

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 электрических сетей 10/0,4 кВ в г. Горно-Алтайске.	
УДК 621.311.1.001.6(571.151)	

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9202	Соловьёв Владимир Константинович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭСиЭ	Краснятов Юрий Александрович	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.

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	Соловьёв Владимир Константинович

Тема работы:

Проектирование электрических сетей 10/0,4 кВ в г. Горно-Алтайске

Утверждена приказом директора (дата, номер)

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 «Заимка 26 га» города Горно-Алтайска. 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).	Проектирование электрических сетей 10/0,4 кВ в г. Горно-Алтайске. Мероприятия по строительству электрических сетей для обеспечения электроснабжения потребителей качественной электрической энергии. Составление сметы затрат и расчет срока окупаемости проекта. Социальная ответственность (производственная, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях).
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	Генеральный план застройки микрорайона «Займка 26 га» города Горно-Алтайск. План расположения сетей 10 кВ и 0,4 кВ. Однолинейная схема ВЛ-10 кВ. Однолинейная схема ВЛ-0,4 кВ после строительства.
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	Краснятов Ю.А.	к. т. н. доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9202	Соловьёв В.К.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-9202	Соловьёву Владимиру Константиновичу

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. <i>Этапы и график разработки и внедрения ИР</i>
--

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	Соловьёв В.К.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-9202	Соловьёву Владимиру Константиновичу

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 предупреждению 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 законодательства; – 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	Соловьёв В.К.		

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 электрических сетей электроснабжения микрорайона «Заимка 26 га» города Горно-Алтайск.</i>	
	<i>Техническое задание на разработку проекта по проектированию электрических сетей микрорайона «Заимка 26 га» города Горно-Алтайска. Расчет электрических нагрузок, выбор мощности трансформаторной подстанции, разработка системы электроснабжения 10 кВ, 0,4 кВ.</i>	
	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	
	<i>Социальная ответственность</i>	
	<i>Заключение. Список использованных источников</i>	
24.05.2016	<i>Выполненный дипломный проект</i>	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭСиЭ	Краснятов Ю.А.	к.т.н. доцент		

СОГЛАСОВАНО:

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 157 страниц, 13 рисунков, 50 таблиц, 83 источников, 0 прил.

Ключевые слова: проектирование, воздушная линия, нагрузочные характеристики, провод СИП-4, подстанция, оборудование.

Объектом проектирования является ВЛЗ-10 кВ, ВЛИ-0,4 кВ, КТПК-250кВА. «Электроснабжение жилой застройки микрорайона Заимка 26га в городе Горно-Алтайске».

Цель работы – проектирование нового участка ВЛЗ-10 кВ, ВЛИ-0,4 кВ для электроснабжения нового жилого микрорайона, рассмотрение вопросов по выбору электрооборудования, обеспечение надёжной работы вновь строящегося энергооборудования и качества электроэнергии, экологической безопасности.

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.

Выпускная квалификационная работа выполнена с использованием пакета программ Microsoft Office 2007, Mathcad 14, MathType 6.

					ФЮРА.140205.014 ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Реферат		
Разраб.	Соловьёв В.К.						
Провер.	Краснятов Ю.А.						
Реценз.							
Консульт.							
					Лит. Лист Листов		
						8	27
					гр. 3-9202		

Содержание

РЕФЕРАТ.....	8
ВВЕДЕНИЕ.....	11
ОБОЗНАЧЕНИЯ.....	13
Глава 1. Общая часть.....	14
Глава 2. Определение расчётных нагрузок.....	20
2.1 Проектирование городских и поселковых электрических сетей.....	20
2.2 Определение нагрузок трансформаторных подстанций и распределительных линий напряжением до 1000В.....	21
2.3 Нормативы для определения расчётных нагрузок зданий (квартир), коттеджей, микрорайонов застройки и элементов городской распределительной сети.....	22
2.4 Анализ зависимости электропотребления от метеорологических факторов за годовой период.....	24
2.5 Расчёт электрических нагрузок потребителей.....	25
2.6 Расчет нагрузок наружного освещения	29
2.7 Расчет электрической нагрузки микрорайона.....	31
2.8 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов подстанций.....	32
2.9 Выбор типа подстанции.....	36
Глава 3. РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10 кВ.....	38
3.1 Выбор схем высоковольтной и низковольтной сетей.....	38
3.2 Выбор схемы 10 кВ для электроснабжения микрорайона.....	38
3.3 Выбор марки и сечения проводов ВЛ-10 кВ.....	39
3.4 Проверочный расчет линии 10 кВ на потери напряжения.....	43
3.5 Расчёт короткого замыкания для ВЛ 10 кВ.....	46
3.6 Выбор коммутационного оборудования на ВЛ-10 кВ.....	51
Глава 4. МЕХАНИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ВЛ- 10 кВ.....	53
4.1 Выбор нормативного ветрового давления, нормативной толщины стенки гололёдных отложений, вертикального нормативного габарита.....	54
4.2 Определение физико-механических характеристик провода воздушной линии.....	55
4.3 Определение удельных механических нагрузок от внешних воздействий на провод.....	55

					ФЮРА.140205.001 ПЗ							
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Содержание			Лит.	Лист	Листов		
Разраб.		Соловьев В.К.									9	
Руковод.		Краснятов Ю.А.										
Реценз.												
Н.Контр												
Утвердил												
					ТПУ ИнЭО гр. 3-9202							

4.4	Вычисление критических длин пролётов и выбор определяющих климатических условий для расчёта провода на прочность.....	60
4.5	Определение габаритного пролёта.....	65
4.6	Выбор изоляторов и арматуры.....	66
Глава 5. РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 0,4 кВ.....		68
5.1	Выбор оптимальной конфигурации электросети 0,4 кВ и схемы электроснабжения потребителей.....	68
5.2	Проверочный расчёт электрических нагрузок по КТП.....	70
5.3	Электрический расчёт сетей 0,4 кВ.....	71
5.4	Расчёт токов короткого замыкания для Вл-0,4 кВ от КТП №1.....	83
5.5	Выбор коммутационных аппаратов на отходящие фидера 0,4 кВ от КТП.....	87
5.6	Выбор устройств защиты от перенапряжений.....	90
Глава 6. РАСЧЁТ КОНТУРА ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ.....		95
Глава 7. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО РАСЧЁТУ ОПОР И СИП-4 ДЛЯ ВЛИ 0,4кВ...99		
Глава 8. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСО-СБЕРЕЖЕНИЕ.....		107
8.1	Планирование работ по проектированию и определение трудоёмкости.....	107
8.2	Расчёт затрат на проектирование.....	110
8.3	Расчёт капиталовложений на оборудование и строительно-монтажные работы.....	113
8.4	Расчёт эксплуатационных затрат.....	120
8.5	Расчёт показателей эффективности проекта.....	121
Глава 9. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....		124
9.1	Производственная безопасность.....	125
9.1.1	Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.....	125
9.1.2	Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.....	135
9.2	Экологическая безопасность	139
9.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	143
9.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	151
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....		156
ПРИЛОЖЕНИЯ.....		158

Введение

Основным направлением, без которого человечество не сможет существовать, является энергетика. Электроэнергия на сегодняшний день необходима всем: от обычного человека, до крупнейшего предприятия. Без электроэнергии невозможно представить свою жизнь.

Важнейшим элементом улучшения благосостояния людей является рост электрификации. На сегодняшний день наблюдается значительный рост потребления электроэнергии в целом, увеличение числа бытовых электроприборов, предложение новых видов услуг, развитие промышленных предприятий, внедрение новых технологий. В связи с ростом потребления электроэнергии, систему электроснабжения необходимо модернизировать.

Перерывы в электроснабжении предприятий могут вызывать недоотпуск продукции, брак на конвейерных линиях, а в некоторых случаях, даже повреждение оборудования и гибель животных, что в свою очередь сказывается на экономике предприятий, а также экономике страны целом. Перерывы в электроснабжении жилого сектора влекут за собой прекращение теле и радиовещания, подачи воды, нарушению работы тепловых сетей и прочего оборудования.

Застройка городов обуславливает необходимость соответствующего развития распределительных электрических сетей, которые являются важнейшими элементами системы электроснабжения любого населенного пункта. Занимая промежуточное положение между центрами питания и потребителями, они предназначены для передачи и распределения электрической энергии среди всех потребителей, расположенных на территории города.

					ФЮРА.140205.014 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Соловьёв В.К.			Введение			
Провер.		Краснятов Ю.А.						
Реценз.								
Консульт.								
					Лит.	Лист	Листов	
							11	27
					ар. 3-9202			

С помощью распределительных сетей осуществляется электроснабжение жилых домов, общественно - коммунальных учреждений, мелких, средних, а иногда и крупных промышленных потребителей. Через городские потребительские сети в настоящее время передается до 40 % вырабатываемой в стране электрической энергии. Такие сети становятся самостоятельной областью энергетики, и проблема их рационального сооружения приобретает определенное значение.

Важнейшим вопросом рационального построения распределительных сетей является установление требуемого уровня надежности электроснабжения потребителей. В зависимости от этих требований определяется объем резервных элементов в системе их питания, что влияет непосредственным образом на все технико-экономические показатели сетей.

Особенностью электроснабжения жилого сектора является неравномерность нагрузочных характеристик.

Для жилого сектора нет явно выраженного графика нагрузки, т.к. потребление электроэнергии происходит практически круглосуточно. Есть выраженные повышения электрических нагрузок в утренние и вечерние часы, а также в праздничные дни. Основная часть электроэнергии потребляется в вечерние часы, а также в зимнее время. Такой режим работы предъявляет особые требования по обеспечению качества электрической энергии на шинах потребителей.

В связи с удорожанием стоимости электрооборудования, необходимо уделять особое внимание технико-экономическим показателям модернизации, уменьшению потерь при передаче электроэнергии, а также экономическому эффекту от проектируемой ВЛ.

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

Обозначения и сокращения

ПС – подстанция

КТПК – комплектная трансформаторная подстанция наружной установки киоскового типа

ВЛЗ – воздушная линия электропередачи защищённая

ВЛИ – воздушная линия электропередачи изолированная

СИП – самонесущий изолированный провод

РЛНД – разъединитель линейный наружной установки двухколонковый

КЛ – кабельная линия электропередачи

КЗ – короткое замыкание

ТП – технологическое присоединение

ПТЭ – правила технической эксплуатации

ПТБ – правила техники безопасности

					ФЮРА.140205.014 ПЗ					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Соловьёв В.К.				Обозначения и сокращения	Лит.	Лист	Листов	
Провер.		Краснятов Ю.А.						13		
Реценз.							ар. 3-9202			
Консульт.										

1. Природно-климатические и инженерно-геологические условия прохождения трасс.

1.1. Сведения о климатической, географической и инженерно-геологической характеристике района строительства приняты из отчетной документации по результатам инженерно-геологических изысканий и карты районирования климатических условий Алтайского края и Республики Алтай.

1.2. Проектируемые ВЛ 10-0,4 кВ предназначены для электроснабжения жилой застройки в Горно-Алтайске. Рельеф прохождения – пред-горный, абсолютные отметки поверхности вдоль трассы изменяются от 460 до 500 м.

1.3. Климат района резко континентальный с суровой продолжительной зимой и сравнительно теплым летом. Среднегодовая температура составляет $+ 1,0^{\circ}\text{C}$. Самый холодный месяц - январь имеет среднюю температуру воздуха $- 15,9^{\circ}\text{C}$, самый теплый месяц - июль $+ 18^{\circ}\text{C}$. Температура холодной пятидневки $- 29^{\circ}\text{C}$. Абсолютный максимум температуры воздуха достигает $+ 37^{\circ}\text{C}$, абсолютный минимум $- 49^{\circ}\text{C}$ (табл.2.1). Температура наиболее холодной пятидневки для Горно-Алтайска составляет $- 33^{\circ}\text{C}$. Средняя продолжительность теплого периода - 212 дней.

Среднемесячные температуры воздуха °С (ТСН 23-344-2003 Республика Алтай)

Таблица 1.

Месяцы												Средняя за год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
-12.4	-10.9	-3.7	4.7	11.4	16.5	18.1	15.9	10.8	4.5	-4.3	-10.5	3,3

					ФЮРА.140205.014 ПЗ						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Соловьёв В.К.			Общая часть			Лит.	Лист	Листов	
Провер.		Краснятов Ю.А.								14	
Реценз.								гр. 3-9202			
Консульт.											

По гололедной нагрузке, район изысканий относится к 3 району. В районе площадки строительства, чаще других наблюдаются ветры северо-западного направления. Повторяемость штилей 22% .

Средняя скорость ветра, возможная 1 раз в год – 14 м/сек., в 5 лет – 18 м/сек., в 10 лет – 21 м/сек., в 15 лет – 22 м/сек., в 20 лет – 24 м/сек. По условиям районирования территории по расчетным скоростям ветра, м/с, строительная площадка относится к III району по давлению ветра (w_0 0.38 КПа/38 кгс/м² - СНиП 2.01.07-85*).

В геоморфологическом отношении площадка расположена в логу «Каяс» в районе ул.Горно-Алтайской на верхнечетвертичных делювиально-пролювиальных отложениях, представленных суглинком лессовидным мощностью 3,8 м.

Гидрографическая сеть района представлена ручьем Каяс. Для водного режима ручья характерно весенне-летнее половодье и низкая зимняя межень. Питание рек смешанного типа происходит в основном за счет весеннего снеготаяния, атмосферных осадков и подземных вод.

Описываемая территория располагается в пределах северной части Горного Алтая, характеризующегося предгорным рельефом.

Непосредственно на площадке используются 2 литологических слоя (сверху-вниз):

1. Почвенно-растительный грунт - гумусированный, черный. Мощность - 0,3м.

2. Суглинки лессовидные, желто-бурые. Вскрытой мощностью 2,7м. Уровень грунтовых вод вскрыт на глубине 1,4 - 6,5 м. на абсолютных отметках 415,2 – 490,5 м.

1.4. Трасса ЛЭП 10-0,4 кВ, от точки подключения до места установки трансформаторной подстанции, и к потребителям, выбрана в соответствии с существующей и проектируемой застройкой микрорайона города. Все проектируемые сооружения располагаются на землях отведенных для размещения

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		155

инженерных коммуникаций. Проектирование выполнено в границах объемов работ.

1.5. Категория надежности электроснабжения потребителей принята проектом III.

1.6. В соответствии с заданием, проектом предусмотрено:

Таблица 2.

Поз.	Наименование характеристики.	Показатель.
1	Объект проектирования	ВЛЗ–10кВ, ВЛИ–0,4кВ, КТПК
2	Вид строительства	Новое
3	Адрес строительства	г.Горно-Алтайск. Заимка.Квартал S=26га.
4	Климатические условия в районе строительства:	
	- район по гололёду	3
	- район по ветру	3
5	Протяжённость линий электропередачи по напряжениям, м	
	ВЛЗ – 10 кВ	0,660 км
	ВЛИ – 0,4 кВ	1,972 км
6	Количество опор, всего:	90
	- из них ВЛЗ-10 кВ, железобетонных	14
	- из них ВЛИ-0,4 кВ, железобетонных	76
7	Расчётная мощность потребителей, кВт	246,9
8	КТПК-10/0,4	250 кВА

1.7. В проекте применены утвержденные типовые конструкции и оборудование серийного заводского изготовления.

1.8. Для выполнения проекта специальные компьютерные программы не использовались.

1.9. Снос зданий и сооружений, перенос сетей инженерно-технического обеспечения проектом не предусмотрены.

2. Проект полосы отвода земли.

2.1. Трасса проектируемой ВЛЗ 10 кВ прокладывается от существующей концевой опоры ВЛИ-10 кВ, линии Л5-1, до КТПК-1.

2.2. Трассы проектируемых ВЛИ-0,4 кВ, от КТПК проходят по проектируемым улицам на расстоянии 0,6 – 1,0 м от границ участков жилой застройки.

2.3. Размеры земельных участков, изымаемых во временное (на период строительства) и (или) постоянное пользование определены в соответствии с "Правилами определения размеров земельных участков для размещения воздушных линий электропередачи и опор линий связи, обслуживающих электрические сети", утвержденными постановлением правительства РФ от 11.08.2003 г. № 486.

Изыятие во временное и (или) постоянное пользование земельных участков принадлежащих сторонним правообладателям, проектом не предусмотрено.

2.4. Проектом предусмотрены следующие пересечения с естественными и искусственными препятствиями:

- с автодорогами местного значения со щебеночным покрытием, имеющими ширину до 8 метров – 19 шт.

- с воздушными линиями связи - нет пересечений.

2.5. Искусственные сооружения в составе ЛЭП10-0,4 кВ проектом предусмотрены устройством комплектной трансформаторной подстанции тупикового типа на напряжение 10/0,4 кВ.

2.6. Переустройство пересекаемых инженерных коммуникаций проектом не предусмотрено.

2.7. Организация рельефа трассы и инженерная подготовка территории выполнена ранее, в связи с устройством дорог.

Ширина полосы отвода ВЛЗ-10 кВ – 5,0 м. Протяженность полосы отвода под ВЛЗ-10 кВ = 660 м. Площадь полосы отвода под ВЛЗ - 0,4 кВ - 3300 м².

Ширина полосы отвода ВЛИ-0,4 кВ – 2,0 м. Протяженность полосы отвода под ВЛИ-0,4 кВ– 2193 м. Площадь полосы отвода ВЛИ-0,4 кВ – 4386 м².

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
						177
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения

Природно-климатические и инженерно-геологические условия прохождения трасс описаны в разделе 1.

3.1. Электроснабжение жилой застройки осуществляется отпайкой от действующей ВЛ-10 кВ №5-1, от концевой опоры.

3.2. ВЛЗ-10 кВ выполняется защищенным проводом СИП-3(1х50) проложенном по железобетонным опорам (стойка СВ-105), по типовому проекту РОСЭП ЛЭП 56-97. Длина пролетов не превышает 50м.

3.3. ВЛИ-0,4кВ коллективного пользования, выполняется проводом СИП-4 проложенном по железобетонным опорам по типовой серии РОСЭП Арх 9810.

Линия наружного освещения прокладывается совместно с линией коллективного пользования проводом СИП-4(4х25). Перекидки к потребителям выполняются проводом СИП-4(2х16)

3.4. Нагрузка, на отходящих от КТПК линий 0,4кВ, принята с учетом количества объектов проектируемого жилого квартала.

Сечения проводов выбраны с учетом действующей и перспективной нагрузки, и в соответствии с “Методическими указаниями по выбору проводов ВЛ-10; 0,4 кВ. на минимум приведенных затрат”, по передаваемой мощности, допустимым потерям напряжения в линии, нормированными отклонениями напряжения у электрориемников +5%,-5% от номинального в нормальном режиме и -10%;+5% в послеаварийных режимах, а так же, по минимально допустимому сечению для ВЛ-10, 0,4 кВ.

3.5. Учет электроэнергии предусмотрен электросчетчиком 1 класса точности в ВРУ-0,4 кВ проектируемой КТПК.

3.6. Для освещения проезжей части улиц и прилегающей территории проектом предусмотрена установка консольных светильников с натриевыми лампами. Управление наружным освещением предусмотрено от ВРУ-0,4кВ проектируемой КТПК, через пульт учета и управления «Кулон».

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
						188
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.7. Мероприятия по компенсации реактивной мощности не требуются.

3.8. Защита от грозových и коммутационных перенапряжений на ВЛЗ-10 кВ осуществляется искровыми разрядниками и заземляющими устройствами опор и КТПК. Эквивалентное удельное сопротивление грунта растеканию переменного тока принято в расчетах в соответствии с таблицей 3.407-150-ПЗ.2 до 60 Ом·м. Нормируемое значение сопротивления заземляющего устройства принято в соответствии с требованиями п. 1.7.101 ПУЭ 7-го издания равным 30 Ом. Величины сопротивлений заземления, в процессе строительства, должны быть проверены путем замера и при необходимости, доведены до нормативных значений устройством дополнительных заземлителей. Устройство заземлений предусмотрено по чертежам типового проекта арх. № 3.407-150.

3.9. Численность и профессионально-квалификационный состав эксплуатационного персонала определяется эксплуатирующей организацией в соответствии с требованиями "Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей в РФ".

3.10. Мероприятия, обеспечивающие соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта определяются межотраслевыми правилами по технике безопасности при работе в электроустановках.

3.11. Автоматизированные системы управления технологическими процессами, автоматические системы по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта проектом не предусмотрены.

3.12. Организация ремонтного хозяйства и его оснащенность определяется правилами эксплуатации электроустановок потребителей.

Глава 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК

2.1 Проектирование городских и поселковых электрических сетей.

Определение нагрузок жилых домов

Расчетная нагрузка, приведенная к вводному устройству жилого дома, напряжением 0,4 кВ ТП определяется по формуле:

$$P_{KB} = P_{KB.уд} \cdot n, кВт, \quad (1.3.1)$$

где $P_{KB.уд}$ - удельная расчетная нагрузка электроприемников квартир (домов), принимаемая по таблице 1 [8] в зависимости от типа применяемых кухонных плит и количества квартир (домов), присоединенных к вводу жилого дома, линии, ТП, кВт/квартиру. Здесь и далее удельные электрические нагрузки для расчета сети даны для 3- фазной 4-проводной сети при неравномерности нагрузки фаз не более 15%. n - количество квартир, присоединенных к линии, ТП.

Мощность резервных электродвигателей, а также электроприемников противопожарных устройств в расчетах электрических нагрузок не учитывается.

Расчетная нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников) определяется по формуле:

$$P_{Р.Ж.Д} = P_{KB} + 0,9P_C, кВт, \quad (1.3.3)$$

где P_{KB} - расчетная нагрузка электроприемников квартир, кВт; P_C - расчетная нагрузка силовых электроприемников, кВт.

Расчетные коэффициенты для определения реактивной нагрузки линии жилых домов следует принимать по таблице 3 [8].

Расчетная нагрузка жилых домов микрорайона (квартала) ориентировочно определяется с помощью приведенных к шинам напряжением 0,4 кВ ТП удельных нагрузок, отнесенных к 1 м² полезной площади квартир по формуле:

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

$$P_{P.Ж.Д} = P_{уд.Ж.Д} \cdot S \cdot 10^{-3}, кВт, \quad (1.3.4)$$

где S - общая площадь жилых домов, подключенных к шинам напряжением 0,4 кВ ТП, м²; $P_{уд.Ж.Д}$ - удельная расчетная нагрузка жилых домов на шинах напряжением 0,4 кВ ТП, принимаемая по таблице 4 [8].

2.2 Определение нагрузок трансформаторных подстанций и распределительных линий напряжением до 1000 В

Расчетная нагрузка при питании линий (ТП) потребителей электроэнергии общественных зданий (помещений) и жилых домов определяется по формуле (кВт):

$$P_P = P_{зд.макс} + K_1 \cdot P_{зд1} + K_2 \cdot P_{зд2} + \dots K_i \cdot P_{зди}, кВт, \quad (1.3.5)$$

где $P_{зд1} \dots P_{зди}$ - расчетные нагрузки зданий, кроме здания, имеющего наибольшую нагрузку ($P_{зд.макс}$), питаемых линией (ТП), кВт;

$P_{зд.макс}$ - наибольшая из нагрузок зданий, питаемых линией (ТП), кВт;

$K_1 \dots K_i$ - коэффициенты участия в максимуме.

Укрупненная расчетная нагрузка микрорайона (квартала), приведенная к шинам напряжением 0,4 кВ ТП, определяется по формуле:

$$P_{P.М.Р.} = (P_{уд.Ж.Д.} + P_{уд.общ.зд}) \cdot S \cdot 10^{-3}, кВт, \quad (1.3.6)$$

где $P_{уд.общ.зд}$ - удельная нагрузка общественных зданий микрорайонного значения, принимаемая при домах с электрическими плитами 2,6 Вт/м², а с плитами на газообразном или твердом топливе - 2,3 Вт/м².

Нагрузка в аварийном режиме взаиморезервируемых линий (трансформаторов) при ориентировочных расчетах определяется умножением суммы их расчетных нагрузок на коэффициент 0,9. Расчетные нагрузки городских сетей напряжением 10(6) - 20 кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети (ЦП, РП, линии и др.), на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок, принимаемый по таблице 7 [8].

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Коэффициент мощности для линий 10 (6) - 20 кВ в период максимума нагрузки принимается равным 0,92 (коэффициент реактивной нагрузки 0,43).

2.3 Нормативы для определения расчетных электрических нагрузок зданий (квартир), коттеджей, микрорайонов (кварталов) застройки и элементов городской распределительной сети

Нормативы для определения расчетных электрических нагрузок зданий, коттеджей и квартир являются изменениями и дополнениями раздела 2 "Расчетные электрические нагрузки" Инструкции по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.185-94 [8].

При определении новых нормативов нагрузок жилых зданий (квартир) для двух уровней электрификации (с газовыми или электрическими плитами) оценивались режимы электропотребления перспективного набора электробытовых приборов и машин в квартире (коттедже).

Вероятность несовпадения максимума нагрузок зданий (квартир), при определении расчетных нагрузок элементов сети учитывается с помощью соответствующих коэффициентов участия и совмещения максимумов нагрузок.

В исследованиях при числе квартир меньше 30 учитывалось, что расчетная нагрузка отдельной квартиры (коттеджа), определяется приборами редкого пользования, но значительной установленной мощности. К таким приборам относятся: электрические чайники, джакузи, посудомоечные машины с подогревом воды, стиральные машины с подогревом воды, джакузи и другие. Для таких приборов определялись коэффициенты спроса, с последующим суммированием их расчетных нагрузок с нагрузками всех прочих приборов малой мощности, которые определялись с использованием усредненного значения коэффициента спроса. Удельные нагрузки квартир (коттеджей) были увеличены в 1,4-2 раза по сравнению с действующими нормативами.

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Таблица 4.– Исходные данные для расчетов электрических нагрузок

1.Средняя площадь квартиры (общая) м ² :	
- типовых зданий массовой застройки	70
-здания с квартирами повышенной комфортности (элитные) по индивидуальным проектам	150
2. Площадь (общая) коттеджа, м ²	150 –
3. Средняя семья	3,1
4. Установленная мощность, кВт:	
- квартир с газовыми плитами	21,4
- квартир с электрическими плитами в типовых зданиях	32,6
- квартир с электрическими плитами в элитных зданиях	39,6
- коттеджей с газовыми плитами	35,7
- коттеджей с газовыми плитами и электрическими саунами	48,7
- коттеджей с электрическими плитами	47,9
- коттеджей с электрическими плитами и электрическими	59,9

Таблица 5. – Номенклатура электробытовых приборов и машин

Наименование	Установленная мощность, Вт
Осветительные приборы	1800-3700
Телевизоры	120-140
Радио и пр. аппаратура	70-100
Холодильники	165-300
Морозильники	140
Стиральные машины - без подогрева воды - с подогревом воды	600
Джакузи	2000-2500
Электропылесосы	650-1400
Электроутюги	900-1700
Электрочайники	1850-2000
Посудомоечная машина с подогревом воды	2200-2500
Электрокофеварки	650-1000
Электромясорубки	1100
Соковыжималки	200-300
Тостеры	650-1050

В таблице 5 представлена мощность бытовых приборов.

2.4 Анализ зависимости электропотребления от метеорологических факторов за годовой период

На уровень потребления электроэнергии существенное влияние оказывают метеорологические факторы: температура наружного воздуха, освещенность, влажность, скорость ветра. Они во многом определяют сезонные колебания и суточную неравномерность графиков потребления. Наиболее сильное влияние на потребление оказывает температура и освещенность. Влияние температуры определяется расходом электроэнергии на отопление зданий, вентиляцию, охлаждение в холодильниках, кондиционерах. Пик потребления электроэнергии приходится на зимний отопительный сезон, а также ближайшие к нему периоды времени. По существующим оценкам, около четверти расходной части энергетического баланса идет на отопительные нужды. Так как для бытовых потребителей осветительная нагрузка составляет значительную часть, вариации естественной освещенности оказывают существенное влияние на электропотребление, особенно на формирование утреннего и вечернего максимумов. Приведем график, построенный на основании данных о годовых нагрузках в период с января 2015 г. по январь 2016 г., полученных в филиале ОАО «МРСК Сибири» - «Горно-Алтайские электрические сети», значения годовых температур приняты на основании доклада о состоянии окружающей среды Республики Алтай в 2015 году.

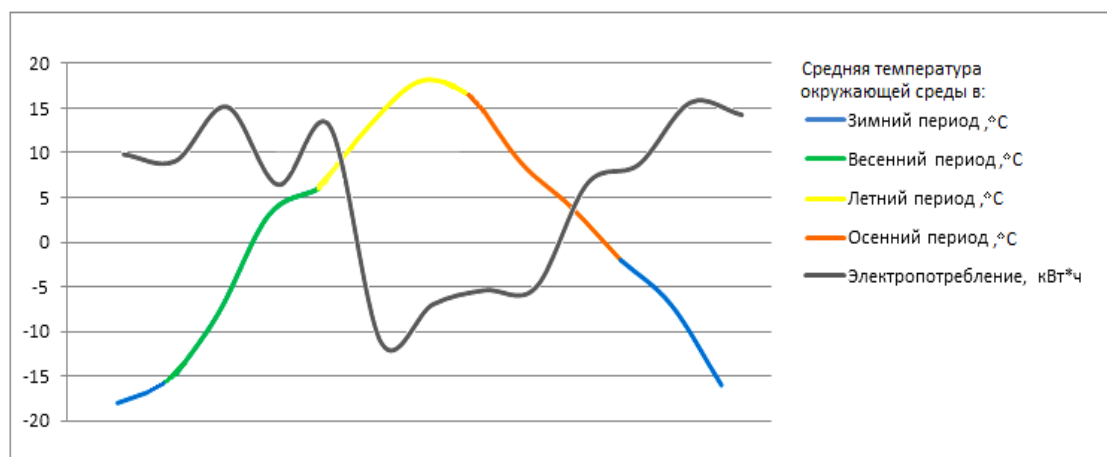


Рисунок 1.— Совмещенный график электропотребления и температуры.

На графике видно, что при значительном понижении температуры с некоторым запаздыванием, возрастает потребление, при повышении температуры потребление постепенно снижается.

Следует отметить, что влияния температуры на потребление зависит от условий работы отопительной системы, а также от самой величины температуры. При снижении температуры ниже некоторого порога ее влияние на электропотребление снижается (при температуре около 0°C жители домов начинают использовать электрообогреватели). При повышении температуры выше некоторого порога влияния становится отрицательным, что свидетельствует об увеличении электропотребления при повышении температуры вследствие включения приборов кондиционирования и охлаждения воздуха (в особо жаркие летние дни).

2.5 Расчет электрических нагрузок потребителей

Расчетная нагрузка потребителей электрической энергии микрорайона «Заимка 26 га» 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:

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

где: $P_{кв.уд.}$ – 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:

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

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

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

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

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

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

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

Q_p – Расчетная реактивная нагрузка квартир, кВар.

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

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

где: $S_{p. \text{ж. д.}}$ – 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:

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

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

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

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) $I_{р. ж. д.}$, А, определяется по формуле (4):

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

Результат расчета электрических нагрузок по улицам микрорайона представим в таблице 6.

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Таблица 6. – Расчет электрических нагрузок потребителей микрорайона.

№ п/п	Наименование группы электроприемников	Наименование улицы	Количество домов (квартир), шт	Удельная расчетная электрическая нагрузка, кВт/дом	Коэффициент спроса несовпадения максимальных	Коэффициент мощности		Расчетная нагрузка			Расчетный ток, А.
						$\cos \varphi$	$\tan \varphi$	P_p , кВт	Q_p , кВар	S_p , кВА	
1	Индивидуальные жилые дома	ул. Курайская	31	3	0,8	0,96	0,29	74,4	21,7	77,5	111,91
2	Индивидуальные жилые дома	пер.Курайский	6	3	0,8	0,96	0,29	14,4	4,2	15	21,66
3	Индивидуальные жилые дома	ул. Паспаульская	10	3	0,8	0,96	0,29	24	7	25	36,1
4	Индивидуальные жилые дома	пер.Паспаульский	6	3	0,8	0,96	0,29	14,4	4,2	15	21,66
5	Индивидуальные жилые дома	ул. Таштагольская	25	3	0,8	0,96	0,29	60	17,5	62,5	90,25
6	Индивидуальные жилые дома	ул. Манжерокская	12	3	0,8	0,96	0,29	28,8	8,4	30	37,92
	ВСЕГО		90					216	63	225	319,5

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ФЮРА.140205.014 ПЗ

Лист

2.6 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 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:

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

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 ул. Курайская: $l_1 = 0,609$ км.;
пер.Курайский: $l_2 = 0,099$ км.; ул. Паспаульская : $l_3 = 0,28$ км. ; пер.Паспаульский:
 $l_4 = 0,095$ км.; ул. Таштагольская : $l_5 = 0,442$ км.; ул. Манжерокская: $l_6 = 0,407$ км.

$$P_{p.ул.о.} = 10 \cdot (0,609 + 0,099 + 0,28 + 0,095 + 0,442 + 0,407) = 19,32 \text{ кВт.}$$

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:

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

$$Q_{p.о.мкр.} = 19,32 \cdot 0,61 = 11,78 \text{ кВар.}$$

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

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

$$S_{p.о.мкр.} = \sqrt{19,32^2 + 11,78^2} = 22,62 \text{ кВт} \cdot \text{А.}$$

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

Таблица 7 – 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	19,32	11,78	22,62

Выбор ламп для освещения микрорайона производим на основании 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: ЖКУ-16-100 с консольным способом установки. Для освещения микрорайона принимаем лампы следующей мощности:

- для улиц местного значения –ДНаТ-7-100.

2.7 Расчет электрической нагрузки микрорайона

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

Расчетная активная нагрузки микрорайона определяются по выражению:

$$P_{p.мкр.} = \sum P_p + P_{p.ул.о.} \text{ кВт; (11)}$$

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

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

$$P_{p.мкр.} = 216 + 19,32 = 235,32 \text{ кВт.}$$

Расчетные реактивной нагрузки микрорайона определяются по выражению:

$$Q_{p.мкр.} = \sum Q_p + Q_{p.ул.о.} \text{ кВт; (12)}$$

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

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

$$Q_{p.мкр.} = 63 + 11,78 = 74,78 \text{ кВт.}$$

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Полная нагрузка микрорайона равна:

$$S_{p.мкр.} = \sqrt{P_{p.мкр.}^2 + Q_{p.мкр.}^2} \text{ кВ} \cdot \text{А}; \quad (13)$$

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

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

$$S_{p.мкр.} = \sqrt{P_{p.мкр.}^2 + Q_{p.мкр.}^2} = \sqrt{235,32^2 + 74,78^2} = 246,9 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

2.8 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов подстанций

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

Как правило, в системах электроснабжения применяются одно - и двухтрансформаторные подстанции. Применение трехтрансформаторных подстанций вызывает дополнительные капитальные затраты и повышает годовые эксплуатационные расходы.

Однотрансформаторные ТП 6—10/0,4—0,23 кВ применяются при питании нагрузок, допускающих перерыв электроснабжения на время не более одних суток, необходимых для ремонта или замены поврежденного элемента (питание электроприемников III категории). [16]

Однако определение наивыгоднейшей мощности трансформаторов ТП требует перебора большого числа вариантов, что в связи с большой трудоемкостью расчетов не всегда может быть выполнено. Поэтому для ориентировочного определения экономически целесообразной мощности трансформаторов ТП может быть применена формула, полученная на основании многочисленных расчетов:

$$S_{тр.эк.} = 1,45 \cdot \sqrt[3]{\sigma^2} \text{ кВ} \cdot \text{А}; \quad (14)$$

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

$$\sigma = \frac{S_{p.мк.p.}}{F_{мк.p.}} \text{ (кВ} \cdot \text{А} / \text{км}^2\text{)}; \quad (15)$$

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

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

$$\sigma = \frac{246,9}{0,210} = 1176 \text{ (кВ} \cdot \text{А} / \text{км}^2\text{)}.$$

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

$$S_{тр.эк.} = 1,45 \cdot \sqrt[3]{1176^2} = 161,54 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

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 КТПК 1х250 кВА.

Ориентировочное число ТП определяется по выражению:

$$n_{mn} = \frac{S_{p.мк.p.}}{K_3 \cdot S_{ТП.эк.}} \text{ шт}; \quad (16)$$

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 $K_3 = 0,9$.

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

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

При мощности трансформатора 250 кВА ориентировочное число ТП:

$$n_{mn} = \frac{246,9}{0,9 \cdot 1 \cdot 250} = 1,09 \text{ шт.}$$

В результате расчета с мощностью трансформатора 250 кВА необходимо принять 1 трансформаторную подстанцию, т.е. количество ТП $n_{mn} = 1$ шт.

Все потребители электрической энергии получающие питание от КТПК №1 являются индивидуальные жилые дома. Для данной группы электроприемников по табл.2.3.1 [4] находим коэффициент участия $K_y = 0,9$ в максимуме нагрузки.

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

ТП-1: сумма активных нагрузок уличного освещения для улиц (ул. Курайская: $l_1 = 0,609$ км.; пер.Курайский: $l_2 = 0,099$ км.; ул. Паспаульская : $l_3 = 0,28$ км. ; пер.Паспаульский: $l_4 = 0,095$ км.; ул. Таштагольская : $l_5 = 0,442$ км.; ул. Манжерокская: $l_6 = 0,407$ км.) составит $P_{p.ул..mn1} = 19,32$ кВт.

Активную расчетную нагрузку КТПК №1 определяем с учетом коэффициента участия по формуле:

$$P_{p.mn.1} = \sum P_{p.} \cdot K_y + P_{p.ул.о} \text{ кВт}; (17)$$

где K_y - Коэффициент участия коэффициент участия в максимуме нагрузки.

$$P_{p.mn.1} = 216 \cdot 0,9 + 19,32 = 214 \text{ кВт.}$$

Реактивную расчетную нагрузку КТПК №1 определяем с учетом коэффициента участия по формуле:

$$Q_{p.mn.1} = \sum P_{p.} \cdot \operatorname{tg} \varphi \cdot K_y + P_{p.ул.о} \cdot \operatorname{tg} \varphi \text{ кВар}; (18)$$

$$Q_{p.mn.1} = 214 \cdot 2,4 \cdot 0,9 \cdot 0,29 + 19,32 \cdot 0,61 = 146 \text{ кВар.}$$

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Полная нагрузка трансформаторной подстанции равна:

$$S_{p, \text{тп1}} = \sqrt{214^2 + 146^2} = 239 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

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

$$K_1 = \frac{S_{p, \text{тп3}}}{S_{н. \text{тр.}} \cdot n_{\text{тр}}}; \quad (19)$$

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

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

$$K_3 = \frac{239}{250 \cdot 1} = 0,95.$$

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

Условие выбора трансформатора по коэффициенту загрузки в период максимальных нагрузок для КТПК №1 выполняется. Таким образом, выбор мощности трансформатора для КТПК №1 произведен верно.

Выбираем масляные трансформаторы серии ТМГ (трансформатор масляный герметичный).

Установка сухих трансформаторов на открытом воздухе нежелательна, так как при этом появляется возможность их увлажнения, загрязнения в процессе эксплуатации, как обмоток, так и трансформатора в целом. В связи с малой тепловой постоянной времени перегрузочная способность сухих трансформаторов существенно меньше, чем масляных. Кроме того, при повреждениях изоляции, сухие трансформаторы становятся практически неремонтопригодными. Силовые трансформаторы серии ТМГ (масляные герметичные) изготавливают в гофробаке, заполненном дегазированным маслом в вакуумной камере. Гофрированные баки обеспечивают необходимую поверхность охлаждения, без применения съемных охладителей. Отсутствие расширителя исключает контакт масла с окружающей средой, предотвращая тем самым процессы увлажнения, окисления и шлакообразования. Благодаря этому масло не меняет своих диэлектрических свойств в течение всего срока

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

службы. Отличаются компактными размерами и большой степенью надежности. Подходят как для реконструируемых подстанций, так и для вновь возводимых энергообъектов.

2.9 Выбор типа подстанции

Трансформаторная подстанция — электроустановка, предназначенная для приема, преобразования (повышения или понижения) напряжения в сети переменного тока и распределения электроэнергии в системах электроснабжения потребителей сельских, поселковых, городских, промышленных объектов. [21]

Для электроснабжения потребителей на напряжении 0,22/0,38 кВ непосредственно возле центров потребления электроэнергии сооружают комплектные трансформаторные подстанции на 35, 6-10/0,38-0,22 кВ. Комплектные трансформаторные подстанции устанавливают на специальных железобетонных опорах. Они имеют невысокую стоимость, и их сооружают в короткий срок, причем для их сооружения используют местные строительные материалы.

Трансформаторные подстанции изготавливают, как правило, на заводах и доставляют на место установки в полностью собранном виде или же отдельными блоками. Такие трансформаторные подстанции называют комплектными или КТП.

По типу исполнения комплектные трансформаторные подстанции разделяются на КТП: в бетонном корпусе; в панелях типа «сэндвич»; в металлическом корпусе.

Выбираем однотрансформаторную КТПК с номинальной мощностью трансформатора 250 кВА, с воздушными вводом и отходящими линиями. ТП имеют металлический корпус и установлены на железобетонных фундаментах. Тип подстанции КТПК - ПВ - 250÷400/10/0,4-УХЛ1.

Тип подстанции и её характеристики приведены в приложении А.

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Такие КТП применяются в системах электроснабжения промышленных предприятий, коттеджных поселков, объектов народного хозяйства в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом. Данные комплектные трансформаторные подстанции наружной установки (КТП) соответствуют требованиям ПУЭ, экологических, противопожарных и других норм, действующих на территории РФ, и обеспечивают безопасность эксплуатации оборудования при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

На рисунке 2 представлена комплектная трансформаторная подстанция КТПК-250/10/0,4-У1. КТПК-250/10/0,4-У1 применяется для электроснабжения небольших населенных пунктов, сельскохозяйственных и производственных предприятий. Установка КТПК-250/10/0,4-У1 требует соблюдения следующих требований к окружающей среде:

- температура воздуха от -45°С до +40°С по Цельсию;
- относительная влажность воздуха (при +20°С);
- обледенение толщиной не более 20 мм.

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.

Глава 3. РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10кВ.

3.1 Выбор схем высоковольтной и низковольтной сетей

В электрических сетях применяются радиальные, магистральные и смешанные схемы. Предпочтение отдается магистральным схемам, как наиболее экономичным. Магистральные схемы являются основными для питания трансформаторных подстанций. Одиночные магистрали с односторонним питанием применяются для питания однострансформаторных подстанций, когда можно допустить перерыв в электроснабжении потребителей на время, необходимое для отключения, определения места повреждения и восстановления поврежденного участка магистрали.

В жилых районах, основными потребителями которых являются бытовые потребители, электроприемники не связаны единым технологическим процессом, а сами дома (коттеджи) равномерно распределены по территории. Следовательно, эти потребители соотносятся с III категорией по надежности электроснабжения, в соответствии с чем следует применять магистральную схему электроснабжения.

3.2 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. Врезка осуществляется от существующей концевой опоры ВЛИ-10 кВ, линии Л5-1.

					<i>Разработка системы электроснабжения 10 кВ</i>				
								38	



Схема 1 – Проектируемая магистральная схема электроснабжения

3.3 Выбор марки и сечения проводов ВЛ-10 кВ

При проектировании ВЛ на 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 (22):

$$F_{\text{эк.}} = \frac{I_{\text{расч.}}}{j_{\text{эк.}}} \text{ мм}^2; \quad (22)$$

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

$I_{\text{расч.}}$ - 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 участка проектируемой ВЛ-10 кВ по формуле:

$$I_{\text{р.}} = \frac{S_{\text{р.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \text{ А}; \quad (23)$$

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

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

Произведем расчет проектируемой ВЛ-10 кВ на участке ТП№3 – 3:

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

По выражению (23) определяем расчетный ток:

$$I_{p.} = \frac{246,9}{\sqrt{3} \cdot 10} = 15 \text{ A.}$$

По выражению (22) определяем сечение провода по экономической плотности тока:

$$F_{\text{эк.}} = \frac{15}{1,1} = 14 \text{ мм}^2.$$

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 III районе по гололеду минимальное сечение провода составляет 50 мм². В последние годы на ВЛ 6-10-35 кВ получили распространения самонесущие изолированные провода (СИП). Благодаря меньшим реактивным сопротивлениям потери напряжения в линии с СИП будут меньше, чем в линии с неизолированными проводами при прочих равных условиях.

Сечения защищенных изоляцией проводов напряжением выше 1 кВ выбираются по экономической плотности тока. Выбранные сечения должны удовлетворять требованиям допустимого нагрева, термической стойкости при токах КЗ, механической прочности, допустимой потере напряжения.

Табл. 9. Электрические параметры проводов СИП-3

Сечение жилы, мм ²	Омическое сопротивление жилы, Ом/км	Допустимый длительный ток $I_{\text{доп}}$, А	Односекундный ток термической стойкости жилы $I_{\text{к.тс}}$, кА
35	0,99	200	3,2
50	0,72	245	4,3
70	0,49	310	6,4
95	0,36	370	8,6
120	0,29	430	11,0
150	0,26	485	13,0

Сечения защищенных изоляцией проводов напряжением выше 1 кВ выбираются по экономической плотности тока. Выбранные сечения должны удовлетворять требованиям допустимого нагрева, термической стойкости при токах КЗ, механической прочности, допустимой потере напряжения.

Допустимые длительные токи защищенных изоляцией проводов выше, чем неизолированных проводов. Это объясняется хорошими условиями охлаждения одножильных изолированных проводов, а также более благоприятными условиями работы контактных соединений по сравнению с контактными соединениями неизолированных проводов. На ВЛИ и ВЛЗ все контактные соединения герметизируются.

Термическая стойкость изолированных проводов напряжением выше 1 кВ проверяется так же, как изолированных проводов напряжением до 1 кВ.

По условиям механической прочности на ВЛЗ следует применять провода с минимальными сечениями, указанными в табл. 2.

Табл. 10. Провода ВЛЗ с минимальными сечениями (пример)

Нормативная толщина стенки гололеда, мм; район по гололеду	Сечение провода, мм ²		
	алюминиевого	из алюминиевого сплава	сталеалюминиевого
До 15; до II района	70	50	35
20—25; III, IV районы	95	50	50
30 и выше; V район и выше	—	—	70

СИП-3 одножильный самонесущий провод с защищенным покровом. Жила выполнена из алюминиевого сплава высокой прочности или из сталеалюминия. 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 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 участка проектируемой ВЛ-10 кВ сведем в таблицу 11.

Таблица 11 – Расчетные значения экономической плотности тока, расчетного тока в час максимальной нагрузки, а также параметры выбранных проводов

Участок ВЛ- 10 кВ	$I_{p.},$ А	$F_{эж.},$ мм ²	Марка провода	$r_0,$ Ом/км	$x_0,$ Ом/км	$I_{доп.},$ А
ТП№1 – 2	15	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 провод СИП-3 1х50 по условию нагрева:

$$I_{доп.} \geq I_{РАБ.МАХ}; (24)$$

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

$I_{РАБ.МАХ}$ - 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.

$$I_{РАБ.МАХ} = 15 А \leq I_{доп} = 245 А.$$

Исходя из выражения (24) видно, что выбранное сечение провода удовлетворяет условию нагрева.

3.4 Проверочный расчет линии 10 кВ на потери напряжения

Согласно ГОСТ 32144-2013– 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:

$$\Delta U_{\text{нб}} \leq \Delta U_{\text{доп}} \quad (25)$$

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 $R_{\text{л}} > X_{\text{л}}$. Как правило, активная составляющая потерь напряжения в них больше реактивной $\Delta U_{\text{а}} > \Delta U_{\text{р}}$, поэтому изменение сечения в таких сетях можно добиться нужной величиной потери напряжения $\Delta U_{\text{нб}}$.

При выборе сечении проводников по допустимо потере напряжения наряду с выполнением условия (25) могут применяться во внимание дополнительные условия: неизменности сечения по всей линии с несколькими нагрузками $F = \text{const}$; минимум расхода проводникового металла $m_{\text{Ф}} \rightarrow \min$; 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

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

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 (п.4.1) расчет наибольших потерь напряжения будем производить для нормального режима работы схемы 10 кВ от наиболее удаленного узла сети – проектируемой ТП№1 «микрорайон Заимка 26 га» до источника питания – ПС 110/35/10 кВ «Сигнал».

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 потери напряжения будем производить по следующему выражению:

$$\Delta U_{нб} = \frac{(P \cdot r_0 + Q \cdot x_0) \cdot l}{U_{ном}} \text{ В; (26)}$$

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 (26) необходимо перевести в киловольты и представить в процентах:

$$\Delta U_{\%i} = \frac{\Delta U_i}{U_{ном}} \cdot 100 \%; (27)$$

Расчет потерь напряжения будем производить для узлов нагрузки согласно схеме 2.

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

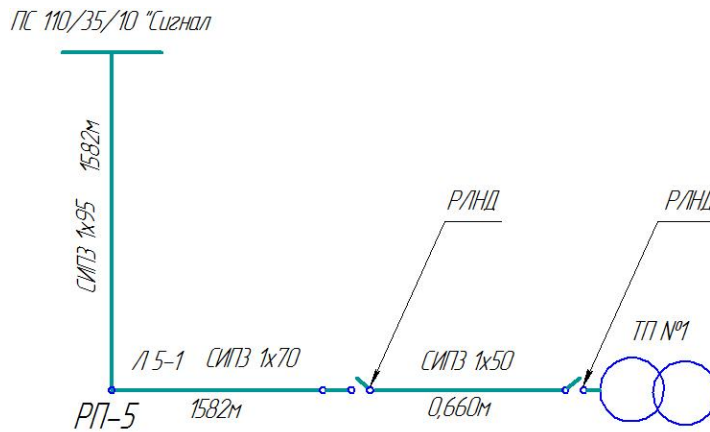


Схема 2 – Расчетная схема наибольших потерь напряжения

Значения r_0, x_0 для провода СИП-3 1x95, 1x50 приведены в таблице 6 [8].

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

$$\Delta U_{\text{оп.№1-оп.№14}} = \frac{(357,56 \cdot 0,720 + 114,43 \cdot 0,299) \cdot 0,660}{10} = 19,15 \text{ В. ч}$$

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

$$\Delta U_{\% \text{оп.№1-оп.№14}} = \frac{19,15}{10000} \cdot 100 = 0,1915 \%$$

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.

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 12.

Таблица 12 – 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	$\Delta U_{он\ №1-он\ №14}$	19,15	0,191
2	$\Delta U_{он\ №185-он\ №181}$	46,13	0,461
3	$\Delta U_{РП5-ПС}$	90,56	0,905
	$\sum \Delta U$	155,84	1,557%

Согласно условию (25) расчетные потери напряжения не превышают допустимые, следовательно, потери напряжения находятся в пределах допустимых значений:

$$\Delta U_{нб} = 1,557\% \leq \Delta U_{доп} = 10\%$$

Условие проверки выполняется.

3.5 Расчет токов короткого замыкания для ВЛ-10 кВ.

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

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.

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

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

КЗ, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов короткого замыкания приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что 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].

Протекание токов КЗ сопровождается также значительными электродинамическими усилиями между проводниками. Если не принять должных мер, под действием этих усилий токоведущие части и их изоляция могут быть разрушены. Токоведущие части, аппараты, и электрические машины должны быть сконструированы так, чтобы выдержать без повреждений усилия, возникающие при КЗ, т.е. должны обладать электродинамической стойкостью.

Короткие замыкания сопровождаются понижением уровня напряжения в электрической сети, особенно вблизи места повреждения.

Для обеспечения надежной работы энергосистем и предотвращения повреждений оборудования при КЗ необходимо быстро отключать поврежденный участок. К мерам, уменьшающим опасность развития аварий, относится также правильный выбор аппаратов по условиям КЗ, применение токоограничивающих устройств, выбор рациональной схемы сети и т.п.

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

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

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.

Основные допущения, принятые при расчете токов короткого замыкания:

- рассчитывается трехфазное короткое замыкание, т.к. оно симметричное, а токи максимальные;
- расчетное место короткого замыкания выбирают так, чтобы ток короткого замыкания, протекающий через выбираемый аппарат, был максимально возможным;
- все источники, от которых может получать питание место короткого замыкания, работают параллельно и их ЭДС совпадают по фазе;
- 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.

Для расчетов токов КЗ составляют расчетную схему системы электроснабжения (рис.4) и на её основе схему замещения. Расчетная схема представляет собой упрощенную однолинейную схему, на которой указывают все элементы системы электроснабжения и их параметры, влияющие на ток короткого замыкания. Здесь же указывают точки, в которых необходимо определить ток КЗ.

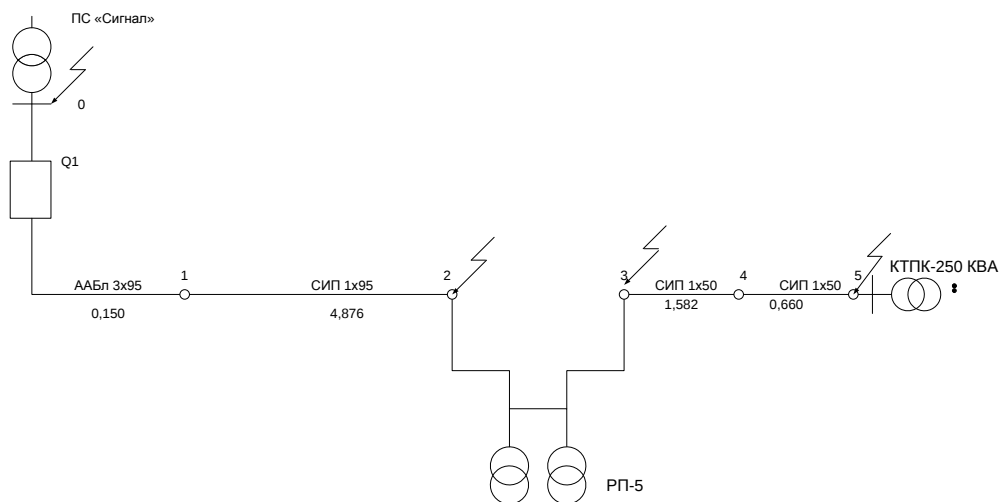


Схема 3 – Расчетная схема системы электроснабжения токов КЗ

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_{ϕ} . За базисное напряжение принимается среднономинальное напряжение. Примем $U_{\phi} = 10,5 \text{ кВ}$. За базисную мощность примем номинальную мощность силового трансформатора на ПС «Сигнал» 110/35/10 кВ $S_k^3 = 25 \text{ МВА}$.

Определим сопротивление системы по формуле:

$$X_{CB} = \frac{U_B^2}{S_k^3} \text{ Ом; (28)}$$

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:

$$r_{i-j} = r_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\phi}}{U_{CHOM}} \right)^2 \text{ Ом; (29)}$$

$$x_{i-j} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\phi}}{U_{CHOM}} \right)^2 \text{ Ом; (30)}$$

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

l - Длина линии, км.

$$r_{0-1} = 0.31 \cdot 0.15 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5} \right)^2 = 0,046 \text{ Ом.}$$

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

$$r_{1-2} = 0.466 \cdot 4,876 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5} \right)^2 = 2,27 \text{ Ом.}$$

$$x_{1-2} = 0,167 \cdot 4,876 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5} \right)^2 = 0,81 \text{ Ом.}$$

$$r_{3-4} = 0.46 \cdot 1,582 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5} \right)^2 = 0,72 \text{ Ом.}$$

$$x_{3-4} = 0,34 \cdot 1,582 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5} \right)^2 = 0,53 \text{ Ом.}$$

$$r_{4-5} = 0.46 \cdot 0,660 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5} \right)^2 = 0,30 \text{ Ом.}$$

$$x_{4-5} = 0,34 \cdot 0,660 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5} \right)^2 = 0,22 \text{ Ом.}$$

Составим схему замещения для расчета токов короткого замыкания.

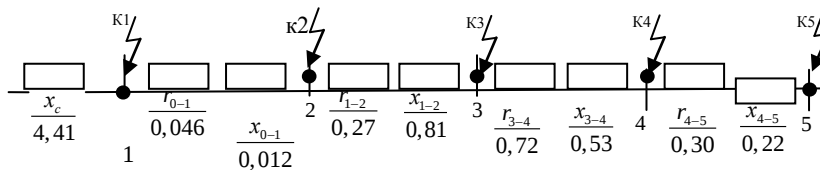


Схема 4 – Схема замещения электроснабжения токов КЗ

Результирующее сопротивление до точки КЗ определим по формуле:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2)} \text{ Ом; (31)}$$

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

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(3,336^2 + 2,47^2)} = 3,6 \text{ Ом.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К4:

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

$$I_K^3 = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 3,6} \cdot \frac{10500}{10500} = 1693 \text{ А.}$$

Ток двухфазного КЗ в точке К4:

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

$$I_K^2 = 0,865 \cdot 1693 = 1466 \text{ А.}$$

Ударный ток в точке К4:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K^3 \text{ A}; (32) \quad i_y = \sqrt{2} \cdot 1,25 \cdot 933,8 = 1650,7 \text{ A}; (32)$$

где K_y - Ударный коэффициент, определяется по формуле:

$$K_y = 1 + e^{\frac{-3,14 \cdot R_\Sigma}{X_\Sigma}}; (34) \quad K_y = 1 + e^{\frac{-3,14 \cdot 3,33}{2,47}} = 1,26.$$

Мощность короткого замыкания в точке 5 определим по формуле:

$$S_k^3 = \sqrt{3} \cdot U_{C.HOM} \cdot I_K^3; \text{ MVA} (35) \quad S_k^3 = \sqrt{3} \cdot 10500 \cdot 1466 = 26,66 \text{ MVA}.$$

3.6 Выбор коммутационного оборудования на ВЛ-10 кВ.

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 ВЛ-10 кВ, разобьем линию при помощи коммутационных аппаратов. В качестве коммутационного аппарата в данном случае целесообразно применять разъединители. На проектируемой отпайке ВЛ-10 кВ произведем установку двух разъединителей. Один из которых, непосредственно, установим перед врезкой проектируемой отпайки ВЛ-10 кВ в существующую линию 10 кВ Л 5-1 на проектируемой опоре №1, а установку второго разъединителя необходимо осуществить перед проектируемой КТПК №1 – опора №14.

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

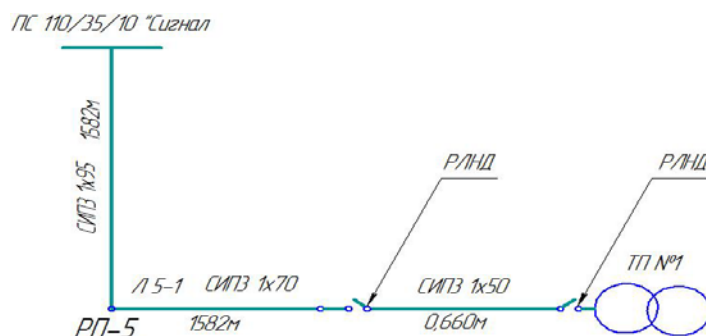


Схема 5 – Расположение коммутационных аппаратов на проектируемой ВЛ-10 кВ.

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

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 1-10/400 УХЛ1 с приводом ПРНЗ-10.

Выбор разъединителей по напряжению производится согласно условию:

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

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:

$$I_{расч} \leq I_n; \text{ А (37)}$$

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

I_n - Номинальное ток разъединителя, А.

$$I_{расч} = 15\text{А} \leq I_n = 200\text{А}$$

Условие выбора разъединителя по току выполняется.

Выбор разъединителя по электродинамической устойчивости производится согласно условию:

$$i_{уд} \leq i_d; \text{ кА (38)}$$

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: $B_k \leq I_m^2 t_m$

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

$$B_{\kappa} = (I_{\kappa}^3)^2 \cdot t_{\text{экв}}; \text{кА}^2 \cdot \text{с} \quad (40)$$

где I_{κ}^3 - Токи трехфазного короткого замыкания, кА ;

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

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

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

Условие выбора разъединителя по термической устойчивости выполняется.

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

Рисунок разъединителя РЛНД-1-10/200 приведен в приложении Б.

Глава 4. Механический расчет проектируемой воздушной линии 10 кВ

Исходные данные сведем в таблицу 13.

Таблица 13. – Исходные данные

Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	10
Длина трассы	$L_{\text{ВЛ}}$	км	0,660
Марка провода	СИП-3 1х50		
Количество цепей ЛЭП	$n_{\text{ц}}$	шт	1
Местность	Горно-Алтайск		
Наинизшая температура	t_{-}	$^{\circ}\text{C}$	-33
Наивысшая температура	t_{+}	$^{\circ}\text{C}$	+37
Среднегодовая температура	$t_{\text{ср}}$	$^{\circ}\text{C}$	+1,0
Температура гололедообразования	$t_{\text{г}}$	$^{\circ}\text{C}$	-5

Таблица 14 – Характеристики изолированных проводов

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

4.1 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 15 – Выбор нормативного скоростного напора, нормативной толщины стенки гололедных отложений, вертикального нормированного габарита

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

4.2 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 сшитого 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]

$$\sigma_{сз} = 85 \text{ Н / мм}^2$$

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

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

4.3 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

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$P_n = M_{\Pi} \cdot g \cdot 10^{-3} = 239 \cdot 9.8 \cdot 10^{-3} = 2,342 \text{ Н / м},$$

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:

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

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:

$$f = \frac{\gamma_{\Pi} \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{сз}} = \frac{0,047 \cdot 50^2}{8 \cdot 85} = 0,17 \text{ м}$$

Среднеарифметическое значение высоты крепления проводов к изоляторам:

$$h_{CP} = \frac{\sum_{i=1}^n H_{mp}^i}{n} \text{ м},$$

где H_{mp} – высота крепления провода, м;

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

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

Высота расположения приведенного центра тяжести проводов:

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

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

Нормативная гололедная нагрузка на 1 метр провода:

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

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

$b_{\text{э}}$ - толщина стенки гололеда;

d_n - диаметр провода;

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

Так как приведенный центр тяжести проводов меньше 25м, 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.

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

Расчетная гололедная нагрузка на 1 метр провода:

$$P_{zn} = P_{zn}^H \cdot \gamma_{nz} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d,$$

где γ_{nz} - 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 III 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];

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

Тогда удельная гололедная нагрузка:

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

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

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:

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

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:

$$P_{wn} = P_{wn}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f,$$

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];

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

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

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

Удельная ветровая нагрузка на провод без гололеда:

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

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

Нормальное ветровое давление:

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

Нормативная ветровая нагрузка на 1 метр провода с гололедом

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

Площадь продольного диаметрального сечения провода:

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

Расчетная ветровая нагрузка на 1 метр провода с гололедом:

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

Удельная ветровая нагрузка с гололедом:

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

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

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

Удельная нагрузка на провод без гололеда и давления ветра:

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

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

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

$$P_{\Sigma 3} = \sqrt{P_{\Sigma 1}^2 + P_{\text{wng}}^2} = \sqrt{9,798^2 + 5,613^2} = 11,292 \text{ Н / м.}$$

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 $\gamma_{\text{нб}} = 0,225 \text{ Н / м} \cdot \text{мм}^2$

Полученные результаты для наглядности сведем в таблицу 16.

Таблица 16 – 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, $P_{\text{zn}}'', P_{\text{zn}}, \gamma_{\text{zn}}$	11,47	7,456	0,149
Ветровая нагрузка без гололеда, $P_{\text{wn}}'', P_{\text{wn}}, \gamma_{\text{wn}}$	4,376	4,814	0,096
Ветровая нагрузка с гололедом, $P_{\text{wng}}'', P_{\text{wng}}, \gamma_{\text{wng}}$	5,103	5,613	0,112
Результирующая нагрузка, $P_{\Sigma 1}$	—	9,798	0,196
Результирующая нагрузка, $P_{\Sigma 2}$	—	5,353	0,107
Результирующая нагрузка, $P_{\Sigma 3}$	—	11,292	0,225

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

Рассчитаем изменение значений среднеэксплуатационных допускаемых напряжения $\sigma_{\text{ср}}$ 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 $\sigma_{\text{ср}}$ в проводе, которые будут возникать в пролетах различной длины, если требуется обеспечить сохранение

допускаемых напряжения при условии возникновения наибольшей нагрузки или действия на провод наинизшей температуры.

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

Тогда уравнение состояния примет вид

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

Сводим к неполному кубическому

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

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

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

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

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

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

На нулевой итерации принимаем $l = 0$.

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

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 нагрузке будет изменяться в пределах от $23,8 \text{ Н / мм}^2$ до $106,8 \text{ Н / мм}^2$.

Получим зависимости А и В от длины пролета l:

$$A = 114 - \frac{0,225^2 \cdot 6,3 \cdot 10^4 \cdot l_i^2}{24 \cdot 114^2} - 6,3 \cdot 10^4 \cdot 23,0 \cdot 10^{-6} \cdot (0 - (-5)) =$$

$$= 106,755 - 0,01 \cdot l_i^2$$

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

Рассчитанные значения механического напряжения при длинах пролетов от 10 м до 100 м представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Результаты расчетов напряжений в проводе при условии возникновения наибольшей механической нагрузки

Длина пролета	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

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

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

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

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

На нулевой итерации принимаем $l = 0$.

$$\sigma_{c9(n)}^{(2)} = \sigma_- - \alpha \cdot E \cdot (t_{ce} - t_-) = 114 - 23,0 \cdot 10^{-6} \cdot 6,3 \cdot 10^4 \cdot (0 - (-37)) = 60,387 \text{ Н / мм}^2$$

При $l \rightarrow \infty$

$$\sigma_{c9(k)}^{(2)} = \frac{\gamma_n}{\gamma_n} \cdot \sigma_- = \frac{0,047}{0,047} \cdot 114 = 114 \text{ Н / мм}^2$$

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 18.

Таблица 18 – 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

Вычислим критические пролеты.

$$\begin{aligned}
 l_{1к} &= 4,9 \cdot \frac{\sigma_-}{\gamma_n} \cdot \sqrt{\frac{(\sigma_- - \sigma_{сз}) + \alpha \cdot E \cdot (t_- - t_{сз})}{E \cdot \left[1 - \left(\frac{\sigma_-}{\sigma_{сз}} \right)^2 \right]}} = \\
 &= 4,9 \cdot \frac{114}{0,047} \cdot \sqrt{\frac{(114 - 85) + 23,0 \cdot 10^{-6} \cdot 6,3 \cdot 10^4 \cdot (-37 - 0)}{6,3 \cdot 10^4 \cdot \left[1 - \left(\frac{114}{85} \right)^2 \right]}} = 196,8 \text{ м} \\
 l_{3к} \quad l_{2к} &= 4,9 \cdot \frac{\sigma_{нб}}{\gamma_n} \cdot \sqrt{\frac{\alpha \cdot (t_z - t_-)}{\left(\frac{\gamma_{нб}}{\gamma_n} \right)^2 - 1}} = \\
 &= 4,9 \cdot \frac{114}{0,047} \cdot \sqrt{\frac{23,0 \cdot 10^{-6} \cdot (0 - 37)}{\left(\frac{0,225}{0,047} \right)^2 - 1}} = 74,058 \text{ м} \\
 l_{3к} &= 4,9 \cdot \frac{\sigma_{нб}}{\gamma_n} \cdot \sqrt{\frac{(\sigma_{нб} - \sigma_{сз}) + \alpha \cdot E \cdot (t_z - t_{сз})}{E \cdot \left[\left(\frac{\gamma_{нб}}{\gamma_n} \right)^2 - \left(\frac{\sigma_{нб}}{\sigma_{сз}} \right)^2 \right]}} = \\
 &= 4,9 \cdot \frac{114}{0,047} \cdot \sqrt{\frac{(114 - 85) + 23,0 \cdot 10^{-6} \cdot 6,3 \cdot 10^4 \cdot (-5 - 0)}{6,3 \cdot 10^4 \cdot \left[\left(\frac{0,225}{0,047} \right)^2 - \left(\frac{114}{85} \right)^2 \right]}} = 49,059 \text{ м}
 \end{aligned}$$

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.

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

4.5 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.

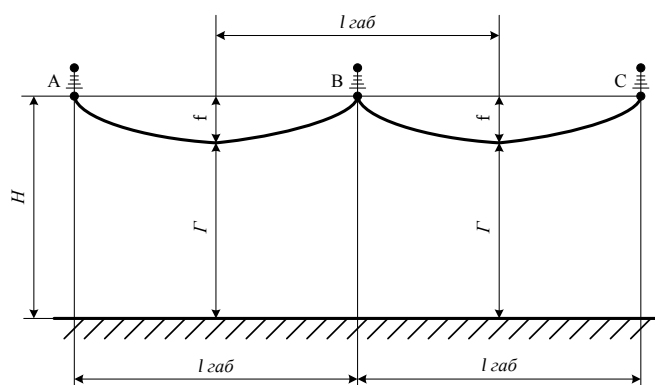


Рисунок 7 – Определение габаритного пролета

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

$$l_{gab}^4 \cdot \left(\frac{\gamma_{f1}}{8 \cdot f} + \left(\frac{\gamma_{\sigma1}}{\sigma} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} \right) - l_{gab}^2 \cdot \left(\sigma + \alpha \cdot E \cdot (t_{\sigma} - t_{f1}) \right) - \frac{8}{3} \cdot f^2 \cdot E = 0$$

где γ_{f1} - удельная механическая нагрузка, при которой имеет место наибольшее провисание провода;

$\gamma_{\sigma1}$ - 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_{σ} - температура, принятая как исходная для расчета провода на прочность;

t_{f1} - 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 пролёта:

Длина весового пролёта:

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

Стрела провисания для габаритного пролёта:

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

4.6 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.

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

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 должен производиться по наибольшей механической нагрузке.

Выбираем подвесные полимерные изоляторы ЛК-70/10-И. Марка изоляторов и их параметры приведены в приложении В.

Длина пути утечки:

$$L = 360 \text{ мм}$$

Вес одной гирлянды на анкерной опоре:

$$G_z = m \cdot M = 1 \cdot 0,95 = 0,95 \text{ кг}$$

Строительная высота - 514 мм (снижена на 14% в сравнении с ПС-70).

Масса - 3,1 кг (снижена на 69% в сравнении с ПС-70).

Стоимость - (снижена на 10% + снижение транспортных расходов в 3 раза, живучесть при механических (вандалных) воздействиях на много порядков выше, отсутствует бой при транспортировке, трудоемкость монтажа в 3 раза меньше в сравнении с ПС-70).

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

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

Глава 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 «Заимка 26 га» является бытовой. По обеспечению надежности электроснабжения потребителей, подключаемые электроприемники относятся к электроприемникам III категории.

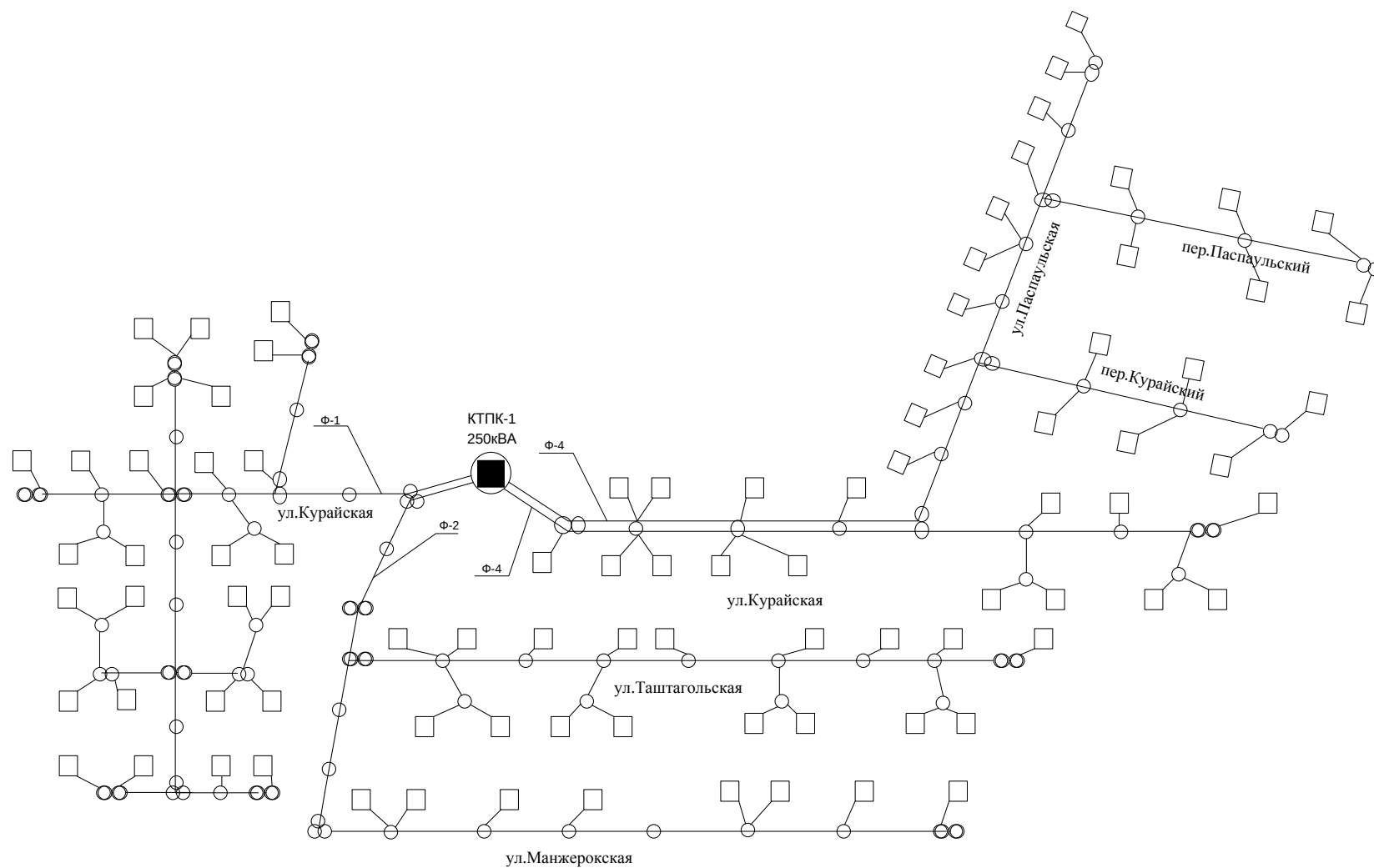
К электроприемникам третьей категории (III) относятся все остальные ЭП, не подходящие под определение первой и второй категории [2].

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 «Заимка 26 га» произведем по радиальной схеме без резервирования от проектируемой КТПК 10/0,4 кВ. Однолинейная схема проектируемой воздушной линий 0,4 кВ от КТП№1 представлена на схеме.

					НАЗВАНИЕ ДОКУМЕНТА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Схема 6 – Однолинейная схема проектируемой ВЛ-0,4 кВ от ТП№1



Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ФЮРА.140205.014 ПЗ

Лист

69

5.2 Проверочный расчет электрических нагрузок по КТП

В основу метода определения нагрузок при расчете электрических сетей сельскохозяйственного назначения 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 13 приведена удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир жилых зданий, кВт/квартиру [10, п.6.1].

Таблица 22

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 №23 – Расчет количества квартир подключенных к РУ-0,4 кВ

Количество квартир	АВ №1			АВ №2			АВ №3			АВ №4		
	А	В	С	А	В	С	А	В	С	А	В	С
по фазам	9	9	9	8	8	9	5	5	6	7	7	8
по автоматическим выключателям	27			25			16			22		
ВСЕГО	90											

КТПК №1

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

для АВ №2 принимаем = 1,4 кВт;

для АВ №3 принимаем = 1,6 кВт;

для АВ №4 принимаем = 1,5 кВт.

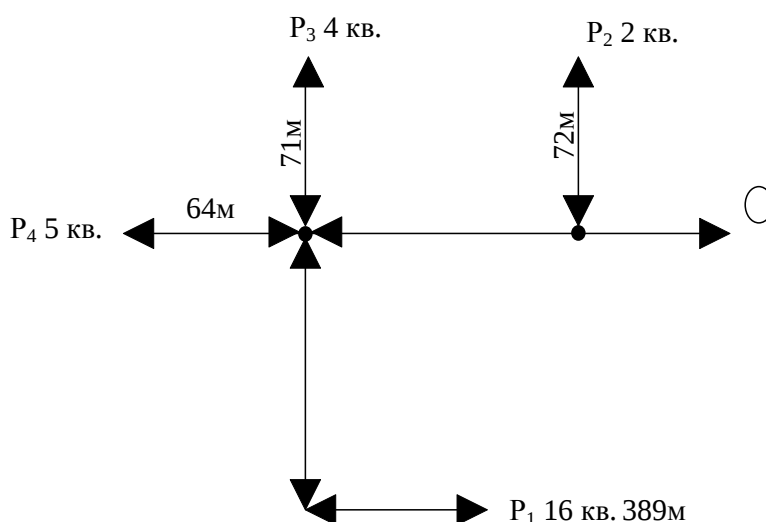
5.3 Электрический расчет сетей 0,4 кВ

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

Произведем расчет электрической сети 0,4 кВ проектируемой воздушной линией 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 проводов $\rho = 28,8 \text{ Ом мм}^2/\text{км}$, удельное индуктивное сопротивление линии $x_0 = 0,06 \text{ Ом/км}$, удельное активное сопротивление линии $r_0 = 0,3 \text{ Ом/км}$, $\cos \varphi = 0,96$, $\tan \varphi = 0,29$ из таблицы 2.1.4.[4].

Схема 7 – 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):

$$P_1 = 1,1 \cdot 16 = 17,6 \text{ кВт}; \quad P_2 = 1,1 \cdot 2 = 2,2 \text{ кВт};$$

$$P_3 = 1,1 \cdot 4 = 4,4 \text{ кВт}; \quad P_4 = 1,1 \cdot 5 = 5,5 \text{ кВт}$$

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

$$Q_1 = 17,6 \cdot 0,29 = 5,1 \text{ кВар} \quad Q_2 = 2,2 \cdot 0,29 = 0,63 \text{ кВар}$$

$$Q_3 = 4,4 \cdot 0,29 = 1,27 \text{ кВар} \quad Q_4 = 5,5 \cdot 0,29 = 1,59 \text{ кВар}$$

Активную составляющую допустимой потери напряжения определим по выражению:

$$\Delta U_{a.\text{доп}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_p; \text{ В (39)}$$

где $\Delta U_{\text{доп}}$ - 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 $\Delta U_{a.\text{доп}} = 5\ldots 6\%$.

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

Реактивная составляющая потерь напряжения определим по формуле:

$$\Delta U_p = \frac{x_0 \sum_{i=1}^n Q_{i\text{л}} \cdot l_{i\text{л}}}{U_{\text{ном}}}; \text{ В (40)}$$

где x_0 - индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

l_i - Длина i-го участка линии, км;

$Q_{i\text{л}}$ - реактивная мощность на i-ом участке линии, кВар.

$$\Delta U_p = \frac{0,06 \cdot (5,1 \cdot 0,389 + 0,63 \cdot 0,072 + 1,27 \cdot 0,071 + 1,59 \cdot 0,064)}{0,38} = 0,35 \text{ В}$$

По формуле (39) определим активную составляющую допустимой потери напряжения:

$$\Delta U_{a.\text{доп}} = 19 - 0,35 = 18,65 \text{ В}$$

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

Рассчитаем необходимое сечение провода по выражению:

$$F = \rho \sum_{i=1}^n P_{il} \cdot l_{il} / \Delta U_{a.доп} \cdot U_n; \text{ мм}^2 \quad (41)$$

$$F_{\phi.1} = \frac{28,8 \cdot (0,389 \cdot 17,6 + 0,072 \cdot 2,2 + 0,071 \cdot 4,4 + 0,064 \cdot 5,5)}{18,65 \cdot 0,38} = 32 \text{ мм}^2$$

По таблице 5 [11] выбираем провод СИП-4 4х35.

Параметры выбранного сечения приведем в таблице 24

Фазные токопроводящие жилы					
Число и номин. сечение жил, мм ²	Число проволок в жиле шт.	Толщина изоляция мм ²	Разрывная прочность фазной жилы, кН	Наружный диаметр провода, мм ²	Масса провода, кг/км
4 х 35	7	1,3	5,6	24	511

Допустимые токи провода СИП - 4 4х35 таблица 25

Число и номинальное сечение жил, мм ²	Допустимые токовые нагрузки провода, А	
	допустимый ток нагрузки, не более, А	Допустимый ток односекундного к.з., кА
4 х 35	160	3,2

Таблица 26 – Технические параметры провода СИП-4 4х35

Количество жил n и их сечение, мм ² ($n = 2, 3, 4$)	Омическое сопротивление фазной и нулевой жил, Ом/км	Допустимый длительный ток фазной жилы $I_{\text{доп}}$, А	Односекундный ток термической стойкости фазной и нулевой жил $I_{\text{к1с}}$, кА
$n \times 25$	1,20	95 (130)	1,6 (2,3)
$n \times 35$	0,89	115 (160)	2,3 (3,2)
$n \times 50$	0,64	140 (195)	3,2 (4,6)
$n \times 70$	0,44	180 (240)	4,5 (6,5)
$n \times 95$	0,32	220 (290)	6,0 (7,0)
$n \times 120$	0,25	250 (340)	7,6 (7,6)

Примечание. В скобках приведены значения для СИП с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Проверим выбранное сечение провода по условию нагрева (24):

Ток $I_{\text{РАБ.МАХ}}$ по фидеру 1 от ТП-1 определим по выражению (23):

$$I_{\text{РАБ.МАХ}} = \frac{\sqrt{29,7^2 + 8,6^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 48 \text{ А}$$

Тогда согласно условию (24) получим следующее:

$$I_{\text{доп.}} = 160 \text{ А} \geq I_{\text{РАБ.МАХ}} = 48 \text{ А}$$

По условию нагрева выбранное сечение провода проходит проверку.

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

$$\Delta U_1 = \frac{(17,6 \cdot 0,89 + 5,1 \cdot 0,89) \cdot 0,389}{0,38} = 20,6 \text{ В};$$

$$\Delta U_4 = 1,06 \text{ В}; \quad \Delta U_3 = 0,94 \text{ В}; \quad \Delta U_2 = 0,47 \text{ В};$$

$$\Delta \sum U_{\text{ф.ЛТП-1}} = \Delta U_4 + \Delta U_3 + \Delta U_2 + \Delta U_1 = 23,07 \text{ В}. \quad \Delta \sum U_{\text{ф.ЛТП-1}} = 23,07 \text{ В} \leq \Delta U_{\text{доп}} = 18,65 \text{ В}$$

Выбранное сечение провода СИП-4 4х35 не удовлетворяет и не проходит по допустимому отклонению напряжения в конце линии при нагрузке 48 А, а с учетом перспективы увеличения нагрузки потребителей необходимо принять провод СИП4 4х50.

Определим наибольшие потери напряжения до наиболее удаленной точки линии по формуле (26) для СИП4 4х50.

$$\Delta U_1 = 14,9 \text{ В}; \quad \Delta U_4 = 0,76 \text{ В}; \quad \Delta U_3 = 0,67 \text{ В}; \quad \Delta U_2 = 0,34 \text{ В};$$

$$\Delta \sum U_{\text{ф.ЛТП-1}} = \Delta U_4 + \Delta U_3 + \Delta U_2 + \Delta U_1 = 16,67 \text{ В}. \quad \Delta \sum U_{\text{ф.ЛТП-1}} = 16,67 \text{ В} \leq \Delta U_{\text{доп}} = 18,65 \text{ В}$$

Выбранное сечение провода СИП-4 4х50 удовлетворяет и проходит по

допустимому отклонению напряжения в конце линии при нагрузке 48 А, а с учетом перспективы увеличения нагрузки потребителей имеется запас.

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

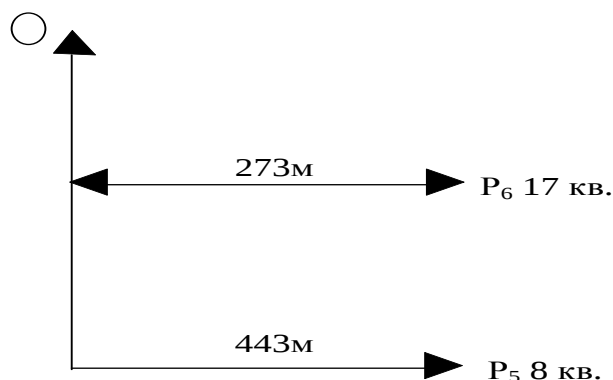


Схема 8 – Распределение нагрузки по фидеру №2 от ТП-1

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

$$P_5 = 1,0 \cdot 8 = 8,0 \text{ кВт}; \quad P_6 = 1,0 \cdot 17 = 17,0 \text{ кВт};$$

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

$$Q_5 = 8 \cdot 0,29 = 2,32 \text{ кВар}; \quad Q_6 = 17,0 \cdot 0,29 = 4,93 \text{ кВар};$$

Реактивная составляющая потерь напряжения определим по формуле (40):

$$\Delta U_P = \frac{0,06 \cdot (8 \cdot 0,443 + 17 \cdot 0,273)}{0,38} = 1,3 \text{ В}$$

По формуле (39) определим активную составляющую допустимой потери напряжения:

$$\Delta U_{a.дон} = 19 - 1,3 = 17,70 \text{ В}$$

Рассчитаем необходимое сечение провода по выражению (41):

$$F_{\phi.2} = \frac{28,8 \cdot (8 \cdot 0,443 + 17 \cdot 0,273)}{17,70 \cdot 0,38} = 35,1 \text{ мм}^2$$

По таблице 3 [11] выбираем провод СИП-4 4х35.

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

Параметры выбранного сечения приведены в таблице 23 [11].

Проверим выбранное сечение провода по условию нагрева (24):

Ток $I_{РАБ.МАХ}$ по фидеру 2 от ТП-1 определим по выражению (23):

$$I_{РАБ.МАХ} = \frac{\sqrt{25^2 + 7,25^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 40 \text{ A}$$

Тогда согласно условию (24) получим следующее:

$$I_{доп.} = 160 \text{ A} \geq I_{РАБ.МАХ} = 40 \text{ A}$$

По условию нагрева выбранное сечение провода проходит проверку.

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

$$\Delta U_5 = \frac{(8,0 \cdot 0,89 + 2,32 \cdot 0,89) \cdot 0,443}{0,38} = 10,7 \text{ В}; \quad \Delta U_6 = \frac{(17,0 \cdot 0,89 + 4,93 \cdot 0,89) \cdot 0,273}{0,38} = 14,02 \text{ В};$$

$$\sum U_{\phi.2ТП-1} = \Delta U_1 + \Delta U_2.$$

$$\sum U_{\phi.2ТП-1} = 10,7 + 14,02 = 24,72 \text{ В}. \quad \Delta \sum U_{\phi.2ТП-1} = 24,72 \text{ В} \leq \Delta U_{доп} = 17,7 \text{ В}$$

Выбранное сечение провода СИП-4 4х35 не удовлетворяет. С учетом перспективы увеличения нагрузки потребителей имеет место выбрать провод СИП-4 4х50.

Определим наибольшие потери напряжения до наиболее удаленной точки линии по формуле (26) для СИП4 4х50.

$$\Delta U_5 = \frac{(8,0 \cdot 0,64 + 2,32 \cdot 0,64) \cdot 0,443}{0,38} = 7,6 \text{ В}; \quad \Delta U_6 = \frac{(17,0 \cdot 0,64 + 4,93 \cdot 0,64) \cdot 0,273}{0,38} = 10,08 \text{ В};$$

$$\sum U_{\phi.2ТП-1} = \Delta U_1 + \Delta U_2.$$

$$\sum U_{\phi.2ТП-1} = 7,6 + 10,08 = 17,68 \text{ В}. \quad \Delta \sum U_{\phi.2ТП-1} = 17,68 \text{ В} \leq \Delta U_{доп} = 17,7 \text{ В}$$

Выбранное сечение провода СИП-4 4х50 удовлетворяет и проходит по допустимому отклонению напряжения в конце линии при нагрузке 40 А, а с учетом перспективы увеличения нагрузки потребителей имеется запас.

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

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

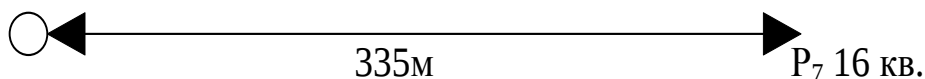


Схема 9 – Распределение нагрузки по фидеру №3 от ТП-1

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

$$P_7 = 1,3 \cdot 16 = 21 \text{ кВт.}$$

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

$$Q_7 = 21 \cdot 0,29 = 6,1 \text{ кВар.}$$

Реактивная составляющая потерь напряжения определим по формуле (40):

$$\Delta U_p = \frac{0,06 \cdot (21 \cdot 0,355)}{0,38} = 1,18 \text{ В.}$$

По формуле (39) определим активную составляющую допустимой потери напряжения:

$$\Delta U_{a.\text{доп}} = 19 - 1,18 = 17,82 \text{ В.}$$

Рассчитаем необходимое сечение провода по выражению (41):

$$F_{\phi.3} = \frac{28,8 \cdot (21 \cdot 0,335)}{18,64 \cdot 0,38} = 30 \text{ мм}^2$$

По таблице 3 [11] выбираем провод СИП-4 4х35

Проверим выбранное сечение провода по условию нагрева (24):

Ток $I_{РАБ.МАХ}$ по фидеру 3 от ТП-1 определим по выражению (23):

$$I_{РАБ.МАХ} = \frac{\sqrt{21^2 + 6,1^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 34 \text{ А}$$

Тогда согласно условию (24) получим следующее:

$$I_{\text{доп.}} = 160 \text{ А} \geq I_{РАБ.МАХ} = 34 \text{ А}$$

По условию нагрева выбранное сечение провода проходит проверку.

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

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

$$\Delta U_7 = \frac{(21 \cdot 0,89 + 6,1 \cdot 0,89) \cdot 0,335}{0,38} = 21,26 \text{ В};$$

$$\sum U_{\phi.3ТП-1} = \Delta U_7 = 21,26 \text{ В.}$$

$$\Delta \sum U_{\phi.2ТП-1} = 21,26 \text{ В} \leq \Delta U_{\text{доп}} = 17,82 \text{ В}$$

Выбранное сечение провода СИП-4 4х35 не удовлетворяет и не проходит по допустимому отклонению напряжения в конце линии при нагрузке 34 А, а с учетом перспективы увеличения нагрузки потребителей выбираем провод СИП4 4х50.

Определим наибольшие потери напряжения до наиболее удаленной точки линии по формуле (26) для СИП4 4х50.

$$\Delta U_7 = \frac{(21 \cdot 0,64 + 6,1 \cdot 0,64) \cdot 0,335}{0,38} = 15,03 \text{ В};$$

$$\sum U_{\phi.3ТП-1} = \Delta U_7 = 15,03 \text{ В.}$$

$$\Delta \sum U_{\phi.2ТП-1} = 15,03 \text{ В} \leq \Delta U_{\text{доп}} = 17,82 \text{ В}$$

Выбранное сечение провода СИП-4 4х50 удовлетворяет и проходит по допустимому отклонению напряжения в конце линии при нагрузке 34 А, а с учетом перспективы увеличения нагрузки потребителей имеется запас.

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

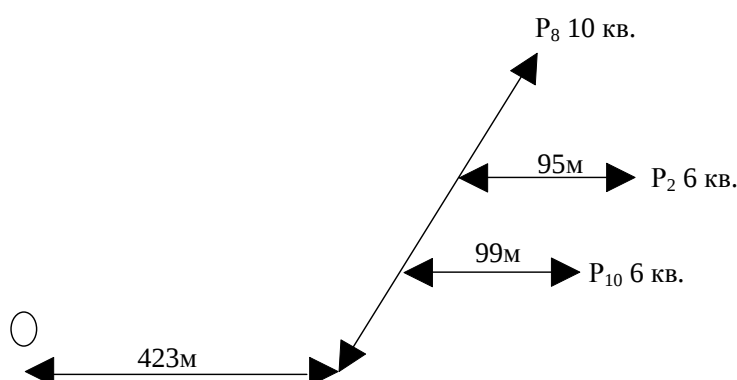


Схема 10 – Распределение нагрузки по фидеру №3 от ТП-1

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

$$P_8 = 1,1 \cdot 10 = 11 \text{ кВт}; \quad P_9 = 1,1 \cdot 6 = 6,6 \text{ кВт}; \quad P_{10} = 1,1 \cdot 6 = 6,6 \text{ кВт}$$

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

$$Q_8 = 11 \cdot 0,29 = 3,19 \text{ кВар}; \quad Q_9 = 6,6 \cdot 0,29 = 1,91 \text{ кВар}; \quad Q_{10} = 6,6 \cdot 0,29 = 1,91 \text{ кВар}$$

Активную составляющую допустимой потери напряжения определим по выражению:

$$\Delta U_{a.\text{доп}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_p; \text{ В (39)}$$

где $\Delta U_{\text{доп}}$ - 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 $\Delta U_{a.\text{доп}} = 5 \dots 6\%$.

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

Реактивная составляющая потерь напряжения определим по формуле:

$$\Delta U_p = \frac{x_0 \sum_{i=1}^n Q_{li} \cdot l_{li}}{U_{ном}}; \text{ В (40)}$$

где x_0 - индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

l_i - Длина i-го участка линии, км;

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

$$\Delta U_p = \frac{0,06 \cdot (3,19 \cdot 0,423 + 1,91 \cdot 0,095 + 1,91 \cdot 0,099)}{0,38} = 0,27 \text{ В}$$

По формуле (39) определим активную составляющую допустимой потери напряжения:

$$\Delta U_{a.\text{доп}} = 19 - 0,27 = 18,73 \text{ В}$$

Рассчитаем необходимое сечение провода по выражению:

$$F = \rho \sum_{i=1}^n P_{il} \cdot l_{il} / \Delta U_{a.\text{доп}} \cdot U_n; \text{ мм}^2 \text{ (41)}$$

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

$$F_{\phi,4} = \frac{28,8 \cdot (0,423 \cdot 11 + 0,095 \cdot 6,6 + 0,099 \cdot 6,6)}{18,73 \cdot 0,38} = 24 \text{ мм}^2$$

По таблице 5 [11] выбираем провод СИП-4 4х25.

Параметры выбранного сечения приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Технические параметры провода СИП-4

Количество жил n и их сечение, мм ² ($n = 2, 3, 4$)	Омическое сопротивление фазной и нулевой жил, Ом/км	Допустимый длительный ток фазной жилы $I_{\text{доп}}$, А	Односекундный ток термической стойкости фазной и нулевой жил $I_{\text{к1с}}$, кА
$n \times 25$	1,20	95 (130)	1,6 (2,3)
$n \times 35$	0,89	115 (160)	2,3 (3,2)
$n \times 50$	0,64	140 (195)	3,2 (4,6)
$n \times 70$	0,44	180 (240)	4,5 (6,5)
$n \times 95$	0,32	220 (290)	6,0 (7,0)
$n \times 120$	0,25	250 (340)	7,6 (7,6)

Примечание. В скобках приведены значения для СИП с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Проверим выбранное сечение провода по условию нагрева (24):

Ток $I_{\text{РАБ.МАХ}}$ по фидеру 1 от ТП-1 определим по выражению (23):

$$I_{\text{РАБ.МАХ}} = \frac{\sqrt{24,2^2 + 7,01^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 38,75 \text{ А}$$

Тогда согласно условию (24) получим следующее:

$$I_{\text{доп.}} = 130 \text{ А} \geq I_{\text{РАБ.МАХ}} = 38,75 \text{ А}$$

По условию нагрева выбранное сечение провода проходит проверку.

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

$$\Delta U_8 = \frac{(11 \cdot 1,2 + 3,19 \cdot 1,2) \cdot 0,423}{0,38} = 19 \text{ В}; \quad \Delta U_9 = 2,55 \text{ В}; \quad \Delta U_{10} = 2,7 \text{ В};$$

$$\Delta \sum U_{\phi, \text{ЛТП-1}} = \Delta U_8 + \Delta U_9 + \Delta U_{10} = 24,25 \text{ В.}$$

$$\Delta \sum U_{\phi, \text{ЛТП-1}} = 24,25 \text{ В} \leq \Delta U_{\text{доп}} = 18,73 \text{ В}$$

Выбранное сечение провода СИП-4 4х35 не удовлетворяет и не проходит по допустимому отклонению напряжения в конце линии при нагрузке 39 А, а с учетом перспективы увеличения нагрузки потребителей и согласно ПУЭ для магистралей необходимо принять провод СИП4 4х50.

Определим наибольшие потери напряжения до наиболее удаленной точки линии по формуле (26) для СИП4 4х50.

$$\Delta U_8 = \frac{(11 \cdot 0,64 + 3,19 \cdot 0,64) \cdot 0,423}{0,38} = 10,1 \text{ В}; \quad \Delta U_9 = 1,36 \text{ В}; \quad \Delta U_{10} = 1,41 \text{ В};$$

$$\Delta \sum U_{\phi, \text{ЛПП}-1} = \Delta U_8 + \Delta U_9 + \Delta U_{10} = 12,87 \text{ В}. \quad \Delta \sum U_{\phi, \text{ЛПП}-1} = 12,87 \text{ В} \leq \Delta U_{\text{доп}} = 18,73 \text{ В}$$

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

Для определения потерь мощности воспользуемся следующей формулой:

$$\Delta P_i = \frac{P_i^2 \cdot r_0 \cdot l_i}{3 \cdot U_{\text{НОМ}}^2}; \text{ кВт (42)}$$

где P_i - Расчетная мощность участка линии, кВт;

r_0 - Активное сопротивление линии, Ом/км;

l_i - Длина участка линии, км.

$$\Delta P_1 = (17,6^2 \cdot 0,64 \cdot 0,389) / 3 \cdot 0,38^2 = 0,18 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_2 = 0,0005 \text{ кВт}; \quad \Delta P_3 = 0,02 \text{ кВт}; \quad \Delta P_4 = 0,003 \text{ кВт}; \quad \Delta P_5 = 0,041 \text{ кВт}; \quad \Delta P_6 = 0,011 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_7 = 0,01 \text{ кВт}; \quad \Delta P_8 = 0,076 \text{ кВт}; \quad \Delta P_9 = 0,006 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{10} = 0,007 \text{ кВт};$$

Суммарные потери мощности составили $\Delta \sum P_{\text{ВЛ}-0,4, \text{ТП}-1} = 0,355 \text{ кВт}$, что составило $\Delta \sum P_{\text{ВЛ}-0,4, \text{ТП}-1\%} = 0,18 \%$. Суммарная мощность $\sum P_{\text{ВЛ}-0,4, \text{ТП}-1} = 152 \text{ кВт}$; $\sum Q_{\text{ВЛ}-0,4, \text{ТП}-1} = 67,2 \text{ кВар}$.

Таблица 28 – Результаты расчета ВЛ-0,4 кВ от КТПК №1.

№ 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	29,7	8,59	50	$160 A \geq 48 A$	$16,67 B \leq 18,65 B$	48	0,20	СИП-4 4x50
2	Фидер №2	25	7,25	50	$160 A \geq 40 A$	$17,68 B \leq 17,7 B$	40	0,052	СИП-4 4x50
3	Фидер №3	21	6,1	50	$160 A \geq 34 A$	$15,03 B \leq 17,82 B$	34	0,01	СИП-4 4x50
3	Фидер №4	24,2	7,01	50	$130 A \geq 38,75 A$	$12,87 B \leq 18,73 B$	39	0,089	СИП-4 4x50

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ФЮРА.140205.014 ПЗ

Лист

82

5.4 Расчет токов короткого замыкания для ВЛ-0,4 кВ от КТПК №1

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 КТПК №1. Результаты расчета тока однофазного короткого замыкания по всем фидерам ВЛ-0,4 кВ приведем в таблице 29.

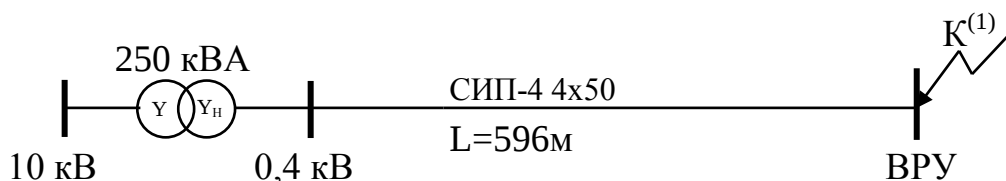


Схема 11 – Расчетная схема для определения тока однофазного короткого замыкания.

Согласно ПУЭ ток однофазного КЗ определяется по формуле, в которой пренебрегают переходными сопротивлениями коммутационных аппаратов:

$$I_{\text{кз}}^{(1)} = \frac{U_{\text{ф.ср.}}}{Z_{\text{л}} + \frac{Z_{\text{тр.}}^{(1)}}{3}}; A \quad (42)$$

где $U_{\text{ф.ср.}}$ - Минимальное фазное напряжение на шинах 0,4 кВ ТП,
 $U_{\text{ф.ср.}}=220 \text{ В}$;

$Z_{\text{л}}$ - Полное сопротивление петли «фаза – ноль» от шин 0,4 кВ ТП до конца линии, Ом;

$\frac{Z_{\text{тр.}}^{(1)}}{3}$ - Полное сопротивление трансформатора току замыкания на корпус, Ом. Принимаем равным согласно справочным данным для трансформатора 250кВА $\frac{Z_{\text{тр.}}^{(1)}}{3} = 0,1 \text{ Ом}$.

Для определения полного сопротивления петли «фаза – ноль» воспользуемся формулой:

$$Z_{\Pi} = L \cdot \sqrt{(R_{0\phi} + R_{0H})^2 + (X_{0\phi} + X_{0H})^2}; \text{ Ом (43)}$$

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.

$$Z_{\Pi\phi.1} = 0,596 \cdot \sqrt{(0,64 + 0,72)^2 + (0,085 + 0,085)^2} = 0,817 \text{ Ом}$$

$$I_{\kappa 3}^{(1)} = \frac{220}{0,817 + 0,1} = 240 \text{ А}$$

Таблица 29 – 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 _П ; Ом	$\frac{1}{3}Z_m$; мм ²	R _{0φ} ; Ом/км	R _{0Н} ; Ом/км	X _{0φ} ; Ом/км	X _{0Н} ; Ом/км	I _{кз} ¹ ; А	
ВЛ-0,4 кВ от КТП№1											
1	Фидер №1		0,596	0,817	0,1	0,64	0,72	0,085	0,085	240	СИП-4 4х50
2	Фидер №2		0,716	0,98	0,1	0,64	0,72	0,085	0,085	204	СИП-4 4х50
3	Фидер №3		0,335	0,46	0,1	0,64	0,72	0,085	0,085	393	СИП-4 4х50
3	Фидер №3		0,617	0,84	0,1	0,64	0,72	0,085	0,085	234	СИП-4 4х50

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ФЮРА.140205.014 ПЗ

Лист

85

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:

$$I_K^3 = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot Z_{mp}}; \text{ A (43)}$$

где U_{cp} - Среднее линейное напряжение сети, $U_{cp}=0.4$ кВ;

Z_{mp} - полное сопротивление трансформатора, которое равно, $Z_{тр.}$, $Z_{mp.250кВА}=0,028$ Ом по табл. 8.10 [12].

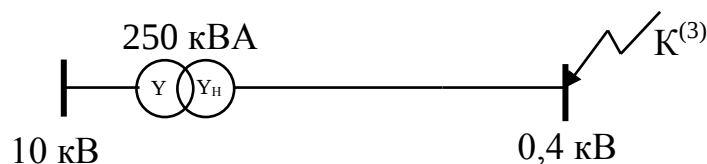


Схема 12 – Расчетная схема для определения тока трехфазного короткого замыкания

На основании расчетной схемы составляем схему замещения.

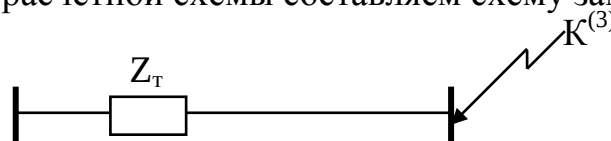


Схема 13 – Схема замещения для определения тока трехфазного короткого замыкания

Таким образом, ток трехфазного КЗ в месте установки автоматического выключателя для трансформаторов мощностью 250кВА равен:

$$I_K^3 = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,028} = 8,3 \text{ кА}$$

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 КТПК №1.

Примем к установке защитное устройство на ВЛ-0,4 кВ ф-1 от КТПК №1 автоматический выключатель типа ВА 88-33 с $I_H=100A$.

Выбор выключателя по напряжению производится согласно условию:

$$U_{н.с.} \leq U_{н.ав.}; \text{ кВ (44)}$$

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:

$$I_{расч} \leq I_{н.ав.}; \text{ А (45)}$$

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

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$I_{н.ав.}$ - Номинальный ток выключателя, А.

$$I_{расч} = 48 А \leq I_{н.ав.} = 63 А$$

Условие выбора выключателя по току выполняется.

Выбор выключателя по отключающей способности производится по условию:

$$I_{пр.откл} \geq I_{\kappa}^3; А \quad (46)$$

где $I_{пр.откл}$ - предельный ток отключения выключателя, т.е. максимальный ток, который может отключить выбранный выключатель, кА.

$$I_{пр.откл} = 25 кА$$

I_{κ}^3 - Ток трехфазного короткого замыкания в месте установки автоматического выключателя, кА.

$$I_{пр.откл} = 25 кА \geq I_{\kappa}^3 = 8,3 кА$$

Условие выбора выключателя по отключающей способности выполняется.

Чувствительность защитного аппарата к току однофазного короткого замыкания определяется коэффициентом чувствительности, который определяется по формуле:

$$K_{\kappa} = \frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{н.ав.}}; \quad (47)$$

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.

$$K_{\kappa} = \frac{240}{63} = 3,8.$$

Полученное значение коэффициента чувствительности сравнивается с минимально допустимым значением $K_{\kappa, мин. доп.} = 3$. Т.к. $K_{\kappa} = 3,8$, то можно сказать, что выключатель ВЛ-0,4 кВ ф-1КТПК №1 ВА88-33 при однофазном токе КЗ отключит поврежденную линию. $K_{\kappa} = 3,8 \geq K_{\kappa, мин. доп.} = 3$

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 30 – Результаты выбора автоматических выключателей

№ п/п	Наименование фидера ВЛ- 0,4 кВ	Наименование защитного аппарата	Условия проверки			
			$U_{н.с.} \leq U_{н.ав.}$	$I_{расч} \leq I_{н.ав.}$	$I_{пр.откл} \geq I_{\kappa}^3$	$K_{\kappa} \geq K_{\kappa.мин.доп}$
КТП№1						
1	Фидер №1	ВА 88-32 63А	$0,38\text{кВ} \leq 0,4\text{ кВ}$	$48\text{А} \leq 63\text{А}$	$25\text{ кА} \geq 8,3\text{ кА}$	$3,8 \geq 3$
2	Фидер №2	ВА 88-32 63А	$0,38\text{кВ} \leq 0,4\text{ кВ}$	$40\text{А} \leq 63\text{А}$	$25\text{ кА} \geq 12,83\text{ кА}$	$3,8 \geq 3$
3	Фидер №3	ВА 88-32 63А	$0,38\text{кВ} \leq 0,4\text{ кВ}$	$34\text{А} \leq 63\text{А}$	$25\text{ кА} \geq 12,83\text{ кА}$	$3,8 \geq 3$
4	Фидер №4	ВА 88-32 63А	$0,38\text{кВ} \leq 0,4\text{ кВ}$	$39\text{А} \leq 63\text{А}$	$25\text{ кА} \geq 12,83\text{ кА}$	$3,8 \geq 3$

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ФЮРА.140205.014 ПЗ

Лист

89

5.6. Выбор устройств защиты от перенапряжений

Системы защиты от перенапряжений в настоящее время стали обязательным средством безопасности жилых и производственных зданий и сооружений, внедряемых как в процессе строительства зданий, так и во время реноваций ранее построенных объектов. Такие системы предназначены для отведения электрического разряда перенапряжения, возникшего в электрической сети при коммутациях электрических аппаратов, атмосферных разрядах и пр., на землю. Несмотря на кратковременность такого перенапряжения, его может быть достаточно для пробоя изоляции и, как следствие, короткого замыкания, приводящего к разрушительным последствиям. Для того чтобы устранить вероятность короткого замыкания, можно применять более надежную изоляцию, но это приводит к значительному увеличению стоимости оборудования.

Для защиты распределительных устройств и линий электропередачи от грозовых и коммутационных перенапряжений традиционно использовались вентильные разрядники. Данные аппараты на сегодняшний день морально устарели и не рекомендованы к использованию в электрических сетях, в соответствии с положением о технической политике ПАО «ФСК ЕЭС». Конструкция разрядников предполагала наличие нелинейных сопротивлений и последовательно включенного искрового промежутка, необходимого для исключения длительного воздействия на сопротивления рабочего напряжения сети.

После того, как технология производства нелинейных элементов вышла на новый уровень, оказалось возможным допускать длительное воздействие на сопротивления рабочего напряжения сети без ухудшения их защитных свойств. Одновременное использование новых высоко нелинейных сопротивлений и отказ за ненадобностью от искровых промежутков – вот основные особенности современных защитных аппаратов от грозовых и коммутационных перенапряжений, получивших название ОПН (ограничитель перенапряжений нелинейный).

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ОПН имеет несколько основных элементов конструкции – это нелинейные элементы, внешняя изоляция, верхний и нижний фланцы. Действует по следующему принципу: в силу высокой нелинейности варисторов через ограничитель перенапряжения протекает значительный импульсный ток, в результате чего величина перенапряжения снижается до уровня, безопасного для изоляции оборудования.

В отличие от вентильных разрядников ограничители перенапряжения ОПН имеют больше преимуществ: глубокий уровень ограничения всех видов перенапряжений; простая конструкция и высокая надежность в эксплуатации; стабильность характеристик и устойчивость к старению; большая взрывобезопасность у ограничителей перенапряжения с полимерным корпусом; ОПН обладает способностью к рассеиванию больших энергий; стойкость к атмосферным загрязнениям; ОПН имеет малые габариты, вес и стоимость.

Рисунок и параметры ОПН приведены в приложении Г.

Для защиты ТП от перенапряжений на высоковольтной линии 10 кВ у вводов ТП на каждую фазу устанавливаем ОПН серии РВ/TEL. ОПН данной серии предназначены для защиты электрооборудования в сетях класса напряжения 6 - 10 кВ от грозовых перенапряжений. ОПН-РВ/TEL являются необслуживаемыми и не требуют проведения проверок и испытаний в эксплуатации. Заявленные параметры ОПН-РВ/TEL остаются неизменными на протяжении всего срока службы (30 лет). Рекомендуются для использования в распределительных сетях для защиты трансформаторов, пунктов секционирования, мест перехода кабельных линий в воздушные, а также для замены морально устаревших разрядников серии РВО при новом строительстве и реконструкции.

Защита ВЛЗ среднего класса напряжения 6-10 кВ от грозовых перенапряжений и пережога защищенных проводов является весьма актуальной задачей.

При попадании грозового разряда в ВЛ без защиты, защищенный провод пробивается в определенных местах, изоляция не дает дуге двигаться, и она

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

горит на проводе только в месте пробоя. В конце концов, провод пережигается и обрывается.

В некоторых странах для этих целей пытаются применять ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН). Основным недостатком, определяющим техническую и экономическую нецелесообразность применения ОПН для грозозащиты воздушных линий, является то, что они выходят из строя при прямых ударах молнии. Эта крайне отрицательная их характеристика неоспорима и признается самими разработчиками ОПН.

В Японии накоплен большой опыт применения ОПН с воздушным промежутком для грозозащиты ВЛ 6,6 кВ. Эти устройства относительно успешно работают только в сочетании с грозозащитным тросом. Причем, увеличение энергоемкости ОПН, само по себе, не решает проблемы их разрушения от прямых ударов молнии. Даже в случае применения грозозащитных тросов наблюдаются повреждения ОПН при прямых ударах молни с большими токами. Следует отметить, что это весьма дорогое решение, т. к. для надежной защиты ВЛ помимо установки троса необходимо установить ОПН параллельно каждому изолятору ВЛ.

Длинно-искровые разрядники (РДИ) принципиально отличаются от всех известных аппаратов и устройств грозозащиты, прежде всего, тем, что не подвержены повреждениям от токов грозовых воздействий, т. к. токи протекают по каналу разряда вне аппарата в воздухе. Это обусловлено их уникальными принципом действия и конструктивными параметрами, которые и предопределили успешную возможность их массового повсеместного применения для грозозащиты распределительных электрических сетей с необходимо высокой степенью надежности.

Длинно-искровые разрядники рекомендованы ПАО «ФСК ЕЭС» для защиты ВЛ от грозовых перенапряжений и пережога проводов.

К настоящему моменту более 100 тыс. РДИ петлевого типа (РДИП) установлены и успешно эксплуатируются на ВЛ 10 кВ.

Это требует дополнительных затрат, но они необходимы.

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Самым популярным аппаратом по защите ВЛЗ от перенапряжения впоследствии удара молнии за последнее 5-10 лет стал длинно-искровой разрядник (РДИП). Рисунок и параметры РДИП приведены в приложении Д.

Разрядник представляет собой стальной прут, покрытый полиэтиленовой изоляцией и выгнутый в виде петли. Концы петли закрепляются в крепежном зажиме, посредством которого разрядник фиксируется к технологическому штырю изолятора ВЛ. Следует отметить, что на средней части петли разрядника, поверх изоляционной оболочки, расположена специальная металлическая трубка, напротив которой, в свою очередь, закреплен зажим. Именно этим зажимом и определяется величина искрового промежутка.

Принцип работы разрядника РДИП 10-4-УХЛ1

Принцип работы практически всех разрядников основывается на так называемом эффекте скользящего разряда. Суть в том, что разряд по поверхности разрядника приходится на довольно большую длину перекрытия. Именно за счет этого исключается переход импульсного перекрытия в силовую дугу электротока, в котором действует промышленная частота.

В случае появления на электрическом проводнике индуктивного импульса, воздушный промежуток между стальной трубкой разрядника и самим электропроводником пробивается, что в свою очередь приводит к тому, что напряжение переключается к той изоляции, которая присутствует между стальной трубкой и металлической петлей разрядника, имеющей потенциал опоры.

При воздействии импульсного напряжения на поверхность изоляции, от стальной трубки к крепежному элементу развивается скользящий разряд. За счет этого получается, что вольт-секундные свойства разрядника располагаются ниже по отношению к вольт-секундной характеристике изоляции. Таким образом, возникновение перенапряжения приводит к тому, что разрядник перекрывается, а изолятор при этом нет.

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

При прохождении тока, вызванного молнией, разряд угасает (благодаря большей длине канала искрового перекрытия, а также благодаря разбиению его на несколько частей) не преобразуясь в силовую дугу. За счет этого исключается вероятность возникновения короткого замыкания, повреждения провода и отключения линии электропередачи.

Установка длинно искрового разрядника РДИП 10.

Величина перенапряжений не превышает 300 кВ, а поэтому при продуманной организации грозовой защиты есть возможность исключить одновременное перекрытие 2-х или 3-х фаз на одной опоре, а соответственно исключить возникновение межфазных коротких замыканий. С этой целью требуется монтировать по одному длинно искровому разряднику РДИП 10 на опору с обязательным чередованием фаз. Так, к примеру, на первой опоре разрядник монтируется на фазу А, второй – на фазу В и т.д. рис.6

При подобной схеме монтажа индуктированное на проводнике грозовое перенапряжение становится причиной перекрытия разрядников на различных фазах смежных опор. При этом образуется контур межфазного замыкания с сопутствующим напряжением промышленной частоты, в которое входят сработавшие разрядники, а также сопротивления опор. Все это ограничивает ток до нескольких сотен ампер и способствует быстрому гашению этого тока.

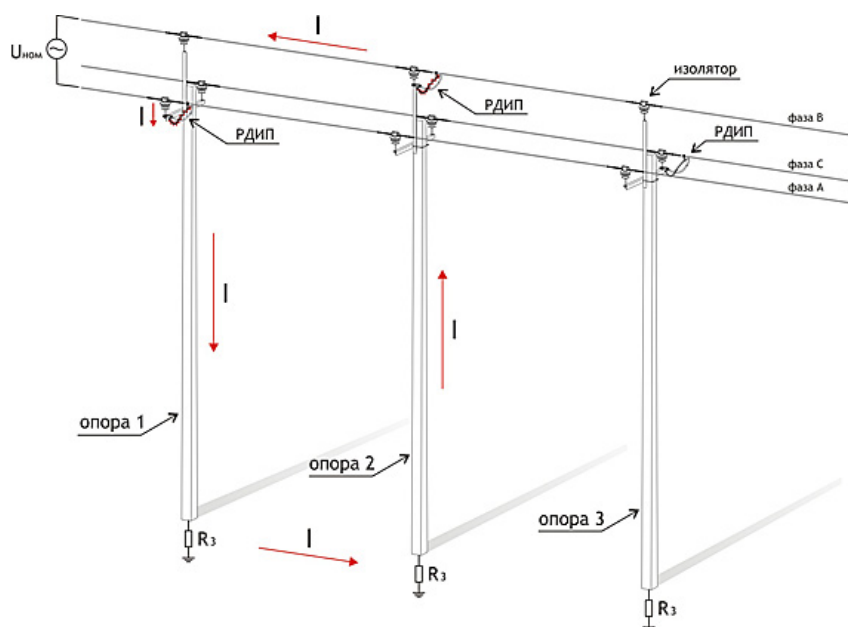


рис.8

Разрядные свойства длинно искрового разрядника РДИП 10 обеспечивают то, что ни один из изоляторов не перекрывается, в связи с тем, что каждый из них обезопасен разрядником, который установлен в параллель изолятору и располагается или же в непосредственной близости с изолятором, или же на соседней опоре ВЛ.

В случае, когда уровни перенапряжений близки к импульсному напряжению порога срабатывания разрядника, то вполне возможно перекрытие разрядника только на опоре (таким образом, замыкание уходит «на землю»). В связи с тем, что ток замыкания не превышает 10-20А, то разрядник, имеющий длину перекрытия 80 см, стопроцентно исключает вероятность появления силовой дуги.

Глава 6. Расчет контура заземления подстанции

Согласно п.1.7.101, ПУЭ [16] сопротивление заземляющего устройства, должно быть не более 4 Ом при номинальном напряжении 380В. Это сопротивление должно быть обеспечено с учётом заземлителей нулевого провода ВЛ-0,38 кВ при количестве отходящих линий не менее двух. При этом сопротивление заземлителей, расположенного в непосредственной близости от нейтрале трансформатора, и сопротивление повторного заземлителя не должны быть более 30 Ом. Сопротивление заземлителей нулевого рабочего провода ВЛ-0,38 кВ должно быть не более 10 Ом.

Заземляющие устройства должны удовлетворять возложенным на них определенным требованиям, а именно величины сопротивление растекания токов и распределения опасного потенциала.

Рассчитаем систему заземления по следующим исходным данным: заземление необходимо сделать для оборудования, работающего на напряжение 0,22-0,38 кВ имеющего КТПК с $S_H=250$ кВА. Для заземлителей используется стальной круг $\varnothing 18$ мм. длиной 3,5 м.

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

Вертикально установленные электроды соединяются стальной лентой 48x4 мм. Заземлители располагаются по контуру. Характер грунта в месте установки заземлителей суглинок.

Как известно, контур заземления состоит из вертикальных заземлителей, горизонтальных заземлителей и заземляющего проводника. Вертикальные заземлители вбиваются в почву на определенную глубину.

Горизонтальные заземлители соединяют между собой вертикальные заземлители. Заземляющий проводник соединяет контур заземления непосредственно с электрощитом.

Размеры и количество этих заземлителей, расстояние между ними, удельное сопротивление грунта – все эти параметры напрямую зависят на сопротивление заземления.

Расчет производится в следующем порядке:

1. Вертикальные заземлители из круглой стали $\varnothing 18\text{мм}$. устанавливаются в земле на глубине (от поверхности земли до верхнего конца заземлителя) = 0,7 м, а величину расстояния между прутками примем равной 1 длине заземлителя: $a=1*3,5=3,5$ м. Верхние концы заземлителей соединим с помощью полосовой стали.

2. По исходным данным в соответствии с ПУЭ для нашего случая, учитывая возможность промерзания грунта зимой и просыхания летом, удельные сопротивления грунта при расчетах следует принимать более высоким. Для этого определяются расчетные значения $\rho_{\text{э}}$ и $\rho_{\text{п}}$ при использовании прутковых заземлителей и соединительной полосы:

$$\rho_{\text{э}} = \rho_{\text{т}} * K_{\text{э}} \quad (23.1)$$

$$\rho_{\text{п}} = \rho_{\text{т}} * K_{\text{п}} \quad (23.2),$$

где: $\rho_{\text{т}}$ – сопротивление суглика $\rho_{\text{т}} = 60 \text{ Ом*м}$;

$K_{\text{п}}$ и $K_{\text{э}}$ – повышающие коэффициенты для данной климатической зоны: $K_{\text{п}} = 2 \div 2,5$, $K_{\text{э}} = 1,4 \div 1,6$

$$\rho_{\text{э}} = 60 * 1,4 = 84 \quad (\text{Ом*м})$$

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

$$\rho_{\Pi}=60*2=120 \quad (\text{Ом*м});$$

Величина растекания сопротивления одного забитого в землю электрода:

$$R_{\text{э}} = \frac{\rho_{\text{э}}}{2\pi * L_{\text{т}}} \left(\text{Ln} \frac{2L_{\text{т}}}{\alpha} + 0,5 \text{Ln} \frac{4h_{\text{т}} + l_{\text{т}}}{4h_{\text{т}} - l_{\text{т}}} \right) \quad (23.3)$$

где: $\rho_{\text{э}}$ – удельное расчетное сопротивление грунта;

$L_{\text{т}}$ – длина трубы (м);

d – наружный диаметр электрода (м);

$h_{\text{т}}$ – глубина заложения электрода в землю равное расстоянию от поверхности земли до середины трубы (м)

$$R_{\text{э}} = \frac{84}{2\pi * 3,5} \left(\text{Ln} \frac{2 * 3,5}{0,018} + 0,5 \text{Ln} \frac{4 * 2,45 + 3,5}{4 * 2,45 - 3,5} \right) = 29 \quad (\text{Ом})$$

Определим требуемое число вертикальных заземлителей

$$n = R_{\text{э}} / r_{\text{з}} \quad (23.4),$$

где: $R_{\text{э}}$ – сопротивление растекания одного заземлителя;

$r_{\text{з}}$ – сопротивление заземляющего устройства по ПУЭ

$$n = 29 / 4 = 7,25 = 8 \text{ шт}$$

Учитывая, что вертикальные заземлители соединяются заземляющей полосой, которая выполняет роль заземлителей уменьшаем полученное число вертикальных заземлителей до 7 штук.

Определим длину соединительной полосы

$$L_{\Pi} = 1,05 * a * n = 1,05 * 3,5 * 8 = 30 \text{ (м)}$$

Сопротивление соединительной полосы:

$$R_{\Pi} = \frac{\rho_{\Pi}}{2\pi * L_{\Pi}} * \text{Ln} \frac{2L_{\Pi}^2}{h_{\Pi} * \epsilon} \quad (23.5),$$

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где: h_{Π} – глубина заложения полосы в земле;

b – ширина полосы.

$$R_{\Pi} = \frac{120}{2\pi * 30} * Ln \frac{2 * 30^2}{0,7 * 4,8} = 3,7 \quad (\text{Ом})$$

Результирующее сопротивление растеканию системы с учетом коэффициента использования прутка и полосы:

$$R_c = \frac{R_{\text{э}} * R_{\Pi}}{R_{\text{э}} * r_K + R_{\Pi} * r_{\Pi} * n} \quad (23.6),$$

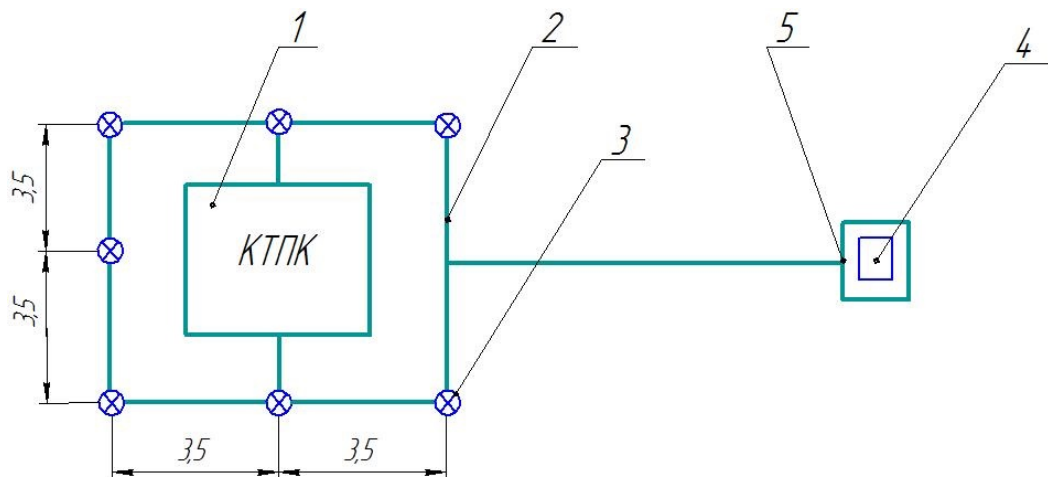
где: r_K – коэффициент использования прутка контура $r_K = 0,58$;

r_{Π} – коэффициент использования полосы, $r_{\Pi} = 0,36$

$$R_c = \frac{29 * 3,7}{29 * 0,58 + 3,7 * 0,36 * 8} = 3,87 \quad (\text{Ом}),$$

т.е. полученная величина удовлетворяет нормам

Рис.9



1. КТПК 10/0,4 кВ
2. Горизонтальный заземлитель. Полоса стальная. Длина 28м.
3. Вертикальный заземлитель. Сталь $\phi=18\text{мм}$. Длина 3,5 м.
4. Стойка концевой опоры ВЛ-10 кВ с разъединителем.
5. Заземляющий проводник.

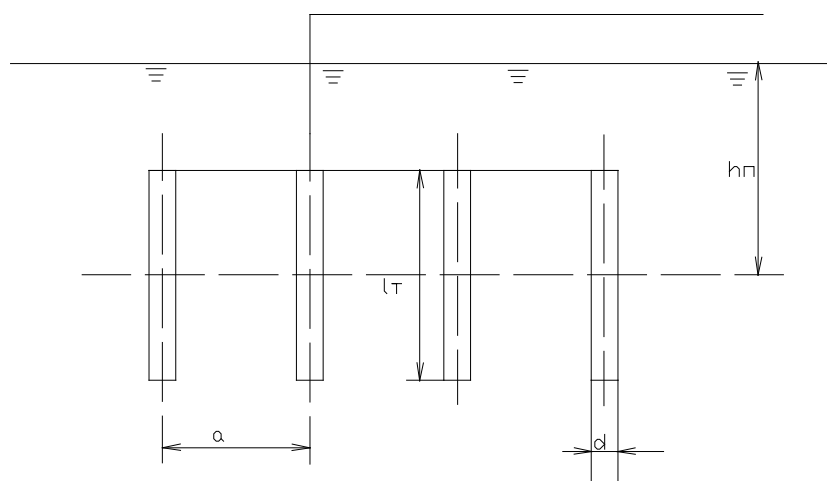


Рис.10 Схема расположения заземлителей

$$\begin{aligned} d &= 0,018 \text{ м} & a &= 3,5 \text{ м} \\ L_T &= 3,5 \text{ м} & h_{\Pi} &= 2,45 \text{ м} \end{aligned}$$

Глава 7. Основные положения по расчету опор и СИП-4 для ВЛИ 0,4 кВ

Нормативные гололедные и ветровые нагрузки принялись в соответствии с ПУЭ 7 издания. Строительная площадка относится к III району по давлению ветра, по гололедной нагрузке относится к III району.

Нормативное ветровое давление $W_0 = 500 \text{ Па}$, скорость ветра $V_0 = 32 \text{ м/с}$.

Нормативная толщина стенки гололеда – 20 мм.

В составе данного проекта представлена одноцепная железобетонная опора ВЛ-0,38кВ с СИП-4 с линейной арматурой в соответствии с ПУЭ 7. Одноцепные опоры ВЛ-0,38кВ разработаны на базе железобетонных стоек СВ95-5 с расчетным изгибающим моментом от 35 до 50 кН.м. Опоры предназначены для применения в застроенной и не застроенной местности. На опорах предусмотрена возможность ответвления к вводам в здание в одну и в две стороны от ВЛ двух, четырех жил СИП. Общая схема стойки и спецификация приведены на чертеже 2.20.1, 2.20.2.

Рис.11

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99



Одним из современных требований, предъявляемым к строительству новых и реконструкции старых воздушных линий электропередачи (ВЛ) является применение самонесущих изолированных проводов. СИП - это скрученные в жгут изолированные провода по одному на каждую из трех фаз и один нейтральный несущий провод. Скрутка жил имеет правое направление. По необходимости в жгут добавляется один или два изолированных алюминиевых провода для освещения общественных мест (сечение в 16 или 25 мм).

Самонесущие изолированные провода в системах электроснабжения России применяются уже более 10 лет и протяженность распределительных сетей 0,4х10 кв с применением СИП составляет тысячи километров. Накопленный за эти годы опыт эксплуатации показывает бесспорные преимущества изолированных проводов перед неизолированными (марки А и АС).

Рассмотрим плюсы и минусы применения проводов СИП. СИП - скрученные в жгут изолированные провода с изоляцией из светостабилизированного полиэтилена, превосходит традиционно применяемые голые провода марок А и АС.

1. Высокая надежность в обеспечении электрической энергией.
2. Резкое снижение (до 80%) эксплуатационных затрат, вызванное высокой надёжностью и бесперебойностью энергообеспечения потребителей, а также отсутствием необходимости в широких просеках для прокладки ВЛИ в лесных массивах и расчистки просек в процесс эксплуатации линии.

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Отсутствие или незначительное обрастание гололедом и мокрым снегом изолированной поверхности проводов. Это объясняется тем, что ПЭ является не полярным диэлектриком и он не образует ни электрических, ни химических связей с контактирующими с ним веществом в отличие, например, от ПВХ. Именно по этой причине мокрый снег легко стекает с круглой поверхности изолированных ПЭ проводов. В проводах марки А и АС мокрый снег может удерживаться в канавках между проволоками, являясь первопричиной обрастания.

4. Уменьшение затрат на монтаж ВЛИ, связанное с вырубкой более узкой просеки в лесной местности, возможностью вести монтаж проводов по фасадам зданий в условиях городской застройки, применением более коротких опор, отсутствием изоляторов и дорогостоящих траверс (для ВЛИ-0,4 кВ).

5. Снижение энергопотерь в линии из-за уменьшения более чем в три раза реактивного сопротивления изолированных проводов по сравнению с неизолированными.

6. Простота монтажных работ, возможность подключения новых абонентов под напряжением, без отключения остальных от энергоснабжения и как следствие сокращение сроков ремонта и монтажа.

7. Значительное снижение несанкционированных подключений к линии и случаев вандализма и воровства.

8. Улучшение общей эстетики в городских условиях и значительное снижение случаев поражения электротоком при монтаже, ремонте и эксплуатации линии.

9. Возможность прокладки СИП по фасадам зданий, а также совместной подвески с проводами низкого, высокого напряжения, линиями связи, что дает существенную экономию на опорах.

Среди множества безусловных преимуществ СИП можно выделить для объективности и некоторые недостатки:

1. Незначительное увеличение стоимости (не более в 1,2 раза)

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
						920
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

изолированных проводов по сравнению с традиционными неизолированными проводами А и АС.

2. СИП боится грозových перенапряжений...

Необходимо обратить внимание и на то, что не бывает идеальных систем. С появлением изолированных проводов возникла проблема их защиты от грозových перенапряжений. При возникновении грозового перенапряжения пробивается воздушный промежуток по поверхности изолятора и горит дуга, питаемая сетью достаточно долго - в сетях среднего напряжения однофазный пробой не регистрируется релейной защитой, и линия не отключается.

Для "голых" проводов грозовые перенапряжения не так страшны, ведь основание дуги со стороны провода не стоит на месте, постоянно перемещаясь по проводу. Защищенный провод пробивается в определенных местах, изоляция не дает дуге двигаться, и она горит на проводе только в месте пробоя. В конце концов, провод пережигается и обрывается. Следовательно, такие провода необходимо защищать от грозových перенапряжений. Конечно это требует дополнительных затрат, но они необходимы. Параметры СИП-4 представлены ниже в таблицах.

Таблица 32 – Основные технические характеристики провода СИП-4.

минальное сечение, мм ²	Диаметр, мм	Расчетная масса на 1 км/кг	Разрывная прочность токопроводящей жилы, кН, не менее	Допустимый ток, А	Ток термической стойкости (односекундный), кА	Электрическое сопротивление фазной и нулевой жилы постоянному току, Ом/км, не более
СИП-4, СИПн-4						
4 x 25	23	404	4,1	95	1,6	1,2
4 x 35	24	528	5,6	115	2,3	0,868
4 x 50	29	718	7,3	140	3,2	0,641
4 x 70	32	980	10,8	180	4,5	0,443
4 x 95	39	1375	13,7	220	6,0	0,320
4 x 120	41	1625	16,8	250	7,6	0,253

Допустимые токовые нагрузки провода рассчитаны при температуре окружающей среды 25°C, скорости ветра 0,6 м/с и интенсивности солнечной радиации 100 Вт/м², таблица 2.20.4. При расчетных температурах окружающей

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
						930
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

среды, отличающихся от 25°C, необходимо применять поправочные коэффициенты таблица 2.20.5.

Таблица 33 – Поправочные коэффициенты

Темпе- ратура токопрово- дящей жилы, °C	Поправочные коэффициенты при температуре окружающей среды, °C											
	-5 и ниже	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
80	1,24	1,21	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74
90	1,21	1,18	1,14	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
130	1,13	1,11	1,09	1,07	1,05	1,02	1,00	0,98	0,95	0,93	0,90	0,87

Таблица 34 – Допустимый нагрев жил при эксплуатации

Режим эксплуатации	Допустимая температура нагрева токопроводящих жил, °C
Нормальный режим	90
Режим продолжительной перегрузки продолжительностью до 8ч. В сутки	130
Короткое замыкание с протеканием тока К.З. в течении до 5с.	250

Электрические характеристики СИП-4 для ответвления от магистрали к вводам даны в таблице 2.20.8. Эти провода состоят из 2-х или 4-х скрученных при изготовлении СИП токопроводящих жил сечением 16 или 25 мм². Провода не содержат несущей нулевой жилы.

Таблица 35

Площадь сечения, жилы мм ²	Диаметр, мм				Масса жгута, кг/км	Линейное сопротивление при 20 ⁰ С, Ом/км	Сила тока при 20 ⁰ С, А	Падение напряжения, В/км	Прочность жилы на разрыв, кН
	Жилы	Жилы с изоляцией		Масса жгута, кг/км					
		Мин	Макс						
2х16	4,9	7,2	7,7	14,0	137	1,91	93	3,98	1,90
2х25	5,9	8,5	3,9	17,2	210	1,20	122	2,54	3,00
4х16	4,9	7,2	7,7	17,8	274	1,91	83	3,28	1,90
4х25	5,9	8,5	3,9	20,2	420	1,20	111	2,18	3,00

Прокладка и монтаж провода должен производиться при температуре окружающей среды не ниже минус 20°С.

Расчет опор выполнен с учетом подвески одного или двух СИП-4 и провода ответвления к вводам здания и представлен в таблице 2.20.9. Максимальное расчетное тяжение проводов с учетом прочности натяжных зажимов, и т.д. в соответствии с ПУЭ 7 издания принято равным 6,4кН, величина тяжения провода ответвления к вводам определены расчетом в зависимости от пролета ответвления и климатического района.

Таблица 36 – Расчет опор

Расчетный изгибающий момент M_p , кНм, действующий промежуточные одноцепные (двухцепные) опоры для провода СИП-4			21 (27)
Расчет внешней нагрузки, действующей на одноцепные (двухцепные) опоры анкерного типа		На выравнивание стойки опоры F_p , кН	На сжатие подкоса N_p , кН
Тип опоры	Угол поворота трассы, °		
Концевая, ответвительная анкерная		3 (16)	30 (44)
Угловая анкерная	15	0 (0)	13 (16)
	30	0 (0)	18 (25)
	45	0 (0)	23 (33)
	60	0 (11)	27 (39)
	90	7 (33)	30 (44)
Угловая промежуточная	15	0 (0)	13 (16)
	30	0 (0)	18 (25)

Расчетные пролеты для всех типов опор определены как наименьшее из величин ветрового пролета, вычисленного из условий прочности промежуточной опоры, и габаритного пролета, рассчитанного с учетом прочности несущей жилы СИП и прочности опор анкерного типа таблица 2.20.10. Для ответвлений к вводам в здание максимальная стрела провиса 0,6 метров независимо от величины пролета при любой температуре. Максимальные величины пролетов ответвлений к вводам в здания представлены в таблице 2.20.11.

Таблица 37– Расчетные пролеты

Марка провода	Расчетный пролет, м.	
	одноцепный	двухцепный
СИП-4 4x25	42	38
СИП-4 4x50	38	37

Таблица 38 – Максимальные величины пролетов ответвлений

Количество проводов ответвлений от опоры	Количество жил и их сечение СИП-4	Пролеты вводов, м.
1	2x16	25
	4x16	25
	4x25	25
2	2x16	20
	4x16	15
	4x25	15

Натяжку проводов при строительстве ВЛ следует выполнять в соответствии с величинами монтажных стрел провиса проводов, приведенными в монтажных таблицах (Приложения А) . В таблицах приняты следующие условные обозначения для расчетных режимов: ВГ – ветер при гололеде на проводах; В – максимальный ветер, гололед отсутствует; Г – провод покрытый гололедом, ветер отсутствует.

Закрепление опор в грунте предусматривается, как правило, без ригеля, в сверленные котлованы глубиной 2,2 метра, диаметром 350-450 мм. Результаты

расчета несущей способности закрепления опор в грунте представлены в таблице 2.20.16. Выбор типа закрепления опор производится сравнением величины действующего на опору изгибающего момента M_p по таблице 2.20.9 и несущей способности грунта M_{gr} по таблице 2.20.16. При условии $M_{gr} > M_p$ опоры закрепляются в грунте без ригеля на глубину 2,2 м, при $M_{gr} < M_p$ необходимо уменьшить M_p путем изменения пролета или увеличения заглубления опоры до 2,5- 2,7 м. Несущая способность грунтов основания подкосных опор на выравнивание F и на сжатие N должна превышать действующие расчетные нагрузки - $N > N_p$; $F > F_p$.

Таблица 39 – Несущая способность закрепления в грунтах опор

Глубина заделки, h		2.2 м						
Наименование и виды грунтов		Коэффициент пористости грунта « e »						
		0.45	0.55	0.65	0.75	0.85	0.95	1.05
ПЕСКИ	Гравелистые и крупные	63	49	41	--	--	--	--
	Средней крупности	51	44	35	--	--	--	--
	Мелкие	49	41	30	22	--	--	--
	Пылеватые	45	38	28	20	--	--	--
СУПЕСИ	$0 < I_L \leq 0.25$	56	47	39	31	--	--	--
	$0.25 < I_L \leq 0.75$	45	37	31	25	20	--	--
СУГЛИНКИ	$0 < I_L \leq 0.25$	72	57	47	39	34	28	--
	$0.25 < I_L \leq 0.5$	64	54	45	38	30	24	--
	$0.5 < I_L \leq 0.75$	--	--	31	26	21	18	15
ГЛИНЫ	$0 < I_L \leq 0.25$	--	110	88	68	57	46	38
	$0.25 < I_L \leq 0.5$	--	--	69	58	48	39	30
	$0.5 < I_L \leq 0.75$	--	--	39	34	28	24	20

Для заземления опор на железобетонных стойках СВ 95-5 в верхней и нижней их частях предусмотрены заземляющие проводники, которые приварены к двум или четырем спускам, проходящим внутри стойки в качестве рабочей арматуры. К нижнему заземляющему проводнику могут присоединяться дополнительные устройства – повторное заземление.

Кронштейны и другие стальные элементы опор должны иметь электрическое соединение с верхним заземляющим проводником.

Глава 8

ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью раздела является расчет экономической эффективности капитальных вложений на строительство сети электроснабжения жилой застройки микрорайона «Заимка 26 га» в г. Горно-Алтайске.

Совокупность этих затрат составляют капитальные вложения. Капитальные вложения включают в себя затраты на проектные и подготовительные работы, стоимость оборудования, стоимость монтажа, заработная плата работников, а также транспортные расходы.

8.1 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 1.

Наиболее ответственной частью экономических расчётов является расчёт трудоёмкости 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.140205.014 ПЗ			
Изм	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.Лит	Листт	ЛистовЛистл
Разраб.Ра	Соловьёв							
Руковод.Р	Краснятов						107	
Консульт.	Коршунова Л.А.							
Н.КонтрН.								
Утвердил	Прохоров А.В.							
						ТПУ ИнЭО гр. 3-9202 ТПУ ИнЭО гр. 3-9202		

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} , $t_{н.в.}$:

$$t_{ож} = \frac{t_{min} + 4 \cdot t_{н.в.} + t_{max}}{6},$$

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 1 - Описание графика выполнения работ.

Сотрудник	Количество	Обозначение на
Руководитель	90	
Ведущий инженер	90	
Инженер	90	

8.2 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 3.

Таблица 3 - Материальные затраты.

Материал	Единица измерения	Кол-во	Цена за ед., руб.	Стоимость, руб.
Бумага для печати	Пачка	1	250	250
Диск CD-RW	Шт.	2	80	160
Канцелярские товары (набор)	Шт.	3	120	360
Заправка картриджей	Шт.	1	250	250
Итого: $I_M =$				1020 руб.

2. Расчет заработной платы:

$$ЗП = ((ЗП_T \cdot k_{н.о.} \cdot k_{с.р.}) / 21) \cdot T_M \text{ руб.},$$

где $ЗП_T$ – тарифный фонд заработной платы (оклад);

$k_{н.о.} = 1,1$ – коэффициент за неиспользованный отпуск;

$k_{с.р.} = 1,3$ – доплаты за условия работы и проживания - северный и районный коэффициенты;

$T_M = 90$ – число дней работы.

$$ЗП_{рук} = ((25000 \cdot 1,16 \cdot 1,3) / 21) \cdot 90 = 161571 \text{ руб.},$$

$$ЗП_{вед.инж} = ((20000 \cdot 1,1 \cdot 1,3) / 21) \cdot 90 = 122571 \text{ руб.},$$

$$ЗП_{инж} = ((17000 \cdot 1,1 \cdot 1,3) / 21) \cdot 90 = 104186 \text{ руб.}$$

Расчёты сводим в таблицу 4

Таблица 4 - Заработная плата исполнителей.

Исполнители	Разряд по оплате труда	Оклад, руб.	Время занятости, дней.	Заработная плата,руб.
Руководитель	3	25000	90	161571
Ведущий инженер	2	20000	90	122571
Инженер	2	17000	90	104186
Итого:				388328

$$\text{Фонд заработной платы } ФЗП = \sum ЗП_{исп} = 388328 \text{ руб.}$$

3. Размер отчислений в социальные фонды составляет 30% от ФЗП.

Сумма отчислений в социальные фонды составляет:

$$И_{с.н.} = ФЗП \cdot 0,30 = 388328 \cdot 0,30 = 116498 \text{ руб.}$$

4. Амортизационные отчисления считаем по следующей формуле[15]:

$$И_{ам} = \frac{T_u}{T_{кал}} \cdot H_a \cdot \Phi_n,$$

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 5 - Амортизационные отчисления

Наименование	Количество, шт.	Φ_n , руб.	H_a , %	T_u , дней	$I_{ам}$, руб.
Компьютер	3	105000	0.2	46	2646
Принтер	1	48000	0.2	15	395
Стол	3	45000	0.1	61	752
Стул	3	30000	0.1	61	501
Итого:					4294

Амортизационные отчисления составляют $I_{ам} = 4294$ рубль

5. Прочие расходы:

$$I_{np} = 0,1 \cdot (ЗП + I_m + I_{ам} + I_{сн});$$

$$I_{np} = 0,1 \cdot (388328 + 1020 + 4294 + 116498) = 51014 \text{ рубль}$$

6. Накладные расходы принимаем 160% от ФЗП:

$$I_{Нр} = 1,6 \cdot ФЗП = 1,6 \cdot 388328 = 621325 \text{ рубля.}$$

Себестоимость проекта:

$$I_{сnp} = I_m + I_{ЗП} + I_{сн} + I_{ам} + I_{np} + I_{Нр};$$

$$I_{сnp} = 1020 + 388328 + 116498 + 4294 + 51014 + 621325 = 1182479 \text{ рублей.}$$

Принимаем рентабельность 20% от прибыли:

$$П_б = 0,2 \cdot C_{np} = 0,2 \cdot 1182479 = 236496 \text{ рубля.}$$

Цена (стоимость) проекта:

$$Ц_{np} = I_{сnp} + П_б = 1182479 + 236496 = 1418975 \text{ рубля.}$$

Смета затрат представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Смета затрат.

Вид расходов	Обозначение	Сумма, руб.
Материальные затраты	I_m	1020
Заработная плата	$I_{зп}$	388328
Отчисления на социальные	$I_{сн}$	116498
Амортизационные	$I_{ам}$	4294
Прочие расходы	$I_{пр}$	51014
Накладные расходы	$I_{нр}$	621325
Себестоимость проекта	$I_{снр}$	1182479
Прибыль	$P_б$	236496
Стоимость проекта	$C_{пр}$	1418975

8.3 Расчёт капиталовложений на оборудование, строительномонтажные работы

Целью является расчет капитальных вложений на проект по строительству линий электропередач, комплектной трансформаторной подстанции на территории микрорайона жилой застройки «Заимка 26 га в Горно-Алтайске». Строительство электрических сетей 10/0,4 кВ позволит обеспечить электроснабжение микрорайона «Замка 26 га» частной жилой застройки в количестве 90 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, строительномонтажные работы и т.д. учитывались существующие цены на март 2016 года. Под строительномонтажными 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 комплектной трансформаторной подстанции, необходимой для преобразования электрической энергии до необходимых параметров. В связи с этим необходимо осуществить строительство ВЛЗ-10 кВ общей протяженностью 0,660 км с применением провода марки СИП-3, строительство ВЛИ-0,4 кВ общей протяженностью 1,972 км с применением провода СИП-4, строительство одной комплектной трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ. Произвести врезку проектируемой ВЛЗ-10 кВ в существующий фидер 10 кВ Т-2. На месте врезки установить РЛНД – 10/400. Результаты расчета сводим в таблицы 7-8.

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 7 - Расчет капиталовложений.

Наименование и техническая характеристика оборудования и материалов	Тип, марка	Производитель, поставщик	Ц ена за 1 ед.	Единица	К оличество	Су мма,
Провода						
Провод самонесущий изолированный	СИП-3 3x70	ООО «Томск кабель»	7	м.	2	14
Провод самонесущий с	СИП-4 2x16	ООО «Томск кабель»	2	м.	1	27
Провод самонесущий с	СИП-4 2x25	ООО «Томск кабель»	3	м.	5	21
Провод самонесущий с	СИП-4 4x25	ООО «Томск кабель»	6	м.	2	16
Провод самонесущий с	СИП-4 4x50	ООО «Томск кабель»	1	м.	1	20
Провод самонесущий с	СИП-4 4x70	ООО «Томск кабель»	2	м.	4	94
Кабель	ПВ3-1x2,5	ООО «Томск кабель»	8,	м.	1	13
Железобетонные изделия						
Стойка ж/б L=10,5м	СВ105-5	ООО "Опора НСК" г.	1	шт.	2	20
Стойка ж/б L=9,5м	СВ95-3	ООО "Опора НСК" г.	8	шт.	1	86
Фундаментный блок, ГОСТ13579-78	ФБС12.5.6-Т	ООО "Магис" г.Горно-Алтайск	2	шт.	2	47
Изоляторы и линейная арматура для ЛЭП						
Зажим плащечный	SL 37.2	ENSTO	7	шт.	5	37
Кожух защитный	SP 15	ENSTO	4	шт.	5	24
Изолятор штырьевой	ШФ-20г1	ООО "АВК-энерго" г. Москва	3	шт.	4	16
Колпачек	К-9	ООО "АВК-энерго" г. Москва	6,	шт.	4	25
вязка спиральная	SO 115.5073	ENSTO	1	шт.	8	10
Изолятор натяжной полимерный	SDI 90.150	ENSTO	4	шт.	1	85
Скоба	СК-7-1А	ООО "АВК-энерго" г. Москва	1	шт.	1	21
Зажим натяжной	НKK-1-16	ООО "АВК-энерго" г. Москва	3	шт.	1	55
Серьга	СРС-7-16	ООО "АВК-энерго" г. Москва	8	шт.	1	14
Ушко	У1-7-16	ООО "АВК-энерго" г. Москва	1	шт.	3	48
Разрядник длинноискровой	РДИП-10-4	ООО "АВК-энерго" г. Москва	4	шт.	1	57
Наконечник алюминиевый	ТА-50-10-9	ENSTO	1	шт.	9	10
Зажим прокалывающий	SL 25.2	ENSTO	5	шт.	3	17
Кожух защитный	SP 16	ENSTO	9	шт.	3	27
Бандажная лента	СОТ 37	ENSTO	2	м.	3	70
Скрепа	СОТ 36	ENSTO	2	шт.	1	431
Зажим поддерживающий	SO 140	ENSTO	4	шт.	1	402
Зажим натяжной	SO 234	ENSTO	8	шт	1	145

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ФЮРА.140205.014 ПЗ

Лист

115

Продолжение таблицы 7.

Наименование и техническая	Тип, марка	Производитель,	Ц	Еди	К	С
Зажим натяжной	SO 158	ENSTO	27	шт.	5	15
Зажим натяжной	SO 157	ENSTO	26	шт.	1	47
Крюк монтажный	SOT 21.1	ENSTO	35	шт.	7	26
Зажим прокалывающий	SLIP 22.12	ENSTO	35	шт.	1	52
Зажим прокалывающий	SLIW 11.1	ENSTO	14	шт.	3	50
Электрооборудование						
Комплектная трансформаторная	BB 250/10/0,4	Самарский завод	24	шт.	1	24
Разъединители и линейная арматура						
Разъединитель	РЛНД 1-	ООО "Техэнергохолдинг" г.	81	шт.	2	16
Кронштейн	РА-1	ООО "Техэнергохолдинг" г.	1	шт.	2	21
Кронштейн	РА-2	ООО "Техэнергохолдинг" г.	25	шт.	2	51
Кронштейн	РА-3	ООО "Техэнергохолдинг" г.	1	шт.	4	57
Кронштейн	РА-4	ООО "Техэнергохолдинг" г.	19	шт.	2	38
Кронштейн	РА-5	ООО "Техэнергохолдинг" г.	17	шт.	6	10
Хомут	Х-7	ООО "Техэнергохолдинг" г.	15	шт.	6	94
Хомут	Х-8	ООО "Техэнергохолдинг" г.	10	шт.	2	20
Изолятор штырьевой	ШФ-20	ООО "Техэнергохолдинг" г.	38	шт.	6	23
Колпачек	К-6	ООО "Техэнергохолдинг" г.	6,	шт.	3	36
Зажим аппаратный	A2A	ООО "Техэнергохолдинг" г.	23	шт.	1	39
Болт	M12x40	ООО "Техэнергохолдинг" г.	50	шт.	2	11
Гайка	M12	ООО "Техэнергохолдинг" г.	31	шт.	2	69
Шайба	12 мм	ООО "Техэнергохолдинг" г.	19	шт.	2	42
Провод	МГ-1	ООО "Техэнергохолдинг" г.	70	м.	2	14
Металоконструкции						
Узел крепления укоса ж/б опоры	У-1	ООО "АВК-энерго" г. Москва	62	шт.	3	22
Круг	18 мм ст.3	ООО "АВК-энерго" г. Москва	46	кг.	7	36
Траверса	ТМs-60	ООО "АВК-энерго" г. Москва	55	шт.	5	27
Траверса	ТМ-73	ООО "АВК-энерго" г. Москва	11	шт.	5	58
Траверса	ОГs-54	ООО "АВК-энерго" г. Москва	19	шт.	1	19
Траверса	ОГs-58	ООО "АВК-энерго" г. Москва	14	шт.	1	14
Накладка	ОГ-52	ООО "АВК-энерго" г. Москва	13	шт.	4	53
Хомут	Х-51	ООО "АВК-энерго" г. Москва	14	шт.	1	14
Полоса стальная	40x5 ГОСТ	ООО "АВК-энерго" г. Москва	48	кг.	3	18

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ФЮРА.140205.014 ПЗ

Лист

116

Продолжение таблицы 7.

Наименование и техническая характеристика оборудования и материалов	Тип, марка	Производитель, поставщик	Цена за 1 ед.	Единица	Количество	Сумма,
Материалы						
Щебень	Фракция 5-20	ОАО «Карьер Майма», г. Г-	12	куб.	3	45
Эмаль	ПФ-115	ТД «ТехноГрупп», г. Г-	82	кг.	3	24
Грунтовка	ГФ-021	ТД «ТехноГрупп», г. Г-	12	кг.	3	37
Пгс	Модуль	ТД «ТехноГрупп», г. Г-	86	куб.	1	12
Электроды	ОК-46 4мм	ТД «ТехноГрупп», г. Г-	13	кг.	5	68
Общая стоимость:					$K_{mat} = 2488798$	

Таблица 8 - Расчет строительно-монтажных работ

Наименования вида работ	Единица измерения	Норматив трудозатрат, чел/час	Ра	арифная	азовый	С	Количество	Сумма
			змер вознаграждения за выслугу	ставка, руб./час	размер ежемесячно	дельная единичная расценка,		
Раздел 1. Строительство ВЛ-10 кВ								
Установка опоры железобетонной одностоечной	1	3	1,		1	9		
Установка опоры железобетонной двухстоечной	1	4	1,		1	1		
Установка опоры железобетонной трехстоечной	1	6	1,		1	1		
Установка металлической траверсы	1	3	1,		1	9		
Установка изолятора на ж/б опоре	1	0	1,		1	1		
Монтаж заземляющего устройства для опор ВЛ-10 кВ	1	2	1,		1	8		
Подвеска провода СИП-3 1х70	1	2	1,		1	6		
Монтаж линейного разъединителя	1	1	1,		1	3		
Установка информационных знаков	1	0	1,		1	2		
Раздел 2. Строительство комплектной трансформаторной подстанции								
Установка фундаментных блоков ФБС под конструкцию КТП	1	2	1,		1	6		
Установка корпуса КТП	1	3	1,		1	9		
Установка силового трансформатора 250 кВА	1	5	1,		1	1		
Установка ограничителей перенапряжения	1	0	1,		1	1		
Установка предохранителей ПК-10	1	0	1,		1	6		
Монтаж ответвления к ВЛ ввод 10 кВ 3 провода	1	1	1,		1	3		
Монтаж ответвления к ВЛ ввод 0,4 кВ 3 провода	1	1	1,		1	3		
Установка трансформаторов тока	1	1	1,		1	3		
Установка счетчика электрической энергии	1	0	1,		1	2		
Установка вводного автоматического выключателя 0,4 кВ	1	1	1,		1	5		
Установка линейного автоматического выключателя 0,4 кВ	1	1	1,		1	4		
Устройство контура заземления КТП	1	8	1,		1	2		
Огрунтовка металлических поверхностей за один разгрунтовкой ГФ-021	100 м ² окрашиваемой поверхности	7,3278	1,	15	3,69	1	207,74	62.32
ПФ-115 Окрашка металлических огрунтованных поверхностей эмалью	100 м ² окрашиваемой поверхности	5,2854	1,	15	3,69	1	592,40	77.72

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ФЮРА.140205.014 ПЗ

Лист

118

Продолжение таблицы 8.

Наименования вида работ	Единица измерения	Норматив трудозатрат, чел/час					Количество	Сумма
			Размер вознаграждения за выслугу лет	арифм. ставка, руб./час	Базовый размер ежемесячной премии	дельная единичная расценка, руб.		
Раздел 3. Строительство ВЛИ-0,4 кВ								
Установка опоры железобетонной одностоечной	1	1	1,15		1	4		
Установка опоры железобетонной двухстоечной	1	3	1,15		1	3		
Установка опоры железобетонной трехстоечной	1	3	1,15		1	3		
Нумерация опор установка табличек	100	1	1,15		1	3		
Раскатка провода СИП с применением механизмов	1	2	1,15		1	2		
Соединение проводом с сечением до 120 мм ²	1	0	1,15		1	1		
Подъем проводов на опору с помощью каната	Мас	0	1,15		1	8		
Натягивание и визирование проводов с применением	1	3	1,15		1	9		
Крепление провода ВЛ с подъемом на опору	1	0	1,15		1	1		
Монтаж заземляющего устройства для опор ВЛ-0,4 кВ	1	2	1,15		1	2		
Огрунтовка металлических поверхностей за один раз грунтовкой ГФ-021	100 м ² окрашиваемой	7,3278	1,15	8,96	1,45	207,74	.15	31.16
Окраска металлических оштукатуренных поверхностей эмалью ПФ-115	100 м ² окрашиваемой	5,2854	1,15	8,96	1,45	592,40	.15	38.86
Общая сумма на строительно-монтажные работы:							K _{раб}	

Таким образом капитальные затраты составляют **K=K_{проект.} +K_{мат.} +K_{раб.} = 1418975+2488798+251477=4159250** рублей.

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

8.4 Расчет эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затраты определяются из следующей формулы:

$$I = I_{ам} + I_{обсл} + I_{пот}$$

где $I_{ам}$ - ежегодные амортизационные отчисления, 3,6% от капитальных затрат = 149733 руб./год;

$I_{обсл}$ - годовые расходы на обслуживание и текущий ремонт электрооборудования, 2% от капитальных затрат = 83185 руб./год;

$I_{пот}$ - стоимость годовых потерь электроэнергии, руб./год;

Отчисления на амортизацию включают издержки на капитальный ремонт и на накопление средств, необходимых для замены (реновации) изношенного и морально устаревшего оборудования. Отчисления на амортизацию тем выше, чем меньше срок службы оборудования. Отчисления на обслуживание предназначены для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Для предотвращения повреждений все элементы сети подвергаются периодическим осмотрам и профилактическим испытаниям. Эти мероприятия финансируются из отчислений на текущий ремонт.

Стоимость годовых потерь активной электроэнергии:

$$I_э = \Delta P \cdot \tau \text{ (кВт} \cdot \text{руб./час} \cdot 8760 \text{ час.)}$$

где ΔP - среднегодовые потери активной мощности, кВт;

$\tau = 1,5$ руб.— стоимость 1 кВт · ч электроэнергии.

Среднее потребление электроэнергии в час одним жителем составляет 0,25 кВт·ч.

Средняя семья из трёх человек (один потребитель) за год тратит:

$$P_{потр} = (3 \times 0,25 \text{ кВт}) \cdot 8760 \text{ ч} = 6570 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Планируемое потребление электроэнергии на год, в результате подключения потребителей электрической энергии в количестве 90 жилых домов, после строительства сетей 10/0,4 кВ. составит:

$$\Xi = P_{потр} \cdot n_{потр} = 6570 \cdot 90 = 519300 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Где $P_{\text{потр}}$ – потребляемая электроэнергия одним потребителем за год, кВт*ч.

$n_{\text{потр}}$ – количество подключаемых электроприёмников, шт.

Так, как нам известно, среднее число фактического потребления электроэнергии потребителями за 1 год, которое составляет 519300 кВт*ч, а также согласно стандарта ОАО МРСК технические потери в электрических сетях составляют 7% от потребленной электроэнергии. Тогда потери электроэнергии после строительства мы рассчитаем согласно формуле:

$$\Delta P = P \cdot 0,07 = 519300 \cdot 0,07 = 36351_{\text{кВт}}.$$

После расчета потерь активной мощности рассчитывается их стоимость:

$$I_3 = \Delta P \cdot \tau = 36351 \times 1,5 = 54527 \text{ руб.}$$

$$I = I_{\text{ам}} + I_{\text{обсл}} + I_{\text{ном}} = 149733 + 83185 + 54527 = 287445 \text{ руб.}$$

Результаты расчётов эксплуатационных затрат сводим в таблицу 9.

8.5 Расчет показателей эффективности проекта

Срок окупаемости определяется:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{\sum \frac{Pr_i + A_i}{D_i}}$$

где K_H - 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:

$$D_i = \frac{1}{(1+E)^{t-t}}, \text{ руб}$$

где $E=10\%$ - нормативный коэффициент эффективности инвестиций, определяемый процентной ставкой Центробанка и % конкретного инвестора.

					ФЮРА.140205.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		121

Определим стоимость реализуемой в течение одного года электроэнергетики.

$$C_{\text{э.э.год}} = \tau \cdot \mathcal{E}_{\text{э.год}} \text{ кВт*ч}$$

где $\mathcal{E}_{\text{э.год}}$ – планируемое потребление электрической энергии за год, кВт;

$\tau = 1,5 \text{ руб}$ – стоимость 1 кВт*ч на передачу электроэнергии, руб.

Тогда цена электроэнергии, реализуемой в течение одного года:

$$C_{\text{э.э.год}} = 1,5 \cdot 519300 = 778950 \text{ руб}$$

Рассчитаем чистую прибыль по формуле:

$$Pr_{\text{чист}} = C_{\text{э.э.год}} - I - H, \text{ руб}$$

где C – величина эксплуатационных затрат, руб;

H – налоги, руб.

$$H = 0,2 \cdot C_{\text{э.э.год}} = 0,2 \cdot 778950 = 155790 \text{ руб}$$

Тогда чистая прибыль составит:

$$Pr_{\text{чист}} = 778950 - 287445 - 155790 = 335715 \text{ руб}$$

Капиталовложения по смете затрат составили **K=4159250 руб.**

При ежегодных амортизационных отчислениях $I_a = 149733 \text{ руб.}$, нормативном коэффициенте эффективности инвестиций $E=10\%$ определим срок окупаемости проекта.

Величина дисконтированного дохода в первом году составит:

$$DD_t = \frac{Pr + A}{(1 + E)^{t-1}} = \frac{335715 + 149733}{(1 + 0,1)^0} = 485448 \text{ руб.}$$

Величина DD_t во втором году составит: = 441316 руб.

Величина DD_t в третьем году составит: = 401197 руб.

Величина DD_t в четвертом году составит: = 364724 руб.

Величина DD_t в пятом году составит: = 331568 руб.

Величина DD_t дохода в шестом году составит: = 301425 руб.

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		122

Величина $ДД_t$ в седьмом году составит: = 274023 руб.

Величина $ДД_t$ в восьмом году составит: = 249112 руб.

Величина $ДД_t$ в девятом году составит: = 226465 руб.

Величина $ДД_t$ в десятом году составит: = 205887 руб.

Эффективность проекта:

$$ИД = \frac{3281155}{4159250} = 0,8\%$$

Заключение по экономической части:

Для реализации проекта по строительству распределительных сетей для электроснабжения индивидуальных жилых домов расположенных на территории микрорайона «Заимка 26 га» необходимо, чтобы администрация г.Горно-Алтайска включила данный проект в инвестиционную программу развития, по которой часть финансовых средств выделяется из федерального бюджета.

Единственным способом для получения положительной прибыли от реализации электроэнергии является увеличение тарифа на электроэнергию.

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		123

Глава 9. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данном дипломном проекте ведется разработка системы электроснабжения микрорайона «Заимка 26 га. в г. Горно-Алтайске, для надежности электроснабжения, отвечающий всем нормам и стандартам.

Для обеспечения электроснабжения потребителей качественной электрической энергией данного микрорайона, необходимо выполнение комплекса мероприятий направленных на проведение эксплуатационных работ электросетевого комплекса. Под электросетевым комплексом понимается сооружение воздушных линий электропередачи классом напряжения 10/0,4 кВ, комплектной трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ.

Для правильной организации работ по борьбе с травматизмом, профессиональными и общими заболеваниями необходимо проанализировать существующие состояния условий труда на рабочих местах при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ.

					ФЮРА.140205.001 ПЗ			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Соловьёв В.К.			Социальная ответственность		Лит.	Лист
Руковод.		Краснятов Ю.А.						124
Консульт.		Амелькович Ю. А.					ТПУ ИнЭО гр. 3-9202	
Н.Контр								
Утвердил								

9.1 Производственная безопасность

9.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.

Опасный фактор – фактор среды и трудового процесса, который может быть причиной острого заболевания или внезапного резкого ухудшения здоровья, смерти.

Вредный фактор — фактор среды и трудового процесса, который может вызвать профессиональную патологию, временное или стойкое снижение работоспособности, повысить частоту соматических и инфекционных заболеваний, привести к нарушению здоровья потомства.

Вредные факторы при производстве электромонтажных работ (ГОСТ 12.0.002 - 80): физические факторы: температура, влажность и подвижность воздуха, статическое, электрическое и магнитные поля, производственный шум; электромагнитное излучение.

Опасные факторы (ГОСТ 12.0.002 - 80): электрический ток; статическое электричество, падение с высоты.

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 не огражденных 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.

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		125

На границах зон постоянно действующих производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов - сигнальные ограждения и знаки безопасности.

Поскольку в основе дипломного проекта лежит решение комплекса вопросов, связанных с электрооборудованием, обратим внимание на ВПФ, связанных с его использованием.

К вредным производственным факторам относятся [16]:

- неблагоприятные метеорологические условия;
- воздействие шума, инфра- и ультразвука, вибрации;
- наличие электромагнитных полей, лазерного и ионизирующих излучений;
- освещение.

Ввиду того, что эксплуатация распределительных сетей осуществляется на открытом воздухе, то вероятность воздействия температуры окружающей среды очень велика.

Неблагоприятные метеорологические условия:

Нормы производственного микроклимата установлены в СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» и ССБТ ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

Допустимые нормы микроклимата

Допустимые микроклиматические нормы установлены по критериям допустимого теплового и функционального состояния человека на период 8-часовой рабочей смены. Они не вызывают повреждений или нарушений состояния здоровья, но могут приводить к возникновению общих и

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		126

локальных ощущений теплового дискомфорта, напряжению механизмов работоспособности.

Допустимые величины показателей микроклимата устанавливаются в случаях, когда по технологическим требованиям, техническим и экономически обоснованным причинам не могут быть обеспечены оптимальные величины.

Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах должны соответствовать значениям, приведенным в табл. 1. применительно к выполнению работ различных категорий в холодный и теплый периоды года.

При обеспечении допустимых величин микроклимата на рабочих местах:

- перепад температуры воздуха по высоте должен быть не более 3° С;
- перепад температуры воздуха по горизонтали, а также ее изменения в течение смены не должны превышать:
- при категориях работ IIa и IIб – 5° С;

При этом абсолютные значения температуры воздуха не должны выходить за пределы величин, указанных в табл.1. для отдельных категорий работ.

Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Таблица 1

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		диапазон ниже оптимальных величин	диапазон выше оптимальных величин			для диапазона температур воздуха ниже оптимальных величин, не более	для диапазона температур воздуха выше оптимальных величин, не более **
Холодный	IIб(233 - 290)	15,0 - 16,9	19,1 - 22,0	14,0- 23,0	15 - 75	0,2	0,4
Теплый	IIб(233 - 290)	16,0 - 18,9	21,1 - 27,0	15,0- 28,0	15 - 75 *	0,2	0,5

При температуре воздуха ниже -30 град. С не рекомендуется планировать выполнение физической работы категории выше II а. При температуре воздуха ниже -40 град. следует предусматривать защиту лица и верхних дыхательных путей СанПиН 2.2.4.548-96.

К категории IIб относятся работы с интенсивностью энергозатрат 201-250 ккал/ч (233-290 Вт), связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением (ряд профессий в механизированных литейных, прокатных, кузнечных, термических, сварочных цехах машиностроительных и металлургических предприятий и т. п.).

В целях профилактики перегревания работников при температуре воздуха выше допустимых величин время пребывания на этих рабочих местах следует ограничить величинами, указанными в таблице 1, при этом среднесменная температура воздуха не должна выходить за пределы допустимых величин

температуры воздуха для соответствующих категорий работ, установленных санитарными правилами и нормами по гигиеническим требованиям к микроклимату производственных помещений (СанПиН 2.2.4.548-96).

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 [17] устанавливается рекомендуемая продолжительность рабочей смены в зависимости от температуры воздуха на рабочих местах с учетом категории выполняемых работ.

Воздействие шума, инфра- и ультразвука, вибрации.

В различных отраслях экономики имеются источники шума - это механическое оборудование, людские потоки, городской транспорт. Шум - совокупность аperiодических звуков различной интенсивности и частоты (шелест, дребезжание, скрип, визг и т. п.). С физиологической точки зрения шум - это всякий неблагоприятно воспринимаемый звук. Длительное воздействие шума на человека может привести к такому профессиональному заболеванию, как “шумовая болезнь”. Воздействие шума на организм человека вызывает негативные изменения прежде всего в органах слуха, нервной и сердечно-сосудистой системах. Степень выраженности этих изменений зависит от параметров шума, стажа работы в условиях воздействия шума, длительности действия шума в течение рабочего дня, индивидуальной чувствительности организма. Действие шума на организм человека отягощается вынужденным положением тела, повышенным

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		129

вниманием, нервно-эмоциональным напряжением, неблагоприятным микроклиматом.

Нормируемые параметры и предельно допустимые уровни шума на рабочих местах

Характеристикой постоянного шума на рабочих местах являются уровни звукового давления в дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 31,5; 63; 125; 250; 500; 1000; 2000; 4000; 8000 Гц, определяемые по формуле:

$$L = 20 \lg P / P_0,$$

где:

P -среднеквадратичная величина звукового давления, Па;

P_0 - исходное значение звукового давления в воздухе равное $2 \cdot 10^{-5}$ Па.

Допускается в качестве характеристики постоянного широкополосного шума на рабочих местах принимать уровень звука в дБА, измеренный на временной характеристике «медленно» шумомера, определяемый по формуле:

$$L_A = 20 \lg P_A / P_0$$

где:

P_A - среднеквадратичная величина звукового давления с учетом коррекции «А» шумомера, Па.

Характеристикой непостоянного шума на рабочих местах является эквивалентный (по энергии) уровень звука в дБА.

Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах с учетом напряженности и тяжести трудовой деятельности представлены в табл. 2.

Количественную оценку тяжести и напряженности трудового процесса следует проводить в соответствии с Руководством 2.2.013-94«Гигиенические критерии оценки условий труда по показателям

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
						121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

вредности и опасности факторов производственной среды, тяжести, напряженности трудового процесса».

Таблица 2.

Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса
Напряженность средней степени	средняя физическая нагрузка
	70

Под вибрацией понимают возвратно-поступательное движение твердого тела. Это явление широко распространено при работе различных механизмов и машин. Источники вибрации: транспортеры сыпучих грузов, перфораторы, зубчатые передачи, пневмомолотки, двигатели внутреннего сгорания, электромоторы и т. д. Тело человека рассматривается как сочетание масс с упругими элементами, имеющими собственные частоты, которые для плечевого пояса, бедер и головы относительно опорной поверхности (положение “стоя”) составляют 4—6 Гц, голей относительно плеч (положение “сидя”) - 25-30 Гц. Для большинства внутренних органов собственные частоты лежат в диапазоне 6—9 Гц. Общая вибрация с частотой менее 0,7 Гц, определяемая как качка, хотя и неприятна, но не приводит к вибрационной болезни. Следствием такой вибрации является морская болезнь, вызванная нарушением нормальной деятельности вестибулярного аппарата по причине резонансных явлений. При частоте колебаний рабочих мест, близкой к собственным частотам внутренних органов, возможны механические повреждения или даже разрывы.

Систематическое воздействие общих вибраций, характеризующихся высоким уровне виброскорости, приводит к вибрационной болезни, которая характеризуется нарушениями физиологических функций организма, связанными с поражением центральной нервной системы. Эти нарушения

вызывают головные боли, головокружения, нарушения сна, снижение работоспособности, ухудшение самочувствия, нарушения сердечной деятельности.

Для снижения уровня шума и вибрации на организм человека, который также возникает при эксплуатации транспортных средств необходимо осуществлять использование средств звукоизоляции, звукопоглощение и установка глушителей шума, а также для ослабления передачи вибрации от источников ее возникновения полу, рабочему месту, сиденью, рукоятке и т.п. применение виброизоляции в виде виброизоляторов из резины, пробки, войлока, асбеста, стальных пружин.

Нормируемые параметры

Гигиеническая оценка постоянной и непостоянной вибрации, воздействующей на человека, должна производиться следующими методами:

- частотным (спектральным) анализом нормируемого параметра;
- интегральной оценкой по частоте нормируемого параметра;
- интегральной оценкой с учетом времени вибрационного воздействия по эквивалентному (по энергии) уровню нормируемого параметра.

Нормируемый диапазон частот устанавливается:

- для локальной вибрации в виде октавных полос со среднегеометрическими частотами: 8; 16; 31,5; 63; 125; 250; 500; 1000 Гц;
- для общей вибрации в виде октавных или 1/3 октавных полос со среднегеометрическими частотами: 0,8; 1; 1,25; 1,6; 2,0; 2,5; 3,15; 4,0; 5,0; 6,3; 8,0; 10,0; 12,5; 16,0; 20,0; 25,0; 31,5; 40,0; 50,0; 63,0; 80,0 Гц.

Наличие электромагнитных полей, лазерного и ионизирующих излучений:

Источниками электрических полей (ЭП) промышленной частоты являются линии электропередач высокого и сверхвысокого напряжения, открытые распределительные устройства (ОРУ). Электрические поля создаются в энергетических установках и при электротехнологических процессах. В зависимости от источников образования они могут существовать в виде собственно электростатического поля (поля неподвижных зарядов) или стационарного электрического поля (электрическое поле постоянного тока).

Нормирование электромагнитного излучения радиочастотного диапазона приводится по ГОСТ 12.1.006 – 84 “ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности” и СанПиН 2.2.4/2.1.8.055 – 96 “Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона”. ЭМП радиочастот в диапазоне частот 60 кГц – 300 МГц оценивается предельно допустимой напряженностью электрического и магнитного полей и предельно допустимой энергетической нагрузкой за рабочий день. В диапазоне частот 300 МГц – 300 ГГц ЭМП оценивается плотностью потока энергии и предельно допустимой энергетической нагрузкой. Предельно допустимое значение плотности потока энергии не должно превышать 10 Вт/м² (1000 мкВт/см²).

Таблица 2.

Время пребывания, час	Допустимые уровни МП, Н [А/м] / В [мкТл] при воздействии	
	Общем	локальном
<= 1	1600 / 2000	6400/8000
2	800 / 1000	3200 / 4000
4	400 / 500	1600 / 2000
8	80 / 100	800 / 1000

Освещение:

Освещение воздействует на организм человека и выполнение производственных заданий. Правильное освещение уменьшает количество случайных случаев и повышает производительность труда на 15%. Неправильное освещение может быть причиной таких заболеваний, как близорукость, спазм, аккомодация, зрительное утомление и других болезней, понижает умственную и физическую работоспособность, увеличивает число ошибок в производственных процессах, аварий и несчастных случаев. При создании оптимальных условий для деятельности зрительного анализатора необходимо учитывать, что эффективность зависит не только от освещенности, но и от таких важных функций глаза, как контрольная чувствительность, острота зрения, быстрота различения деталей и устойчивость ясного видения. В производственных условиях большое значение имеет возможность различать детали в кратчайший срок. При одинаковом напряжении зрения устойчивость ясного видения при менее напряженной зрительной работе будет выше, чем при более напряженной. Для обеспечения наилучших условий оптимальная освещенность должна устанавливаться с учетом световых свойств (коэффициента отражения) рабочей поверхности, размеры обрабатываемой детали, частоты и длительности периодов отдыха на протяжении рабочего дня, характера трудового процесса, в частности, точности зрительной работы. Освещение производственных помещений только искусственным светом допустимо лишь как исключение. Необходимо учитывать, что естественный свет стимулирует жизнедеятельность организма человека. Он создает ощущение непосредственной связи с внешней средой, позволяет обеспечить равномерное освещение помещений.

В российских нормах освещения установлено, что глубина пульсации освещенности на рабочих местах не должна превышать 20%, а для некоторых видов производства – 15%.

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		125

Расчет показателей осуществляется на основании характеристики зрительной работы.

Таблица 2.

Разряд зрительной работы	Характеристика	Подразряд	Освещенность (комбинированная система), Лк	Освещенность (общая система), Лк
IV	Средней точности	в	500	200

в — периодическая работа при периодическом пребывании в помещении

В России главным документом, устанавливающим параметры освещения, являются Строительные нормы и правила СНиП 23-05-95. Кроме этих норм, существуют Санитарные правила и нормы СанПиН 2.21/2.1.1.1278-03.

9.1.2 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.

Электрический ток:

Действие электрического тока на живую ткань носит разносторонний характер. Проходя через организм человека электроток производит термическое, электрическое, механическое и биологическое действия. Термическое действие тока проявляется ожогами отдельных участков тела, нагревом до высокой температуры органов, расположенных на пути тока, вызывая в них значительные функциональные расстройства. Электрическое действие тока выражается в разложении органической жидкости, в том числе крови, в нарушении ее физико- химического состава. Механическое действие тока приводит к расслоению, разрыву тканей организма в результате электродинамического эффекта, а также мгновенного взрывоподобного образования пара из тканевой жидкости и крови. Биологическое действие тока проявляется раздражением и возбуждением живых тканей организма, а также нарушением внутренних биологических процессов. Допустимым считается ток, при котором человек может самостоятельно освободиться от электрической цепи. Его величина зависит от скорости прохождения тока через тело человека: при длительности действия более 10 с - 2 мА, при 10 с менее - 6 мА. Для справки: Величина смертельного тока, проходящего через организм человека, равна 100 мА или 0,1 А. Для сравнения: ток, потребляемый одной лампочкой накаливания в 60 Вт, равен 300 мА (0,3А). Безопасным напряжением для жизни человека считается 42-50 В. переменного тока и 110В. постоянного.

Территория открытых электроустановок в отношении опасности поражения людей электрическим током приравнивается к особо опасным помещениям.

К особо опасным помещениям относится большая часть производственных помещений, в том числе цехи электростанций, машиностроительных и металлургических заводов, водонасосные станции,

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		127

помещения аккумуляторных батарей, гальванические цехи и т.п. Сюда же относятся и участки работ на земле под открытым небом или под навесом.

особо опасные помещения, характеризующиеся наличием одного из следующих условий, создающих особую опасность:

- особая сырость;

Особо сырые помещения — помещения, в которых относительная влажность воздуха близка к 100% (потолок, стены, пол и предметы, находящиеся в помещении, покрыты влагой).

- химически активная или органическая среда;

Помещения с химически активной или органической средой — помещения, в которых постоянно или в течение длительного времени содержатся агрессивные пары, газы, жидкости, образуются отложения или плесень, разрушающие изоляцию и токоведущие части электрооборудования.

- одновременно два или более условий повышенной опасности;

Для недопущения поражения персонала электрическим током при производстве строительно-монтажных работ вблизи или при пересечении действующих электроустановок, при проведении работ в охранной зоне других ВЛ находящихся под напряжением, а также при производстве врезки (подключение) проектируемой ВЛ к существующей ВЛ, необходимо выполнять комплекс мероприятий. Согласно [18], подразумевается неукоснительное исполнение организационных и технических мероприятий п.5.1,16.1[18], а также применение средств индивидуальной защиты, таких как: сигнализаторы, указатели напряжения до 1000 В, свыше 1000 В, диэлектрические перчатки, боты, диэлектрические ковры, накладки и т. д.

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		128

Возможность падения с высоты самого работающего либо различных деталей и предметов:

Падение с высоты происходит в результате суицидальных действий, неосторожного поведения при мытье окон, при работе на балконе, редко - вследствие падения на строительстве при несоблюдении техники безопасности. Травмы, полученные при падении с высоты, отличаются чрезвычайной тяжестью. Наиболее характерны переломы пяточных костей, позвоночника, таза, нижних конечностей (приземление на ноги), переломы свода черепа, шейного отдела позвоночника (приземление на голову), множественные переломы ребер, переломы позвоночника, верхних конечностей (приземление на бок и на спину). Одновременно с костной травмой могут быть тяжелые закрытые повреждения внутренних органов (разрыв аорты, печени, отрыв желчного пузыря, разрыв селезенки и т.д.). Как правило, быстро развивается картина травматического шока.

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 незащищенных токоведущих частей электроустановок;
- места вблизи неогороженных перепадов по высоте 1,3 и более.

К зонам потенциально опасных производственных факторов следует относить:

- участки территории вблизи строящегося сооружения;

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
						129
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 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.

9.2 Экологическая безопасность

9.2.1 Защита селитебной зоны

Селитебная территория — часть территории населённого пункта, предназначенная для размещения жилой, общественной (общественно-деловой) и рекреационной зон, а также отдельных частей инженерной и транспортной инфраструктур, других объектов, размещение и деятельность которых не оказывает воздействия, требующего специальных санитарно-защитных зон. 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

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		130

территории. Согласно п.2.1 СНиП 2.07.01-89 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 500 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 сооружения).

9.2.2 Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы)

Охрана окружающей среды при эксплуатации электросетевого комплекса микрорайона «Заимка 26га» 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.

Воздействие на окружающую среду от процесса эксплуатации ожидается в пределах границ производства работ и носит временный характер. Масштабы

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
						131
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

и длительность этого воздействия зависят от скорости производства работ и используемой технологии. Степень их последствий обусловлена быстротой вторжения в сложившуюся инфраструктуру. Следует так же учитывать малую интенсивность работы спец техники и небольшие объемы производимых работ.

Ожидаемые выбросы загрязняющих веществ атмосфере не окажут необратимых воздействий на окружающую среду.

Таким образом, эксплуатация проектируемого объекта окажет воздействие на воздушную среду в пределах допустимых величин и не внесет значительных изменений в экологическую обстановку района.

9.2.3 Анализ воздействия объекта на гидросферу

Технологический процесс по эксплуатации 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. Площадка распределительных сетей грунтовыми и поверхностными водами не затопляется. Вертикальная планировка территории решена с максимальным учетом существующего рельефа (в существующих отметках) и обеспечивает отвод поверхностных вод с проектируемой территории.

9.2.4 Анализ воздействия объекта на литосферу

Объекты эксплуатации всегда воздействуют на территорию и геологическую среду. Их воздействие выражается в отчуждении земель для размещения объекта, изменение рельефа и т.п.

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		132

Важнейшим условием сохранения окружающей среды является правильность постоянного и временного отвода земель, исключение возможности использования в период эксплуатации не отведенных земель. Эксплуатация объекта не приведет к значительному изменению природного ландшафта.

9.2.5 Анализ воздействия объекта на биосферу

Эксплуатация распределительных сетей не приведет к ухудшению состояния здоровья населения ближайших жилых зон. При проведении работ воздействие или использование крупных источников загрязняющих веществ, могущих повлиять на окружающую среду и здоровье населения – не планируется. Вырубка зеленых насаждений при эксплуатации ВЛ не требуется, за исключением отдельных деревьев, растущих непосредственно в створе установки опор, в отдельных случаях необходимо будет произвести обрезку крон растущих деревьев. Отходы, образуемые в процессе выпилки деревьев необходимо утилизировать на полигоне бытовых отходов.

Вывод: Эксплуатация объекта не повлечет необратимого воздействия на почву, так как строительные работы будут иметь узколинейный, локальный характер, предусматривается рекультивация нарушенных земель с восстановлением почвенно-растительного слоя. С целью уменьшения нарушений окружающей среды все строительно-монтажные работы будут проводиться исключительно в пределах отведенной территории.

Отходы, вывозимые на свалку, на переработку являются малоопасными. Воздействие образующихся отходов на окружающую среду незначительно.

Организацию и проведение производственного контроля за соблюдением санитарных правил и выполнением санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий производить в соответствии с СП 1.1.1058-01.

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		142

Таким образом, эксплуатация сети электроснабжения жилого квартала S=26 га в районе Заимки в Горно-Алтайске, не нарушит экологического равновесия данного района.

9.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Необходимо предупреждение чрезвычайных ситуаций - комплекс мероприятий, проводимых заблаговременно и направленных на максимально возможное уменьшение риска возникновения чрезвычайных ситуаций, а также на сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба окружающей природной среде и материальных потерь в случае их возникновения.

Ликвидация чрезвычайных ситуаций - это аварийно-спасательные и другие неотложные работы, проводимые при возникновении чрезвычайных ситуаций и направленные на спасение жизни и сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба окружающей природной среде и материальных потерь, а также на локализацию зон чрезвычайных ситуаций, прекращение действия характерных для них опасных факторов.

Чрезвычайные ситуации классифицируются по следующим основным признакам:

1. По сфере возникновения (технологические, природные, экологические, социально-политические и т.д.).
2. По ведомственной принадлежности (в промышленности, строительстве, сельском хозяйстве, на транспорте и т.д.).

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		143

3. По масштабу возможных последствий (глобальные, региональные, местные).

4. По масштабу и уровням привлекаемых для ликвидации последствий сил, средств и органов управления.

5. По сложности обстановки и тяжести последствий.

6. По характеру лежащих в ее основе явлений и процессов.

Основные причины возникновения чрезвычайных ситуаций:

1. Результат стихийных бедствий и особо опасных инфекций.

2. Воздействие внешних природных факторов, приводящих к старению или коррозии металлов, конструкций, сооружений и снижение их физико-механических показателей.

3. Проектно-производственные дефекты сооружений.

4. воздействие технологических процессов промышленного производства на материалы сооружений (нагрузки, высокие температуры, скорость, вибрация).

5. Нарушение правил эксплуатации сооружений и технических процессов.

6. Нарушение правил техники безопасности при ведении работ и технологических процессов.

7. Ошибки, связанные с системой отбора руководящих кадров, низким уровнем профессиональной подготовки рабочих и их некомпетентностью и безответственностью.

Перечень потенциальных опасностей, которые могут возникнуть на объектах

Чрезвычайные ситуации, возникающие в мирное время в результате производственных аварий, катастроф, стихийных бедствий, сопровождаются разрушением зданий, сооружений, инженерных коммуникаций, промышленных и энергетических объектов, гибелью и поражением людей, оборудования, материальных ценностей. Уменьшить потери, спасти

пострадавших, восстановить нормальные условия жизнедеятельности людей, предприятий, учреждений можно только принятием экстренных мер.

Техногенные чрезвычайные ситуации:

1. Пожары, взрывы, внезапные выбросы газа.

Аварии на пожаро и взрывоопасных объектах могут вызвать разрушения, нанести материальный ущерб, нарушить нормальный ход производственной деятельности предприятия.

В случае возгорания трансформатора опасность состоит в том, что баки трансформаторов наполнены маслом и при возгорании в любое время можно ожидать взрыва, следовательно, и поражения персонала ВЭС, находящегося на близком расстоянии от места взрыва.

2. Аварии с выбросом (сбросом) загрязняющих веществ, приводящие к экстремально высокому загрязнению окружающей среды.

При авариях на СХК возможно заражение территории и объектов ВЭС, а также поражения людей, степень и опасность заражения радиоактивными веществами и поражения людей будет зависеть от объемов и степени заражено

сти атмосферы РВ, направления и скорости ветра, удаление радиоактивного опасного объекта от ВЭС, времени года и суток, состояния погоды.

Исходя из известных характеристик радиоактивных опасных объектов, степень заражения территории и объектов ВЭС и поражения людей может колебаться от допустимых норм (в том числе однократных) до опасных, что вызовет необходимость не только проведения в больших объемах защитных мер и специальной обработки, но и больших объемов работ по ликвидации последствий радиоактивного заражения зданий, оборудования, проведения дезактивационных работ по удалению (снижению степени заражения) РВ с поверхностями техники, оборудования, инструмента, подъездных путей, территории ВЭС и т.д.

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		145

3. Аварии на коммуникациях жизнеобеспечения, на электроэнергетических системах.

Природные чрезвычайные ситуации:

1. Опасные геологические, стихийные, гидрометеорологические и другие природные явления: землетрясения 3 балла и более; сильные дожди и ливни - 50 мм осадков и более за 12 часов и менее; снегопад - 150 мм и более за 12 часов и менее; гололед и ветер - скорость при порывах 25 м/сек и более; отложение льда и снега на проводах ЛЭП - 20 мм и более; значительное понижение и резкие перепады температур воздуха.

В результате значительного понижения и резких перепадов температур воздуха в зимнее время возможны обрывы высоковольтных проводов, короткие замыкания, нарушения работы трансформаторов и распределительных устройств, в результате чего могут произойти отключения объектов, важных в обеспечении жизнедеятельности населения.

Последствием сильных ветров, ураганов и смерчей может стать обрыв проводов, разрушение опор линий высоких напряжений, различного масштаба короткие замыкания, в результате чего могут произойти пожары и даже взрывы.

Из-за паводковых вод или ливневых дождей может произойти подтопление участков линий электропередачи, проходящих по пойме рек и отдельных трансформаторных подстанций, расположенных в низких местах. В результате затоплений могут произойти просадки фундаментов ТП, нарушена устойчивость опор ЛЭП, образоваться промоины на дорогах, прерывающие или затрудняющие транспортное сообщение.

2. Природные лесные и торфяные пожары - крупные (25 Га и более) не контролируемые пожары на прилегающих к территории объекта энергетики площадях, а также на территории самого объекта.

Комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности регламентируется правилами пожарной

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		146

безопасности для энергетических предприятий, РД 153.-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95*).

Система обеспечения пожарной безопасности линейного объекта включает в себя систему предотвращения пожара, систему противопожарной защиты, комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

Система предотвращения пожара обеспечивается:

- установкой заземляющих устройств проектируемых опор.
- установкой ограничителей грозовых и коммутационных перенапряжений.
- применение автоматических выключателей с расчетным временем срабатывания не превышающим нормированных ПУЭ значений токов короткого замыкания и токов длительных перегрузок оборудования
- применением несгораемых конструкций, использованием изоляции не поддерживающей горение и с низким дымовыделением
- своевременным удалением горючих отходов с трассы линий электро-передачи.
- применение в проекте типовых решений и оборудования, изделий, материалов заводского изготовления.

Противопожарные расстояния от КТПК до жилых домов принято более 15 м. Противопожарное расстояние от оси трассы проектируемых ЛЭП 0,4-10 кВ до жилых, общественных и административных зданий принято в соответствии Федеральному закону РФ от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ. Расстояния выдержаны в рамках охранных зон ЛЭП предусмотренных «Правилами устройства электроустановок 2003». Размеры охранных зон линий электропередачи для стесненных городских условий составляют для напряжения 0,4 кВ – 1 метр в каждую сторону от крайних проводов в не отклоненном положении.

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		147

Противопожарное водоснабжение в данном проекте не требуется. Для подъезда пожарной техники используются существующие городские дороги и проезды.

Проектом предусматривается строительство комплектной трансформаторной подстанции (КТПК) киоскового типа с масляным силовым трансформатором ТМ-10/0,4-250 и строительство, отходящих от нее, воздушных линий электропередачи напряжением 0,4 кВ.

КТПК поставляется серийного производства, 90% готовности. По конструктивной пожарной опасности проектируемая КТПК относится к категории наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности- **ВН**.

ВН-пожароопасная где хранятся, перерабатываются или транспортируются горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом гореть.

Снижение пожарного риска от проектируемой КТПК до допустимого, при ее работе в штатном режиме, достигается следующими мероприятиями:

- устройство КТПК серийного производства и заводского изготовления
- устройство заземляющего контура КТПК по ТПЗ.407-150.
- установкой ограничителей грозовых и коммутационных перенапряжений.
- применение автоматических выключателей с расчетным временем срабатывания

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		139

не превышающим нормированных ПУЭ значений токов короткого замыкания и токов длительных перегрузок оборудования.

- выполнение всех регламентных работ в процессе эксплуатации КТПК

- соблюдение противопожарных расстояний от зданий и сооружений не менее 20м.

Материал опор воздушных линий 0,4 кВ – железобетонные стойки марки СВ-95-5, не горючие. Провода – самонесущие изолированные. Линейная арматура серийного производства из сплавов металлов.

По пожарной опасности проектируемые наружные электроустановки (ВЛ10-0,4 кВ) относятся к категории пожароопасной ВН.[24]

Главной причиной пожара в электроустановках являются токи короткого замыкания и перегрев коммутирующего оборудования при длительной токовой перегрузке.

К опасным факторам пожара в наружных электроустановках, воздействующим на людей относятся:

- пламя и искры от мест короткого замыкания;
- тепловой поток от мест возгорания масла и горючей изоляции;
- вынос высокого напряжения на ограждающие токопроводящие части электроустановок;

Безопасность людей при эксплуатации воздушной линии обеспечивается выполнением Правил эксплуатации электроустановки и мероприятиями предусмотренными в этом разделе.

Обеспечение безопасности подразделений пожарной охраны при ликвидации пожара осуществляется оповещением диспетчерской службы и вызовом на место пожара аварийной службы энергоснабжающей организации, для отключения объекта пожара от действующих электросетей. Личному составу подразделений пожарной охраны и персоналу запрещается

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		149

самостоятельно производить какие-либо отключения и прочие операции с электрооборудованием.

При тушении пожаров в электроустановках, личный состав подразделений пожарной охраны обязан выполнять следующие требования:

- работать со средствами пожаротушения в диэлектрических перчатках и ботах (сапогах), а при задымлении - в средствах индивидуальной защиты органов дыхания;
- находиться на безопасном расстоянии от электроустановок;
- заземлить пожарный ствол и насос пожарного автомобиля.

В соответствии с Правилами пожарной безопасности производственные и служебные здания, сооружения и помещения, а также открытые производственные площадки должны быть обеспечены необходимыми первичными средствами пожаротушения.

К первичным средствам пожаротушения относятся:

1. все виды переносных и передвижных огнетушителей: (огнетушители серии ОВ, ОХП, ОВП применимы для тушения пожаров в электроустановках, которые не находятся под напряжением; углекислотные огнетушители серии ОУ; порошковые огнетушители серии ОП).
2. оборудование пожарных щитов;
3. ящики с порошковыми составами (песок, перлит и т.п.), а также огнестойкие ткани (асбестовое полотно, кошма, войлок и т.п.).

В соответствии с СП12.13130.2009 по признакам взрывной и пожарной опасности трансформаторная подстанция относится к категории ВН-пожароопасной.

Воздушная линия напряжением 0,4 кВ на железобетонных опорах с изолированным проводом относится к категории ДН-пониженной пожароопасности.

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		150

9.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работодатель в соответствии с действующим законодательством должен:

- обеспечить соблюдение требований санитарных правил в процессе организации и производства работ;
- обеспечить организацию производственного контроля за соблюдением условий труда и трудового процесса по показателям вредности и опасности факторов производственной среды, тяжести и напряженности труда;
- разработать и внедрить профилактические мероприятия по предупреждению воздействия вредных факторов производственной среды и трудового процесса на здоровье работников с обеспечением инструментальных исследований и лабораторного контроля (СанПиН 2.2.3.1384-03).

Работающие должны быть защищены от воздействия опасных и вредных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003-74, возникающих при проведении электромонтажных работ.

При электромонтажных работах не допускается использовать электроустановки или их части, не принятые в эксплуатацию в установленном порядке.

Совмещать электромонтажные работы с другими работами, в том числе проводимыми одновременно несколькими организациями, допускается только при наличии и соблюдении графика совмещенного проведения работ, предусматривающего общие мероприятия по технике безопасности.

Персонал, проводящий электромонтажные работы, не должен выполнять работы, относящиеся к эксплуатации электроустановок.

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		142

В процессе монтажа электроустановок необходимо выполнять правила пожарной безопасности при производстве строительно-монтажных работ и правила пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на объектах народного хозяйства.

Требования безопасности при проведении электромонтажных работ должны быть включены в нормативную, техническую и технологическую документацию.

Электромонтажные работы на строительных объектах следует проводить после приемки по акту готовности помещений или их части сооружений территорий или участков под монтаж электроустановок.

Опасные зоны, где проводятся электромонтажные работы, должны быть ограждены, обозначены плакатами, знаками безопасности по ГОСТ 12.4.026-76 и надписями или снабжены средствами сигнализации. Ограждения - по ГОСТ 12.4.059-89 и ГОСТ 23407-78.

Все рабочие места в темное время суток должны быть освещены.

Требования к персоналу

Лица, допускаемые к электромонтажным работам, должны проходить предварительный и периодические медицинские осмотры в сроки, установленные Минздравом России.

Лица, допускаемые к работам на оборудовании с электроприводом, должны иметь квалификационную группу по технике безопасности (электробезопасности) по правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей и правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, утвержденным Главгосэнергонадзором.

Подтверждение квалификационной группы следует проводить ежегодно с записью в журнале проверки знаний по технике безопасности.

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
						152
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Лица, участвующие в электромонтажных работах, должны пройти инструктаж по безопасности труда согласно ГОСТ 12.0.004-79, при этом - повторный инструктаж не реже одного раза в три месяца.

Средства защиты, применяемые для предотвращения или уменьшения воздействия опасных и вредных производственных факторов, возникающих при электромонтажных работах, должны соответствовать ГОСТ 12.4.011-87 и стандартам ССБТ на конкретные средства защиты.

Средства индивидуальной защиты должны соответствовать виду электромонтажных работ, условиям их проведения, применяемым машинам, механизмам, инструменту, приспособлениям и материалам.

Лица, занятые в электромонтажном производстве, должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты в соответствии с отраслевыми нормами, утвержденными в установленном порядке.

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 гидropодъемника 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;

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
						144
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 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.

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;

					ФЮРА.140205.014 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		154

- 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.

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.

					НАЗВАНИЕ ДОКУМЕНТА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		155

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.140205.014 ПЗ			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Соловьёв В.К.			Список использованных источников		Лит.	Лист
Руковод.		Краснятов Ю.А						156
Реценз.							ТПУ ИнЭО гр. 3-9202	
Н.Контр								
Утвердил								

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. Гологорский Е.Г., Кравцов А. Н., Узелков Б. М. Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4 – 750 кВ/ под редакцией Е. Г. Гологорского. – М.: ЭНАС, 2007.
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.

					НАЗВАНИЕ ДОКУМЕНТА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		157

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. portal.tpu.ru/SHARED/g/GME/forstudents/.../rasch_ustroistva_zashit_zazemlen.doc
УДК 658.382.3.001.2:075. Расчет устройства защитного заземления. Методические указания к выполнению самостоятельной работы по дисциплине ...
24. СП 12.13130.2009
25. Белов Сергей Викторович. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность) [Электронный ресурс] : учебник для бакалавров / С. В. Белов. — 4-е изд. — Мультимедиа ресурсы (10 директорий; 100 файлов; 740MB).
26. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда : учебное пособие для вузов / П. П. Кукин [и др.]. — 5-е изд., стер. — Москва: Высшая школа, 2009. — 335 с.: ил. — Для высших учебных заведений. — Безопасность жизнедеятельности. — Библиогр.: с. 333.
27. Беспалов Валерий Иванович. Надзор и контроль в сфере безопасности. Радиационная защита : учебное пособие для бакалавриата и магистратуры / В. И. Беспалов; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). — 4-е изд. — Москва: Юрайт, 2016. — 508 с.: ил. — Университеты России. — Библиография в конце лекций. — Предметный указатель: с. 505-507.

					НАЗВАНИЕ ДОКУМЕНТА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		158