$$i_{уд} \leq i_d; \text{ кА} \quad (38)$$

где $i_{уд}$ - Ударный ток в точке короткого замыкания, кА;

i_d - Ток динамической устойчивости разъединителя, кА.

$$i_{уд} = 2,14 \text{ кА} \leq i_d = 25 \text{ кА}$$

Условие выбора разъединителя по ударному току выполняется.

Выбор разъединителя по термической устойчивости производится согласно условию: $B_k \leq I_m^2 t_m$

$$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m; \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (39)$$

где $I_m^2 \cdot t_m$ - Ток и время термической устойчивости разъединителя, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$.

$$B_k = (I_k^3)^2 \cdot t_{экр}; \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (40)$$

где I_k^3 - Ток и трехфазного короткого замыкания, кА;

$t_{экр}$ - эквивалентное время примерно равное времени протекания тока трехфазного короткого замыкания, может быть принято 2 с.

$$B_k = (1,08)^2 \cdot 2 = 2,16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_k = 2,16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq I_m^2 \cdot t_m = 10 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Условие выбора разъединителя по термической устойчивости выполняется.

Окончательно выбираем разъединитель РЛНД-1-10/200 УХЛ1.



Рисунок 5 – Разъединитель РЛНД-1-10/200 [5]

Результаты выбора сведем в таблицу 9.

Таблица 9 – Результаты выбора разъединителей

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
Разъединитель: РЛНД-1-10/200 УХЛ1 на опоре №158		
$U_{н.с.} \leq U_{н.р}$	$U_{н.с.} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.р} = 10 \text{ кВ}$
$I_{расч} \leq I_n$	$I_{расч} = 54,7 \text{ А}$	$I_n = 200 \text{ А}$
$i_{yo} \leq i_d$	$i_{yo} = 2,14 \text{ кА}$	$i_d = 25 \text{ кА}$
$B_k \leq I_m^2 t_m$	$B_k = 2,16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 t_m = 10 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Разъединитель: РЛНД-1-10/200 УХЛ1 на опоре №182		
$U_{н.с.} \leq U_{н.р}$	$U_{н.с.} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.р} = 10 \text{ кВ}$
$I_{расч} \leq I_n$	$I_{расч} = 21,45 \text{ А}$	$I_n = 200 \text{ А}$
$i_{yo} \leq i_d$	$i_{yo} = 1,78 \text{ кА}$	$i_d = 25 \text{ кА}$
$B_k \leq I_m^2 t_m$	$B_k = 1,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 t_m = 10 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Разъединитель: РЛНД-1-10/200 УХЛ1 на опоре №199		
$U_{н.с.} \leq U_{н.р}$	$U_{н.с.} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.р} = 10 \text{ кВ}$
$I_{расч} \leq I_n$	$I_{расч} = 11,58 \text{ А}$	$I_n = 200 \text{ А}$
$i_{yo} \leq i_d$	$i_{yo} = 1,67 \text{ кА}$	$i_d = 25 \text{ кА}$
$B_k \leq I_m^2 t_m$	$B_k = 1,88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 t_m = 10 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Продолжение таблицы 9

Разъединитель: РЛНД-1-10/200 УХЛ1 на опоре №212		
$U_{н.с.} \leq U_{н.р}$	$U_{н.с.} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.р} = 10 \text{ кВ}$
$I_{расч} \leq I_n$	$I_{расч} = 21,7 \text{ А}$	$I_n = 200 \text{ А}$
$i_{уд} \leq i_d$	$i_{уд} = 1,65 \text{ кА}$	$i_d = 25 \text{ кА}$
$B_k \leq I_m^2 t_m$	$B_k = 1,86 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 t_m = 10 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.7 Механический расчет проектируемой воздушной линии 10 кВ

Исходные данные сведем в таблицу 10.

Таблица 10 – Исходные данные

Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	10
Длина трассы	$L_{ВЛ}$	км	
Марка провода	СИП-3 1х50		
Количество цепей ЛЭП	$n_{ц}$	шт	1
Местность	Калачинск		
Наинизшая температура	t_-	$^{\circ}\text{C}$	-37
Наивысшая температура	t_+	$^{\circ}\text{C}$	+38
Среднегодовая температура	$t_{сг}$	$^{\circ}\text{C}$	0
Температура гололедообразования	t_2	$^{\circ}\text{C}$	-5

Характеристики самонесущего изолированного провода приведены в табл. 2.1 [11].

Таблица 11 – Характеристики изолированных проводов

Составляющие провода	Провод
Сечение F, мм ²	50 мм ²
Диаметр d, мм	12,6
Удельный вес М, кг/км	239

4.7.1 Выбор нормативного ветрового давления, нормативной толщины стенки гололедных отложений, вертикального нормативного габарита

Выбор нормативного ветрового давления [2, табл.2.5.1], нормативной толщины стенки гололедных отложений [2, табл.2.5.3], вертикального нормативного габарита осуществляется в зависимости от района строительства ВЛ,

который относится к определенному району по гололеду [2, рис. 2.5.2] и ветровому району [2, рис. 2.5.1]. Район по гололеду и ветровой район определяется по картам районирования.

Интенсивность внешних воздействий на конструктивные элементы ВЛ принимают исходя из частоты повторяемости наибольших гололедной и ветровой нагрузок один раз в десять лет.

Наименьшее расстояние от проводов ВЛ до поверхности земли (вертикальный нормированный габарит) определяется в зависимости от характеристики местности (населенность, рельеф) [2, рис.2.5.20].

Необходимо выбрать для своего ветрового района нормативный скоростной напор на высоте до 15 м над поверхностью земли; для своего района по гололеду – нормативную толщину стенки гололеда для высоты 10 м над поверхностью земли; для ВЛ заданного класса напряжения и для заданной местности выбрать наименьшее допустимое расстояние от проводов ВЛ до поверхности земли – вертикальный нормативный габарит.

Таблица 12 – Выбор нормативного скоростного напора, нормативной толщины стенки гололедных отложений, вертикального нормированного габарита

Ветровой район	II
Нормативное ветровое давление W_0 , Н/м ²	500
Приближенная скорость ветра v , м/сек	29
Район по гололеду	II
Нормативная толщина стенки гололеда b_9 , мм	15
Вертикальный нормативный габарит h_2 , м	6,0

4.7.2 Определение физико-механических характеристик провода воздушной линии

Провод СИП-3 является защищенным проводом для воздушных линий электропередачи 10 – 20 кВ. Токопроводящая жила скручена из круглых проволок из термообработанного алюминиевого сплава, поверх токопроводящей жилы наложена полимерная защитная изоляция из светостабилизированного сши-

того полиэтилена, исключающего замыкание проводов при схлестывании и снижающая вероятность замыкания на землю.

Температурный коэффициент линейного удлинения [2, табл. 2.5.8]

$$\alpha \cdot 10^{-6} = 23 \cdot 10^{-6} \text{ } 1/^{\circ}\text{C}$$

Модуль упругости [2, табл. 2.5.8]

$$E \cdot 10^{-6} = 6,3 \cdot 10^4 \text{ Н/мм}^2$$

Величина напряжения в подвешенном на опоре проводе зависит от величины внешней силы, находящейся в свою очередь в зависимости от механических нагрузок, включая собственный вес провода. Величина допустимого напряжения при среднегодовой температуре определяется в зависимости от сечения провода [2, табл. 2.5.7]

$$\sigma_{ce} = 85 \text{ Н/мм}^2$$

Величина допустимого напряжения при низшей температуре и при максимальной нагрузке так же определяется в зависимости от сечения провода [2, табл. 2.5.7]

$$\sigma_{нб} = \sigma_{-} = 114 \text{ Н/мм}^2$$

4.7.3 Определение удельных механических нагрузок от внешних воздействий на провод

Существует семь основных нагрузок на провода ВЛЭП, которые характеризуют работу провода при различных климатических воздействиях на него.

1. Определение постоянно действующей нагрузки от собственной массы провода

$$P_n = M_{\Pi} \cdot g \cdot 10^{-3} = 239 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 2,342 \text{ Н/м} \quad (41)$$

где M_{Π} – Расчетный вес провода [11, табл. 2.1], кг/км;

g – Коэффициент, учитывающий приращение длины скрученных проволок.

Тогда удельная действующая нагрузка от собственной массы провода:

$$\gamma_n = \frac{P_n}{F} = \frac{2,342}{50} = 0,047 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2) \quad (42)$$

F – Площадь поперечного сечения провода.

2. Определение временно действующей нагрузки от массы гололедных отложений.

Для определения нагрузки необходимо предварительно вычислить стрелу провеса провода и найти высоту расположения приведенного центра тяжести.

По исходным данным выбирается тип промежуточной опоры. Принимаем длину пролета

$$l = 50 \text{ м}$$

Стрела провеса провода:

$$f = \frac{\gamma_{\text{л}} \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{\text{сз}}} = \frac{0,047 \cdot 50^2}{8 \cdot 85} = 0,170 \text{ м}$$

Среднеарифметическое значение высоты крепления проводов к изоляторам:

$$h_{\text{CP}} = \frac{\sum_{i=1}^n H_{\text{mp}}^i}{n}; \text{ м} \quad (43)$$

где $H_{\text{тр}}$ – высота крепления провода, м;

n – количество зон, отсчитываемых от поверхности земли в месте установки опоры.

$$h_{\text{CP}} = \frac{\sum_{i=1}^n H_{\text{mp}}^i}{n} = \frac{7,75 + 7,75 + (7,75 + 1,100)}{3} = 8 \text{ м.}$$

Высота расположения приведенного центра тяжести проводов:

$$h_{\text{np}} = h_{\text{cp}} - \frac{2}{3} \cdot f = 8 - \frac{2}{3} \cdot 0,170 = 7,9 \text{ м}$$

Нормативная гололедная нагрузка на 1 метр провода:

$$P_{\text{зн}}^{\text{H}} = \pi \cdot \kappa_i \cdot \kappa_d \cdot b_{\text{э}} \cdot (d_n + \kappa_i \cdot \kappa_d \cdot b_{\text{э}}) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3} \quad (44)$$

где κ_i , κ_d – коэффициенты, учитывающие изменения толщины стенки гололеда по высоте и в зависимости от диаметра провода [2, п. 2.5.4];

b_9 - толщина стенки гололеда;

d_n - диаметр провода;

$\rho = 0,9 \text{ г/см}^3$ - плотность льда.

Так как приведенный центр тяжести проводов меньше 25 м, то коэффициент K_i учитывающий изменение толщины стенки гололёда по высоте над поверхностью земли и коэффициент K_d учитывающий изменение стенки гололёда в зависимости от диаметра провода не вводятся.

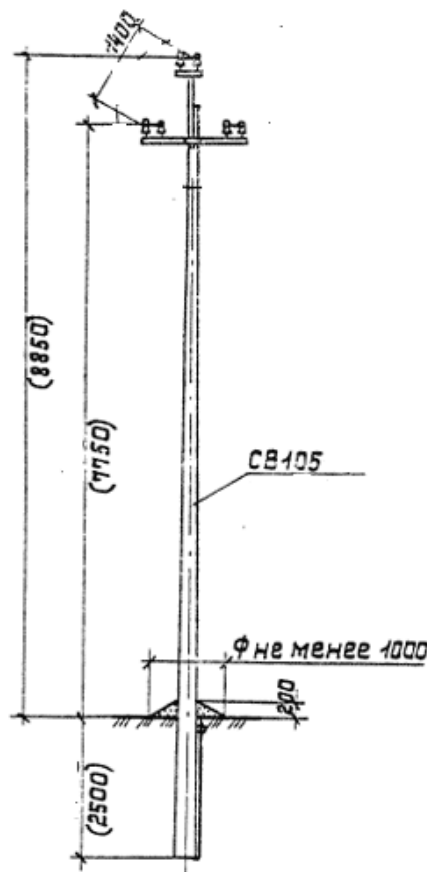


Рисунок 6 – Чертеж железобетонной промежуточной опоры СВ105-3,5

$$P_{III}^H = 3,14 \cdot 15 \cdot (12,6 + 15) \cdot 0,9 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 11,47 \text{ Н/м}$$

Расчетная гололедная нагрузка на 1 метр провода:

$$P_{2n} = P_{2n}^H \cdot \gamma_{n2} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d \quad (44)$$

где γ_{n2} - Коэффициент надежности по ответственности, принят равным 1 для ВЛ до 220 кВ[2, п. 2.5.55];

γ_p - Региональный коэффициент, принят равным 1 [2, п. 2.5.55];

γ_f - Коэффициент надежности по гололедной нагрузке, по II гололедному району принимаем равный 1,3 [2, п. 2.5.55];

γ_d - Коэффициент условий работы, равный 0,5 с [2, п. 2.5.55];

$$P_{en} = 11,47 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 0,5 = 7,456 \text{ Н/м}$$

Тогда удельная гололедная нагрузка:

$$\gamma_{en} = \frac{P_{en}}{F} = \frac{7,456}{50} = 0,149 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$$

3. Определение суммарной вертикальной удельной нагрузки от собственной массы провода и массы гололеда

$$P_{\Sigma 1} = P_n + P_{en} = 2,342 + 7,456 = 9,798 \text{ Н/м}$$

Удельная результирующая нагрузка от веса провода и веса гололед:

$$\gamma_{\Sigma 1} = \frac{P_{\Sigma 1}}{F} = \frac{9,798}{50} = 0,196 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

4. Определение горизонтальной нагрузки от давления ветра на провод, свободный от гололеда (направление ветра под углом 90 градусов к проводам).

Нормативная ветровая нагрузка на 1 метр провода без гололеда:

$$P_{wn}^H = \alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot W \cdot F \cdot \sin^2 \varphi, \quad (45)$$

где α_w - Коэффициент, учитывающий неравномерность ветрового давления по пролету ВЛ, принят равным 0,71 [2, п. 2.5.52];

k_l - Коэффициент, учитывающий влияние длины пролета на ветровую нагрузку, равный 1,2 при $l=50\text{м}$ [2, п. 2.5.52];

k_w - Коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте в зависимости от типа местности, принят равным 0,85 [2, табл. 2.5.52];

C_x - Коэффициент лобового сопротивления, принимаемый равным 1,2 для проводов покрытых гололедом, диаметром менее 20мм [2, п. 2.5.52];

W_0 - Нормативное ветровое давление; принимаем $W = W_0 = 500 \text{ Па}$

F - Площадь продольного диаметрального сечения провода.

$$F = d_n \cdot 10^{-3} = 0,0126 \text{ м}^2$$

$$P_{wn}^H = 0,71 \cdot 1,2 \cdot 0,85 \cdot 1,2 \cdot 500 \cdot 0,0126 \cdot \sin^2 90^\circ = 4,376 \text{ Н/м}$$

Расчетная ветровая нагрузка на 1 метр провода без гололеда:

$$P_{wn} = P_{wn}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f, \quad (46)$$

где γ_{nw} - коэффициент надежности по ответственности равен 1 для ВЛ до 220 кВ [2, п. 2.5.54];

γ_p - региональный коэффициент, принят равным 1 [2, п. 2.5.54];

γ_f - коэффициент надежности по ветровой нагрузке, равный 1,1 [2, п. 2.5.54].

$$P_{wn} = 4,376 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 4,814 \text{ Н/м.}$$

Удельная ветровая нагрузка на провод без гололеда:

$$\gamma_{wn} = \frac{P_{wn}}{F} = \frac{4,814}{50} = 0,096 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

5. Определение горизонтальной нагрузки от давления ветра на провод, покрытый гололедом (направление ветра принято под углом 90 градусов к проводам).

Нормальное ветровое давление:

$$W_z = 0,25 \cdot W_0 = 0,25 \cdot 500 = 125 \text{ Н/м}^2$$

Нормативная ветровая нагрузка на 1 метр провода с гололедом

$$\begin{aligned} P_{wnz}^H &= \alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot 0,25 \cdot W \cdot F \cdot \sin^2 \varphi = \\ &= 1,0 \cdot 1,1 \cdot 0,9 \cdot 1,2 \cdot 125 \cdot 0,043 \cdot \sin^2 90^\circ = 5,103 \text{ Н/м} \end{aligned}$$

Площадь продольного диаметрального сечения провода:

$$F = (d_n + 2 \cdot k_l \cdot k_w \cdot b_s) \cdot 10^{-3} = (12,6 + 2 \cdot 15) \cdot 10^{-3} = 0,043 \text{ м}^2$$

Расчетная ветровая нагрузка на 1 метр провода с гололедом:

$$P_{wnz} = P_{wnz}^H \cdot \gamma_{wn} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 5,103 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 5,613 \text{ Н/м.}$$

Удельная ветровая нагрузка с гололедом:

$$\gamma_{wnz} = \frac{P_{wnz}}{F} = \frac{5,613}{50} = 0,112 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}$$

6. Определение результирующей удельной нагрузки от массы провода без гололеда и давления ветра

$$P_{\Sigma_2} = \sqrt{P_n^2 + P_{wn}^2} = \sqrt{2,342^2 + 4,814^2} = 5,353 \text{ Н/м}$$

Удельная нагрузка на провод без гололеда и давления ветра:

$$\gamma_{\Sigma_2} = \frac{P_{\Sigma_2}}{F} = \frac{5,353}{50} = 0,107 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}$$

7. Определение результирующей удельной нагрузки от массы провода, массы гололеда и давления ветра

$$P_{\Sigma_3} = \sqrt{P_{\Sigma_1}^2 + P_{wnz}^2} = \sqrt{9,798^2 + 5,613^2} = 11,292 \text{ Н/м.}$$

Удельная нагрузка на провод с гололедом и давлением ветра:

$$\gamma_{\Sigma_3} = \frac{P_{\Sigma_3}}{F} = \frac{11,292}{50} = 0,225 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}$$

Таким образом $\gamma_{\Sigma_2} < \gamma_{\Sigma_3}$, следовательно $\gamma_{нб} = 0,225 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}$

Полученные результаты для наглядности сведем в таблицу 13.

Таблица 13 – Нагрузки, действующие на провод

Название	Нормативная	Расчетная	Удельная
Постоянно действующая нагрузка от собственной массы провода, P_n, γ_n	—	2,342	0,047
Гололедная нагрузка, $P_{zn}^H, P_{zn}, \gamma_{zn}$	11,47	7,456	0,149
Ветровая нагрузка без гололеда, $P_{wn}^H, P_{wn}, \gamma_{wn}$	4,376	4,814	0,096
Ветровая нагрузка с гололедом, $P_{wnz}^H, P_{wnz}, \gamma_{wnz}$	5,103	5,613	0,112
Результирующая нагрузка, P_{Σ_1}	—	9,798	0,196
Результирующая нагрузка, P_{Σ_2}	—	5,353	0,107
Результирующая нагрузка, P_{Σ_3}	—	11,292	0,225

4.7.4 Вычисление критических длин пролетов и выбор определяющих климатических условий для расчета провода на прочность

Рассчитаем изменение значений среднеэксплуатационных допускаемых напряжения $\sigma_{сэ}$ в проводе, которые будут возникать в пролетах различной длины, если требуется обеспечить сохранение допускаемых напряжений при возникновении наибольшей нагрузки или наименьшей температуре. Для этого составим и решим уравнение состояния провода.

$$\sigma - \frac{\gamma^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_0 - \frac{\gamma_0^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_0^2} - \alpha \cdot E \cdot (t - t_0)$$

Рассчитаем изменение значения $\sigma_{сэ}$ в проводе, которые будут возникать в пролетах различной длины, если требуется обеспечить сохранение допускаемых напряжения при условии возникновения наибольшей нагрузки или действия на провод наименьшей температуры.

Вариант 1 (исходные условия – $\gamma_{нб}$; искомые – $\sigma_{сэ}$).

Тогда уравнение состояния примет вид

$$\sigma_{сэ} - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{сэ}^2} = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{нб}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сэ} - t_2)$$

Сводим к неполному кубическому

$$\sigma_{сэ}^3 - A \cdot \sigma_{сэ}^2 - B = 0,$$

$$\text{где } A = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{нб}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сэ} - t_2);$$

$$B = \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24}.$$

Определим значение среднеэксплуатационного механического напряжения, решив неполное кубическое уравнение методом Ньютона:

$$\sigma_{k+1} = \sigma_k - \frac{\sigma_k^3 - A \cdot \sigma_k^2 - B}{3 \cdot \sigma_k^2 - 2 \cdot A \cdot \sigma_k} = \frac{\sigma_k^2 \cdot (2 \cdot \sigma_k - A) - B}{\sigma_k \cdot (3 \cdot \sigma_k - 2 \cdot A)}$$

Исследуем, как изменится напряжение в проводе в зависимости от изменения длины пролёта при возникновении наибольшей механической нагрузки.

На нулевой итерации принимаем $l = 0$.

$$\sigma_{сэ(1)}^{(1)} = \sigma_{нб} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сэ} - t_{с}) = 114 - 23,0 \cdot 10^{-6} \cdot 6,3 \cdot 10^4 \cdot (0 - (-5)) = 106,8 \text{ Н/мм}^2$$

При $l \rightarrow \infty$

$$\sigma_{сэ(1)}^{(2)} = \frac{\gamma_n}{\gamma_{нб}} \cdot \sigma_{нб} = \frac{0,047}{0,225} \cdot 114 = 23,813 \text{ Н/мм}^2$$

Таким образом, среднеэксплуатационное механическое напряжение в проводе при условии возникновения наибольшей нагрузки будет изменяться в пределах от 23,8 Н/мм² до 106,8 Н/мм².

Получим зависимости А и В от длины пролёта l :

$$\begin{aligned} A &= 114 - \frac{0,225^2 \cdot 6,3 \cdot 10^4 \cdot l_i^2}{24 \cdot 114^2} - 6,3 \cdot 10^4 \cdot 23,0 \cdot 10^{-6} \cdot (0 - (-5)) = \\ &= 106,755 - 0,01 \cdot l_i^2 \end{aligned}$$

$$B = \frac{0,047^2 \cdot 6,3 \cdot 10^4 \cdot l_i^2}{24} = 5,79 \cdot l_i^2$$

Рассчитанные значения механического напряжения при длинах пролетов от 10 м до 100 м представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты расчетов напряжений в проводе при условии возникновения наибольшей механической нагрузки

Длина пролёта	А	В	№ итерации					
			1	2	3	4	5	6
10	105,755	579	106,8	105,868	105,852	105,852	105,852	105,852
20	102,755	2316	105,852	102,965	102,974	102,973	102,973	102,973
30	97,755	5211	102,973	97,972	98,36	98,282	98,297	98,294
40	90,755	9264	98,294	90,528	92,577	91,540	92,006	91,782
50	81,755	14470	91,853	84,981	83,845	83,815	83,815	83,815
60	70,755	20840	83,815	76,12	74,57	74,509	74,509	74,509
70	57,755	28370	74,509	66,477	64,653	64,562	64,561	64,561
80	42,755	37060	64,561	56,853	55,093	55,005	55,004	55,004
90	25,755	46900	55,004	48,342	47,04	46,993	46,993	46,993
100	6,755	57900	46,993	41,825	41,088	41,074	41,074	41,074
110	-14,245	70060	41,74	37,340	36,985	36,982	36,982	36,982
120	-37,245	83380	36,982	34,337	34,170	34,169	34,169	34,169

Вариант 2 (исходные условия – t_- ; искомые – $\sigma_{cэ}$).

Тогда уравнение состояния примет вид

$$\sigma_{cэ} - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{cэ}^2} = \sigma_- - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_-^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{cэ} - t_-).$$

Сводим к неполному кубическому

$$\sigma_{cэ}^3 - A \cdot \sigma_{cэ}^2 - B = 0,$$

$$\text{где } A = \sigma_- - \frac{\gamma_{нб}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_-^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{cэ} - t_-);$$

$$B = \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24}.$$

Исследуем, как изменяется напряжение в проводе в зависимости от изменения длины пролета при t .

На нулевой итерации принимаем $l = 0$.

$$\sigma_{cэ(н)}^{(2)} = \sigma_- - \alpha \cdot E \cdot (t_{cэ} - t_-) = 114 - 23,0 \cdot 10^{-6} \cdot 6,3 \cdot 10^4 \cdot (0 - (-37)) = 60,387 \text{ Н/мм}^2$$

При $l \rightarrow \infty$

$$\sigma_{cэ(к)}^{(2)} = \frac{\gamma_n}{\gamma_n} \cdot \sigma_- = \frac{0,047}{0,047} \cdot 114 = 114 \text{ Н/мм}^2$$

Получим зависимости А и В от длины пролета l :

$$A = 114 - \frac{0,047^2 \cdot 6,3 \cdot 10^4 \cdot l_i^2}{24 \cdot 114^2} - 6,3 \cdot 10^4 \cdot 23,0 \cdot 10^{-6} \cdot (0 - (-37)) =$$

$$= 60,387 - 0,000044 \cdot l_i^2$$

$$B = \frac{0,047^2 \cdot 6,3 \cdot 10^4 \cdot l_i^2}{24} = 5,79 \cdot l_i^2$$

Рассчитанные значения механического напряжения при длинах пролетов от 10 м до 100 м представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Результаты расчетов напряжений в проводе при условии возникновения наинизшей температуры окружающей среды

Длина пролета	А	В	№ итерации					
			1	2	3	4	5	6
10	60,383	579	60,378	60,542	60,541	60,541	60,541	60,541
20	60,369	2316	60,541	60,998	60,992	60,992	60,992	60,992
30	60,347	5211	60,992	61,732	61,715	61,715	61,715	61,715
40	60,317	9264	61,715	62,704	62,675	62,675	62,675	62,675
50	60,277	14470	62,675	63,869	63,829	63,829	63,829	63,829
60	60,229	20840	63,829	65,191	65,140	65,140	65,140	65,140
70	60,171	28370	65,140	66,630	66,572	66,572	66,572	66,572
80	60,105	37060	66,572	68,159	68,097	68,097	68,097	68,097
90	60,031	46900	68,097	69,753	69,688	69,688	69,688	69,688
100	59,947	57900	69,688	71,393	71,328	71,328	71,328	71,328
110	59,855	70060	71,328	73,006	73,001	73,001	73,001	73,001
120	59,753	83380	73,001	74,760	74,697	74,697	74,697	74,697
130	59,643	97850	74,697	76,467	76,405	76,405	76,405	76,405
140	59,525	113500	76,405	78,184	78,124	78,124	78,124	78,124
150	59,397	130300	78,124	79,896	79,839	79,839	79,839	79,839
160	59,261	148200	79,839	81,602	81,547	81,547	81,547	81,547
170	59,115	167300	81,547	83,306	83,253	83,253	83,253	83,253
180	58,961	187600	83,253	85,004	84,954	84,954	84,954	84,954
190	58,799	209000	84,954	86,686	86,641	86,641	86,641	86,641
200	58,627	231600	86,641	88,362	88,319	88,319	88,319	88,319

Зависимости напряжений в проводе от длины пролета приведены на рисунке 7.

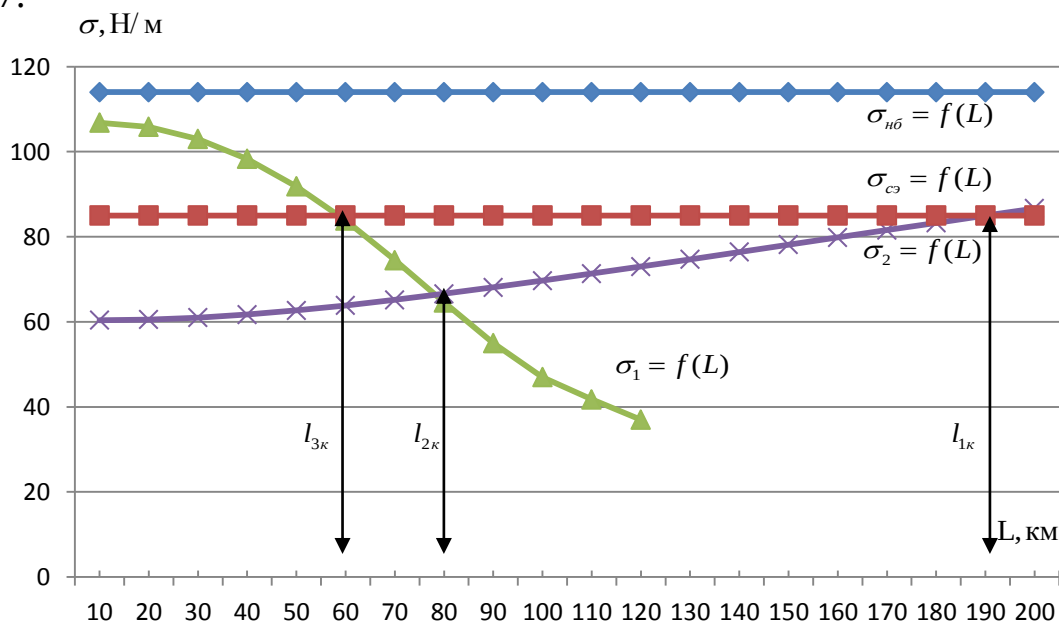


Рисунок 7 – Зависимость напряжений в проводе от длины провода

Вычислим критические пролеты.

$$l_{1к} = 4,9 \cdot \frac{\sigma_-}{\gamma_n} \cdot \sqrt{\frac{(\sigma_- - \sigma_{сз}) + \alpha \cdot E \cdot (t_- - t_{сз})}{E \cdot \left[1 - \left(\frac{\sigma_-}{\sigma_{сз}}\right)^2\right]}} = 4,9 \cdot \frac{114}{0,047} \cdot \sqrt{\frac{(114 - 85) + 23,0 \cdot 10^{-6} \cdot 6,3 \cdot 10^4 \cdot (-37 - 0)}{6,3 \cdot 10^4 \cdot \left[1 - \left(\frac{114}{85}\right)^2\right]}} = 196,8 \text{ м}$$

$$l_{2к} = 4,9 \cdot \frac{\sigma_{нб}}{\gamma_n} \cdot \sqrt{\frac{\alpha \cdot (t_z - t_-)}{\left(\frac{\gamma_{нб}}{\gamma_n}\right)^2 - 1}} = 4,9 \cdot \frac{114}{0,047} \cdot \sqrt{\frac{23,0 \cdot 10^{-6} \cdot (0 - 37)}{\left(\frac{0,225}{0,047}\right)^2 - 1}} = 74,058 \text{ м}$$

$$l_{3к} = 4,9 \cdot \frac{\sigma_{нб}}{\gamma_n} \cdot \sqrt{\frac{(\sigma_{нб} - \sigma_{сз}) + \alpha \cdot E \cdot (t_z - t_{сз})}{E \cdot \left[\left(\frac{\gamma_{нб}}{\gamma_n}\right)^2 - \left(\frac{\sigma_{нб}}{\sigma_{сз}}\right)^2\right]}} =$$

$$= 4,9 \cdot \frac{114}{0,047} \cdot \sqrt{\frac{(114 - 85) + 23,0 \cdot 10^{-6} \cdot 6,3 \cdot 10^4 \cdot (-5 - 0)}{6,3 \cdot 10^4 \cdot \left[\left(\frac{0,225}{0,047}\right)^2 - \left(\frac{114}{85}\right)^2\right]}} = 49,059 \text{ м}$$

Таким образом, имеем соотношение $l_{1к} > l_{2к} > l_{3к}$, следовательно, расчетным пролетом является пролет $l_{3к}$.

Так как $l_{3к} < l_{зад}$, то определяющими климатическими условиями будут $\sigma_{нб}, \gamma_{нб}, t_z$, следовательно при дальнейшем строительстве воздушной линии электропередачи необходимо опираться только на эти условия.

При расчете провода на прочность для конкретного пролета необходимо знать, в каком режиме стрела провеса провода имеет наибольшее значение: при образовании гололедных отложений или при наивысшей температуре. При определении температуры воздуха стрела провеса провода, находящегося под воздействием собственного веса, достигает такого же значения, как и при наличии гололедных образований. Такая температура называется критической.

$$t_{кр} = (t_z - 3) + \frac{\sigma_{нб}}{\alpha \cdot E} \cdot \frac{\gamma_n}{\gamma_{нб}} = (-5 - 3) + \frac{114}{23 \cdot 10^{-6} \cdot 6,3 \cdot 10^4} \cdot \frac{0,047}{0,225} = 16,4 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Так как $t_{кр} = 16,4 \text{ } ^\circ\text{C} < t_+ = +38 \text{ } ^\circ\text{C}$, следовательно, наибольшая стрела провеса будет при наивысшей температуре.

4.7.5 Определение габаритного пролета

При расстановке опор на ровной местности наибольшая возможная длина пролета может быть определена в зависимости от максимальной стрелы провисания, которую можно определить при заданной высоте подвеса провода на опоре, и, минимальном габарите – от низшей точки кривой провисания провода до земли.

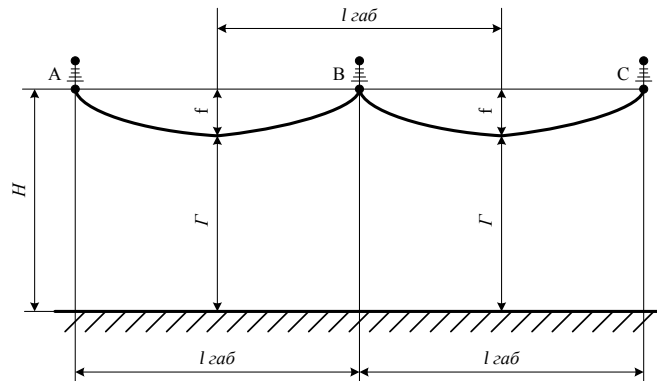


Рисунок 8 – Определение габаритного пролета

Определяем габаритный пролет при исходных условиях прочности: $\gamma_{\text{нб}}$, $\sigma_{\text{нб}}$, t_{Γ} , по формуле:

$$l_{\text{gab}}^4 \cdot \left(\frac{\gamma[f]}{8 \cdot f} + \left(\frac{\gamma[\sigma]}{\sigma} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} \right) - l_{\text{gab}}^2 \cdot \left(\sigma + \alpha \cdot E \cdot (t[\sigma] - t[f]) \right) - \frac{8}{3} \cdot f^2 \cdot E = 0 \quad (47)$$

где $\gamma[f]$ - удельная механическая нагрузка, при которой имеет место наибольшее провисание провода;

$\gamma[\sigma]$ - удельная механическая нагрузка, принятая как исходная для расчета провода на прочность;

σ - напряжение в проводе, принятое как исходное для расчета провода на прочность;

E - модуль упругости;

α - температурный коэффициент линейного расширения;

$t[\sigma]$ - температура, принятая как исходная для расчета провода на прочность;

$t[f]$ - температура, при которой стрела провеса максимальна.

Так как уравнение нахождения габаритного пролёта биквадратное, для упрощения расчетов введем коэффициенты и вычислим их:

$$A = \left(\frac{\gamma_{[f]}}{8 \cdot f} + \left(\frac{\gamma_{[\sigma]}}{\sigma} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} \right) = \left(\frac{0,047}{8 \cdot 0,170} + \left(\frac{0,225}{114} \right)^2 \cdot \frac{6,3 \cdot 10^4}{24} \right) = 0,045$$

$$B = \left(\sigma_{нб} + \alpha \cdot E \cdot (t_{[\sigma]} - t_{[f]}) \right) = 114 + 23,0 \cdot 10^{-6} \cdot 6,3 \cdot 10^4 \cdot (-5 - 37,0) = 53,1$$

$$C = \frac{8}{3} \cdot f^2 \cdot E = \frac{8}{3} \cdot 0,170^2 \cdot 6,3 \cdot 10^4 = 4855$$

Таким образом, получим биквадратное уравнение:

$$0,045 \cdot l_{габ}^4 - 53,1 \cdot l_{габ}^2 - 4855 = 0$$

Тогда:

$$l_{габ} = \sqrt{\frac{B + \sqrt{B^2 + 4 \cdot A \cdot C}}{2 \cdot A}} = \sqrt{\frac{53,1 + \sqrt{53,1^2 + 4 \cdot 0,045 \cdot 4855}}{2 \cdot 0,045}} = 35,6 \text{ м}$$

Сравним значения: $l_{габ} = 35,6 \text{ м} < l = 50 \text{ м}$, следовательно пересчитаем стрелу провисания относительного габаритного пролета:

Длина весового пролета:

$$l_{вес} = 1,25 \cdot l_{габ} = 1,25 \cdot 35,6 = 44,5 \text{ м}$$

Стрела провисания для габаритного пролета:

$$f = \frac{\gamma_{II} \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{сз}} = \frac{0,047 \cdot 35,6^2}{8 \cdot 114} = 0,07 \text{ м}$$

4.7.6 Выбор изоляторов и арматуры

В соответствии с ПУЭ расчет изоляторов производится по методу разрушающей нагрузки. Расчетные усилия в изоляторах не должны превышать значений разрушающих нагрузок (механических или электромеханических), установленных государственными стандартами и техническими условиями.

Выбор изоляторов для анкерных опор.

Натяжные гирлянды изоляторов крепятся на анкерных опорах и воспринимают нагрузку от собственного веса гирлянды и от тяжения провода.

При наибольшей механической нагрузке:

$$2,5 \cdot \sqrt{\left(\frac{\gamma_{нб} \cdot F_{np} \cdot l_{вес}}{2} + G_z\right)^2 + (\sigma_{нб} \cdot F_{np})^2} =$$

$$2,5 \cdot \sqrt{\left(\frac{0,225 \cdot 239 \cdot 44,5}{2} + 100\right)^2 + (114 \cdot 239)^2} = 68300 \text{ Н}$$

При среднеэксплуатационных условиях:

Длина приведенного пролета $L_{np} = 0,9 \cdot l_{заб} = 0,9 \cdot 35,6 = 32,04 \text{ м}$

$\sigma_{сэ}$ для l_{np} составляет 85 Н/м.

$$6 \cdot \sqrt{\left(\frac{\gamma_n \cdot F_{np} \cdot l_{вес}}{2} + G_z\right)^2 + (\sigma_{сэ} \cdot F_{np})^2} =$$

$$= 6 \cdot \sqrt{\left(\frac{0,045 \cdot 239 \cdot 44,5}{2} + 100\right)^2 + (85 \cdot 44,5)^2} = 23540 \text{ Н}$$

Сравнение полученных значений нормативных нагрузок показывает, что в данном случае выбор изоляторов для натяжной гирлянды должен производиться по наибольшей механической нагрузке.

Выбираем подвесные стеклянные тарельчатые изоляторы [14, табл. 1.70]. Марка изоляторов и их параметры приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Параметры натяжных изоляторов

Тип изоляторов	Механическая разрушающая сила, кН	Диаметр тарелки D, мм	Строительная высота H, мм	Длина пути утечки L_u , мм	Масса, кг
ПС-70Е	70	225	146	303	3,4

Длину пути утечки:

$$L = \lambda_{э} \cdot U \cdot K = 2,0 \cdot 10 \cdot 1,2 = 32,8 \text{ см} \quad (48)$$

где $\lambda_{э}$ - удельная эффективная длина пути утечки тока [2, т. 1.4.9];

$K = 1,2$ - коэффициент эффективности [2, т. 1.9.20; т. 1.9.22].

Количество изоляторов:

$$m = \frac{L}{L_u} = \frac{32,8}{30,3} = 1,08 \approx 2 \text{ шт}$$

Длина натяжных гирлянд изоляторов:

$$\lambda_1 = m \cdot H = 2 \cdot 0,146 = 0,292 \text{ м}$$

Вес одной гирлянды на анкерной опоре:

$$G_2 = m \cdot M = 2 \cdot 3,4 = 6,8 \text{ кг}$$

Натяжная гирлянда изоляторов представлена на рисунке 8 [5].

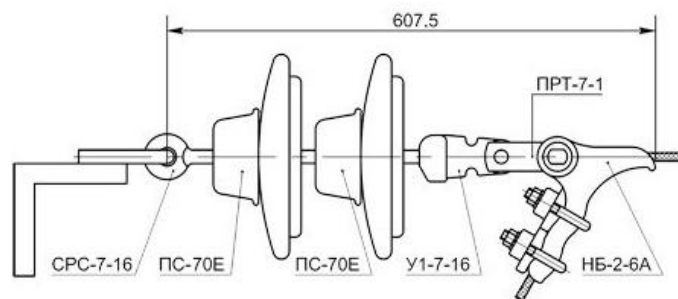


Рисунок 9 – Натяжная гирлянда изоляторов ПС-70Е

Выбор арматуры производится в соответствии с принятым типом изоляторов. Изоляторы имеют присоединительные размеры, позволяющие сопрягать их с арматурой.

Таблица 17 – Линейная арматура натяжной гирлянды изоляторов

Позиция	Обозначение	Наименование	Количество	Масса, кг
1	СРС-7-16	Серьга	1	0,34
2	У1-7-16	Ушко однолапчатое	1	0,67
3	ПС-70Е	Изолятор	2	6,8
4	ПРТ-7-1	Звено промежуточное	1	0,46
5	НБ-2-6А	Зажим клиновой	1	1,1
6	СК-7-1А	Скоба	1	0,38

5 РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 0,4 кВ

5.1 Выбор оптимальной конфигурации электрической сети 0,4 кВ и схемы электроснабжения потребителей

Потребляемая нагрузка потребителями электрической энергии микрорайона Заовражный является бытовой. По обеспечению надежности электроснабжения потребителей, подключаемые электроприемники относятся к электроприемникам III категории.

К электроприемникам третьей категории (III) относятся все остальные ЭП, не подходящие под определение первой и второй категории [2].

Электроприемники III категории могут питаться от одного источника питания. Допустимые перерывы в электроснабжении на время, необходимое для подачи временного питания, ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не более чем на одни сутки [п.1.2.21, 2]. Временное отсутствие резервирования в элементе системы электроснабжения не освобождает от выполнения требований к резервированию в остальных элементах системы с учетом требований к надежности в зависимости от категории электроприемников.

С учетом требований надежности [2] электроснабжение потребителей микрорайона Заовражный произведем по радиальной схеме без резервирования от трех проектируемых КТП 10/0,4 кВ ТП№1, ТП№2, ТП№3. Однолинейные схемы проектируемых воздушных линий 0,4 кВ от КТП№1, КТП№2, КТП№3 представлены на схемах 5, 6, 7.

					ФЮРА.140205.012 ПЗ			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Нусс Д. Д.				Разработка системы электро- снабжения 0,4 кВ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Хохлова Т. Е.						74	166
Реценз.						ТПУ ИнЭО гр. 3-9202		
Н.Контр								
Утвердил	Прохоров А.В.							

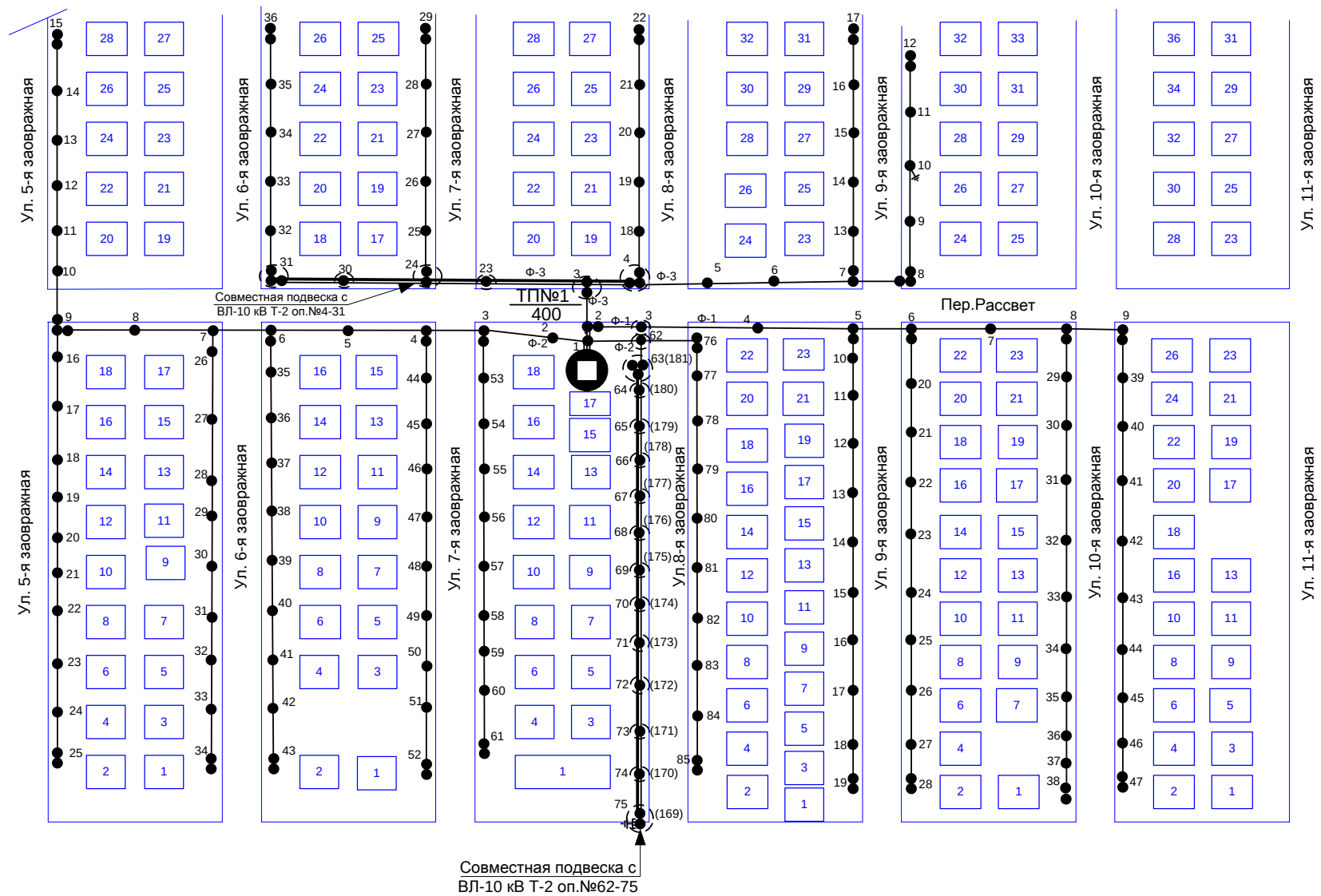


Схема 5 – Однолинейная схема проектируемой ВЛИ-0,4 кВ от ТП№1

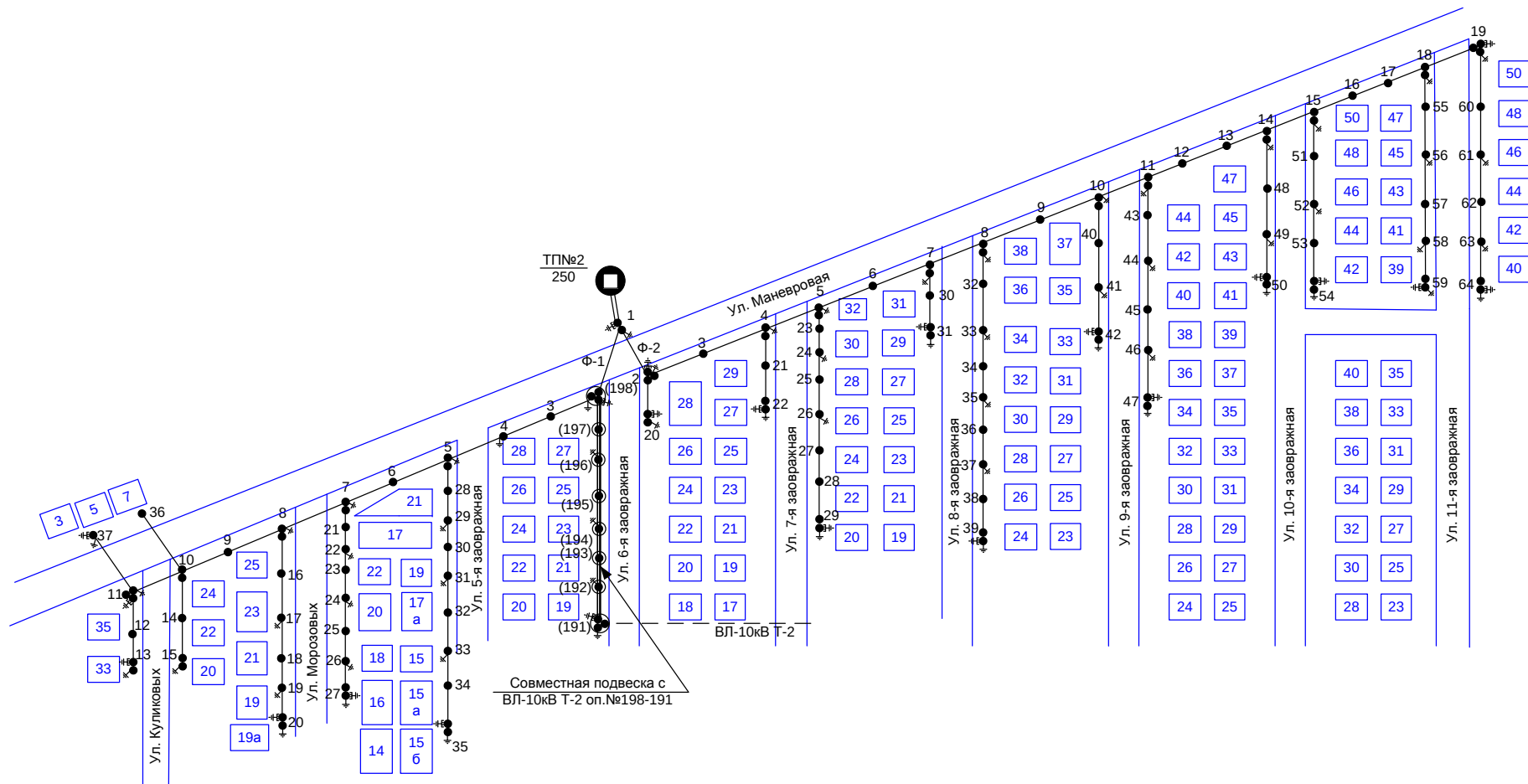


Схема 6 – Однолинейная схема проектируемой ВЛИ-0,4 кВ от ТП№2

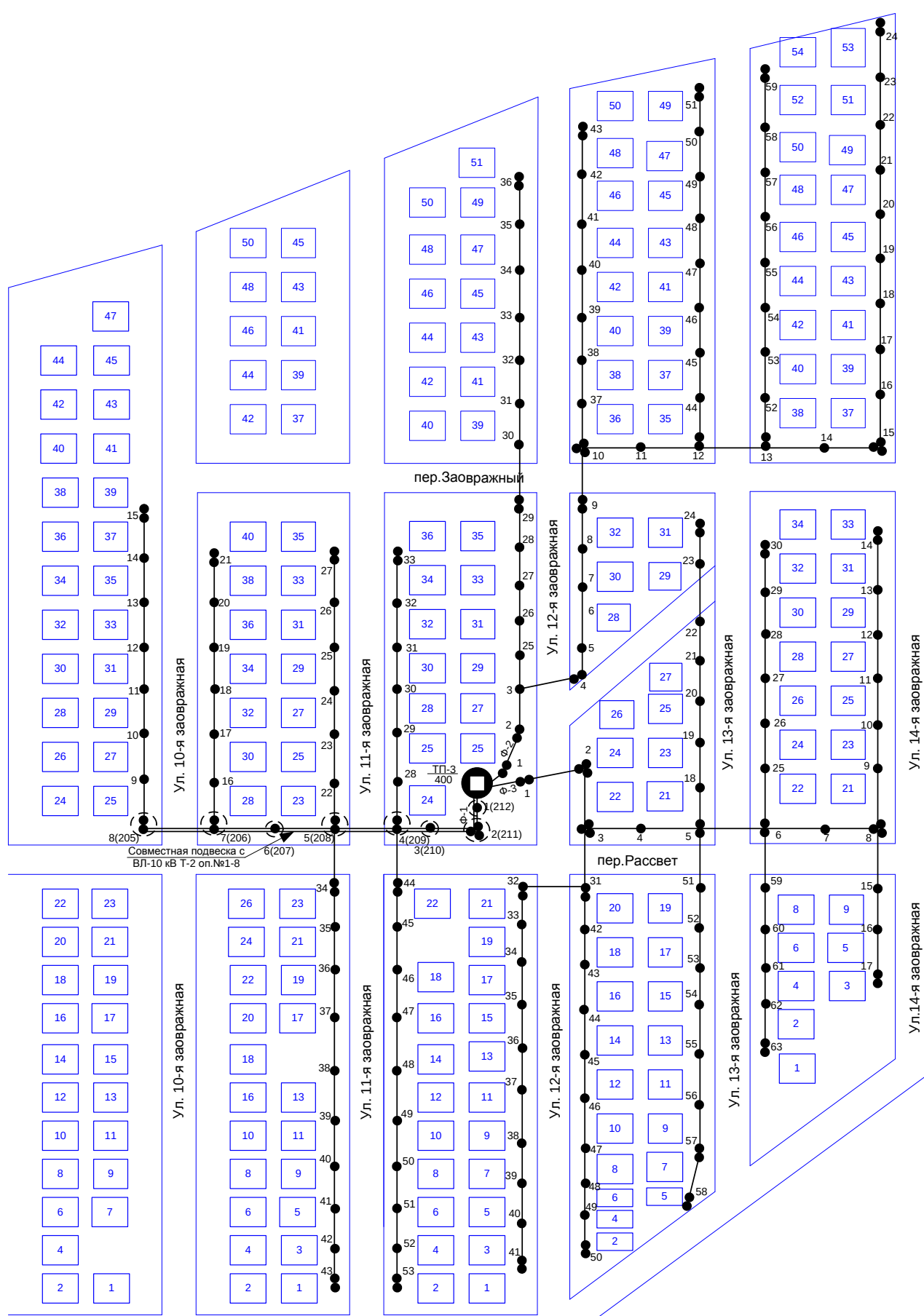


Схема 7 – Однолинейная схема проектируемой ВЛИ-0,4 кВ от ТП №3

5.2 Проверочный расчет электрических нагрузок по КТП

В основу метода определения нагрузок при расчете электрических сетей положено суммирование расчетных нагрузок, на вводах потребителей или на шинах трансформаторной подстанции. Расчетную нагрузку групповых сетей освещения общедомовых помещений жилых зданий, а также жилых помещений общежитий следует определять по светотехническому расчету с коэффициентом спроса, равным 1. [10, п.6.1].

Расчетная нагрузка питающих линий, вводов и на шинах РУ-0,4 кВ ТП от электроприемников квартир ($P_{\text{кв}}$) определим по формулам (1) и (2).

В таблице 18 приведена удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир жилых зданий, кВт/квартиру.

Таблица 18 – Удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир жилых зданий, кВт/квартиру [10, п.6.1]

Потребители электроэнергии	Количество квартир								
	1-3	6	9	18	24	40	60	100	200
Квартиры с плитами на природном газе	4,5	2,8	2,3	1,65	1,4	1,2	1,05	0,85	0,77

Таблица №19 – Расчет количества квартир подключенных к РУ-0,4 кВ ТП №1

Количество квартир	АВ №1			АВ №2			АВ №3		
	А	В	С	А	В	С	А	В	С
по фазам	15	15	15	23	23	23	8	8	9
по автоматическим выключателям	45			69			25		
ВСЕГО	139								

$P_{\text{кв.уд}}$, для АВ №1 принимаем = 1,1 кВт;

для АВ №2 принимаем = 1,0 кВт;

для АВ №3 принимаем = 1,3 кВт.

Таблица №20 – Расчет количества квартир подключенных к РУ-0,4 кВ ТП№2

Количество квартир	АВ №1			АВ №2		
	А	В	С	А	В	С
по фазам	10	10	11	16	16	17
по автоматическим выключателям	31			49		
ВСЕГО	80					

$P_{\text{кв.уд}}$, для АВ №1 принимаем = 1,3 кВт;

для АВ №2 принимаем = 1,0 кВт.

Таблица №21 – Расчет количества квартир подключенных к РУ-0,4 кВ ТП№3

Количество квартир	АВ №1			АВ №2			АВ №3		
	А	В	С	А	В	С	А	В	С
по фазам	16	16	17	16	17	17	19	20	20
по автоматическим выключателям	49			50			59		
ВСЕГО	158								

$P_{\text{кв.уд}}$, для АВ №1 принимаем = 1,0 кВт;

для АВ №2 принимаем = 1,0 кВт;

для АВ №3 принимаем = 1,05 кВт.

5.3 Электрический расчет сетей 0,4 кВ

Однолинейная схема ВЛ-0,4 кВ от ТП№1 представлена на схеме 4.

Произведем расчет электрической сети 0,4 кВ проектируемой воздушной линий 0,4 кВ от ТП№1 для фидера №1.

Выбираем сечение алюминиевых проводов по допустимой потере напряжения, принимая $\Delta U_{\text{доп}} = 5 \%$. Удельное сопротивление алюминиевых проволок $\rho = 28,8 \text{ Ом мм}^2 / \text{км}$, удельное индуктивное сопротивление линии $x_0 = 0,06 \text{ Ом/км}$, удельное активное сопротивление линии $r_0 = 0,3 \text{ Ом/км}$, $\cos \varphi = 0,96$, $\text{tg } \varphi = 0,29$ из таблицы 2.1.4.[4].

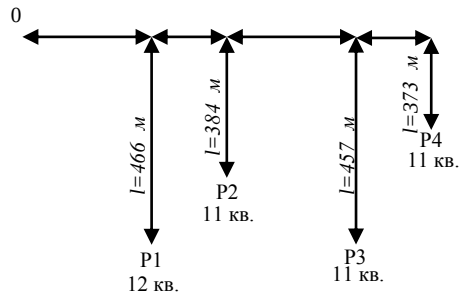


Рисунок 10 – Распределение нагрузки по фидеру №1 от ТП-1

Произведем расчет электрической активной нагрузки ВЛИ-0,4 кВ ф-1 от ТП№1 по формуле (1):

$$P_2 = P_3 = P_4 = 1,1 \cdot 11 = 12,1 \text{ кВт}$$

$$P_1 = 1,1 \cdot 12 = 13,2 \text{ кВт}$$

Произведем расчет реактивной нагрузки ВЛИ-0,4 кВ ф-1 от ТП№1 по формуле (2):

$$Q_2 = Q_3 = Q_4 = 12,1 \cdot 0,29 = 3,51 \text{ кВар}$$

$$Q_1 = 13,2 \cdot 0,29 = 3,83 \text{ кВар}$$

Активную составляющую допустимой потери напряжения определим по выражению:

$$\Delta U_{a.\partial on} = \Delta U_{\partial on} - \Delta U_p; \text{ В} \quad (49)$$

где $\Delta U_{\partial on}$ - Допустимые потери напряжения, В;

ΔU_p - Реактивная составляющая потерь напряжения, кВ.

Для сетей напряжением 380 В от шин низшего напряжения подстанции до последнего электроприемника допустимые потери напряжения $\Delta U_{a.\partial on} = 5...6\%$.

$$\Delta U_{\partial on} = 0,05 \cdot 380 = 19 \text{ В}$$

Реактивная составляющая потерь напряжения определим по формуле:

$$\Delta U_P = \frac{x_0 \sum_{i=1}^n Q_{il} \cdot l_{il}}{U_{ном}}; \text{ В} \quad (50)$$

где x_0 - индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

l_i - Длина i-го участка линии, км;

Q_{il} - реактивная мощность на i-ом участке линии, кВар.

$$\Delta U_P = \frac{0,06 \cdot (3,83 \cdot 0,466 + 3,51 \cdot 0,384 + 3,51 \cdot 0,457 + 3,51 \cdot 0,373)}{0,38} = 0,95 \text{ В}$$

По формуле (49) определим активную составляющую допустимой потери напряжения:

$$\Delta U_{a.дон} = 19 - 0,95 = 18,05 \text{ В}$$

Рассчитаем необходимое сечение провода по выражению:

$$F = \rho \sum_{i=1}^n P_{il} \cdot l_{il} / \Delta U_{a.дон} \cdot U_n; \text{ мм}^2 \quad (51)$$

$$F_{\phi.1} = \frac{28,8 \cdot (0,466 \cdot 13,2 + 0,384 \cdot 12,1 + 0,457 \cdot 12,1 + 0,373 \cdot 12,1)}{18,05 \cdot 0,38} = 87,5 \text{ мм}^2$$

По таблице 5 [11] выбираем провод СИП-2 3х95+1х70+1х16.

Параметры выбранного сечения приведем в таблице 22 [11].

Таблица 22 – Технические параметры провода СИП-2 3х95+1х70+1х16

Число и номинальное сечение жил	Электрические параметры					Механические параметры		
	Электрическое сопротивление постоянному току при температуре 20°C		Индуктивное сопротивление провода	Допустимый ток нагрузки	Ток термической стойкости	Максимальный наружный диаметр провода	Разрывное усилие нулевой не-сущей жилы	Расчетная масса
шт.х мм ²	Фазная жила Ом/км	Нулевая жила Ом/км	Нулевой жилы Ом/км	А	кА	мм	кН	кг/км
3х95+1х70+1х16	0,320	0,493	0,0669	258	8,8	42	21,0(22,5)	1312

Проверим выбранное сечение провода по условию нагрева (23):

Ток $I_{РАБ.МАХ}$ по фидеру 1 от ТП-1 определим по выражению (22):

$$I_{РАБ.МАХ} = \frac{\sqrt{49,5^2 + 14,36^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 78,3 \text{ А}$$

Тогда согласно условию (24) получим следующее:

$$I_{\text{доп.}} = 258 \text{ А} \geq I_{РАБ.МАХ} = 78,3 \text{ А}$$

По условию нагрева выбранное сечение провода проходит проверку.

Определим наибольшие потери напряжения до наиболее удаленной точки линии по формуле (25).

$$\Delta U_4 = \frac{(12,1 \cdot 0,32 + 3,51 \cdot 0,0669) \cdot 0,373}{0,38} = 4,031 \text{ В};$$

$$\Delta U_3 = \frac{(12,1 \cdot 0,32 + 3,51 \cdot 0,0669) \cdot 0,457}{0,38} = 4,939 \text{ В};$$

$$\Delta U_2 = \frac{(12,1 \cdot 0,32 + 3,51 \cdot 0,0669) \cdot 0,384}{0,38} = 4,150 \text{ В};$$

$$\Delta U_1 = \frac{(13,2 \cdot 0,32 + 3,83 \cdot 0,0669) \cdot 0,466}{0,38} = 5,494 \text{ В}.$$

$$\Delta \sum U_{\phi.1ТП-1} = \Delta U_4 + \Delta U_3 + \Delta U_2 + \Delta U_1 = 18,614 \text{ В}.$$

$$\Delta \sum U_{\phi.1ТП-1} = 18,614 \text{ В} \leq \Delta U_{\text{доп}} = 19 \text{ В}$$

Выбранное сечение провода СИП-2 3х95+1х70+1х16 удовлетворяет и проходит по допустимому отклонению напряжения в конце линии при нагрузке 78,3 А, а с учетом перспективы увеличения нагрузки потребителей имеется запас до 179,7 А.

Произведем расчет электрической сети 0,4 кВ проектируемой воздушной линий 0,4 кВ от ТП№1 для фидера №2

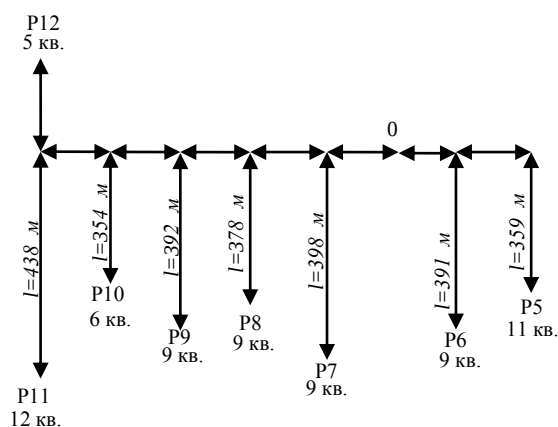


Рисунок 11 – Распределение нагрузки по фидеру №2 от ТП-1

Произведем расчет электрической активной нагрузки ВЛИ-0,4 кВ ф-2 от ТП№1 по формуле (1):

$$P_6 = P_7 = P_8 = P_9 = 1,0 \cdot 9 = 9,0 \text{ кВт};$$

$$P_5 = 1,0 \cdot 11 = 11,0 \text{ кВт};$$

$$P_{10} = 1,0 \cdot 6 = 6,0 \text{ кВт};$$

$$P_{11} = 1,0 \cdot 12 = 12,0 \text{ кВт};$$

$$P_{12} = 1,0 \cdot 5 = 5,0 \text{ кВт}.$$

Произведем расчет реактивной нагрузки ВЛИ-0,4 кВ ф-2 от ТП№1 по формуле (2):

$$Q_6 = Q_7 = Q_8 = Q_9 = 9 \cdot 0,29 = 2,61 \text{ кВар};$$

$$Q_5 = 11,0 \cdot 0,29 = 3,19 \text{ кВар};$$

$$Q_{10} = 6 \cdot 0,29 = 1,74 \text{ кВар};$$

$$Q_{11} = 12 \cdot 0,29 = 3,48 \text{ кВар};$$

$$Q_{12} = 5 \cdot 0,29 = 1,45 \text{ кВар}.$$

Реактивная составляющая потерь напряжения определим по формуле (50):

$$\Delta U_P = \frac{0,06 \cdot (7,650)}{0,38} = 1,208 \text{ В}$$

По формуле (49) определим активную составляющую допустимой потери напряжения:

$$\Delta U_{a.дон} = 19 - 1,208 = 17,79 \text{ В}$$

Рассчитаем необходимое сечение провода по выражению (51):

$$F_{\phi,2} = \frac{28,8 \cdot (26,38)}{17,79 \cdot 0,38} = 112,4 \text{ мм}^2$$

По таблице 3 [11] выбираем провод СИП-2 3х120+1х95+1х16.

Параметры выбранного сечения приведем в таблице 23 [11].

Таблица 23 – Технические параметры провода СИП-2 3х120+1х95+1х16

Число и номинальное сечение жил	Электрические параметры					Механические параметры		
	Электрическое сопротивление постоянному току при температуре 20 ⁰ С		Индуктивное сопротивление провода	Допустимый ток нагрузки	Ток термической стойкости	Максимальный наружный диаметр провода	Разрывное усилие нулевой не-сущей жилы	Расчетная масса
шт.х мм ²	Фазная жила Ом/км	Нулевая жила Ом/км	Нулевой жилы Ом/км	А	кА	мм	кН	кг/км
3х120+1х95+1х16	0,253	0,363	0,065	300	7,2	46	27,9	1460

Проверим выбранное сечение провода по условию нагрева (23):

Ток $I_{РАБ.МАХ}$ по фидеру 2 от ТП-1 определим по выражению (22):

$$I_{РАБ.МАХ} = \frac{\sqrt{49,5^2 + 14,36^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 110,7 \text{ А}$$

Тогда согласно условию (24) получим следующее:

$$I_{доп.} = 300 \text{ А} \geq I_{РАБ.МАХ} = 110,7 \text{ А}$$

По условию нагрева выбранное сечение провода проходит проверку.

Определим наибольшие потери напряжения до наиболее удаленной точки линии по формуле (25).

$$\Delta U_{12} = \frac{(5,0 \cdot 0,253 + 1,45 \cdot 0,065) \cdot 0,204}{0,38} = 0,73 \text{ В};$$

$$\Delta U_{11} = \frac{(12,0 \cdot 0,253 + 3,48 \cdot 0,065) \cdot 0,438}{0,38} = 3,76 \text{ В};$$

$$\Delta U_{10} = \frac{(6,0 \cdot 0,253 + 1,74 \cdot 0,065) \cdot 0,354}{0,38} = 1,519 \text{ В};$$

$$\Delta U_9 = \frac{(9,0 \cdot 0,253 + 2,61 \cdot 0,065) \cdot 0,392}{0,38} = 2,52 \text{ В};$$

$$\Delta U_8 = \frac{(9,0 \cdot 0,253 + 2,61 \cdot 0,065) \cdot 0,378}{0,38} = 2,43 \text{ В};$$

$$\Delta U_7 = \frac{(9,0 \cdot 0,253 + 2,61 \cdot 0,065) \cdot 0,398}{0,38} = 2,56 \text{ В};$$

$$\Delta U_6 = \frac{(9,0 \cdot 0,253 + 2,61 \cdot 0,065) \cdot 0,391}{0,38} = 2,51 \text{ В};$$

$$\Delta U_5 = \frac{(11,0 \cdot 0,253 + 3,19 \cdot 0,065) \cdot 0,359}{0,38} = 2,82 \text{ В}.$$

$$\sum U_{\phi, 2ТП-1} = \Delta U_{12} + \Delta U_{11} + \Delta U_{10} + \Delta U_9 + \Delta U_8 + \Delta U_7 + \Delta U_6 + \Delta U_5$$

$$\sum U_{\phi, 2ТП-1} = 0,73 + 3,76 + 1,519 + 2,52 + 2,43 + 2,56 + 2,51 = 16,029 \text{ В}$$

$$\Delta \sum U_{\phi, 2ТП-1} = 16,029 \text{ В} \leq \Delta U_{\text{доп}} = 19 \text{ В}$$

Выбранное сечение провода СИП-2 3х120+1х95+1х16 удовлетворяет условию и проходит по допустимому отклонению напряжения в конце линии при нагрузке 110,7 А, а с учетом перспективы увеличения нагрузки потребителей имеется запас до 189,3 А.

Произведем расчет электрической сети 0,4 кВ проектируемой воздушной линией 0,4 кВ от ТП №1 для фидера №3

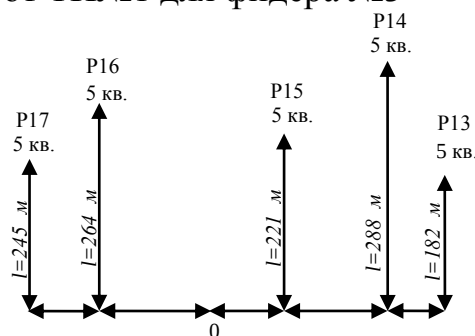


Рисунок 12 – Распределение нагрузки по фидеру №3 от ТП-1

Произведем расчет электрической активной нагрузки ВЛИ-0,4 кВ ф-3 от ТП №1 по формуле (1):

$$P_{13} = P_{14} = P_{15} = P_{16} = P_{17} = 1,3 \cdot 5 = 6,5 \text{ кВт}.$$

Произведем расчет реактивной нагрузки ВЛИ-0,4 кВ ф-3 от ТП№1 по формуле (2):

$$Q_{13} = Q_{14} = Q_{15} = Q_{16} = Q_{17} = 6,5 \cdot 0,29 = 1,88 \text{ кВар.}$$

Реактивная составляющая потерь напряжения определим по формуле (50):

$$\Delta U_p = \frac{0,06 \cdot (1,88 \cdot 0,182 + 1,88 \cdot 0,288 + 1,88 \cdot 0,221 + 1,88 \cdot 0,264 + 1,88 \cdot 0,245)}{0,38} = 0,356 \text{ В.}$$

По формуле (49) определим активную составляющую допустимой потери напряжения:

$$\Delta U_{a.\text{доп}} = 19 - 0,356 = 18,64 \text{ В.}$$

Рассчитаем необходимое сечение провода по выражению (51):

$$F_{\phi,3} = \frac{28,8 \cdot (6,5 \cdot 0,182 + 6,5 \cdot 0,288 + 6,5 \cdot 0,221 + 6,5 \cdot 0,264 + 6,5 \cdot 0,245)}{18,64 \cdot 0,38} = 31,7 \text{ мм}^2$$

По таблице 3 [11] выбираем провод СИП-2 3х35+1х50+1х16.

Параметры выбранного сечения приведем в таблице 24 [11].

Таблица 24 – Технические параметры провода СИП-2 3х35+1х50+1х16

Число и номинальное сечение жил	Электрические параметры					Механические параметры		
	Электрическое сопротивление постоянному току при температуре 20 ⁰ С		Индуктивное сопротивление провода	Допустимый ток нагрузки	Ток термической стойкости	Максимальный наружный диаметр провода	Разрывное усилие нулевой несутей жилы	Расчетная масса
шт.х мм ²	Фазная жила Ом/км	Нулевая жила Ом/км	Нулевой жилы Ом/км	А	кА	мм	кН	кг/км
3х35+1х50+1х16	0,868	0,720	0,0691	160	3,2	29	14,2	638

Проверим выбранное сечение провода по условию нагрева (23):

Ток $I_{РАБ.МАХ}$ по фидеру 3 от ТП-1 определим по выражению (22):

$$I_{РАБ.МАХ} = \frac{\sqrt{49,5^2 + 14,36^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 51,46 \text{ А}$$

Тогда согласно условию (24) получим следующее:

$$I_{доп.} = 160 \text{ А} \geq I_{РАБ.МАХ} = 51,4 \text{ А}$$

По условию нагрева выбранное сечение провода проходит проверку.

Определим наибольшие потери напряжения до наиболее удаленной точки линии по формуле (25).

$$\Delta U_{17} = \frac{(6,5 \cdot 0,868 + 1,88 \cdot 0,0691) \cdot 0,245}{0,38} = 3,72 \text{ В};$$

$$\Delta U_{16} = \frac{(6,5 \cdot 0,868 + 1,88 \cdot 0,0691) \cdot 0,264}{0,38} = 4,01 \text{ В};$$

$$\Delta U_{15} = \frac{(6,5 \cdot 0,868 + 1,88 \cdot 0,0691) \cdot 0,221}{0,38} = 3,35 \text{ В};$$

$$\Delta U_{14} = \frac{(6,5 \cdot 0,868 + 1,88 \cdot 0,0691) \cdot 0,288}{0,38} = 4,37 \text{ В};$$

$$\Delta U_{13} = \frac{(6,5 \cdot 0,868 + 1,88 \cdot 0,0691) \cdot 0,182}{0,38} = 2,76 \text{ В}.$$

$$\begin{aligned} \sum U_{\phi, 3ТП-1} &= \Delta U_{17} + \Delta U_{16} + \Delta U_{15} + \Delta U_{14} + \Delta U_{13} = \\ &= 3,72 + 4,01 + 3,35 + 4,37 + 2,76 = 18,21 \text{ В} \end{aligned}$$

$$\Delta \sum U_{\phi, 2ТП-1} = 18,21 \text{ В} \leq \Delta U_{доп} = 19 \text{ В}$$

Выбранное сечение провода СИП-2 3х35+1х50+1х16 удовлетворяет и проходит по допустимому отклонению напряжения в конце линии при нагрузке 51,4 А, а с учетом перспективы увеличения нагрузки потребителей имеется запас до 108,6 А.

Произведем расчет потери мощности на всей линии ВЛ-0,4 кВ от ТП№1.

Для определения потерь мощности воспользуемся следующей формулой:

$$\Delta P_i = \frac{P_i^2 \cdot r_0 \cdot l_i}{3 \cdot U_{НОМ}^2}; \text{ кВт} \quad (52)$$

где P_i - Расчетная мощность участка линии, кВт;

r_0 - Активное сопротивление линии, Ом/км;

l_i - Длина участка линии, км.

$$\Delta P_1 = (13,2^2 \cdot 0,320 \cdot 0,466) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,060 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_2 = (12,1^2 \cdot 0,320 \cdot 0,384) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,042 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_3 = (12,1^2 \cdot 0,320 \cdot 0,457) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,049 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_4 = (12,1^2 \cdot 0,320 \cdot 0,373) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,040 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_5 = (11,0^2 \cdot 0,253 \cdot 0,359) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,025 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_6 = (9,0^2 \cdot 0,253 \cdot 0,391) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,018 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_7 = (9,0^2 \cdot 0,253 \cdot 0,398) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,019 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_8 = (9,0^2 \cdot 0,253 \cdot 0,378) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,018 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_9 = (9,0^2 \cdot 0,253 \cdot 0,392) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,019 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{10} = (6,0^2 \cdot 0,253 \cdot 0,354) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,007 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{11} = (12,0^2 \cdot 0,253 \cdot 0,438) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,037 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{12} = (5,0^2 \cdot 0,253 \cdot 0,204) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,003 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{13} = (6,5^2 \cdot 0,868 \cdot 0,182) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,015 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{14} = (6,5^2 \cdot 0,868 \cdot 0,288) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,024 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{15} = (6,5^2 \cdot 0,868 \cdot 0,221) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,019 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{16} = (6,5^2 \cdot 0,868 \cdot 0,264) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,022 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{17} = (6,5^2 \cdot 0,868 \cdot 0,245) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,021 \text{ кВт}.$$

Суммарные потери мощности составили $\Delta \sum P_{ВЛ-0,4.ТП-1} = 0,438 \text{ кВт}$., что
составило $\Delta \sum P_{ВЛ-0,4.ТП-1\%} = 0,28 \%$. Суммарная мощность
 $\sum P_{ВЛ-0,4.ТП-1} = 152 \text{ кВт}$; $\sum Q_{ВЛ-0,4.ТП-1} = 67,2 \text{ кВар}$.

Однолинейная схема ВЛ-0,4 кВ от ТП №2 представлена на схеме 5.

Произведем аналогичный расчет электрической сети 0,4 кВ проектируемой воздушной линий 0,4 кВ от ТП №2 для фидера №1.

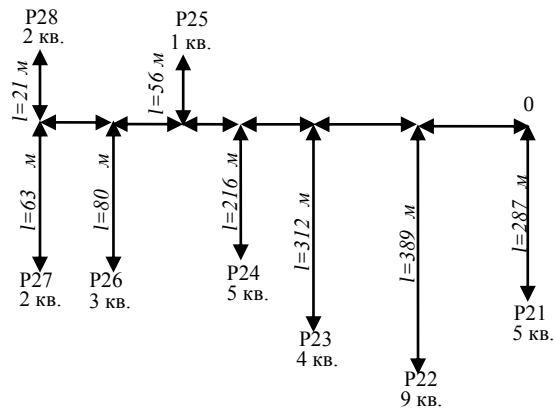


Рисунок 13 – Распределение нагрузки по фидеру №1 от ТП-2

Произведем расчет электрической активной нагрузки ВЛИ-0,4 кВ ф-1 от ТП№2 по формуле (1):

$$P_{21} = P_{24} = 1,3 \cdot 5 = 6,5 \text{ кВт};$$

$$P_{27} = P_{28} = 1,3 \cdot 2 = 2,6 \text{ кВт};$$

$$P_{22} = 1,3 \cdot 9 = 11,7 \text{ кВт};$$

$$P_{23} = 1,3 \cdot 4 = 5,2 \text{ кВт};$$

$$P_{25} = 1,3 \cdot 1 = 1,3 \text{ кВт};$$

$$P_{26} = 1,3 \cdot 3 = 3,9 \text{ кВт}.$$

Произведем расчет реактивной нагрузки ВЛИ-0,4 кВ ф-1 от ТП№2 по формуле (2):

$$Q_{21} = Q_{24} = 6,5 \cdot 0,29 = 1,88 \text{ кВар};$$

$$Q_{27} = Q_{28} = 2,6 \cdot 0,29 = 0,75 \text{ кВар};$$

$$Q_{22} = 11,7 \cdot 0,29 = 3,393 \text{ кВар};$$

$$Q_{23} = 5,2 \cdot 0,29 = 1,508 \text{ кВар};$$

$$Q_{25} = 1,3 \cdot 0,29 = 0,37 \text{ кВар};$$

$$Q_{26} = 3,9 \cdot 0,29 = 1,13 \text{ кВар}.$$

Реактивная составляющая потерь напряжения определим по формуле (50):

$$\Delta U_P = \frac{0,06 \cdot (2,907)}{0,38} = 0,459 \text{ В}$$

По формуле (49) определим активную составляющую допустимой потери напряжения:

$$\Delta U_{a.\text{доп}} = 19 - 0,459 = 18,54 \text{ В}$$

Рассчитаем необходимое сечение провода по выражению (51):

$$F_{\phi.1} = \frac{28,8 \cdot (10,05)}{18,54 \cdot 0,38} = 41,1 \text{ мм}^2$$

По таблице 3 [11] выбираем провод СИП-2А 3х50+1х70+1х16.

Параметры выбранного сечения приведем в таблице 25 [11].

Таблица 25 – Технические параметры провода СИП-2 3х50+1х70+1х16

Число и номинальное сечение жил	Электрические параметры					Механические параметры		
	Электрическое сопротивление постоянному току при температуре 20 ⁰ С		Индуктивное сопротивление провода	Допустимый ток нагрузки	Ток термической стойкости	Максимальный наружный диаметр провода	Разрывное усилие нулевой не-сущей жилы	Расчетная масса
шт.х мм ²	Фазная жила Ом/км	Нулевая жила Ом/км	Нулевой жилы Ом/км	А	кА	мм	кН	кг/км
3х50+1х70+1х16	0,641	0,493	0,0685	195	4,6	35	20,6	870

Проверим выбранное сечение провода по условию нагрева (23):

Ток $I_{РАБ.МАХ}$ по фидеру 1 от ТП-2 определим по выражению (22):

$$I_{РАБ.МАХ} = \frac{\sqrt{36,66^2 + 10,49^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 57,93 \text{ А}$$

Тогда согласно условию (24) получим следующее:

$$I_{\text{доп.}} = 195 \text{ А} \geq I_{РАБ.МАХ} = 57,9 \text{ А}$$

По условию нагрева выбранное сечение провода проходит проверку.

Определим наибольшие потери напряжения до наиболее удаленной точки линии по формуле (26).

$$\Delta U_{28} = \frac{(2,6 \cdot 0,641 + 0,75 \cdot 0,0685) \cdot 0,021}{0,38} = 0,095 \text{ В};$$

$$\Delta U_{27} = \frac{(2,6 \cdot 0,641 + 0,75 \cdot 0,0685) \cdot 0,063}{0,38} = 0,285 \text{ В};$$

$$\Delta U_{26} = \frac{(3,9 \cdot 0,641 + 1,13 \cdot 0,0685) \cdot 0,080}{0,38} = 0,543 \text{ В};$$

$$\Delta U_{25} = \frac{(1,3 \cdot 0,641 + 0,37 \cdot 0,0685) \cdot 0,056}{0,38} = 0,127 \text{ В};$$

$$\Delta U_{24} = \frac{(6,5 \cdot 0,641 + 1,88 \cdot 0,0685) \cdot 0,216}{0,38} = 2,442 \text{ В};$$

$$\Delta U_{23} = \frac{(5,2 \cdot 0,641 + 1,508 \cdot 0,0685) \cdot 0,312}{0,38} = 1,979 \text{ В};$$

$$\Delta U_{22} = \frac{(11,7 \cdot 0,641 + 3,393 \cdot 0,0685) \cdot 0,389}{0,38} = 7,915 \text{ В};$$

$$\Delta U_{21} = \frac{(6,5 \cdot 0,641 + 1,88 \cdot 0,0685) \cdot 0,287}{0,38} = 3,244 \text{ В}.$$

$$\sum U_{\phi.1ТП-2} = \Delta U_{28} + \Delta U_{27} + \Delta U_{26} + \Delta U_{25} + \Delta U_{24} + \Delta U_{23} + \Delta U_{22} + \Delta U_{21}$$

$$\Delta \sum U_{\phi.1ТП-2} = 16,63 \text{ В} \leq \Delta U_{доп} = 19 \text{ В}$$

Выбранное сечение провода СИП-2 3х50+1х70+1х16 удовлетворяет и проходит по допустимому отклонению напряжения в конце линии при нагрузке 57,93 А, а с учетом перспективы увеличения нагрузки потребителей имеется запас до 137,1 А.

Произведем расчет электрической сети 0,4 кВ проектируемой воздушной линий 0,4 кВ от ТП№2 для фидера №2.

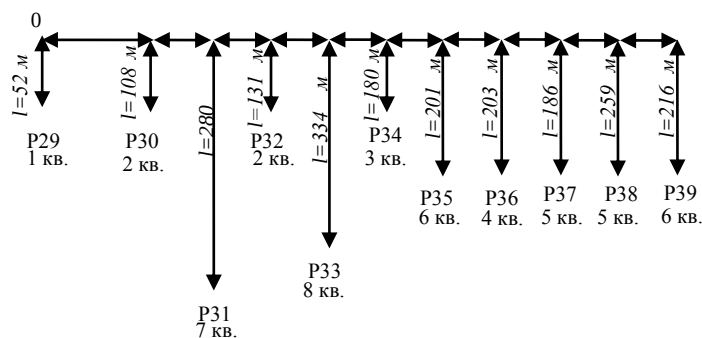


Рисунок 14 – Распределение нагрузки по фидеру №2 от ТП-2

Произведем расчет электрической активной нагрузки ВЛИ-0,4 кВ ф-2 от ТП№2 по формуле (1):

$$P_{29} = 1,0 \cdot 1 = 1 \text{ кВт};$$

$$P_{30} = P_{32} = 1,0 \cdot 2 = 2 \text{ кВт};$$

$$P_{31} = 1,0 \cdot 7 = 7 \text{ кВт};$$

$$P_{33} = 1,0 \cdot 8 = 8 \text{ кВт};$$

$$P_{34} = 1,0 \cdot 3 = 3 \text{ кВт};$$

$$P_{35} = P_{39} = 1,0 \cdot 6 = 6 \text{ кВт};$$

$$P_{36} = 1,0 \cdot 4 = 4 \text{ кВт};$$

$$P_{37} = P_{38} = 1,0 \cdot 5 = 5 \text{ кВт}.$$

Произведем расчет реактивной нагрузки ВЛИ-0,4 кВ ф-2 от ТП№2 по формуле (2):

$$Q_{29} = 1 \cdot 0,29 = 0,29 \text{ кВар};$$

$$Q_{30} = Q_{32} = 2 \cdot 0,29 = 0,58 \text{ кВар};$$

$$Q_{31} = 7 \cdot 0,29 = 2,03 \text{ кВар};$$

$$Q_{33} = 8 \cdot 0,29 = 2,32 \text{ кВар};$$

$$Q_{34} = 3 \cdot 0,29 = 0,87 \text{ кВар};$$

$$Q_{35} = Q_{39} = 6 \cdot 0,29 = 1,74 \text{ кВар};$$

$$Q_{36} = 4 \cdot 0,29 = 1,16 \text{ кВар};$$

$$Q_{37} = Q_{38} = 5 \cdot 0,29 = 1,45 \text{ кВар}.$$

Реактивная составляющая потерь напряжения определим по формуле (50):

$$\Delta U_P = \frac{0,06 \cdot (3,261)}{0,38} = 0,515 \text{ В}$$

По формуле (49) определим активную составляющую допустимой потери напряжения:

$$\Delta U_{a.доп} = 19 - 0,515 = 18,48 \text{ В}$$

Рассчитаем необходимое сечение провода по выражению (51):

$$F_{\phi.2} = \frac{28,8 \cdot (11,24)}{18,48 \cdot 0,38} = 46,1 \text{ мм}^2$$

По таблице 3 [11] выбираем провод СИП-2 3x50+1x70+1x16.

Параметры выбранного сечения провода приведены в таблице 17 [11].

Проверим выбранное сечение провода по условию нагрева (23):

Ток $I_{РАБ.МАХ}$ по фидеру 2 от ТП-2 определим по выражению (22):

$$I_{РАБ.МАХ} = \frac{\sqrt{50^2 + 14,21^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 78,97 \text{ А}$$

Тогда согласно условию (24) получим следующее:

$$I_{ДОП.} = 195 \text{ А} \geq I_{РАБ.МАХ} = 78,9 \text{ А}$$

По условию нагрева выбранное сечение провода проходит проверку.

Определим наибольшие потери напряжения до наиболее удаленной точки линии по формуле (26).

$$\Delta U_{39} = ((6 \cdot 0,641 + 1,74 \cdot 0,0685) \cdot 0,216) / 0,38 = 2,254 \text{ В};$$

$$\Delta U_{38} = ((5 \cdot 0,641 + 1,45 \cdot 0,0685) \cdot 0,259) / 0,38 = 2,252 \text{ В};$$

$$\Delta U_{37} = ((5 \cdot 0,641 + 1,45 \cdot 0,0685) \cdot 0,186) / 0,38 = 1,617 \text{ В};$$

$$\Delta U_{36} = ((4 \cdot 0,641 + 1,16 \cdot 0,0685) \cdot 0,203) / 0,38 = 1,412 \text{ В};$$

$$\Delta U_{35} = ((6 \cdot 0,641 + 1,74 \cdot 0,0685) \cdot 0,201) / 0,38 = 2,097 \text{ В};$$

$$\Delta U_{34} = ((3 \cdot 0,641 + 0,87 \cdot 0,0685) \cdot 0,180) / 0,38 = 0,939 \text{ В};$$

$$\Delta U_{33} = ((8 \cdot 0,641 + 2,32 \cdot 0,0685) \cdot 0,334) / 0,38 = 4,647 \text{ В};$$

$$\Delta U_{32} = ((8 \cdot 0,641 + 2,32 \cdot 0,0685) \cdot 0,131) / 0,38 = 1,823 \text{ В};$$

$$\Delta U_{31} = ((7 \cdot 0,641 + 2,03 \cdot 0,0685) \cdot 0,280) / 0,38 = 3,409 \text{ В};$$

$$\Delta U_{30} = ((2 \cdot 0,641 + 0,58 \cdot 0,0685) \cdot 0,108) / 0,38 = 0,376 \text{ В};$$

$$\Delta U_{29} = ((1 \cdot 0,641 + 0,29 \cdot 0,0685) \cdot 0,052) / 0,38 = 0,09 \text{ В}.$$

$$\Delta \sum U_{\phi, 2\text{ТП}-2} = 20,91 \text{ В} \geq \Delta U_{ДОП} = 19 \text{ В}$$

По наибольшим потерям напряжения провод СИП-2А 3x50+1x70+1x16 не проходит проверку.

Исходя из этого, принимаем для проверки по потерям напряжения провод СИП-2 3x70+1x95+1x16.

Параметры выбранного сечения провода приведем в таблице 26 [11].

Таблица 26 – Технические параметры провода СИП-2 3х70+1х95+1х16

Число и номинальное сечение жил	Электрические параметры					Механические параметры		
	Электрическое сопротивление постоянному току при температуре 20 ⁰ С		Индуктивное сопротивление провода	Допустимый ток нагрузки	Ток термической стойкости	Максимальный наружный диаметр провода	Разрывное усилие нулевой жилы	Расчетная масса
шт.х мм ²	Фазная жила Ом/км	Нулевая жила Ом/км	Нулевой жилы Ом/км	А	кА	мм	кН	кг/км
3х70+1х95+1х16	0,443	0,363	0,0669	240	6,5	40	27,9	1232

Определим наибольшие потери напряжения до наиболее удаленной точки линии по формуле (25).

$$\Delta U_{39} = ((6 \cdot 0,443 + 1,74 \cdot 0,0669) \cdot 0,216) / 0,38 = 1,577 \text{ В};$$

$$\Delta U_{38} = ((5 \cdot 0,443 + 1,45 \cdot 0,0669) \cdot 0,259) / 0,38 = 1,576 \text{ В};$$

$$\Delta U_{37} = ((5 \cdot 0,443 + 1,45 \cdot 0,0669) \cdot 0,186) / 0,38 = 1,132 \text{ В};$$

$$\Delta U_{36} = ((4 \cdot 0,443 + 1,16 \cdot 0,0669) \cdot 0,203) / 0,38 = 0,988 \text{ В};$$

$$\Delta U_{35} = ((6 \cdot 0,443 + 1,74 \cdot 0,0669) \cdot 0,201) / 0,38 = 1,468 \text{ В};$$

$$\Delta U_{34} = ((3 \cdot 0,443 + 0,87 \cdot 0,0669) \cdot 0,180) / 0,38 = 0,657 \text{ В};$$

$$\Delta U_{33} = ((8 \cdot 0,443 + 2,32 \cdot 0,0669) \cdot 0,334) / 0,38 = 3,251 \text{ В};$$

$$\Delta U_{32} = ((8 \cdot 0,443 + 2,32 \cdot 0,0669) \cdot 0,131) / 0,38 = 1,275 \text{ В};$$

$$\Delta U_{31} = ((7 \cdot 0,443 + 2,03 \cdot 0,0669) \cdot 0,280) / 0,38 = 2,385 \text{ В};$$

$$\Delta U_{30} = ((2 \cdot 0,443 + 0,58 \cdot 0,0669) \cdot 0,108) / 0,38 = 0,263 \text{ В};$$

$$\Delta U_{29} = ((1 \cdot 0,443 + 0,29 \cdot 0,0669) \cdot 0,052) / 0,38 = 0,063 \text{ В}.$$

$$\Delta \sum U_{\phi.2ТП-2} = 14,6 \text{ В} \leq \Delta U_{доп} = 19 \text{ В}$$

Выбранное сечение провода СИП-2 3х70+1х95+1х16 удовлетворяет и проходит по допустимому отклонению напряжения в конце линии при нагрузке

78,9 А, а с учетом перспективы увеличения нагрузки потребителей имеется запас до 161,1 А.

Произведем расчет потери мощности на всей линии ВЛ-0,4 кВ от ТП№2.

Для определения потерь мощности воспользуемся формулой (52)

$$\begin{aligned}\Delta P_{21} &= (6,5^2 \cdot 0,641 \cdot 0,287) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,018 \text{ кВт}; \\ \Delta P_{22} &= (11,7^2 \cdot 0,641 \cdot 0,389) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,079 \text{ кВт}; \\ \Delta P_{23} &= (5,2^2 \cdot 0,641 \cdot 0,312) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,012 \text{ кВт}; \\ \Delta P_{24} &= (6,5^2 \cdot 0,641 \cdot 0,216) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,014 \text{ кВт}; \\ \Delta P_{25} &= (1,3^2 \cdot 0,641 \cdot 0,056) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,00014 \text{ кВт}; \\ \Delta P_{26} &= (3,9^2 \cdot 0,641 \cdot 0,080) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,0018 \text{ кВт}; \\ \Delta P_{27} &= (2,6^2 \cdot 0,641 \cdot 0,063) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,00063 \text{ кВт}; \\ \Delta P_{28} &= (2,6^2 \cdot 0,641 \cdot 0,021) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,00021 \text{ кВт}; \\ \Delta P_{29} &= (1,0^2 \cdot 0,443 \cdot 0,052) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,000053 \text{ кВт}; \\ \Delta P_{30} &= (2,0^2 \cdot 0,443 \cdot 0,108) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,00044 \text{ кВт}; \\ \Delta P_{31} &= (7,0^2 \cdot 0,443 \cdot 0,208) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,010 \text{ кВт}; \\ \Delta P_{32} &= (2,0^2 \cdot 0,443 \cdot 0,131) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,00054 \text{ кВт}; \\ \Delta P_{33} &= (8,0^2 \cdot 0,443 \cdot 0,334) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,022 \text{ кВт}; \\ \Delta P_{34} &= (3,0^2 \cdot 0,443 \cdot 0,180) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,0016 \text{ кВт}; \\ \Delta P_{35} &= (6,0^2 \cdot 0,443 \cdot 0,201) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,0074 \text{ кВт}; \\ \Delta P_{36} &= (4,0^2 \cdot 0,443 \cdot 0,203) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,0033 \text{ кВт}; \\ \Delta P_{37} &= (5,0^2 \cdot 0,443 \cdot 0,186) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,0047 \text{ кВт}; \\ \Delta P_{38} &= (5,0^2 \cdot 0,443 \cdot 0,259) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,0066 \text{ кВт}; \\ \Delta P_{39} &= (6,0^2 \cdot 0,443 \cdot 0,216) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,0079 \text{ кВт}.\end{aligned}$$

Суммарные потери мощности составили $\Delta \sum P_{ВЛ-0,4,ТП-2} = 0,190$ кВт., что составило $\Delta \sum P_{ВЛ-0,4,ТП-1\%} = 0,21$ %. Суммарная мощность $\sum P_{ВЛ-0,4,ТП-2} = 89,3$ кВт; $\sum Q_{ВЛ-0,4,ТП-2} = 25,8$ кВар.

Однолинейная схема ВЛ-0,4 кВ от ТП№3 представлена на схеме 6.

Произведем аналогичный расчет электрической сети 0,4 кВ проектируемой воздушной линий 0,4 кВ от ТП№3 для фидера №1.

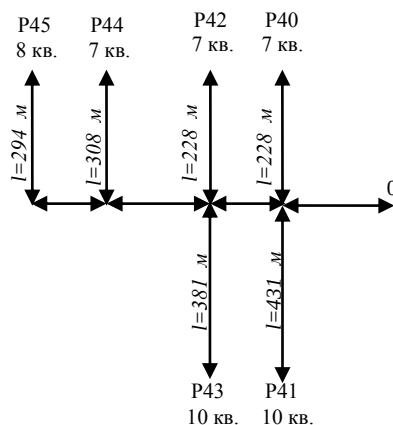


Рисунок 15 – Распределение нагрузки по фидеру №1 от ТП-3

Произведем расчет электрической активной нагрузки ВЛИ-0,4 кВ ф-1 от ТП№3 по формуле (1):

$$P_{40} = P_{42} = P_{44} = 1,0 \cdot 7 = 7 \text{ кВт};$$

$$P_{41} = P_{43} = 1,0 \cdot 10 = 10 \text{ кВт};$$

$$P_{45} = 1,0 \cdot 8 = 8 \text{ кВт}.$$

Произведем расчет реактивной нагрузки ВЛИ-0,4 кВ ф-1 от ТП№3 по формуле (2):

$$Q_{40} = Q_{42} = Q_{44} = 7,0 \cdot 0,29 = 2,03 \text{ кВар};$$

$$Q_{41} = Q_{43} = 10 \cdot 0,29 = 2,90 \text{ кВар};$$

$$Q_{45} = 8 \cdot 0,29 = 2,32 \text{ кВар}.$$

Реактивная составляющая потерь напряжения определим по формуле (50):

$$\Delta U_P = \frac{0,06 \cdot (4,58)}{0,38} = 0,724 \text{ В}.$$

По формуле (49) определим активную составляющую допустимой потери напряжения:

$$\Delta U_{a.\text{доп}} = 19 - 0,724 = 18,27 \text{ В}$$

Рассчитаем необходимое сечение провода по выражению (51):

$$F_{\phi.1} = \frac{28,8 \cdot (7 \cdot 0,228 + 10 \cdot 0,431 + 7 \cdot 0,228 + 10 \cdot 0,381 + 7 \cdot 0,308 + 8 \cdot 0,294)}{18,27 \cdot 0,38} = 65,6 \text{ мм}^2$$

По таблице 3 [11] выбираем провод СИП-2 3х70+1х95+1х16.

Проверим выбранное сечение провода по условию нагрева (23):

Ток $I_{РАБ.МАХ}$ по фидеру 1 от ТП-3 определим по выражению (22):

$$I_{РАБ.МАХ} = \frac{\sqrt{49^2 + 14,21^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 77,5 \text{ А}$$

Тогда согласно условию (24) получим следующее:

$$I_{\text{доп.}} = 240 \text{ А} \geq I_{РАБ.МАХ} = 77,5 \text{ А}$$

По условию нагрева выбранное сечение провода проходит проверку.

Параметры выбранного сечения провода приведены в таблице 18 [11].

Определим наибольшие потери напряжения до наиболее удаленной точки линии по формуле (25).

$$\Delta U_{45} = ((8 \cdot 0,443 + 2,32 \cdot 0,0669) \cdot 0,294) / 0,38 = 2,826 \text{ В};$$

$$\Delta U_{44} = ((7 \cdot 0,443 + 2,03 \cdot 0,0669) \cdot 0,308) / 0,38 = 2,624 \text{ В};$$

$$\Delta U_{43} = ((10 \cdot 0,443 + 2,90 \cdot 0,0669) \cdot 0,381) / 0,38 = 4,636 \text{ В};$$

$$\Delta U_{42} = ((7 \cdot 0,443 + 2,03 \cdot 0,0669) \cdot 0,228) / 0,38 = 1,942 \text{ В};$$

$$\Delta U_{41} = ((10 \cdot 0,443 + 2,9 \cdot 0,0669) \cdot 0,431) / 0,38 = 5,243 \text{ В};$$

$$\Delta U_{40} = ((7 \cdot 0,443 + 2,03 \cdot 0,0669) \cdot 0,228) / 0,38 = 1,942 \text{ В}.$$

$$\Delta \sum U_{\phi.1\text{ТП-3}} = 19,21 \text{ В} \geq \Delta U_{\text{доп}} = 19 \text{ В}$$

По наибольшим потерям напряжения провод СИП-2 3х70+1х95+1х16 не проходит проверку.

Исходя из этого, принимаем для проверки по потерям напряжения провод СИП-2 3х95+1х70+1х16.

Параметры выбранного сечения провода приведем в таблице 27 [11].

Таблица 27 – Технические параметры провода СИП-2 3х95+1х70+1х16

Число и номинальное сечение жил	Электрические параметры					Механические параметры		
	Электрическое сопротивление постоянному току при температуре 20 ⁰ С		Индуктивное сопротивление провода	Допустимый ток нагрузки	Ток термической стойкости	Максимальный наружный диаметр провода	Разрывное усилие нулевой несутей жилы	Расчетная масса
шт.х мм ²	Фазная жила Ом/км	Нулевая жила Ом/км	Нулевой жилы Ом/км	А	кА	мм	кН	кг/км
3х95+1х70+1х16	0,320	0,493	0,0669	258	8,8	42	21,0	1321

Определим наибольшие потери напряжения до наиболее удаленной точки линии по формуле (26).

$$\Delta U_{45} = ((8 \cdot 0,320 + 2,32 \cdot 0,0669) \cdot 0,294) / 0,38 = 2,101 \text{ В};$$

$$\Delta U_{44} = ((7 \cdot 0,320 + 2,03 \cdot 0,0669) \cdot 0,308) / 0,38 = 1,926 \text{ В};$$

$$\Delta U_{43} = ((10 \cdot 0,320 + 2,90 \cdot 0,0669) \cdot 0,381) / 0,38 = 3,403 \text{ В};$$

$$\Delta U_{42} = ((7 \cdot 0,320 + 2,03 \cdot 0,0669) \cdot 0,228) / 0,38 = 1,425 \text{ В};$$

$$\Delta U_{41} = ((10 \cdot 0,320 + 2,9 \cdot 0,0669) \cdot 0,431) / 0,38 = 3,850 \text{ В};$$

$$\Delta U_{40} = ((7 \cdot 0,320 + 2,03 \cdot 0,0669) \cdot 0,228) / 0,38 = 1,425 \text{ В}.$$

$$\Delta \sum U_{\phi.1ПП-3} = 14,13 \text{ В} \leq \Delta U_{доп} = 19 \text{ В}$$

Выбранное сечение провода СИП-2 3х95+1х70+1х16 удовлетворяет и проходит по допустимому отклонению напряжения в конце линии при нагрузке 77,5 А, а с учетом перспективы увеличения нагрузки потребителей имеется запас до 180,5 А.

Произведем расчет электрической сети 0,4 кВ проектируемой воздушной линий 0,4 кВ от ТП№3 для фидера №2.

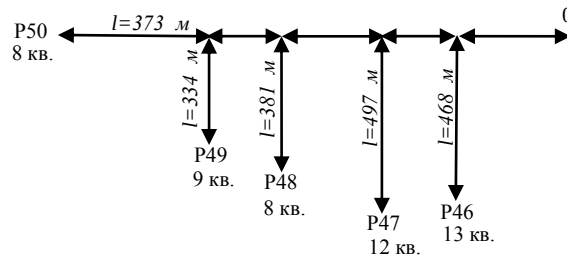


Рисунок 16 – Распределение нагрузки по фидеру №2 от ТП-3

Произведем расчет электрической активной нагрузки ВЛИ-0,4 кВ ф-2 от ТП№3 по формуле (1):

$$P_{46} = 1,0 \cdot 13 = 13 \text{ кВт};$$

$$P_{47} = 1,0 \cdot 12 = 12 \text{ кВт};$$

$$P_{48} = P_{50} = 1,0 \cdot 8 = 8 \text{ кВт};$$

$$P_{49} = 1,0 \cdot 9 = 9 \text{ кВт}.$$

Произведем расчет реактивной нагрузки ВЛИ-0,4 кВ ф-2 от ТП№3 по формуле (2):

$$Q_{46} = 13,0 \cdot 0,29 = 3,77 \text{ кВар};$$

$$Q_{47} = 12,0 \cdot 0,29 = 3,48 \text{ кВар};$$

$$Q_{48} = Q_{50} = 8,0 \cdot 0,29 = 2,32 \text{ кВар};$$

$$Q_{49} = 9,0 \cdot 0,29 = 2,61 \text{ кВар}.$$

Реактивная составляющая потерь напряжения определим по формуле (50):

$$\Delta U_P = \frac{0,06 \cdot (3,77 \cdot 0,468 + 3,48 \cdot 0,497 + 2,32 \cdot 0,381 + 2,61 \cdot 0,334 + 2,32 \cdot 0,373)}{0,38} = 0,966 \text{ В}.$$

По формуле (49) определим активную составляющую допустимой потери напряжения:

$$\Delta U_{a.\text{дон}} = 19 - 0,724 = 18,03 \text{ В}$$

Рассчитаем необходимое сечение провода по выражению (51):

$$F_{\phi.2} = \frac{28,8 \cdot (13 \cdot 0,468 + 12 \cdot 0,497 + 8 \cdot 0,381 + 9 \cdot 0,334 + 8 \cdot 0,373)}{18,03 \cdot 0,38} = 88,6 \text{ мм}^2$$

Исходя из этого, принимаем для проверки по потерям напряжения провод СИП-2 3х95+1х95+1х16.

Параметры выбранного сечения провода приведем в таблице 28 [11].

Таблица 28 – Технические параметры провода СИП-2 3х95+1х95+1х16

Число и номинальное сечение жил	Электрические параметры					Механические параметры		
	Электрическое сопротивление постоянному току при температуре 20 ⁰ С		Индуктивное сопротивление провода	Допустимый ток нагрузки	Ток термической стойкости	Максимальный наружный диаметр провода	Разрывное усилие нулевой несутей жилы	Расчетная масса
шт.х мм ²	Фазная жила Ом/км	Нулевая жила Ом/км	Нулевой жилы Ом/км	А	кА	мм	кН	кг/км
3х95+1х95+1х16	0,320	0,363	0,0656	370	6,4	44	27,9	1393

Проверим выбранное сечение провода по условию нагрева (23):

Ток $I_{РАБ.МАХ}$ по фидеру 2 от ТП-3 определим по выражению (22):

$$I_{РАБ.МАХ} = \frac{\sqrt{50^2 + 14,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 79,1 \text{ А}$$

Тогда согласно условию (24) получим следующее:

$$I_{ДОП.} = 370 \text{ А} \geq I_{РАБ.МАХ} = 79,1 \text{ А}$$

По условию нагрева выбранное сечение провода проходит проверку.

Определим наибольшие потери напряжения до наиболее удаленной точки линии по формуле (25).

$$\Delta U_{50} = ((8 \cdot 0,320 + 2,32 \cdot 0,0656) \cdot 0,373) / 0,38 = 2,662 \text{ В};$$

$$\Delta U_{49} = ((9 \cdot 0,320 + 2,61 \cdot 0,0656) \cdot 0,334) / 0,38 = 2,682 \text{ В};$$

$$\Delta U_{48} = ((8 \cdot 0,320 + 2,32 \cdot 0,0656) \cdot 0,381) / 0,38 = 2,719 \text{ В};$$

$$\Delta U_{47} = ((12 \cdot 0,320 + 3,48 \cdot 0,0656) \cdot 0,497) / 0,38 = 5,321 \text{ В};$$

$$\Delta U_{46} = ((13 \cdot 0,320 + 3,77 \cdot 0,0656) \cdot 0,468) / 0,38 = 5,428 \text{ В}.$$

$$\Delta \sum U_{ф.2ТП-3} = 18,81 \text{ В} \leq \Delta U_{ДОП} = 19 \text{ В}$$

Выбранное сечение провода СИП-2 3х95+1х95+1х16 удовлетворяет и проходит по допустимому отклонению напряжения в конце линии при нагрузке 79,1 А, а с учетом перспективы увеличения нагрузки потребителей имеется запас до 290,9 А.

Произведем расчет электрической сети 0,4 кВ проектируемой воздушной линий 0,4 кВ от ТП№3 для фидера №3.

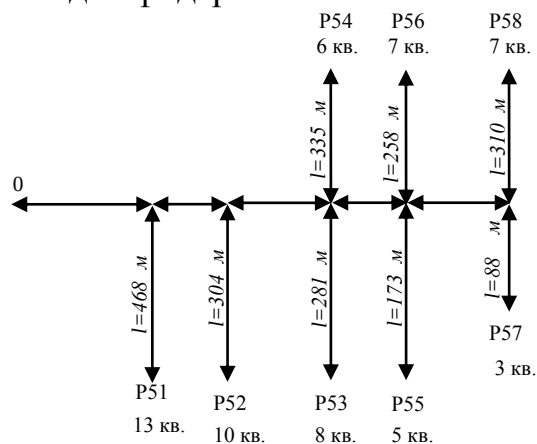


Рисунок 17 – Распределение нагрузки по фидеру №3 от ТП-3

Произведем расчет электрической активной нагрузки ВЛИ-0,4 кВ ф-3 от ТП№3 по формуле (1):

$$P_{51} = 1,05 \cdot 13 = 13,65 \text{ кВт};$$

$$P_{52} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВт};$$

$$P_{53} = 1,05 \cdot 8 = 8,4 \text{ кВт};$$

$$P_{54} = 1,05 \cdot 6 = 6,3 \text{ кВт};$$

$$P_{55} = 1,05 \cdot 5 = 5,25 \text{ кВт};$$

$$P_{56} = P_{58} = 1,05 \cdot 7 = 7,35 \text{ кВт};$$

$$P_{57} = 1,05 \cdot 3 = 3,15 \text{ кВт}.$$

Произведем расчет реактивной нагрузки ВЛИ-0,4 кВ ф-3 от ТП№3 по формуле (2):

$$Q_{51} = 13,0 \cdot 0,29 = 3,95 \text{ кВар};$$

$$Q_{52} = 10,5 \cdot 0,29 = 3,04 \text{ кВар};$$

$$Q_{53} = 8,4 \cdot 0,29 = 2,43 \text{ кВар};$$

$$Q_{54} = 6,3 \cdot 0,29 = 1,83 \text{ кВар};$$

$$Q_{55} = 5,25 \cdot 0,29 = 1,52 \text{ кВар};$$

$$Q_{56} = Q_{58} = 7,35 \cdot 0,29 = 2,13 \text{ кВар};$$

$$Q_{57} = 3,15 \cdot 0,29 = 0,91 \text{ кВар}.$$

Реактивная составляющая потерь напряжения определим по формуле (50):

$$\Delta U_p = 0,888 \text{ В}.$$

По формуле (49) определим активную составляющую допустимой потери напряжения:

$$\Delta U_{a.\text{доп}} = 19 - 0,888 = 18,11 \text{ В}$$

Рассчитаем необходимое сечение провода по выражению (51):

$$F_{\phi.3} = 81,2 \text{ мм}^2$$

Исходя из этого, принимаем для проверки по потерям напряжения провод СИП-2 3х95+1х95+1х16.

Параметры выбранного сечения провода приведем в таблице 20.

Проверим выбранное сечение провода по условию нагрева (23):

Ток $I_{РАБ.МАХ}$ по фидеру 3 от ТП-3 определим по выражению (22):

$$I_{РАБ.МАХ} = \frac{\sqrt{61,9^2 + 17,9^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 98 \text{ А}$$

Тогда согласно условию (24) получим следующее:

$$I_{\text{доп.}} = 370 \text{ А} \geq I_{РАБ.МАХ} = 98 \text{ А}$$

По условию нагрева выбранное сечение провода проходит проверку.

Определим наибольшие потери напряжения до наиболее удаленной точки линии по формуле (25).

$$\Delta U_{58} = ((7,35 \cdot 0,320 + 2,13 \cdot 0,0656) \cdot 0,310) / 0,38 = 2,033 \text{ В};$$

$$\Delta U_{57} = ((3,15 \cdot 0,320 + 0,91 \cdot 0,0656) \cdot 0,088) / 0,38 = 0,247 \text{ В};$$

$$\Delta U_{56} = ((7,35 \cdot 0,320 + 2,13 \cdot 0,0656) \cdot 0,258) / 0,38 = 1,692 \text{ В};$$

$$\Delta U_{55} = ((5,25 \cdot 0,320 + 1,52 \cdot 0,0656) \cdot 0,173) / 0,38 = 0,810 \text{ В};$$

$$\Delta U_{54} = ((6,3 \cdot 0,320 + 1,83 \cdot 0,0656) \cdot 0,335) / 0,38 = 1,883 \text{ В};$$

$$\Delta U_{53} = ((8,4 \cdot 0,320 + 2,43 \cdot 0,0656) \cdot 0,281) / 0,38 = 2,106 \text{ В};$$

$$\Delta U_{52} = ((10,5 \cdot 0,320 + 3,04 \cdot 0,0656) \cdot 0,304) / 0,38 = 2,848 \text{ В};$$

$$\Delta U_{51} = ((13,65 \cdot 0,320 + 3,95 \cdot 0,0656) \cdot 0,468) / 0,38 = 5,699 \text{ В}.$$

$$\Delta \sum U_{\phi, \text{ТПП-3}} = 17,31 \text{ В} \leq \Delta U_{\text{доп}} = 19 \text{ В}$$

Выбранное сечение провода СИП-2 3х95+1х95+1х16 удовлетворяет и проходит по допустимому отклонению напряжения в конце линии при нагрузке 98 А, а с учетом перспективы увеличения нагрузки потребителей имеется запас до 272 А.

Произведем расчет потери мощности на всей линии ВЛ-0,4 кВ от ТП№3.

Для определения потерь мощности воспользуемся формулой (52)

$$\Delta P_{40} = (7^2 \cdot 0,320 \cdot 0,228) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,008 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{41} = (10^2 \cdot 0,320 \cdot 0,431) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,032 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{42} = (7^2 \cdot 0,320 \cdot 0,228) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,008 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{43} = (10^2 \cdot 0,320 \cdot 0,381) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,028 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{44} = (7^2 \cdot 0,320 \cdot 0,308) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,011 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{45} = (8^2 \cdot 0,320 \cdot 0,294) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,014 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{46} = (13^2 \cdot 0,320 \cdot 0,468) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,058 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{47} = (12^2 \cdot 0,320 \cdot 0,497) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,053 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{48} = (8^2 \cdot 0,320 \cdot 0,381) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,018 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{49} = (9^2 \cdot 0,320 \cdot 0,334) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,020 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{50} = (8^2 \cdot 0,320 \cdot 0,373) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,018 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{51} = (13,65^2 \cdot 0,320 \cdot 0,468) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,064 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{52} = (10,5^2 \cdot 0,320 \cdot 0,304) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,025 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{53} = (8,4^2 \cdot 0,320 \cdot 0,281) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,015 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{54} = (6,3^2 \cdot 0,320 \cdot 0,335) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,010 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{55} = (5,25^2 \cdot 0,320 \cdot 0,173) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,004 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{56} = (7,35^2 \cdot 0,320 \cdot 0,258) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,010 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{57} = (3,15^2 \cdot 0,320 \cdot 0,088) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,0006 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{58} = (7,35^2 \cdot 0,320 \cdot 0,310) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,012 \text{ кВт}.$$

Суммарные потери мощности составили $\Delta \sum P_{ВЛ-0,4.ТП-3} = 0,408 \text{ кВт.}$, что
составило $\Delta \sum P_{ВЛ-0,4.ТП-3\%} = 0,25 \%$. Суммарная мощность

$$\sum P_{ВЛ-0,4.ТП-3} = 160,9 \text{ кВт}; \quad \sum Q_{ВЛ-0,4.ТП-3} = 46,7 \text{ кВар}.$$

Результаты расчетов ВЛИ-0,4 кВ от КТП№1, КТП№2, КТП№3 сведем в итоговую таблицу 29.

Таблица 29 – Результаты расчета ВЛ-0,4 кВ от КТП№1, КТП№2, КТП№3

№ п/п	Наименование фидера ВЛ-0,4 кВ	Суммарная активная мощность	Суммарная реактивная мощность	Расчетное сечение провода	Проверка провода по условию нагрева	Проверка провода по допустимо потере напряжения	Ток рабочий максимальный	Потери мощности	Марка провода
		$\sum P_{ВЛ-0,4};$ кВт	$\sum Q_{ВЛ-0,4};$ кВар	$F_p;$ мм ²	$I_{доп.} \geq I_{РАБ.МАХ};$ А	$\Delta \sum U_{ВЛ-0,4} \leq \Delta U_{доп};$ В	$I_{РАБ.МАХ};$ А	$\Delta \sum P_{ВЛ-0,4}$ кВт	
ВЛ-0,4 кВ от КТП№1									
1	Фидер №1	49,5	14,4	87,5	258 А ≥ 78 А	18,6 В ≤ 19 В	78	0,191	СИП-2 3х95+1х70+1х16
2	Фидер №2	70	20,3	112,4	300 А ≥ 110 А	16 В ≤ 19 В	110	0,146	СИП-2 3х120+1х95+1х16
3	Фидер №3	32,5	9,4	31,7	160 А ≥ 51 А	18,2 В ≤ 19 В	51	0,101	СИП-2 3х35+1х50+1х16
ВЛ-0,4 кВ от КТП№2									
4	Фидер №1	40,3	11,7	41,1	195 А ≥ 58 А	16,6 В ≤ 19 В	58	0,125	СИП-2 3х50+1х70+1х16
5	Фидер №2	49	14,2	46,1	240 А ≥ 79 А	14,6 В ≤ 19 В	79	0,064	СИП-2 3х70+1х95+1х16
ВЛ-0,4 кВ от КТП№3									
6	Фидер №1	49	14,2	65,6	258 А ≥ 79 А	14,1 В ≤ 19 В	79	0,101	СИП-2 3х95+1х70+1х16
7	Фидер №2	50	14,5	88,6	370 А ≥ 79 А	18,8 В ≤ 19 В	79	0,167	СИП-2 3х95+1х95+1х16
8	Фидер №3	61,9	17,9	81,2	370 А ≥ 98 А	17,3 В ≤ 19 В	98	0,140	СИП-2 3х95+1х95+1х16

5.4 Расчет токов короткого замыкания для ВЛ-0,4 кВ от КТП№1, КТП№2, КТП№3

Вследствие КЗ в цепях возникают токи, которые представляют опасность для элементов сети. Поэтому для обеспечения надежной работы электрической сети, электрооборудования, устройств релейной защиты и автоматики производится расчет токов КЗ. Произведем расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания.

Расчет тока однофазного короткого замыкания необходим для проведения проверки надежности срабатывания защитных аппаратов.

Приведем пример расчета тока однофазного короткого замыкания для ВЛ-0,4 кВ ф-1 от КТП№1. Результаты расчета тока однофазного короткого замыкания по всем фидерам ВЛ-0,4 кВ приведем в таблице 30.

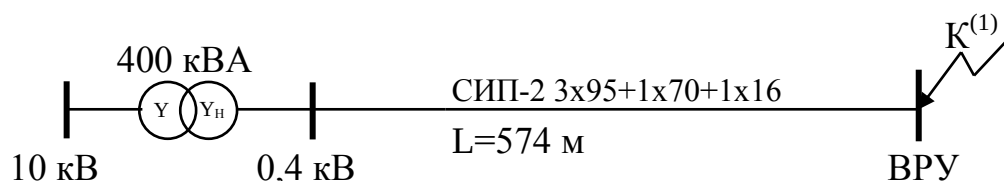


Рисунок 18 – Расчетная схема для определения тока однофазного короткого замыкания

Согласно ПУЭ ток однофазного КЗ определяется по формуле, в которой пренебрегают переходными сопротивлениями коммутационных аппаратов:

$$I_{\kappa\text{З}}^{(1)} = \frac{U_{\phi.\text{ср.}}}{Z_{\Pi} + \frac{Z_{\text{мр.}}^{(1)}}{3}}; \text{ А} \quad (53)$$

где $U_{\phi.\text{ср.}}$ - Минимальное фазное напряжение на шинах 0,4 кВ ТП,
 $U_{\phi.\text{ср.}}=220 \text{ В};$

Z_{Π} - Полное сопротивление петли «фаза – ноль» от шин 0,4 кВ ТП до конца линии, Ом;

$\frac{Z_{mp.}^{(1)}}{3}$ - Полное сопротивление трансформатора току замыкания на корпус,

Ом. Принимаем равным согласно справочным данным для трансформатора 400

кВА $\frac{Z_{mp.}^{(1)}}{3} = 0,065$ Ом.

Для определения полного сопротивления петли «фаза – ноль» воспользуемся формулой:

$$Z_{II} = L \cdot \sqrt{(R_{0\phi} + R_{0H})^2 + (X_{0\phi} + X_{0H})^2}; \text{ Ом} \quad (54)$$

где $R_{0\phi}$ - Активное сопротивление фазного провода, Ом/км [11];

R_{0H} - Активное сопротивление нулевого провода, Ом/км [11];

$X_{0\phi}$ - Индуктивное сопротивление фазного провода, Ом/км [11];

X_{0H} - Индуктивное сопротивление нулевого провода, Ом/км [11];

L - Расчетный участок линии, км.

$$Z_{II\phi.1} = 0,574 \cdot \sqrt{(0,320 + 0,493)^2 + (0,0762 + 0,0669)^2} = 0,342 \text{ Ом}$$

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{220}{0,342 + 0,065} = 540,5 \text{ А}$$

Таблица 30 – Расчет токов однофазного короткого замыкания

№ п/п	Наименование фидера ВЛ-0,4 кВ	Участок линии	Длина рассчитываемого участка	Полное сопротивление петли «фаза - ноль»	Полное сопротивление трансформатора току замыкания на корпус	Активное сопротивление провода		Индуктивное сопротивление провода		Ток однофазного короткого замыкания	Марка провода
			L; км	Z _л ; Ом	$\frac{1}{3}Z_m$; мм ²	R _{0φ} ; Ом/км	R _{0H} ; Ом/км	X _{0φ} ; Ом/км	X _{0H} ; Ом/км	I _{кз} ¹ ; А	
ВЛ-0,4 кВ от КТП№1											
1	Фидер №1	ТП-47	0,574	0,342	0,065	0,320	0,493	0,0762	0,0669	540,5	СИП-2 3x95+1x70+1x16
2	Фидер №2	ТП-25	0,568	0,258	0,065	0,253	0,363	0,0745	0,0650	681,1	СИП-2 3x120+1x95+1x16
3	Фидер №3	ТП-36	0,326	0,369	0,065	0,868	0,720	0,0802	0,0691	506,9	СИП-2 3x35+1x50+1x16
ВЛ-0,4 кВ от КТП№2											
4	Фидер №1	ТП-27	0,388	0,316	0,104	0,641	0,493	0,0799	0,0685	523,8	СИП-2 3x50+1x70+1x16
5	Фидер №2	ТП-64	0,619	0,360	0,104	0,443	0,363	0,0789	0,0669	474,1	СИП-2 3x70+1x95+1x16
ВЛ-0,4 кВ от КТП№3											
6	Фидер №1	ТП-43	0,434	0,259	0,065	0,320	0,493	0,0758	0,0669	679,0	СИП-2 3x95+1x70+1x16
7	Фидер №2	ТП-24	0,804	0,397	0,065	0,320	0,363	0,0762	0,0656	476,2	СИП-2 3x95+1x95+1x16
8	Фидер №3	ТП-14	0,501	0,248	0,065	0,320	0,363	0,0762	0,0656	702,9	СИП-2 3x95+1x95+1x16

Расчет тока трехфазного короткого замыкания необходим для проверки аппаратов защиты на предельную отключающую способность. Произведем расчет тока трехфазного короткого замыкания на примере ВЛ-0,4 кВ ф-1 КТП№1.

Произведем расчет тока трехфазного короткого замыкания на шинах 0,4 кВ ТП по формуле:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot Z_{mp}}; \text{ A} \quad (55)$$

где U_{cp} - Среднее линейное напряжение сети, $U_{cp}=0,4$ кВ;

Z_{mp} - полное сопротивление трансформатора, которое равно, $Z_{тр.}$, $Z_{mp.400кВА}=0,018$ Ом по табл. 8.10 [12].

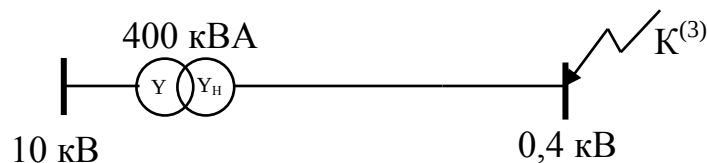


Рисунок 19 – Расчетная схема для определения тока трехфазного короткого замыкания

На основании расчетной схемы составляем схему замещения.

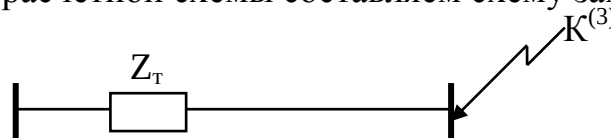


Рисунок 15 – Схема замещения для определения тока трехфазного короткого замыкания

Таким образом, ток трехфазного КЗ в месте установки автоматического выключателя для трансформаторов мощностью 400кВА равен:

$$I_K^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,018} = 12,83 \text{ кА}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в месте установки автоматического выключателя для трансформатора мощностью 250 кВА равен:

$$I_K^3 = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,027} = 8,05 \text{ кА}$$

5.5 Выбор коммутационных аппаратов на отходящие фидера 0,4 кВ от КТП

Для защиты силового трансформатора 10/0,4 кВ со стороны 10 кВ устанавливаются плавкие предохранители. Для защиты ВЛ-0,38 кВ применяются автоматические выключатели или плавкие предохранители. Автоматические выключатели не всегда могут защитить линию 0,38 кВ по всей ее длине без дополнительных реле. Плавкие предохранители тоже не всегда защищают линию полностью. Рассмотрим наиболее часто встречающийся вариант, когда со стороны 10 кВ установлены плавкие предохранители, а со стороны 0,38 кВ автоматические выключатели.

Выбор выключателей производится [10]:

- по напряжению;
- по току;
- по отключающей способности;
- по чувствительности защиты.

Для примера произведем выбор автоматического выключателя на фидере ВЛ-0,4 кВ ф-1 от КТП№1.

Примем к установке защитное устройство на ВЛ-0,4 кВ ф-1 от КТП№1 автоматический выключатель типа ВА 88-33 с $I_n=100\text{А}$.

Выбор выключателя по напряжению производится согласно условию:

$$U_{н.с.} \leq U_{н.ав.}; \text{ кВ} \quad (56)$$

где $U_{н.с.}$ - Номинальное напряжение сети, кВ;

$U_{н.ав.}$ - Номинальное напряжение автоматического выключателя, кВ.

$$0,38 \text{ кВ} \leq 0,4 \text{ кВ}$$

Условие выбора выключателя по напряжению выполняется.

Выбор выключателя по току производится согласно условию:

$$I_{расч} \leq I_{н.ав.}; \text{ А} \quad (57)$$

где $I_{расч}$ - Расчетный ток сети, А;

$I_{н.ав.}$ - Номинальный ток выключателя, А.

$$I_{расч} = 78,3 \text{ А} \leq I_{н.ав.} = 100 \text{ А}$$

Условие выбора выключателя по току выполняется.

Выбор выключателя по отключающей способности производится по условию:

$$I_{пр.откл} \geq I_{\kappa}^{(3)}; \text{ А} \quad (58)$$

где $I_{пр.откл}$ - Предельный ток отключения выключателя, т.е. максимальный ток, который может отключить выбранный выключатель, кА. $I_{пр.откл} = 35 \text{ кА}$

$I_{\kappa}^{(3)}$ - Ток трехфазного короткого замыкания в месте установки автоматического выключателя, кА.

$$I_{пр.откл} = 35 \text{ кА} \geq I_{\kappa}^{(3)} = 12,83 \text{ кА}$$

Условие выбора выключателя по отключающей способности выполняется.

Чувствительность защитного аппарата к току однофазного короткого замыкания определяется коэффициентом чувствительности, который определяется по формуле:

$$K_{\psi} = \frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{н.ав.}}; \quad (59)$$

где $I_{\kappa}^{(1)}$ - Однофазный ток короткого замыкания, А;

$I_{н.ав.}$ - Номинальный ток выключателя установленного на рассматриваемой линии в распределительном пункте 0.4 кВ КТП, А.

$$K_{\psi} = \frac{540,5}{100} = 5,4.$$

Полученное значение коэффициента чувствительности сравнивается с минимально допустимым значением $K_{\psi, мин. доп.} = 3$. Т.к. $K_{\psi} = 5,4$, то можно сказать, что выключатель ВЛ-0,4 кВ ф-1КТП№1 ВА88-33 при однофазном токе КЗ отключит поврежденную линию.

Таблица 31 – Результаты выбора автоматических выключателей

№ п/п	Наименование фидера ВЛ-0,4 кВ	Наименование защитного аппа- рата	Условия проверки			
			$U_{н.с.} \leq U_{н.ав.}$	$I_{расч} \leq I_{н.ав.}$	$I_{пр.откл} \geq I_{\kappa}^3$	$K_{\kappa} \geq K_{ч.мин.доп}$
КТП№1						
1	Фидер №1	ВА 88-33 100А	$0,38\text{кВ} \leq 0,4\text{ кВ}$	$78,3\text{ А} \leq 100\text{ А}$	$35\text{ кА} \geq 12,83\text{ кА}$	$5,4 \geq 3$
2	Фидер №2	ВА 88-33 160А	$0,38\text{кВ} \leq 0,4\text{ кВ}$	$110\text{ А} \leq 160\text{ А}$	$35\text{ кА} \geq 12,83\text{ кА}$	$4,3 \geq 3$
3	Фидер №3	ВА 88-32 80А	$0,38\text{кВ} \leq 0,4\text{ кВ}$	$51\text{ А} \leq 80\text{ А}$	$25\text{ кА} \geq 12,83\text{ кА}$	$6,3 \geq 3$
КТП№2						
4	Фидер №1	ВА 88-32 80А	$0,38\text{кВ} \leq 0,4\text{ кВ}$	$58\text{ А} \leq 80\text{ А}$	$25\text{ кА} \geq 8,05\text{ кА}$	$6,5 \geq 3$
5	Фидер №2	ВА 88-33 100А	$0,38\text{кВ} \leq 0,4\text{ кВ}$	$79\text{ А} \leq 100\text{ А}$	$35\text{ кА} \geq 8,05\text{ кА}$	$4,7 \geq 3$
КТП№3						
6	Фидер №1	ВА 88-32 80А	$0,38\text{кВ} \leq 0,4\text{ кВ}$	$79\text{ А} \leq 100\text{ А}$	$25\text{ кА} \geq 12,83\text{ кА}$	$8,48 \geq 3$
7	Фидер №2	ВА 88-32 80А	$0,38\text{кВ} \leq 0,4\text{ кВ}$	$79\text{ А} \leq 100\text{ А}$	$25\text{ кА} \geq 12,83\text{ кА}$	$5,9 \geq 3$
8	Фидер №3	ВА 88-33 160А	$0,38\text{кВ} \leq 0,4\text{ кВ}$	$98\text{ А} \leq 160\text{ А}$	$35\text{ кА} \geq 12,83\text{ кА}$	$4,4 \geq 3$

6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Для создания новых, а также для расширения и реконструкции существующих энергетических объектов, необходимо затратить материальные, трудовые, а также финансовые ресурсы.

Совокупность этих затрат составляют капитальные вложения. Капитальные вложения включают в себя затраты на проектные и подготовительные работы, стоимость оборудования, стоимость монтажа, заработная работников, а также транспортные расходы.

6.1 Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости

Для выполнения работ по проектированию формируется группа, которую возглавляет руководитель, в состав могут входить инженеры-проектировщики, ведущие инженеры, и другие инженерно-технические специальности, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе мы составляем перечень этапов и работ в рамках проведения проектирования, производим распределение работ.

Для расчета основной заработной платы сотрудников составляем график выполнения работ, который отразим в таблице 34.

Наиболее ответственной частью экономических расчётов является расчёт трудоемкости работ, так как трудовые затраты составляют основную часть стоимости научно-исследовательских, опытно-конструкторских и проектных работ. Удельный вес заработной платы в общей сметной стоимости работ составляет 35-65%, а иногда и более [15].

					ФЮРА.140205.012 ПЗ			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Нусс Д. Д.				Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Хохлова Т. Е.						113	166
Консульт.	Коришунова Л.А.					ТПУ ИнЭО гр. 3-9202		
Н.Контр								
Утвердил	Прохоров А.В.							

Для определения трудоемкости выполнения проекта сначала составим перечень основных этапов и видов работ, которые должны быть выполнены.

Для определения ожидаемого значения продолжительности работ $t_{ож}$, применим вариант, основанный на использовании трех оценок: t_{max} , t_{min} , $t_{н.в.}$:

$$t_{ож} = \frac{t_{min} + 4 \cdot t_{н.в.} + t_{max}}{6}, \quad (60)$$

где t_{max} , – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), человеко-дней;

t_{min} , – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), человеко-дней;

$t_{н.в.}$ – наиболее возможная, по мнению экспертов, продолжительность работы (реалистическая оценка), человеко-дней.

Таблица 32 - Описание графика выполнения работ.

Сотрудник	Количество дней	Обозначение на графике
Руководитель	56	
Ведущий инженер	56	
Инженер	56	

Таблица 33 -Этапы и график выполнения работ

№ этапа	Наименование работы	Потребная численность, чел.	Продолжительность работы, дни				График выполнения работ, дни																																																							
			t_{min}	$t_{н.в.}$	t_{max}	$t_{ож}$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56
0-1	Разработка технического задания	Руководитель Ведущий инженер Инженер	3	4	5	4																																																								
1-2	Подбор кадров	Руководитель Ведущий инженер Инженер	1	2	3	2																																																								
2-3	Сбор и изучение материалов литературы	Руководитель Ведущий инженер Инженер	5	6	7	6																																																								
3-4	Анализ полученной информации	Руководитель Ведущий инженер Инженер	1	2	3	2																																																								
4-5	Выбор варианта схемы строительства	Руководитель Ведущий инженер Инженер	1	2	3	2																																																								
5-6	Расчет токов КЗ и релейной защиты	Руководитель Ведущий инженер Инженер	2	3	4	3																																																								
6-7	Выбор оборудования	Руководитель Ведущий инженер Инженер	1	2	3	2																																																								
7-8	Анализ и проверка выбранного оборудования	Руководитель Ведущий инженер Инженер	4	5	6	5																																																								
8-9	Доработка	Руководитель Ведущий инженер Инженер	1	2	3	2																																																								
9-10	Выводы и предложения по проделанной работе	Руководитель Ведущий инженер Инженер	1	1	1	1																																																								
10-11	Оформление отчета по проделанной работе	Руководитель Ведущий инженер Инженер	9	10	11	10																																																								
11-12	Выполнение графической части проекта	Руководитель Ведущий инженер Инженер	13	14	15	14																																																								
12-13	Проверка и утверждение проекта	Руководитель Ведущий инженер Инженер	2	3	4	3																																																								
Итого:			45	56	67	56																																																								

6.2 Расчет затрат на проектирование

Затраты, образующие себестоимость продукции группируются в соответствии с их экономическим содержанием по следующим элементам:

- материальные затраты;
- оплата труда;
- отчисления в социальные фонды;
- амортизация основных фондов;
- прочие затраты;
- накладные расходы.

1. Материальные затраты включают в себя расходные материалы (бумага, картриджи для принтера, плоттера, ручки, изготовление слайдов и т.п.), сведенные в приведенную ниже таблицу 34.

Таблица 34 - Материальные затраты.

Материал	Единица измерения	Кол-во	Цена за ед., руб.	Стоимость, руб.
Бумага для печати	Пачка	1	150	150
USB-флеш-накопитель	Шт.	1	350	350
Канцелярские товары (набор)	Шт.	3	80	240
Заправка картриджей	Шт.	2	250	500
<i>Итого: $I_M =$</i>				1240 руб.

2. Расчет заработной платы:

$$ЗП = ((ЗП_T \cdot k_{н.о.} \cdot k_{с.р.}) / 21) \cdot T_M \text{ руб.}, \quad (61)$$

где $ЗП_T$ – тарифный фонд заработной платы (оклад);

$k_{н.о.} = 1,1$ – коэффициент за неиспользованный время отпуск;

$k_{с.р.} = 1,3$ – доплаты за условия работы и проживания - северный и районный коэффициенты;

$T_M = 56$ – число дней работы.

$$ЗП_{рук} = ((27000 \cdot 1,1 \cdot 1,3) / 21) \cdot 56 = 102960 \text{ руб.},$$

$$ЗП_{вед.инж} = ((21000 \cdot 1,1 \cdot 1,3) / 21) \cdot 56 = 80080 \text{ руб.},$$

$$ЗП_{инж} = ((15000 \cdot 1,1 \cdot 1,3) / 21) \cdot 56 = 57200 \text{ руб.}$$

Расчёты сводим в таблицу 35

Таблица 35 - Заработная плата исполнителей.

Исполнители	Разряд по оплате труда	Оклад, руб.	Время занятости, дней.	Заработная плата, руб.
Руководитель	3	27000	56	102960
Ведущий инженер	2	21000	56	80080
Инженер	2	15000	56	57200
Итого:				240240

Фонд заработной платы $\Phi ЗП = \sum ЗП_{исп} = 240240$ руб.

3. Размер отчислений в социальные фонды составляет 30% от ФЗП.

Сумма отчислений в социальные фонды составляет:

$$И_{С.Н.} = \Phi ЗП \cdot 0,30 = 240240 \cdot 0,30 = 72072 \text{ руб.}$$

4. Амортизационные отчисления считаем по следующей формуле. Специальное оборудование учитывается в сметной стоимости в виде амортизационных отчислений по формуле [15]:

$$И_{ам} = \frac{T_u}{T_{кал}} \cdot H_a \cdot \Phi_n, \quad (62)$$

где Φ_n - первоначальная стоимость оборудования, руб.;

H_a - норма амортизации, %;

T_u - количество дней использования оборудования;

$T_{кал}$ - количество календарных дней в году.

Таблица 36 - Амортизационные отчисления

Наименование	Количество, шт.	Срок службы, лет	Φ_n , руб.	H_a , %	T_u , дней	$И_{ам}$, руб.
Компьютер	3	3	30000	33	36	2928
Принтер	1	3	9000	33	5	41
Стол	3	12	8000	8	51	276
Стул	3	12	3500	8	51	122
Итого:						3367

Амортизационные отчисления составляют $И_{ам} = 3367$ руб.

5. Прочие расходы:

$$I_{np} = 0,1 \cdot (3П + I_{\text{м}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{сн}});$$

$$I_{np} = 0,1 \cdot (240240 + 1240 + 3367 + 72072) = 31692 \text{ руб.}$$

6. Накладные расходы принимаем 160% от ФЗП:

$$H_p = 2 \cdot \Phi 3П = 1,6 \cdot 240240 = 384384 \text{ руб.}$$

Себестоимость проекта:

$$C_{np} = I_{\text{м}} + 3П + I_{\text{сн}} + I_{\text{ам}} + I_{np} + H_p;$$

$$C_{np} = 1240 + 240240 + 72072 + 3284 + 31692 + 384384 = 732912 \text{ руб.}$$

Принимаем рентабельность 20% от прибыли:

$$П_{\text{б}} = 0,2 \cdot C_{np} = 0,2 \cdot 732912 = 146582 \text{ руб.}$$

Цена (стоимость) проекта:

$$Ц_{np} = C_{np} + П_{\text{б}} = 732912 + 146582 = 879494 \text{ руб.}$$

Смета затрат представлена в таблице 37.

Таблица 37 - Смета затрат.

Вид расходов	Обозначение	Сумма, руб.
Материальные затраты	$I_{\text{м}}$	1240
Заработная плата	$3П$	240240
Отчисления на социальные нужды	$I_{\text{сн}}$	72072
Амортизационные отчисления	$I_{\text{ам}}$	3367
Прочие расходы	I_{np}	31692
Накладные расходы	H_p	384384
Себестоимость проекта	C_{np}	732912
Прибыль	$П_{\text{б}}$	146582
Стоимость проекта	$Ц_{np}$	879494

6.3 Расчёт капиталовложений на оборудование строительно-монтажные работы

Целью является расчет капитальных вложений на проект по строительству линий электропередачи, комплектных трансформаторных подстанций на территории микрорайона жилой застройки Заовражный, расположенного по адресу: Омская область, г. Калачинск. Строительство электрических сетей 10 кВ, 0,4 кВ позволит обеспечить электроснабжение микрорайона Заовражный частой жилой застройки в количестве 377 жилых домов.

Капитальные вложения K включают затраты на основные фонды и оборотные средства. Так как оборотные средства в системе электроснабжения невелики (1 – 2%), то ими можно пренебречь.

Основные фонды включают стоимость оборудования, затраты на установку, монтаж, наладку и пробный пуск оборудования и аппаратуры, затраты на транспортировку.

При расчете затрат на оборудование, строительно-монтажные работы и т.д. учитывались существующие цены на март 2016 года. Под строительно-монтажными работами понимаются такие работы, в процессе которых будет осуществляется строительство распределительных сетей, необходимых для транспортировки электрической энергии от источника питания до ВРУ конечного потребителя, строительство комплектных трансформаторных подстанций, необходимых для преобразования электрической энергии до необходимых параметров. В связи с этим необходимо осуществить строительство ВЛЗ-10 кВ общей протяженностью 1,685 км с применением провода марки СИП-3, строительство ВЛИ-0,4 кВ общей протяженностью 13,087 км с применением провода СИП-2, строительство трех комплектных трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ. Произвести врезку проектируемой ВЛЗ-10 кВ в существующий фидер 10 кВ Т-2. На месте врезки установить отключающий пункт с применением РЛНД. Строительно-монтажные работы выполнить по сметам ПАО «МРСК Сибири - Омскэнерго». Результаты расчета сводим в таблицы 38 - 39.

Таблица 38 - Расчет капиталовложений на оборудование.

Наименование и техническая характеристика оборудования и материалов	Тип, марка	Производитель, поставщик	Цена за 1 ед. с НДС,руб.	Единица измерения	Количество	Сумма, руб.
Провода						
Провод самонесущий изолированный без несущего элемента	СИП-3 3х50	ОАО «Иркутсккабель»	61460	км.	53,1	3263526,00
Провод самонесущий с алюминиевыми жилами	СИП-2 3х35+1х50+1х16	ОАО «Иркутсккабель»	182280	км.	1,26	229672,80
Провод самонесущий с алюминиевыми жилами	СИП-2 3х50+1х70+1х16	ОАО «Иркутсккабель»	245930	км.	1,5	368895,00
Провод самонесущий с алюминиевыми жилами	СИП-2 3х70+1х95+1х16	ОАО «Иркутсккабель»	314530	км.	2,15	676239,50
Провод самонесущий с алюминиевыми жилами	СИП-2 3х95+1х70+1х16	ОАО «Иркутсккабель»	360860	км.	3,73	1346007,80
Провод самонесущий с алюминиевыми жилами	СИП-2 3х95+1х95+1х16	ОАО «Иркутсккабель»	383890	км.	4,49	1723666,10
Провод самонесущий с алюминиевыми жилами	СИП-2 3х120+1х95+1х16	ОАО «Иркутсккабель»	458850	км.	3,06	1404081,00
Кабель	ВВГ-0,66 4х25	ОАО «Иркутсккабель»	688190	км.	0,06	41291,40
Железобетонные изделия						
Стойка ж/б L=10,5м	СВ105-5	ООО "Опора НСК" г. Новосибирск	10 305,62	шт.	571	5884509,10
Фундаментный блок, ГОСТ13579-78	ФБС12.5.6-Т	ООО "Энергостройкомплект" г. Омск	1200	шт.	18	21600,00
Фундаментный блок, ГОСТ13579-78	ФБС9.5.6-Т	ООО "Энергостройкомплект" г. Омск	950	шт.	6	5700,00
Изоляторы и линейная арматура для ЛЭП						
Зажим пласечный	SL 37.2	ENSTO	72,23	шт.	54	3900,40
Кожух защитный	SP 15	ENSTO	46,2	шт.	54	2494,80
Изолятор штырьевой	ШФ-20	ООО "АВК-энерго" г. Москва	387,98	шт.	276	107082,50
Колпачек	К-6	ООО "АВК-энерго" г. Москва	6,11	шт.	276	1686,40
вязка спиральная	SO 115.5073	ENSTO	119,25	шт.	276	32913,00
Зажим пласечный	SL 37.2	ENSTO	72,23	шт.	54	3900,40
Кожух защитный	SP 15	ENSTO	46,2	шт.	54	2494,80
Изолятор штырьевой	ШФ-20	ООО "АВК-энерго" г. Москва	387,98	шт.	276	107082,50
Изолятор натяжной	ПС-70Е	ООО "АВК-энерго" г. Москва	472,50	шт.	66	31185,00
Скоба	СК-7-1А	ООО "АВК-энерго" г. Москва	119,34	шт.	33	3938,20
Зажим натяжной	НKK-1-16	ООО "АВК-энерго" г. Москва	309,49	шт.	33	10213,20
Серьга	СРС-7-16	ООО "АВК-энерго" г. Москва	83,27	шт.	33	2747,90
Звено промежуточное трехлапчатое	ПРТ-7-1	ООО "АВК-энерго" г. Москва	103,58	шт.	33	3418,20
Ушко	У1-7-16	ООО "АВК-энерго" г. Москва	148,39	шт.	33	4896,90
Наконечник алюминиевый прессуемый	ТА-50-10-9	ENSTO	11,36	шт.	50	568,00
Зажим прокалывающий	SL 25.2	ENSTO	583	шт.	12	6996,00
Кожух защитный	SP 16	ENSTO	90,94	шт.	12	1091,28
Бандажная лента	COT 37	ENSTO	105	м.	898	94290,00
Скрепа	COT 36	ENSTO	31,1	шт.	898	27927,80
Зажим поддерживающий	SO 69.95	ENSTO	402,73	шт.	259	104307,10
Зажим поддерживающий	PS-1500	NILED	358,7	шт.	68	24391,60

Продолжение таблицы 38

Наименование и техническая характеристика оборудования и материалов	Тип, марка	Производитель, поставщик	Цена за 1 ед. с НДС, руб.	Единица измерения	Количество	Сумма, руб.
Зажим натяжной	PA-2200	NILED	618	шт.	211	130398,00
Крюк монтажный	SOT 39	ENSTO	234,25	шт.	538	126026,50
Зажим прокалывающий	SLIP 22.12	ENSTO	352	шт.	123	43296,00
Зажим ответвительный	PC 481	NILED	824,17	шт.	21	17307,60
Бандаж	PER 15	ENSTO	7,52	шт.	449	3376,50
Электрооборудование						
Комплектная трансформаторная подстанция	ВВ 250/10/0,4 с ТМГ-160/10/0,4	ООО «РусТранс» г. Новосибирск	371 654,16	шт.	1	371654,16
Комплектная трансформаторная подстанция	ВВ 400/10/0,4 с ТМГ-400/10/0,4	ООО «РусТранс» г. Новосибирск	507 016,80	шт.	2	1014033,60
Разъединители и линейная арматура						
Разъединитель	РЛНД 1-10/200 УХЛ1 ПРНЗ-10	ООО "Техэнергохолдинг" г. Москва	9 638,79	шт.	4	38555,20
Кронштейн	РА-1	ООО "Техэнергохолдинг" г. Москва	1 063,68	шт.	4	4254,80
Кронштейн	РА-2	ООО "Техэнергохолдинг" г. Москва	255,47	шт.	4	1021,90
Кронштейн	РА-3	ООО "Техэнергохолдинг" г. Москва	1 439,14	шт.	8	11513,20
Кронштейн	РА-4	ООО "Техэнергохолдинг" г. Москва	193,35	шт.	4	773,40
Кронштейн	РА-5	ООО "Техэнергохолдинг" г. Москва	173,82	шт.	12	2085,90
Хомут	Х-7	ООО "Техэнергохолдинг" г. Москва	158,15	шт.	12	1897,80
Хомут	Х-8	ООО "Техэнергохолдинг" г. Москва	103,99	шт.	4	415,90
Изолятор штырьевой	ШФ-20	ООО "Техэнергохолдинг" г. Москва	387,98	шт.	12	4655,80
Колпачек	К-6	ООО "Техэнергохолдинг" г. Москва	6,11	шт.	16	97,80
Зажим аппаратный	A2A	ООО "Техэнергохолдинг" г. Москва	196,89	шт.	24	4725,40
Болт	M12x40	ООО "Техэнергохолдинг" г. Москва	502,92	шт.	44	22128,50
Гайка	M12	ООО "Техэнергохолдинг" г. Москва	31,43	шт.	44	1382,90
Шайба	12 мм	ООО "Техэнергохолдинг" г. Москва	190,41	шт.	44	8378,00
Провод	МГ-1	ООО "Техэнергохолдинг" г. Москва	70,55	м.	4	282,20
Металоконструкции						
Узел крепления укоса ж/б опоры	У-1	ООО "АВК-энерго" г. Москва	717,89	шт.	127	91172,10
Круг	18 мм ст.3	ООО "АВК-энерго" г. Москва	46,42	кг.	3438	159591,90
Траверса	ТМ-3	ООО "АВК-энерго" г. Москва	1 400,95	шт.	45	63042,80
Траверса	ТМ-73	ООО "АВК-энерго" г. Москва	1 636,07	шт.	15	24541,10
Накладка	ОГ-52	ООО "АВК-энерго" г. Москва	243,72	шт.	15	3655,80
Хомут	Х-1	ООО "АВК-энерго" г. Москва	131,07	шт.	45	5898,20
Полоса стальная	40x5 ГОСТ 103-76	ООО "АВК-энерго" г. Москва	48,73	кг.	125,6	6120,50

Продолжение таблицы 38

Наименование и техническая характеристика оборудования и материалов	Тип, марка	Производитель, поставщик	Цена за 1 ед. с НДС, руб.	Единица измерения	Количество	Сумма, руб.
Материалы						
Щебень	Фракция 5-20	ОАО «КарьерОМСК», г. Омск	1260	куб.м	14,4	18144,00
Эмаль	ПФ-115 черная	ТД «ТехноГрупп», г. Омск	82,29	кг.	54	4443,70
Грунтовка	ГФ-021	ТД «ТехноГрупп», г. Омск	125,74	кг.	54	6789,90
Песок крупнозернистый	Модуль крупности 3-3,5	ТД «ТехноГрупп», г. Омск	868,51	куб.м	5,5	4776,80
Электроды	ОК-46 4мм	ТД «ТехноГрупп», г. Омск	136,22	кг.	25	3405,50
Общая стоимость:					$K_{mat} = 17742558,00$	

Таблица 39 - Расчет строительно-монтажных работ

Наименования вида работ	Единица измерения	Норматив трудо-затрат, чел/час	ПАО «Омскэнерго»				Количество	Сумма
			Размер вознагражде-ния за вы-слугу лет	Тарифная ставка, руб./час	Базовый размер ежемесяч-ной премии	Сдельная единичная расценка, руб.		
Раздел 1. Строительство ВЛ-10 кВ								
Установка опоры железобетонной одностоечной	1 штука	3	1,15	83,69	1,45	903,85	36	32538,6
Установка опоры железобетонной двухстоечной	1 штука	4,1	1,15	83,69	1,45	1235,26	13	16058,38
Установка опоры железобетонной трехстоечной	1 штука	6,14	1,15	83,69	1,45	1849,88	5	9249,4
Установка металлической траверсы	1 штука	3,1	1,15	83,69	1,45	933,98	54	50434,92
Установка изолятора на ж/б опоре	1 штука	0,5	1,15	83,69	1,45	150,64	108	16269,12
Монтаж заземляющего устройства для опор ВЛ-10 кВ	1 штука	2,7	1,15	83,69	1,45	813,46	54	43926,84
Подвеска провода СИП-3 1х50	1 пров/км	22,6	1,15	83,69	1,45	6809,01	1,756	11956,62
Монтаж линейного разъединителя	1 штука	12	1,15	83,69	1,45	3615,40	4	14461,6
Установка информационных знаков	1 штука	0,8	1,15	83,69	1,45	241,02	54	13015,08
Раздел 2. Строительство комплектной трансформаторной подстанции								
Установка фундаментных блоков ФБС под конструкцию КТП	1 штука	2,25	1,15	83,69	1,45	677,88	24	16269,12
Установка корпуса КТП	1 штука	3,3	1,15	83,69	1,45	994,23	3	2982,69
Установка силового трансформатора 250 кВА	1 штука	5,33	1,15	83,69	1,45	1605,84	1	1605,84
Установка силового трансформатора 400 кВА	1 штука	7,2	1,15	83,69	1,45	2169,24	2	4338,48
Установка проходного изолятора	1 штука	1,2	1,15	83,69	1,45	361,54	9	3253,86
Установка ограничителей перенапряжения	1 штука	0,4	1,15	83,69	1,45	120,51	9	1084,59
Установка предохранителей ПК-10	1 штука	0,2	1,15	83,69	1,45	60,25	9	542,25
Монтаж ответвления к ВЛ ввод 10 кВ 3 провода	1 штука	1,0	1,15	83,69	1,45	301,66	3	904,98
Монтаж ответвления к ВЛ ввод 0,4 кВ 3 провода	1 штука	1,3	1,15	83,69	1,45	391,66	8	3133,28
Установка трансформаторов тока	1 штука	1,0	1,15	83,69	1,45	301,28	9	2711,52
Установка счетчика электрической энергии	1 штука	0,8	1,15	83,69	1,45	241,02	3	723,06
Установка вводного автоматического выключателя 0,4 кВ	1 штука	1,8	1,15	83,69	1,45	542,31	3	1626,93
Установка линейного автоматического выключателя 0,4 кВ	1 штука	1,6	1,15	83,69	1,45	482,05	8	3856,4
Устройство контура заземления КТП	1 штука	8,28	1,15	83,69	1,45	2494,63	3	7483,89
Огрунтовка металлических поверхностей за один разгрунтовкой ГФ-021	100 м ² окра-шиваемой поверхности	7,3278	1,15	83,69	1,45	2207,74	0,9	1986,96
Окраска металлических огрунтованных поверхностей эмалью ПФ-115	100 м ² окра-шиваемой поверхности	5,2854	1,15	83,69	1,45	1592,40	0,9	1433,16

Продолжение таблицы 39

Наименования вида работ	Единица измерения	Норматив трудо- затрат, чел/час	ПАО «Омскэнерго»				Количество	Сумма
			Размер вознагражде- ния за выслугу лет	Тарифная ставка, руб./час	Базовый размер ежемесяч- ной премии	Сдельная единич- ная рас- ценка, руб.		
Раздел 3. Строительство ВЛН-0,4 кВ								
Установка опоры железобетонной одностоечной	1 штука	1,6	1,15	78,96	1,45	454,80	459	208753,20
Установка опоры железобетонной двухстоечной	1 штука	3,72	1,15	78,96	1,45	1057,43	93	98340,99
Установка опоры железобетонной трехстоечной	1 штука	3,72	1,15	78,96	1,45	1057,43	5	5287,15
Нумерация опор установка табличек	100 плакатов или таблиц	13	1,15	78,96	1,45	3695,32	5,5	20324,26
Раскатка провода СИП с применением механизмов	1 км	2,8	1,15	78,96	1,45	795,91	15,5 2	12352,52
Соединение проводом с сечением до 120 мм ²	1 штука	0,68	1,15	78,96	1,45	193,29	47	9084,63
Подъем проводов на опору с помощью каната	Масса 1 км провода, кг	0,3	1,15	78,96	1,45	85,27	557	47495,39
Натягивание и визирование проводов с применением механизмов	1 анкерный пролет	3,35	1,15	78,96	1,45	952,25	47	44755,75
Крепление провода ВЛ с подъемом на опору	1 опора	0,36	1,15	78,96	1,45	102,33	557	56997,81
Монтаж заземляющего устройства для опор ВЛ-0,4 кВ	1 опора	2,7	1,15	78,96	1,45	767,49	557	427491,9
Огрунтовка металлических поверхностей за один разгрунтовкой ГФ-021	100 м ² окра- шиваемой поверхности	7,3278	1,15	78,96	1,45	2207,74	1,3	2870,06
Окраска металлических огрунтованных поверхностей эмалью ПФ-115	100 м ² окра- шиваемой поверхности	5,2854	1,15	78,96	1,45	1592,40	1,3	2070,12
Общая сумма на строительно-монтажные работы:							K _{раб} = 1197671	

Таким образом капитальные затраты составляют $K = K_{\text{проект.}} + K_{\text{мат.}} + K_{\text{раб.}} = 19\,819\,732$ руб.

6.4 Расчет эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затраты определяются из следующей формулы:

$$C = C_a + C_{po} + C_э, \quad (63)$$

где C_a - ежегодные амортизационные отчисления, руб.;

C_{po} - годовые расходы на обслуживание и текущий ремонт электрооборудования, руб.;

$C_э$ - стоимость годовых потерь электроэнергии, руб.

Амортизационные отчисления – это собственный источник финансирования обновления основных производственных фондов, величина которого зависит от двух факторов: стоимости имеющихся основных производственных фондов и норм амортизационных отчислений [15].

Ежегодные амортизационные отчисления:

$$C_a = P_a \cdot K, \quad (64)$$

где P_a - норма амортизационных отчислений, % (для ВЛ 0,4-20 кВ $P_a = 3,6\%$);

$$C_a = 0,036 \cdot 19819732 = 713510 \text{ руб.}$$

Годовые расходы на обслуживание и текущий ремонт электрооборудования C_{po} включают в себя зарплату ремонтного и обслуживающего персонала и затраты на материалы необходимые для ремонта и обслуживания электрооборудования [15]:

$$C_{po} = (C_{зр} + C_{зо}) \cdot \lambda_1 \cdot \lambda_2 + C_{мр} + C_{мо}, \quad (65)$$

где $C_{зр}$ - основная зарплата ремонтного персонала за год;

$C_{зо}$ - основная зарплата обслуживающего персонала за год;

$\lambda_1 = 1,1$ - коэффициент, учитывающий дополнительную зарплату;

$\lambda_2 = 1,3$ - коэффициент, учитывающий отчисления на социальное страхование;

$C_{\text{мр}}$ - затраты на материалы, необходимые для ремонта, $C_{\text{мр}} = 75\%$ от основной зарплаты ремонтных рабочих;

$C_{\text{мо}}$ - затраты на материалы, необходимые для обслуживания, $C_{\text{мо}} = 15\%$, от основной зарплаты обслуживающего персонала.

Результаты расчетов сведены в таблицу 40.

Таблица 40 - Годовые расходы на обслуживание и текущий ремонт

	$C_{\text{зр}}, \text{руб.}$	$C_{\text{зо}}, \text{руб.}$	$C_{\text{мр}}, \text{руб.}$	$C_{\text{мо}}, \text{руб.}$	$C_{\text{ро}}, \text{руб.}$
После строительства	291012	554572	218259	83185	1124529

Стоимость годовых потерь активной электроэнергии

$$C_{\text{э}} = \Delta P \cdot \tau, \quad (66)$$

где ΔP - среднегодовые потери активной мощности, кВт;

$\tau = 1,10$ руб. - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии.

Планируемое потребление электроэнергии на год, в результате подключения потребителей электрической энергии в количестве 377 жилых домов, после строительства сетей 0,4 – 10 составит:

$$\mathcal{E} = P_{\text{нотр}} \cdot n_{\text{нотр}}, \text{ кВт} \quad (67)$$

где $P_{\text{нотр}}$ - потребляемая мощность одним потребителем за год, кВт;

$n_{\text{нотр}}$ - количество подключаемых электроприемников, шт.

$$\mathcal{E} = 4380 \cdot 377 = 1651260 \text{ кВт}$$

Согласно стандарта ПАО МРСК технические потери в электрических сетях не должны превышать 7 % от потребленной электроэнергии. Тогда потери электроэнергии мы рассчитаем по формуле:

$$\Delta P = P \cdot 0,07 = 1651260 \cdot 0,07 = 115588 \text{ кВт.}$$

После расчета потерь активной мощности рассчитывается их стоимость $C_{\text{э}}$.

$$C_{\text{э}} = 115588 \cdot 1,10 = 127146,8 \text{ руб.}$$

Результаты расчётов эксплуатационных затрат сводим в таблицу 41.

Таблица 41 - Результаты расчетов эксплуатационных затрат

	C_a , руб.	C_{po} , руб.	$C_э$, руб.	C , руб.
После строительства	713510	1124529	127146,8	1965186

6.5 Расчет показателей эффективности проекта

Срок окупаемости определяется:

$$T_{ок} = \frac{I_n}{\sum \frac{Pr_i + A_i}{D_i}} \quad (69)$$

где I_n - инвестиции (сметная стоимость капитальных вложений);

Pr_i - прибыль i -го года;

A_i - амортизация i -го года;

D - дисконта i -го года.

Дисконта (текущая стоимость единицы) определяется как:

$$D_i = \frac{1}{(1 + E)^{\tau - t}}, \text{ руб.} \quad (70)$$

где E - нормативный коэффициент эффективности инвестиций, определяемый процентной ставкой Центробанка и % конкретного инвестора.

Определим стоимость реализуемой в течение одного года электроэнергии.

$$Ц_{э.э.год} = \tau \cdot Э_{э.год} \quad (71)$$

где $Э_{э.год}$ – планируемое потребление электрической энергии за год, кВт;

$\tau = 1,10 \text{ руб}$ – стоимость 1 кВт ч на передачу электроэнергии, руб.

Тогда цена электроэнергии, реализуемой в течение одного года:

$$Ц_{э.э.год} = 1,1 \cdot 1651260 = 1816386 \text{ руб.}$$

Рассчитаем чистую прибыль по формуле:

$$Pr_{чист} = Ц_{э.э.год} - C - H, \text{ руб.} \quad (72)$$

где C – величина эксплуатационных затрат, руб.;

H – налоги, руб.

$$H = 0,2 \cdot C_{\text{э.э.год}} = 0,2 \cdot 1651260 = 330252 \text{ руб.}$$

Тогда чистая прибыль составит:

$$Pr_{\text{чист}} = 1651260 - 1965186 - 330252 = -644178 \text{ руб.}$$

Из расчета чистой прибыли видно, что дохода сетевой организации от реализации электрической энергии потребителям является отрицательным. В результате можно сделать вывод, что при стоимости 1 кВт ч $\tau = 1,10 \text{ руб}$ строительство распределительных сетей 0,4 – 10 кВ не окупается. Следовательно, реализация данного проекта с экономической точки зрения является невыгодным. Поскольку ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго» является единственным гарантирующим поставщиком электрической энергии, к которому может обратиться потребитель, на территории Омской области, строительство распределительных сетей является обязательным условием для обеспечения электроснабжения вновь вводимых в эксплуатацию потребителей электрической энергии.

Для реализации проекта по строительству распределительных сетей для электроснабжения индивидуальных жилых домов расположенных на территории микрорайона Заовражный, необходимо, чтобы администрация Калачинского муниципального района включила данный проект в инвестиционную программу развития (ИПР), по которой часть финансовых средств (инвестиций) выделяется из федерального бюджета.

Единственным способом для получения положительной прибыли от реализации электроэнергии является увеличение тарифа на электроэнергию. Прием тариф равный $\tau = 3,15 \text{ руб}$.

Тогда цена электроэнергии, реализуемой в течение одного года:

$$C_{\text{э.э.год}} = 3,15 \cdot 1651260 = 5201469 \text{ руб.}$$

Тогда чистая прибыль составит:

$$Pr_{\text{чист}} = 5201469 - 1965186 - 1040293 = 2195990 \text{ руб.}$$

Капиталовложения по смете затрат составили $K = 19819732 \text{ руб}$.

При ежегодных амортизационных отчислениях $C_a = 713510$ руб., нормативном коэффициенте эффективности инвестиций $E=10\%$ определим срок окупаемости проекта.

Величина дисконтированного дохода в первом году составит:

$$ДД_t = \frac{Pr + A}{(1 + E)^{\tau-t}} = \frac{2195990 + 713510}{(1 + 0,1)^0} = 2909000 \text{ руб.}$$

Величина дисконтированного дохода во втором году составит:

$$ДД_t = \frac{Pr + A}{(1 + E)^{\tau-t}} = \frac{2195990 + 713510}{(1 + 0,1)^1} = 2645000 \text{ руб.}$$

Величина дисконтированного дохода в третьем году составит:

$$ДД_t = \frac{Pr + A}{(1 + E)^{\tau-t}} = \frac{2195990 + 713510}{(1 + 0,1)^2} = 2405000 \text{ руб.}$$

Величина дисконтированного дохода в четвертом году составит:

$$ДД_t = \frac{Pr + A}{(1 + E)^{\tau-t}} = \frac{2195990 + 713510}{(1 + 0,1)^3} = 2186000 \text{ руб.}$$

Величина дисконтированного дохода в пятом году составит:

$$ДД_t = \frac{Pr + A}{(1 + E)^{\tau-t}} = \frac{2195990 + 713510}{(1 + 0,1)^4} = 1987000 \text{ руб.}$$

Величина дисконтированного дохода в шестом году составит:

$$ДД_t = \frac{Pr + A}{(1 + E)^{\tau-t}} = \frac{2195990 + 713510}{(1 + 0,1)^5} = 1807000 \text{ руб.}$$

Величина дисконтированного дохода в седьмом году составит:

$$ДД_t = \frac{Pr + A}{(1 + E)^{\tau-t}} = \frac{2195990 + 713510}{(1 + 0,1)^6} = 1642000 \text{ руб.}$$

Величина дисконтированного дохода в восьмом году составит:

$$ДД_t = \frac{Pr + A}{(1 + E)^{\tau-t}} = \frac{2195990 + 713510}{(1 + 0,1)^7} = 1493000 \text{ руб.}$$

Величина дисконтированного дохода в девятом году составит:

$$ДД_t = \frac{Pr + A}{(1 + E)^{\tau-t}} = \frac{2195990 + 713510}{(1 + 0,1)^8} = 1357000 \text{ руб.}$$

Величина дисконтированного дохода в десятом году составит:

$$\mathcal{D}\mathcal{L}_t = \frac{Pr + A}{(1+E)^{\tau-t}} = \frac{2195990 + 713510}{(1+0,1)^9} = 1234000 \text{ руб.}$$

$$\mathcal{D}\mathcal{L}_t = 19665000 + \frac{2}{12} \cdot 1234000 = 1987000 \text{ руб.}$$

При нормативном коэффициенте эффективности инвестиций $E=10\%$ срок окупаемости $T_{ок}$ проекта составит 10 лет и 2 месяца.

7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Микрорайон жилой застройки Заовражный располагается в юго-восточной части города Калачинска. Согласно генеральному плану застройки микрорайона расположение объектов, подлежащих застройке, располагаются вдоль внутренних улиц микрорайона, а также по периметру границ междемагистральной территории. Количество подключаемых объектов к проектируемым распределительным сетям составляет 377 жилых домов с максимальной потребляемой мощностью 5655 кВт. Протяженность территории застройки с запада на восток составляет 1,02 км, а с севера на юг 0,957 км. Район по ветровому давлению II, преобладающее направление ветра в зимний период – юго-западное, в летний период – северо-западное. Минимальная температура воздуха достигает значений до -37°C , максимальная до $+35^{\circ}\text{C}$. Грунт в районе жилой застройки микрорайона Заовражный – суглинок.

Для обеспечения электроснабжения потребителей электрической энергии данного микрорайона, необходимо выполнение комплекса мероприятий направленных на проведение строительно-монтажных работ для сооружения электросетевого комплекса ПАО «МРСК Сибири» - «Омскэнерго». Под электросетевым комплексом понимается сооружение воздушных линий электропередачи классом напряжения 10, 0,4 кВ, комплектных трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ. В качестве опор, при строительстве воздушных линий, будем применять стойки СВ 105 из железобетона. В качестве проводников воздушных линий самонесущий изолированный провод из сшитого полиэтилена.

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассмотрены вопросы социальной безопасности, которые необходимы для успешной работы, проанализированы вредные и опасные факторы, и их воздействие на работающих, рассмотрена производственная и экологическая безопасность.

					ФЮРА.140205.012 ПЗ		
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Нусс Д. Д.				Социальная ответственность	Лит.	Лист
Руковод.	Хохлова Т. Е.						131
Консульт.	Амелькович Ю. А.						Листов
Н.Контр							166
Утвердил	Прохоров А.В.					ТПУ ИнЭО гр. 3-9202	

7.1 Производственная безопасность

7.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения

Вредным производственным фактором называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего человека в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению трудоспособности. Заболевания, возникающие под действием вредных производственных факторов, называются *профессиональными*.

К вредным производственным факторам относятся [16]:

- неблагоприятные метеорологические условия;
- запыленность и загазованность воздушной среды;
- воздействие шума, вибрации;
- наличие электромагнитных полей;
- освещение.

Поскольку в основе дипломного проекта лежит решение комплекса вопросов, связанных с электрооборудованием, обратим внимание на ВПФ, связанных с его использованием.

Таблица 42 - Анализ вредных производственных факторов

Наименование ВПФ	Источник ВПФ	Степень опасности
Перепады температуры окружающей среды	Окружающая среда	Обморожение и переохлаждение тела, тепловой и солнечный удар.
Загрязнение, запыление воздуха	Воздушная среда	Нервные расстройства, профессиональные заболевания, гойничковые заболевания кожного покрова, острые отравления.
Повышенный уровень шума на рабочем месте	Шум при работе электрооборудования, транспортных средств и механизмов	Изменения порога слышимости, снижение работоспособности.
Недостаточная освещенность	Недостаточная мощность ламп, неравномерность расположения	Травматизм, глазные заболевания

Неблагоприятные метеорологические условия. Ввиду того, что строительство распределительных сетей осуществляется на открытом воздухе, то вероятность воздействия температуры окружающей среды на работающего очень велика. Согласно [24] при выполнении работ на открытой территории в теплый период года допустимая температура окружающей среды для III категории работ (работы с интенсивностью энерготрат более 250 ккал/ч) составляет от 19,0⁰С до 21,8⁰С. Согласно [24] при выполнении работ на открытой территории в холодный период года и использовании одежды с соответствующей теплоизоляцией допустимая температура окружающей среды для III категории работ (работы с интенсивностью энерготрат более 250 ккал/ч) составляет от – 15,9⁰С. Для недопущения негативного воздействия вредного фактора по перепадам температуры и длительного воздействия, на организм работающего необходимо применять средства индивидуальной защиты, такие как: специальная одежда, обувь, средства защиты рук, средства защиты головы, средства защиты лица и глаз, дерматологические защитные средства и т.д. К организационным мероприятиям относится установление особого режима труда и отдыха. Согласно таблице 1[17] устанавливается время пребывания на рабочем месте при температуре выше допустимых величин в теплое время года, так например, при температуре +30,5⁰С пребывание на рабочем месте должно быть не более 1 часа.

Воздействие шума и вибрации. При строительстве ВЛ-0,4, 10 кВ возникает необходимость использования транспортных механизмов, (бурильно-крановых машин, автокранов, дизель генераторов), которые в свою очередь являются источниками шума и вибрации. Согласно [24] допустимые значения уровней звукового давления в октавных полосах частот, эквивалентных и максимальных уровней звука проникающего шума на территории жилой застройки микрорайона Заовражный следует принимать по таблице 2[24].

Таблица 43 – Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука для рабочих мест водителей грузовых автомобилей, машинистов БКМ, автокранов, тракторов и других транспортных средств

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала грузовых автомобилей	100	87	79	72	68	65	63	61	59	70
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала тракторов, сельскохозяйственных машин (тракторов), и др. аналогичных машин	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Для снижения негативного воздействия уровня шума на организм рабочего персонала, согласно [27] необходимо использовать средств индивидуальной и коллективной защиты от шума.

К средствам индивидуальной защиты следует применять:

- противошумные наушники, закрывающие ушную раковину снаружи;
- противошумные вкладыши, перекрывающие наружный слуховой проход или прилегающие к нему;
- противошумные шлемы, каски;
- противошумные костюмы.

К средствам коллективной защиты следует применять:

- акустические средства защиты (средства звукоизоляции, звукопоглощения, виброизоляции, демпфирования, глушители шума);
- архитектурно-планировочные методы защиты от шума (рациональное размещение машин, механизмов и технологического оборудования, рациональное размещение рабочих мест, рациональное планирование движения транспортных средств).

Согласно [29] в процессе эксплуатации транспортных средств характерно возникновение общей и локальной вибрации. При общей вибрации передается через опорные поверхности на тело сидящего или стоящего человека, а при локальной вибрация передается через руки человека (через рукоятку).

Таблица 44 – Допустимое суммарное время непрерывного воздействия T_H на работающего за смену [29]

Показатель превышения вибрационной нагрузки на работающего, дБ	T_H , мин
1	381
2	302
3	240
4	191
5	151
6	120
7	95

Таблица 45 – Санитарные нормы одночисловых показателей вибрационной нагрузки на работающего для длительности смены 8 часов [29]

Вид вибрации	Категория вибрации по санитарным нормам	Направление действия	Нормативные скорректированные по частоте и эквивалентные скорректированные значения			
			виброускорения		виброскорости	
			мкс^{-2}	дБ	$\text{мкс}^{-1} \times 10^{-2}$	дБ
Локальная	–	X_L, Y_L, Z_L	2,0	126	2,0	112
Общая	1 безопасность	Z_0	0,56	115	1,1	107
		$X_0, Y_0,$	0,4	112	3,2	116
	2 граница снижения производительности труда	X_0, Y_0, Z_0	0,28	109	0,56	101

К мероприятиям по устранению вибрации можно отнести использование:

- виброизоляции (применение фундаментов и виброизоляторов);
- вибропоглощение (снижение вибрации достигается путем облицовки вибрирующего оборудования вибропоглощающими материалами, которые

имеют большой коэффициент внутреннего трения – мастики, резина, войлок, пластмассы, рубероид);

– своевременный ремонт, смазка оборудования.

Наличие электромагнитных полей. Источником электромагнитных волн является любой электрический колебательный контур или проводник, по которому течет переменный электрический ток. Работы по строительству ВЛ-0,4 кВ, ВЛ-10 кВ будет производиться вблизи действующих ВЛ-35 кВ 246Ц, ВЛ-10 кВ К-7, К-4, которые в свою очередь могут являться источниками возникновения электромагнитных полей. Согласно [30] предельно допустимые значения напряженности электрического поля и электромагнитного поля представим в таблице 46.

Таблица 46 – Предельно допустимые значения напряженности электрического и электромагнитного поля, предельно допустимые значения энергетической нагрузки в течение рабочего дня

Параметр	Предельные значения в диапазонах частот, МГц		
	От 0,06 до 3	Св. 3 до 30	Св. 30 до 300
Напряженность электрического поля, В/м	500	300	80
Напряженность магнитного поля, А/м	50	–	–
Энергетическая нагрузка напряженности электрического поля	20000	7000	800
Энергетическая нагрузка напряженности магнитного поля	200	–	–

Согласно [18] зона влияния электрического поля –пространство, в котором напряженность электрического поля превышает 5 кВ/м. Предельно допустимый уровень напряженности электрических полей устанавливается равным 60 кВ/м в течение 1 часа. Зона влияния магнитного поля – пространство, в котором напряженность магнитного поля превышает 80 А/м. Предельно допустимый уровень напряженности постоянных магнитных полей не должен превышать 8 кА/м. В процессе проектирования по строительству распределительных сетей 0,4кВ, 10 кВ для прогнозирования уровней электромагнитных излучений

необходимо использовать расчетные методы определения плотности потока энергии и напряженности электромагнитных полей для определения опасных зон с целью исключения попадания работающих в зоны с высокой напряженностью электромагнитных полей.

Освещение производственных помещений. Правильно спроектированное и выполненное освещение на предприятии обеспечивает возможность нормальной производственной деятельности. От освещения в значительной степени зависят: сохранность зрения работника, состояние его центральной нервной системы, безопасность на производстве, производительность труда и качество выпускаемой продукции. Рациональное освещение должно обеспечивать достаточную и постоянную во времени освещенность поверхностей, необходимое распределение яркостей в окружающем пространстве, отсутствие слепящего действия источника света, благоприятный спектральный состав и правильное направление светового потока.

В зависимости от источников света освещение бывает естественное, искусственное и совмещенное.

Естественное освещение осуществляется через световые проемы в стенах и кровле.

Искусственное освещение производится путем применения искусственных источников света, подразделяется на: рабочее, аварийное (не менее 2 лк.), эвакуационное (0,2-0,5 лк.), охранное (0,5 лк.). Совмещенное освещение применяют для помещений, в которых недостаточное по нормам естественное освещение дополняется искусственным.

В зависимости от распределения светового потока санитарными нормами и правилами устанавливается три системы рабочего освещения - общее, местное и комбинированное освещение.

Общее освещение обеспечивает одинаковое освещение строительной площадки, помещения. Местное освещение обеспечивает освещение только отдельных рабочих мест и поверхностей. Комбинированное освещение - совокупность общего и местного освещения. Применение только местного освеще-

ния не допускается, так как это требует переадаптации зрения, что может привести к опасной ситуации.

Освещенность рабочих мест в зависимости от точности выполняемых работ, операций определяется [31] «Естественное и искусственное освещение».

В комплектных трансформаторных подстанциях предусмотрено применение естественного освещения (в светлое время суток), рабочее, комбинированное освещение.

Для защиты глаз используются средства индивидуальной защиты органов зрения. При производстве электросварочных работ, газорезке, плазменной сварке и во всех процессах горячей обработки металлов (плавка, литье и др.) применяются очки, маски, щитки со светофильтрами.

Запыленность и загазованность воздушной среды. Воздушная среда рабочей зоны, в которой содержатся вредные вещества в виде пыли и газов, оказывает непосредственное влияние на безопасность труда. Воздействие пыли и газов на организм человека зависит от их токсичности и концентрации в воздухе рабочей зоны, а также времени пребывания человека в этих условиях. По степени воздействия на организм человека вредные вещества подразделяются на 4 класса: 1-й – чрезвычайно опасные (предельно допустимая концентрация ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны составляет менее 0,1 мг/м³), 2-й – высокоопасные (ПДК составляет 0,1 – 1,0 мг/м³), 3-й – умеренно опасные (ПДК составляет 1,0 – 10,0 мг/м³), 4-й – малоопасные (ПДК более 10 мг/м³). Согласно приложения 2 [32] представим предельно допустимые концентрации некоторых веществ, наиболее часто встречающихся при использовании транспортных средств.

Таблица 47 – Предельно допустимая концентрация некоторых веществ, наиболее часто встречающихся на транспорте

Вещество (пыль, аэрозоль)	ПДК, мг/м ³	Класс опасности	Вещество (пыль, аэрозоль)	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Пыль, содержащая более 70% SiO ₂	2	3	Оксиды азота	5	2

Продолжение таблицы 47

Пыль, содержащая от 10 до 70 % свободной SiO ₂	2	4	Ацетон	200	4
Пыль стеклянного и минерального волокна	3	4	Бензин топливный (в пересчете на С)	100	4
Пыль растительного и животного происхождения, содержащая до 10 % SiO ₂	4	4	Керосин, уайт-спирит	300	4
Оксид кобальта	0,5	2	Ртуть металлическая	0,01	1
Оксид титана	10	3	Тетраэтилсвинец	0,0005	1
Оксид никеля	0,5	2	Оксид углерода	20	4

Если содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны превышает предельно допустимую концентрацию, необходимо принятие специальных мер. К этим мерам относятся ограничение использования токсичных веществ, герметизация оборудования (кабин транспортных средств), автоматический контроль воздушной среды, применение естественной и искусственной вентиляции, специальной защитной одежды и обуви, нейтрализующих мазей.

7.1.2 Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения

Опасным производственным фактором (ОПФ) называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к травме или к другому внезапному резкому ухудшению здоровья. Травма – это повреждение тканей организма и нарушение его функций внешним воздействием. Травма является результатом несчастного случая на производстве, под которым понимают случай воздействия опасного производственного фактора на работающего при выполнении им трудовых обязанностей или заданий руководителя работ.

К опасным производственным факторам следует отнести:

– электрический ток определенной силы;

– возможность падения с высоты самого работающего либо различных деталей и предметов.

Таблица 43 - Анализ опасных производственных факторов

Наименование ОПФ	Источник ОПФ	Степень опасности
Повышенное значение напряжения в эл. цепи, замыкание которое может пройти через тело человека	Все токоведущие части электрооборудования, пробой изоляции	Электропоражение, электротравма
Повышенная температура электрооборудования	Плохая теплоизоляция и охлаждение нагреваемых элементов	Ожоги
Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли	Оборудование, расположенное на значительной высоте	Травма при падении с высоты, опасность удара при поднятии оборудования на высоту.

Согласно ПУЭ (см.п.1.1.13) в отношении опасности поражения людей электрическим током комплектные трансформаторные подстанции (КТП) приравнивается к особо опасным помещениям.

При производстве работ на действующих комплектных трансформаторных подстанциях, воздушных линиях 0,4 кВ и выше, необходимо соблюдать требования к защите людей от опасного воздействия электрического тока в соответствии со следующими нормативными документами:

- Правила устройства электроустановок (ПУЭ);
- Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок;
- СНиП 12-03-99 «Безопасность труда в строительстве».

Строительно-монтажные работы с применением машин в охранной зоне действующей линии электропередачи и вблизи комплектных трансформаторных подстанций, следует производить под непосредственным руководством лица, ответственного за безопасность производства работ, при наличии письменного разрешения организации владельца линии и наряда-допуска, определяющего безопасные условия работ и выдаваемого в соответствии с требованиями п.4.12 СНиП12-03-99 при выполнении требуемых мер безопасности [18].

Электробезопасность должна обеспечиваться:

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями.

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям применяются следующие способы и средства:

- защитные оболочки (трубы, лотки, броня кабелей);
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- безопасное расположение токоведущих частей;
- изоляцию токоведущих частей (рабочую, дополнительную, усиленную, двойную);
- изоляцию рабочего места;
- защитное отключение;
- средства индивидуальной защиты.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетокведущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы [18]:

- защитное заземление;
- зануление;
- выравнивание потенциала;
- малое напряжение;
- контроль изоляции.

Для защиты обслуживающего персонала от поражений электрическим током выше 1000 В в должны применяться следующие защитные средства:

а) основные:

- изолирующие штанги;
- изолирующие и электроизмерительные клещи;
- указатели напряжения;
- указатели напряжения для фазировки.

б) дополнительные:

- диэлектрические перчатки, боты, коврики;
- изолированные подставки, накладки;
- диэлектрические колпаки;
- переносные заземления;
- оградительные устройства;
- плакаты и знаки безопасности.

Для обеспечения безопасности работ в электроустановках выполняется:

- отключение установки (части установки) от источника питания;
- проверка отсутствия напряжения;
- механическое запираание приводов коммутационных аппаратов, снятие предохранителей, отсоединение концов питающих линий и другие меры, исключающие возможность ошибочной подачи напряжения к месту работы;
- заземление отключенных токоведущих частей (наложение переносных заземлителей, включение заземляющих ножей);
- ограждение рабочего места или остающихся под напряжением токоведущих частей, к которым в процессе работы можно прикоснуться или приблизиться на недопустимое расстояние.

При проведении работ на токоведущих частях, находящихся под напряжением проводится выполнение работ по наряду не менее чем двумя лицами, с применением электрозащитных средств, с обеспечением безопасного расположения работающих и используемых механизмов и приспособлений [18].

В соответствии с [23] напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме электроустановки, не должны превышать следующих значений: для переменного тока с частотой 50 Гц, напряжение прикосновения не более 2 В, ток не более 0,3 мА. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов при аварийном режиме производственных электроустановок напряжением до 1000 В с глухозаземленной или изолированной нейтралью и выше 1000 В с изолированной нейтралью не должно превышать значений, указанных в таблице 44.

Таблица 44 – Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов при аварийном режиме

Род тока	Нормируемая величина	Предельно допустимые значения, не более, при продолжительности воздействия тока t, с											
		0,01-0,08	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	Св. 1,0
переменный, 50 Гц	U, В	550	340	160	135	120	105	95	85	75	70	60	20
	I, мА	650	400	190	160	140	125	105	90	75	65	50	6

Для исключения падения работающего с высоты, согласно п. 1.19.1 [19] необходимо производить работы на высоте с применением подъемных вышек, с использованием, работающим предохранительного пояса, защитных касок и др. средств коллективной и индивидуальной защиты.

Перед началом работ в условиях производственного риска необходимо выделить опасные для людей зоны, в которых постоянно действуют или могут действовать опасные факторы, связанные или не связанные с характером выполняемых работ.

К зонам постоянно действующих опасных факторов относятся:

- места вблизи от неизолированных токоведущих частей электроустановок;
- места вблизи неогражденных перепадов по высоте 1,3 и более.

К зонам потенциально опасных производственных факторов следует относить:

- участки территории вблизи строящегося сооружения;
- зоны перемещения машин, оборудования или их частей, рабочих органов.

Места временного или постоянного нахождения работников должны располагаться за пределами опасных зон.

На границах зон постоянно действующих производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов - сигнальные ограждения и знаки безопасности.

7.2 Экологическая безопасность

7.2.1 Защита селитебной зоны

Селитебная территория – земли, предназначенные для строительства жилых и общественных зданий, дорог, улиц, площадей в пределах городов и поселков городского типа.

Селитебная территория занимает в среднем 50-60 % территории города. В селитебной зоне могут размещаться отдельные коммунальные и промышленные объекты, не требующие устройства санитарно-защитных зон. Организация территории должна быть направлена на создание максимально благоприятных условий для удовлетворения социально-культурных и бытовых потребностей населения и минимизацию затрат времени на пространственную доступность объектов обслуживания, мест отдыха, культурно-бытовых учреждений.

Поскольку в дипломном проекте рассматривается микрорайон частной жилой застройки с этажностью до 3 этажей, то наличие селитебной территории является одним из актуальных направлений при проектировании распределительных сетей под которые отводится часть селитебной территории. Согласно п.2.1 [20] для предварительного определения потребности в селитебной территории следует принимать укрупненные показатели в расчете на 1000 чел.: в городах при средней этажности жилой застройки до 3 этажей - 10 га для застройки без земельных участков и 20 га - для застройки с участками. В нашем случае при численности населения близкой к 1000 человек, принимаем селитебную территорию – 20 га для застройки с участками.

В районах индивидуальной жилой застройки к мероприятиям по защите селитебной территории можно отнести следующие: озеленение (лесные насаждения кустарников, деревьев препятствующих ветровому воздействию, как на инженерно-технические сооружения, так и на индивидуальные постройки), благоустройство и инженерное оборудование территории (выделение территорий под строительство устройств водоотведения, водоснабжения, газификации, электрификации по согласованию с администрацией в ведении которой находятся территории под застройку инженерно-технических сооружений).

7.2.2 Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы)

Охрана окружающей среды при строительстве электросетевого комплекса микрорайона Заовражный должна осуществляться в соответствии с федеральным законом "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 №7-ФЗ, а так же в соответствии с территориальными законами и правилами, иными другими правилами и законами России «Об охране окружающей среды», так же территориальных органов контроля и Комитета по охране окружающей среды.

Строительство распределительных сетей не сопровождается вредными выбросами в окружающую природную среду (атмосферу). Единственным источником выделения вредных веществ в атмосферу будет являться выделение отработанных газов при эксплуатации строительной техники (БKM, ТВ, тракторная техника автомобили и т. д.), которое будет крайне незначительно.

7.2.3 Анализ воздействия объекта на гидросферу

Технологический процесс по строительству распределительных сетей 0,4 – 10 кВ не окажет негативного воздействия на состояние природных вод, поскольку не сопровождается выделением вредных отработанных жидкостей, а также материалов способствующих к выделению вредных ядовитых веществ в грунте.

7.2.4 Анализ воздействия объекта на литосферу

Строительство объектов электросетевого комплекса не сопряжено с какими-либо существенным воздействием на геологическую среду. В процессе строительства не предусматривается демонтаж существующих объектов распределительных сетей, которые можно было бы расценить как твердые отходы. В процессе строительства будет производиться разработка грунта под установку опор путем сверления котлованов с использованием бурильно-кранового механизма глубиной до 3 метров. Данный технологический процесс также не приведет к негативному воздействию на литосферу.

7.2.5 Анализ воздействия объекта на биосферу

Строительство распределительных сетей не приведет к ухудшению состояния здоровья населения ближайших жилых зон. При проведении строительных работ воздействие или использование крупных источников загрязняющих веществ, могущих повлиять на окружающую среду и здоровье населения – не планируется. Вырубка зеленых насаждений при строительстве ВЛ не требуется, за исключением отдельных деревьев, растущих непосредственно на пикете установки опор, в отдельных случаях необходимо будет произвести обрезку крон растущих деревьев. Отходы, образуемые в процессе выпиловки деревьев необходимо утилизировать на полигоне бытовых отходов.

Вывод: проведенный анализ свидетельствует об отсутствии сильного негативного воздействия на окружающую среду при строительстве ВЛ-10 кВ, ВЛ-0,4 кВ, КТП 10/0,4 кВ на территории микрорайона частной жилой застройки «Заовражный».

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - состояние, при котором в результате возникновения источника чрезвычайной ситуации на объекте, определённой территории или акватории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности

людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей природной среде.

Согласно [21] «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Ликвидация чрезвычайных ситуаций. Общие требования», Федеральным законом: «О защите населения от ЧС природного и техногенного характера», повышение устойчивости функционирования объектов в ЧС заключается в заблаговременной разработке и осуществлении комплекса инженерно-технических мероприятий, организационных и экономических, направленных:

- на предотвращение производственных аварий и катастроф; средств поражения, от вторичных факторов и стихийных бедствий;
- на создание условий для восстановления нарушенного производства в минимальные сроки;
- на обеспечение жизнедеятельности населения.

Чрезвычайные ситуации природного характера, которые могут привести к нарушению работоспособности распределительных сетей 0,4 – 10 кВ микрорайона Заовражный являются:

- метеорологические и агрометеорологические опасные явления (бури, ураганы, шквалы, вертикальные вихри, град, ливень, сильный туман, гололед, снегопад);
- природные пожары.

При плохих метеорологических условиях вероятность выхода из строя энергооборудования наиболее высока. Наиболее негативное воздействие на провода и троса ВЛ-0,4 кВ, 10 кВ оказывает сильный ветер (буря). К бурям по шкале Бофорта относятся ветры со скоростью более 20 м/с (9 баллов), а к ураганам – ветры со скоростью более 32,6 м/с (12 баллов). Действие такой ветровой нагрузки на провода приводит к возникновению дополнительной горизонтальной силы, которая приводит к дополнительной механической нагрузке на провода, тросы и опоры. В результате длительного воздействия сильного ветра растут тяжения проводов и тросов и механические напряжения их материала, что приводит к возникновению обрыва проводов и тросов, уменьшению изоляцион-

ного расстояния между фазами (проводами). При обрыве проводов почти всегда происходят короткие замыкания, которые в свою очередь, приводят к возникновению пожаров, а также возникновение перерывов в электроснабжении потребителей электрической энергии. Также при сильном ветре возникают дополнительные изгибающие усилия на опоры, что может привести к поломке ряда опор полосы особенно если опоры выполнены из древесины.

С этой целью в технологическом процессе строительство распределительных сетей 0,4 кВ, 10 кВ будет осуществляться с применением железобетонных стоек СВ 105, которые являются негорючим материалом в случае возникновения пожара в независимости от причины и места возникновения очага возгорания. Для недопущения межфазных коротких замыканий в результате возникновения сильной ветровой нагрузки, применим при строительстве ВЛ-0,4 кВ, ВЛЗ-10 кВ в качестве провода самонесущий изолированный провод марки СИП. При возникновении низовых пожаров стойки с линейной арматурой не будут подвержены разрушению, тем самым обеспечится бесперебойная работа ВЛ-10 кВ, ВЛ-0,4 кВ, перерыва в электроснабжении потребителей по причине возникновения низового (любого другого) пожара не произойдет. Пересечение проектируемых воздушных линий с возгораемыми зданиями, или сооружениями ВЛ-10 кВ, ВЛ-0,4 кВ не имеют. В действующих нормативных документах по пожарной безопасности ППБ01-03, НПБ 110-03, РД 153-34.0-49.101-2003 требования к линиям электропередач не содержатся.

На основании вышеизложенного можно сделать вывод, согласно которого проектирование ВЛ-10 кВ, ВЛ-0,4 кВ является безопасным в пожарном отношении.

Наличие в комплектных трансформаторных подстанциях маслонаполненных аппаратов и контактов в электрических цепях, где возможен нагрев или искрообразование, определяет особую пожароопасность. Согласно табл. 1 [25] помещение пристроенной и встроенной комплектных трансформаторных подстанций (КТП) с масляными трансформаторами по категории помещений (сооружений) по взрывопожарной и пожарной опасности относится к пожароопас-

ным (В1-В4). Пожары в распределительных устройствах комплектных трансформаторных подстанций могут возникать из-за неосторожного ведения газосварочных и электросварочных работ в помещениях и камерах РУ КТП, вследствие коротких замыканий, вызванных проникновением в помещение животных или птиц.

Пожары маслonaполненных трансформаторов КТП возможны вследствие выброса масла и его паров при межвитковых коротких замыканиях внутренних обмоток трансформатора. Поэтому при производстве монтажных, эксплуатационных и аварийно-восстановительных работ запрещается курение и применение открытого огня.

Надежная эксплуатация трансформаторов 10/0,4 кВ и их пожарная безопасность должны обеспечиваться:

- соблюдением номинальных и допустимых режимов работы в соответствии с ПТЭ;
- соблюдением норм качества масла, а особенно его изоляционных свойств и температурных режимов;
- содержанием в исправном состоянии устройств охлаждения, регулирование и защиты оборудования;
- качественным выполнением ремонтов основного и вспомогательного оборудования, устройств автоматики и защиты;
- маслоприемные устройства под трансформатором, маслоотводы (или специальные дренажи) должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения;
- при образовании на гравийной засыпке твердых отложений от нефтепродуктов толщиной не менее 3 мм или появлении растительности и в случае невозможности ее промывки должна осуществляться замена гравия;
- при возникновении пожара на трансформаторе он должен быть отключен от сети всех напряжений и заземлен, если не отключился от действия ре-

лейной защиты, персонал должен вызвать пожарную команду и далее действовать по указаниям оперативных карточек пожаротушения;

- запрещается при пожаре на трансформаторе сливать масло из корпуса, так как это может привести к распространению огня на его обмотку и затруднить тушение пожара.

Инженерно – технические мероприятия по предупреждению ЧС природного и техногенного характера в процессе проведения строительно-монтажных работ предусматриваются:

- для предотвращения постороннего вмешательства в деятельность работы комплектных трансформаторных подстанций, отключающих пунктов ВЛ-10 кВ используются запирающие устройства;

- эвакуация людей с территории застройки микрорайона «Заовражный» необходимо производить по существующим проезжим частям, согласно генерального плана застройки микрорайона.

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При монтаже опор и фундаментов опор монтажная площадка принимается по акту организации, производящей монтаж.

При приемке проверяется:

- состояние и соответствие подъездных путей;
- наличие наружных и подземных коммуникаций в зоне работы машин;
- наличие источника электроснабжения необходимой мощности;
- расстояние от места монтажа до воздушной линии электропередачи.

Опоры и фундаменты опор следует устанавливать с использованием грузоподъемных машин, транспортных средств, такелажа, инструмента и приспособлений.

Перед подъемом опоры руководитель работ должен проверить исправность тяговых механизмов, такелажных приспособлений, правильность закладки якорей и установки расчалок, а также правильность и надежность крепления

всего такелажа под нагрузкой. Для этого опора поднимается на высоту 200 – 300 мм и производится и производится проверка правильности положения конструкции опоры. При обнаружении в процессе осмотра каких-либо недостатков опору следует опустить на землю и исправить все замеченные дефекты. После этого опору следует опустить на землю и исправить все замеченные дефекты. Подъем опоры в проектное положение разрешается только при полном отсутствии дефектов. Устранять дефекты на поднятой опоре запрещается.

Запрещается установка опор на незаконченные и не полностью засыпанные грунтом фундаменты.

Пере монтажом провода установленные опоры должны быть тщательно осмотрены и приняты по акту или журналу монтажа опор. Подниматься на опору и работать на ней разрешается только в тех случаях, когда имеется уверенность в достаточной устойчивости и прочности опоры. Необходимость и способы укрепления опоры, прочность которой вызывает сомнение (недостаточное заглубление, вспучивание грунта, загнивание древесины, трещины в бетоне и т. п.) определяются на месте производителем или руководителем работ.

На ВЛ допускается перемещение работников по проводам сечением не менее 240 мм^2 и по тросам сечением не менее 70 мм^2 , при этом строп предохранительного пояса должен быть закреплен за них, а при использовании специальной тележки - за тележку.

Согласно [21] при подъеме на опору запрещается поднимать с собой арматуру, оборудование, материалы. Подъем осуществлять при помощи бесконечного каната через блок, установленный на опоре. К работам на опоре можно приступать, только после закрепления цепью предохранительного пояса за опору. При работе на высоте с люльки, телескопической вышки или гидроподъемника строп предохранительного пояса должен быть пристегнут к их ограждению.

Предохранительные пояса и страховочные канаты являются средствами защиты от падения с высоты. Предохранительные пояса по конструкции могут

быть лямочные и безлямочные. К ним предъявляют требования, учитывающие специфику их применения.

Согласно ГОСТ Р 50849-96 пояса должны иметь следующие основные характеристики:

- масса безлямочного пояса не более 2,1 кг, лямочного 2,5 кг, пояса регулируются по длине и обеспечивают обхват талии от 640 до 1500 мм;
- динамическое усиление при защитном действии для безлямочного пояса и лямочного пояса с плечевыми лямками не должно быть более 4000 Н, а для лямочного пояса, имеющего плечевые и ножные лямки, - более 6000 Н.

К средствам защиты от падения с высоты относят также *страховочные канаты*, которые представляют собой устройства, предназначенные для закрепления одного или более работающих карабином предохранительного пояса при выполнении трудовых операций на высоте. Они состоят из гибкого стального каната, расположенного горизонтально или с наклоном до 7°, концы которого неподвижно прикреплены к конструктивным элементам зданий и сооружений непосредственно или через специальные элементы.

В соответствии с ГОСТ 12.4.107—82 к канатам предъявляется комплекс технических требований, основными из которых являются следующие:

- масса каждой сборочной единицы или детали каната должна быть не более 20 кг;
- длину каната между точками его закрепления (величину пролета) следует устанавливать в зависимости от размеров конструктивных элементов зданий и сооружений, на которых его применяют.

Подниматься на опору разрешается членам бригады, допущенным к верхолазным работам, имеющим следующие группы:

- III – при всех видах работ до верха опоры;
- II – при работах, выполняемых с отключением ВЛ, до верха опоры, а при работах на нетоковедущих частях не отключенной ВЛ – не выше уровня, при котором от головы работающего до уровня нижних проводов этой ВЛ остается расстояние 2 м.

При производстве работ с опоры, телескопической вышки, гидроподъемника без изолирующего элемента или другого механизма для подъема людей расстояние от работника, применяемого инструмента, приспособлений, канатов, оттяжек до провода электропередачи, находящегося под напряжением до 1 кВ, должно быть не менее 0,6 м.

При производстве работ, при которых не исключена возможность приближения к проводам электропередачи на расстояние менее 0,6 м, эти провода должны быть отключены и заземлены на месте производства работ.

Работы по перетяжке и замене проводов на воздушных линиях напряжением до 1 кВ и на линиях уличного освещения, подвешенных на опорах линий напряжением выше 1 кВ, должны выполняться с отключением всех линий напряжением до и выше 1 кВ и заземлением их с двух сторон участка работ. Работы следует выполнять по наряду бригадой в составе не менее двух работников; производитель работ должен иметь группу IV.

Перед началом работ в условиях производственного риска необходимо выделить опасные для людей зоны. К зонам опасных производственных факторов относятся:

- места вблизи неизолированных токоведущих частей электроустановок;
- места вблизи неогражденных перепадов на высоте 1,3 м и более; участки территории вблизи строящегося здания (сооружения); зоны перемещения машин, оборудования или их частей, рабочих органов;
- места, над которыми происходит перемещение грузов кранами.

Строительно-монтажные работы в охранной зоне воздушной линии электропередачи производятся под непосредственным руководством инженерно-технического работника, ответственного за безопасность производства работ, при наличии письменного разрешения организации – владельца линий и наряда-допуска, определяющего безопасные условия работ и выдаваемого в соответствии с требованиями СНиП 12-03-2001 и Правилами безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ.

В целях защиты от поражения электрическим током обслуживающего персонала, предусматривают защитное заземление. Согласно п. 1.7.32. [2] для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции следует применять, по крайней мере, одну из следующих защитных мер: заземление, зануление, защитное отключение и т.д.

Заземление следует применять во всех электроустановках напряжением выше 1кВ, а также в электроустановках до 1кВ с изолированной нейтралью.

Назначение защитного заземления состоит в том, чтобы обеспечить между корпусами заземляемого электрооборудования и землей электрическое соединение с достаточно малым сопротивлением, и тем самым снизить до безопасного значения напряжение прикосновения во время замыкания на корпус оборудования.

Для электроустановок напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью, согласно п. 1.7.62. [2], сопротивление заземляющего устройства, при линейном напряжении 380 В, в любое время года должно быть не более 4 Ом.

Рассчитаем заземляющее устройство для всех трансформаторных подстанций КТП№1, КТП№2, КТП№3 расчет будет полностью аналогичен, т.к. их номинальные мощности одинаковы.

Предполагается сооружение заземляющего устройства с внешней стороны корпуса КТП с расположением вертикальных электродов по ее периметру. В качестве вертикального заземлителя принимаем угловую сталь длиной 2,5 м, которые погружаются в грунт. Верхний конец электрода, погружаем на глубину 0,5 м. Предварительно, с учетом площади, занимаемой КТП, намечаем расположение заземлителей - по периметру с расстоянием между вертикальными электродами равным 4 м.

Расчёт производится в следующем порядке:

- определяется норма сопротивления заземления, согласно ПУЭ для КТП $R_z = 4 \text{ Ом}$;

– определяется сопротивление одиночного заземлителя $R_{од.3}$ с учётом расчётного удельного сопротивления грунта $\rho_{расч} = \rho_{изм} \cdot k$.

Грунт в районе застройки микрорайона Заовражный суглинок, $\rho_{изм} \approx 100$ Ом/м [табл.8-1, 13] при влажности 10-12% к весу грунта, $k = 1,5$ при глубине заложения 0,7-3,7 м, тогда:

$$\rho_{расч} = 100 \cdot 1,5 = 150 \text{ Ом/м.} \quad (73)$$

В качестве искусственных вертикальных заземлителей используются отрезки угловой стали длиной 2,5 метров, при этом в формуле вместо диаметра трубы представляется эквивалентный диаметр $d_э = 0,95b$, где b - ширина полки. Принимаем угловую сталь 50х50х5. Тогда $d_э = 0,95 \cdot 50 \approx 0,05$ м. Глубина заложения верхнего конца 0,5 м. Сопротивление одиночного вертикального электрода $R_{од.3}$ определяется по формуле:

$$R_{од.3} = \frac{\rho_{расч}}{2\pi l} \cdot \left(\ln \frac{2l}{d_э} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right); \text{ Ом} \quad (74)$$

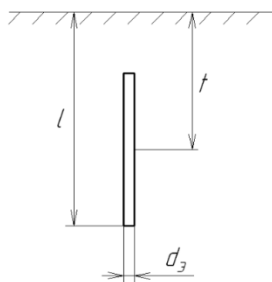


Рисунок 20 - Вертикальный заземлитель

$$l=3,0 \text{ м; } t = 1,5 \text{ м; } d = 0,05 \text{ м.}$$

$$R_{од.3} = \frac{150}{2 \cdot 3,14 \cdot 3,0} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 3,0}{0,05} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 1,5 + 3,0}{4 \cdot 1,5 - 3,0} \right) = 42,49 \text{ Ом.}$$

Определим примерное число вертикальных заземлителей для установки по контуру при отношении расстояния между электродами (a) к их длине (l) $a/l=1$ и предварительно принятом коэффициенте использования $\eta_B = 0,66$ [табл.8-5, 13]

$$n_{B.3} = \frac{R_{од.3}}{\eta_B \cdot R_3} = \frac{42,49}{0,66 \cdot 4} \approx 16 \text{ шт.} \quad (75)$$

Коэффициент использования горизонтальных заземлителей из полосы 40х5, для установки по контуру при отношении расстояния между электродами (a) к их длине (l) $a/l=1$, $\eta_\Gamma = 0,32$ [табл.8-7, 13].

$$R_\Gamma = \frac{1}{\eta_\Gamma} \cdot \frac{\rho_{расч}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t};$$

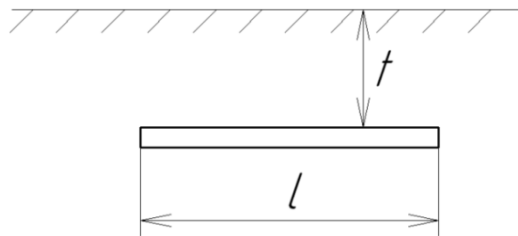


Рисунок 21 - Горизонтальный заземлитель

$$l=22 \text{ м; } t=0,5 \text{ м; } b=0,05 \text{ м.}$$

$$R_\Gamma = \frac{1}{0,32} \cdot \frac{150}{2 \cdot 3,14 \cdot 22} \cdot \ln \frac{2 \cdot 22^2}{0,05 \cdot 0,5} = 35,84 \text{ Ом;}$$

Уточненное сопротивление вертикальных электродов:

$$R_B = \frac{R_\Gamma \cdot R_H}{R_\Gamma - R_H}; \text{ Ом} \quad (76)$$

$$R_B = \frac{35,8 \cdot 4}{35,8 - 4} = 4,5 \text{ Ом.}$$

Уточнённое число вертикальных электродов при $\eta_B = 0,61$ [табл.8-5, 13].

$$n = \frac{R_{од.3}}{\eta_B \cdot R_B}; \text{ Ом} \quad (77)$$

$$n = \frac{42,49}{0,61 \cdot 4,5} = 15,4 \text{ Ом.}$$

Определяют результирующее сопротивление искусственного группового заземлителя:

$$R_{и} = \frac{R_B \cdot R_\Gamma}{(R_\Gamma \cdot \eta_\Gamma + n \cdot R_B \cdot \eta_B)} = \frac{4,5 \cdot 35,8}{(35,8 \cdot 0,32 + 16 \cdot 4,5 \cdot 0,61)} = 2,91 \text{ Ом.}$$

Условие $R_{и} = 2,91 < R_3 = 4$ удовлетворяет требованиям.

Окончательно принимаем 16 стальных уголков 50х50х5 мм $l = 2,5$ м.

Заземлению подлежат нейтраль и корпус трансформатора, металлические шкафы высоковольтного и низковольтного распределительных устройств.

Схема выполнения заземляющего контура приведена на рисунке 16.

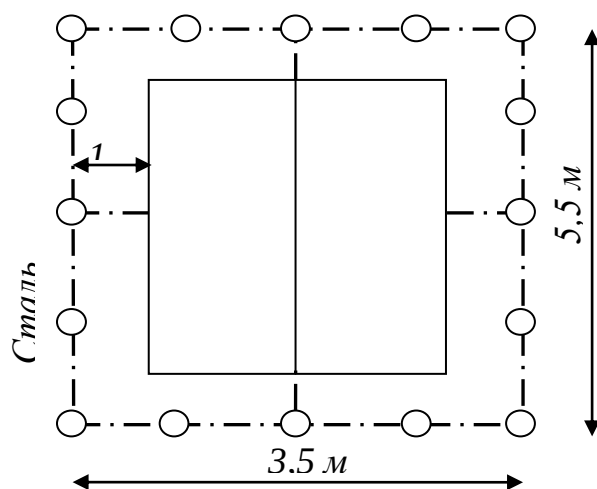


Рисунок 22 – План заземляющего устройства КТП

Заключение

В дипломной работе рассмотрен проект проектирования системы электроснабжения микрорайона «Заовражный». Проект выполнен с учетом требований: ПУЭ (издание 6,7), ПТЭ, СТО 70238424.29.240.20.001-2011. «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» и других нормативных документов.

Произведён расчёт и анализ электрических нагрузок за 2014 г. Выбрана мощность силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и составлена схема электрических соединений подстанции.

Произведён выбор и обосновано необходимое количество трансформаторных подстанций, определена мощность трансформаторов выбранных трансформаторных подстанций.

С учетом особенностей питания существующих распределительных сетей 10 кВ выбрана оптимальная схема 10 кВ для электроснабжения микрорайона. Произведен выбор марки и сечения проводов, коммутационного оборудования проектируемой воздушной линии 10 кВ. Произведен расчет воздушной линии 10 кВ по потере напряжения, токов короткого замыкания, механический расчет.

Выбрана оптимальная конфигурация электрических сетей, составлена схема электроснабжения потребителей 0,4 кВ от проектируемых трансформаторных подстанций. Для каждого фидера 0,4 кВ произведен расчет по потере напряжения, выбрано оптимальное сечение провода с учетом электрических нагрузок. Выбраны коммутационные аппараты на отходящие фидера 0,4 кВ от трансформаторных подстанций с учетом рассчитанных токов короткого замыкания.

					ФЮРА.140205.012 ПЗ			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Заключение	Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Нусс Д. Д.							
Руковод.	Хохлова Т. Е.						158	166
Реценз.						ТПУ ИнЭО гр. 3-9202		
Н.Контр								
Утвердил	Прохоров А.В.							

В экономической части дипломного проекта выполнен расчёт сметной стоимости на приобретение оборудования, проведение строительно-монтажных работ, расчёт сетевого графика проектирования реконструкции подстанции, срок окупаемости проекта

В разделе «Социальная ответственность» рассмотрены вопросы производственной и экологической безопасности при проведении строительных, эксплуатационных и ремонтных работ электрооборудования распределительных сетей, охраны окружающей среды, защиты в чрезвычайных ситуациях; произведены расчеты защитного заземляющего комплектных трансформаторных подстанций.

Список использованных источников

1. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий, Москва, 2004г. – 58 с.
2. Правила устройства электроустановок. - 7 е издание, переработанное и дополненное - М.Энергия, 2003.-649 с.
3. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т. 1. - Электроснабжение / Под общ. ред. А.А. Федорова - М.: Энергоатомиздат, 1986. - 568 с.: ил.
4. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. РД 34.20.185-94 / РАО “ЕС РОССИИ”. - М.: Энергоатомиздат, 1995.
5. Информационная система www.ielektro.ru «Всё об электротехнике в одном месте».
6. Пособие по проектированию воздушных линий электропередач напряжением 0,38-20 кВ с самонесущим изолированными и защищенными проводами: Книга 4 Т2. Система защищенных проводов напряжением 6-20 кВ – под редак. Логинов С. Е., Логинов А. В., Шаманов Д. Г., Санкт-Петербург, 2006. – 238с.
7. Справочник по проектированию электрических сетей / Под редакцией Д.Л. Файбисовича. - 2е издание. Изд-во НЦ ЭНАС, 2006г. – 352 с.
8. Справочник по электрическим сетям 0,4 – 35 кВ, Том 2/ Под редакцией Е. Ф. Макарова, И. Т. Горюнова, А. А. Любимова, – М.: Папирус ПРО, 2003. – 640 с.
9. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М: Энергоатомиздат, 1987.– 648 с.

					ФЮРА.140205.012 ПЗ								
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Нусс Д. Д..			Список использованных источников					Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Хохлова Т. Е.										160	166
Реценз.										ТПУ ИнЭО гр. 3-9202			
Н.Контр													
Утвердил		Прохоров А.В.											

10. Свод правил по проектированию и строительству СП 31-110-2003.4. Ведомственные строительные нормы проектирования (Электрооборудование жилых и общественных зданий)

11. Пособие по проектированию Воздушных линий электропередачи напряжением 0,38-20кВ с самонесущими изолированными и защищенными проводами. Книга 2. Система самонесущих изолированных проводов напряжением до 1кВ с изолированным нулевым несущим проводником. Логинов А.В., Логинова С.Е., Шаманов Д.Г. С-Пб: ENSTO, 2004г

12. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т. 1. - Электроснабжение / Под общ. ред. А.А. Федорова - М.: Энергоатомиздат, 1986. - 568 с.: ил

13. Справочник по проектированию электроснабжения городов / В.А. Козлов, Н.И.Билик, Д.Л. Файбисович. - 2-е изд., перераб. и доп. - Л.: Энергоатомиздат. Ленинградское отделение, 1986. - 256 с.: ил.

14. ВППБ 01-02-95 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (РД 153-34.0 – 03.301-00).

15. Экономика промышленности: Учебное пособие для вузов. – В 3-х томах. – М.: Издательство МЭИ, 1998.

16. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.

17. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

18. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (вступают в силу с 4 августа 2014 г.). – Новосибирск: Норматика, 2014. – 96 с. – (Кодексы. Законы. Нормы).

19. Инструкция по охране труда при работе на высоте, 2015 г.

20. СНиП 2.07.01-89. Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений.

21. ГОСТ Р22.8.01-96. Безопасность в ЧС. Ликвидация ЧС.

22. ГОСТ Р50849-96. Пояса предохранительные строительные. Общие технические условия. Методы испытаний.
23. ГОСТ 12.1.038–82. Предельно допустимые значения напряжения прикосновения и токов.
24. ГОСТ 12.1.003-83. Шум. Общие требования безопасности.
25. НПБ-105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
26. Расчет устройства защитного заземления. Методические указания к выполнению самостоятельной работы по дисциплине «Безопасность жизнедеятельности» для студентов всех специальностей/ Томский политехнический университет, сост: Б. А. Тихонов, А. Г. Дашковский. – Томск Изд-во ТПУ, 1997 – 12 с.: ил. – Библиогр.: с.12
27. Руководство Р2.2.013-94. Гигиенические критерии оценки условий труда по показателям вредности и опасности факторов производственной среды, тяжести и напряженности трудового процесса.
28. ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума.
29. ГОСТ 12.1.012-90. Вибрационная безопасность.
30. ГОСТ 12.1.006-84. Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.
31. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.
32. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей среды.