

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

Институт Электронного обучения
 Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
 Кафедра Электрических сетей и электротехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы				
Разработка проекта реконструкции участка сетей 10/0,4 кВ ДНТ «Алмаз» ПАО «ТРК»				
УДК 621.311.1.001.6				

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5A12	Кузнецов Сергей Владимирович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Бородин Ю.В.	к.т.н. доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
электрических сетей и электротехники	Прохоров А.В.	к.т.н.		

Томск – 2016 г.

РЕФЕРАТ

Дипломный проект 85 страницы, 12 таблиц, 12 рисунков, 2 обязательных приложения, 21 источник.

В дипломной работе представлен проект реконструкции участка сетей 10/0,4 кВ ПАО «ТРК» ДНТ «Алмаз», с целью улучшения её функционирования, повышение надежности и качества электроснабжения. Необходимость реконструкции обусловлена увеличением числа и мощности потребителей электроэнергии, а так же ужесточением требований к её качеству.

В дипломном проекте ведется разработка сетей 0,4 кВ и определяется, расчетная нагрузка участка сетей, выбирается сечение голого провода на ВЛ 0,4 кВ, мощность силового трансформатора комплектной трансформаторной подстанции (КТП), выбирается схема и комплектующие элементы КТП, заземление и молниезащита КТП. Проработан вопрос организации электромонтажных работ при реконструкции энергосистемы поселка, решены вопросы электробезопасности персонала, ведущего монтажные работы.

					ФЮРА.140400.003 ПЗ					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>С.В. Кузнецов</i>			Реферат			4		
<i>Руковод.</i>		<i>Ю.А Краснятов</i>						ТПУ ИнЭО гр. 3 – 5А12		

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ И ОРГАНИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОМОНТАЖНЫХ РАБОТ	10
1.1 Основные сведения и обоснование реконструкции воздушной линии электроснабжения. Постановка задачи	10
1.2 Основные технические требования к ВЛ 0.4кВ.....	11
1.3 Требования, предъявляемые к опорам ВЛ.....	12
1.4 Преимущества ВЛ на железобетонных опорах.....	15
1.5 Существующее состояние элементов электрической сети	16
1.6 Перечень объектов подлежащих реконструкции.....	17
1.7 Строительные решения.....	18
1.7.1 Монтажные работы по строительству линий электропередачи..	18
1.7.1.1 Маркировка железобетонных опор ВЛ- 0,4 кВ	19
1.7.1.2 Типы опор и их применение	19
1.7.1.3 Закрепление опор в грунте	21
1.7.1.4 Заземление опор	21
1.7.1.5 Требования к установке и монтажу опор и провода.....	22
1.7.1.6 Способы крепления провода на шейке изолятора	24
1.7.1.7 Крепления проводов на штыревых изоляторах промежуточных опор	26
1.7.1.8 Соединение проводов в промежуточных пролетах и в шлейфах опор	30
1.7.2 Мачтовые трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ	33
1.7.2.1 Комплектные трансформаторные подстанции мачтовые.....	34
1.7.2.2 Технические показатели	36
1.7.2.3 Заземление и грозозащита	36

					ФЮРА.140400.003 ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		С.В. Кузнецов			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Ю.А Краснятов					
					Содержание 3 ТПУ ИнЭО гр. 3 – 5А12		

1.7.2.4 Указания к производству работ по монтажу МТП10/0,4 кВ.....	37
2. РАСЧЕТ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ДНТ «Алмаз».....	39
2.1 Электрические расчеты параметров и элементов сетей.....	39
2.2 Расчетные электрические нагрузки и выбор силового трансформатора на КТП 10/0,4 кВ.....	39
2.3 Выбор сечений проводников линии по допустимым потерям напряжения.....	40
2.4 Описание расчета режима сетей с равномерно распределенной нагрузкой	42
2.5 Расчет режима сетей с равномерно распределенной нагрузкой	45
3. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА.....	54
3.1 Составление смет для расчета капиталовложений в реконструкцию ВЛ 0,4 кВ от КТП КФ-9-3.....	55
3.2 Методы оценки эффективности инвестиций без учета дисконтирования.....	57
3.3 Метод оценки эффективности инвестиций по показателю прибыли	57
3.4 Метод оценки эффективности инвестиций по показателю рентабельности	59
3.5 Метод оценки эффективности инвестиций по сроку окупаемости	60
3.6 Расчет экономической эффективности инвестиций по сроку окупаемости	60
4. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ..	65
4.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	65
4.2 Техника безопасности.....	66
4.3 Расчет защитного заземления.....	70
4.4 Пожарная безопасность.....	73

4.5 Охрана окружающей среды.....	75
4.6 Чрезвычайные ситуации.....	76
4.7 Производственная санитария.....	78
5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	82
6. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	83
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	86

ВВЕДЕНИЕ

Основной задачей предприятия, эксплуатирующего электрические сети, является обеспечение бесперебойного и качественного электроснабжения потребителей при наименьших материальных трудовых затратах.

Характерной чертой является развитие частного сектора, что приводит к необходимости реконструкции и развития существующих электрических сетей для повышения их пропускной способности и соответствия более высоким требованиям к надёжности электроснабжения потребителей.

В существующей схеме электроснабжении участка сетей Томского района, в частности ДНТ «Алмаз», имеется ряд недостатков. Во многих случаях надёжность электроснабжения низкая, а качество отпускаемой электроэнергии, нередко не соответствует требованиям ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». Одной из причин некачественного электроснабжения является, недостаточное оснащение действующих электрических сетей современным оборудованием. Сети ДНТ «Алмаз», Томского района имеет недостаточную пропускную способность, поскольку расчётные нагрузки при их проектировании принимались на перспективу 5-10 лет, а срок эксплуатации сетей гораздо больше.

Целью дипломного проекта является разработка проекта реконструкции участка сетей 10/0.4кВ ПАО «ТРК», улучшение функционирования и повышение надёжности и качества электроснабжения.

					ФЮРА.140400.003 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>С.В. Кузнецов</i>			Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Ю.А.Краснятов</i>					8	
					6	<i>ТПУ ИнЭО Гр. 3-5А12</i>		

Используемые ранее в системе электроснабжения ступени напряжения распределительной сети меняться не будут.

Таким образом, связь поселка с энергосистемой будет осуществляться от фидера КФ-9 по воздушной линии 10 кВ. Распределительные сети низкого напряжения, внутри поселка, будут подключены к новой КТП-10/0.4 кВ КФ-9-3.

Комплектная трансформаторная подстанция с необходимым оборудованием будет смонтирована согласно проекта разработанного производственным отделом предприятия.

В качестве исходных материалов для проектирования использован акт обследования технического состояния электрических сетей 0.4 кВ от ТП 10/0,4 кВ КФ-9-3 и ТП 10/0,4 кВ КФ-9-5 ДНТ «Алмаз» Томского района.

После проведения реконструкции обеспечение более качественной электроэнергией и надежности электроснабжения будет гарантирована.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ И ОРГАНИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОМОНТАЖНЫХ РАБОТ

1.1 Основные сведения и обоснование реконструкции воздушной линии электроснабжения. Постановка задачи.

Электроснабжение ДНТ «Алмаз» осуществляется от воздушной линии 0.4кВ, которая проложена по болотистой местности, поэтому деревянные опоры, даже на железобетонных приставках, быстро выходят из строя, чем снижают надежность энергоснабжения потребителей. Согласно, типовой инструкции по техническому обслуживанию и ремонту воздушных линий электропередачи напряжением 0.4-20кВ с неизолированными проводами (РД 153-34.3-20.662-98), п.5.6. комплексный ремонт ВЛ производится в сроки устанавливаемые в зависимости от конструкции и технического состояния ВЛ. Ремонт ВЛ на железобетонных опорах- не реже одного раза в 6 лет.

Часть воздушных линий частного сектора находится в неудовлетворительном техническом состоянии, так как многие из непропитанной или плохо пропитанной древесины. Применение таких опор в прошлом позволило с одной стороны в относительно короткие сроки решить задачу по централизованному электроснабжению частного сектора. Однако, с другой стороны, строительство линий электропередач с пониженной долговечностью опор ухудшило эксплуатационные показатели части электрических сетей, это привело к необходимости строительства новых воздушных линий взамен выбывающих вследствие полного износа.

					ФЮРА.140400.003 ПЗ		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Общие сведения и организация электромонтажных работ		
<i>Разраб.</i>	<i>С.В. Кузнецов</i>	<i>Ю.А.Краснятов</i>					
<i>Руковод.</i>						10	
					ТПУ ИнЭО Гр. 3-5А12		

При обходе и осмотре ВЛ 0.4 кВ в ДНТ «Алмаз» установлено: 53% деревянных опор на железобетонных приставках подлежит замене, так как подвержены круговому загниванию древесины, 29% железобетонных приставок рассыпались из-за влажной почвы. Наклон опор на участке ВЛ по улицам Лесная и Таежная является критическим. Напряжения повысились, так как часть потребителей питается от ТП 10/0,4 кВ КФ-9-5, к которому так же подключено промышленное предприятие, которое увеличивает свою мощность.

Исходя из вышеизложенного и на основании «акта отключений», зафиксированных оперативно диспетчерской службой, принято решение произвести реконструкцию ВЛ 0.4 кВ от ТП 10/0,4 кВ КФ-9-3 и ТП 10/0,4 кВ КФ-9-5. Осуществить перераспределение: промышленность оставить на шинах ТП 10/0,4 кВ КФ-9-5, а население подключить на новую ТП увеличив мощность трансформатора, а именно на комплектную трансформаторную подстанцию.

Чтобы снизить процент отключения, в распределительных сетях 0.4 кВ, болотистой местности, использовать железобетонные опоры, обеспечивающие высокую надежность и безопасность указанных сетей.

1.2 Основные технические требования к ВЛ 0.4кВ

Воздушной линией напряжением 0.4кВ называется устройство для передачи и распределения электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изоляторов арматуры к опорам или кронштейнам, стойкам на зданиях и инженерных сооружениях.

Ответвлением от ВЛ 0.4кВ к вводу называется участок проводов от опоры ВЛ, на которой выполнено ответвление, до изоляторов закрепленных на стене здания (сооружения), в которое осуществляется ввод, или до крепления проводов к изоляторам трубостойки, через которую осуществляется ввод в здание или сооружение.

Воздушные линии электропередачи должны размещаться так, чтобы опоры не загромождали входы в здания и въезды во дворы и не затрудняли движения транспорта (у въездов во дворы, вблизи съездов с дорог, при пересечении дорог), опоры должны быть защищены от наезда (например, отбойными тумбами). [2]

На опорах ВЛ на высоте не менее 2 м от земли через 250 м магистрали должны быть установлены (нанесены) порядковые номера опор.

Металлические конструкции, бандажи и т.п. на опорах ВЛ должны быть защищены от коррозии. [2]

Расстояния по вертикали от проводов ВЛ при наибольшем их провисании до поверхности земли и сооружений, расстояния по горизонтали (проекция) от проводов ВЛ до различных объектов и сооружений, расстояния между проводами пересекающихся ВЛ, а так же при совместной подвеске проводов разных ВЛ должны соответствовать проектным значениям, но не менее приведенных в гл. 2.4 и 2.5 ПУЭ.

1.3 Требования предъявляемые к опорам ВЛ

Обозначения опор на трассе ВЛ должны соответствовать обозначениям опор в технической документации.

На опорах ВЛ на высоте 2,5-3 м должны быть нанесены (установлены) постоянные знаки:

- порядковый номер — на всех опорах;
- год установки — на всех опорах до 1 кВ;
- номер ВЛ или ее условное обозначение — на конечных опорах, первых опорах ответвления от ВЛ, на опорах в местах пересечения ВЛ одного напряжения, на опорах, ограничивающих пролет пересечения с железными и автомобильными дорогами, на всех опорах участков трассы с параллельно идущими ВЛ, если расстояние между их осями менее 200 м; на двухцепных и

многоцепных опорах ВЛ должна быть обозначена соответствующая цепь - на ВЛ выше 1 кВ;

- предупреждающие плакаты — в населенной местности на всех опорах ВЛ выше 1 кВ;

- плакаты, на которых указаны расстояния от опоры ВЛ до кабельной линии связи,— на опорах, установленных на расстоянии менее половины высоты опоры до кабелей связи.

Отклонение одностоечных опор ВЛ от вертикальной оси не должно превышать:

- 15 см — при приемке в эксплуатацию вновь построенной ВЛ, а также после ремонта или реконструкции;

- 30 см — в процессе эксплуатации.

Отклонение расстояния между осями котлованов стойки и подкоса (подкосов) — базы сложных опор (концевых, анкерных, угловых анкерных, специальных) — от проектного значения не должно быть более 15%.

Не допускаются к эксплуатации железобетонные одностоечные опоры со следующими дефектами, выявленными при приемке ВЛ:

- наличие в зоне воздействия максимального изгибающего момента стойки, установленной на трассе, но без смонтированных проводов, поперечных и (или) продольных трещин независимо от их количества и ширины раскрытия;

- наличие на стойке с подвешенными проводами поперечных и (или) продольных трещин шириной раскрытия не менее 0,10 мм независимо от их количества;

- наличие сколов бетона площадью более 15см²;

- наличие сколов бетона с оголением продольной (рабочей) арматуры;

- искривление стойки опоры более 1 см на 1 м длины.

Не допускаются к дальнейшей эксплуатации железобетонные опоры действующих ВЛ со следующими дефектами, которые должны быть устранены в кратчайшие сроки:

- отклонение вершины опоры от вертикальной оси превышает 50 см;
- заглубление промежуточной опоры меньше проектного;
- ширина поперечных трещин в зоне воздействия наибольшего изгибающего момента превышает 0,5 мм;
- площадь скола бетона превышает 25 см² с оголением продольной арматуры.

Не допускаются к дальнейшей эксплуатации и требуют замены деревянные элементы опор с диаметром здоровой части древесины менее браковочного значения.

Таблица 1 - Допускаемые отклонения положения опор и их элементов, значения прогибов и размеров дефектов железобетонных опор и приставок

№ п/п	Наименование (характер) дефекта	Наибол. Знач
1	Отклонение опоры от вертикальной оси вдоль и поперек линии (отношение отклонения верха к ее высоте)	
1.1	Металлические опоры	1:200
1.2	Железобетонные порталные опоры	1.100
1.3	Железобетонные одностоечные опоры	1:150
1.4	Железобетонные порталные опоры на оттяжках	100мм
1.5	Деревянные опоры	1.100
2	Смещение опоры перпендикулярно оси ВЛ (выход из створа)	
2.1	Одностоечные опоры при длине пролета: До 200м более 200 м более 300 м, металлические опоры	100мм 200мм 300 мм
2.2	Портальные металлические опоры на оттяжках при длине пролета: До 250м более 250 м	200мм 300мм

Продолжение таблицы 1		
2.3	Портальные железобетонные опоры	200мм
3	Отклонение оси траверсы от горизонтали (уклон траверсы) По отношению к ее длине	
3.1	Для порталных опор на оттяжках: Металлических при длине траверсы L до 15м Металлических при длине траверсы L более 15м Железобетонных	L:150 L:250 80 мм
3.2	Для опор: Металлических и железобетонных Одностоечных деревянных	L:100 L:50
4	Разворот траверсы относительно оси линии: Для деревянных опор для железобетонных одностоечных опор	5 100мм
5	Смещение конца траверсы от линии, перпендикулярной оси траверсы: Для металлических и одностоечных железобетонных опор для порталных железобетонных опор на оттяжках	100 мм 50мм

1.4 Преимущества ВЛ на железобетонных опорах

Железобетонные опоры обладают высокой механической прочностью. В зависимости от технологии изготовления они бывают вибрированными и центрифугированными. Железобетонные опоры имеют повышенную механическую прочность, при их сборке и монтаже снижаются трудовые и материальные затраты. Основные характеристики железобетонных опор приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные характеристики железобетонных опор

Напряжение кВ	Стойка		Изгибающ. момент, кН•м	Длина, м	Расход бетона, м ³	Масса, Кг
	Со стержневой арматурой	С проволочной арматурой				
0,4 кВ	СВс – 1,1	СВП – 1,1	11	9,5	0,290	825
6-10 кВ	СВс – 2,7	СВП – 2,7	27	11,0	0,388	1200

1.5 Существующее состояние элементов электрической сети

В настоящее время существующие сети 0,4 кВ выполнены на деревянных стойках с железобетонными приставками, проводом марки А- 25, А-16, А-35 и проходят по улицам Лесная, Таежная, Винтера, Алмазная, Музыкальная и Строителей.

Год постройки ВЛ-0,4 кВ - 1962 – 1978 гг.

Потребители электроэнергии ТП 10/0,4 кВ КФ-9-3 относятся к коммунально-бытовым.

Рост нагрузок коммунально-бытового района поселка незначителен. Все потребители коммунально-бытового района относятся к III категория надежности электроснабжения - согласно ПУЭ п.1.2.18. Электроснабжение потребителей коммунально-бытового сектора осуществляется по воздушным линиям (ВЛ) 0,4 кВ, которые присоединяются к трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ. К каждому потребителю с ВЛ 0,4 кВ выполнено ответвление проводом А-16.

Существующая комплектная трансформаторная подстанция (КТП) 10/0,4 кВ (КФ-9-3) расположена в ДНТ «Алмаз» по ул. Лесная. Мощность силового трансформатора - 50 кВА. Число отходящих линий 0,4 кВ - одна.

Угловая опора № 14 ВЛ-10 кВ, фидера КФ-9, выполнена на железобетонных стойках, расстояние от опоры до КТП $L = 12$ м.

Все электрохозяйство поселка физически и морально устарело (рис 1), поэтому требуется его реконструкция.

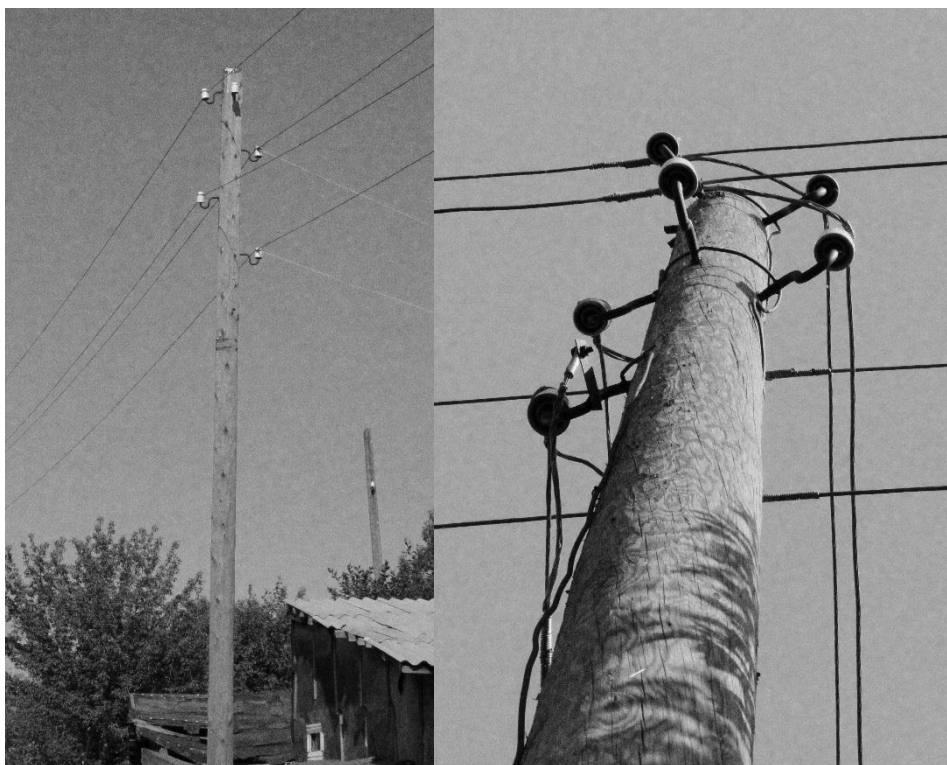


Рисунок 1

1.6 Перечень объектов подлежащих реконструкции

Район реконструкции электрических сетей отнесен к VI-му району по ветру и к V-му району по гололеду. Среднегодовая продолжительность гроз от 40 до 60 часов.

Транспортная сеть района строительства ВЛ-10/0,4 кВ развита. Подъезд к площадке работ осуществляется по сети существующих дорог. Снабжение объекта строительными материалами и изделиями предусматривается с полигона и склада предприятия автомобильным транспортом по трассе.

Проектируемая линия ВЛ- 0,4 кВ проходит по существующим трассам ВЛ-

0,4 кВ от ТП 10/0,4 кВ КФ-9-3 и ТП 10/0,4 кВ КФ-9-5 в ДНТ «Алмаз» .

Реконструкция сети электроснабжения 10/0,4 кВ ДНТ Алмаз» предусматривает перенос ТП КФ-9-3 ближе к центру нагрузки, место установки опор осуществляется с не большими отклонениями от трассы ВЛ-0,4 кВ, ВЛ 10 кВ остаётся без изменений.

Таблица 3 - Ведомость объемов строительных и электромонтажных работ

Поз	Наименование работ	Тип, обозначение	Кол-во	Ед.изм.
1	Монтаж ответвления ВЛ- 10 кВ к ТП 10/0,4 кВ КФ-9-3	АС – 70	1	шт.
2	Демонтаж ответвлений к вводам	А-25,А-16,А-35	126	шт.
3	Демонтаж проводов ВЛ-0,4 кВ	А-25,А-16,А-35	6,3	Км
4	Демонтаж деревянных опор ВЛ-0,4 кВ		98	Шт.
5	Монтаж ж/б опор ВЛ-0,4 кВ	СВ – 110	91	Шт.
6	Монтаж ж/б подкосов	СВ- 95	18	Шт.
7	Подвеска проводов ВЛ-0,4 кВ	АС-70	12,7	Км
8	Монтаж ответвлений к вводам	Замена проводом А-50	6,65	Км
9	Монтаж КТП 10/0,4 кВ Ближе к центру нагрузки	Трансформатор ТМ-250	1	шт.
10	Демонтаж КТП КФ-9-3	Трансформатор ТМ-50	1	шт.
11	Монтаж траверс	ТВ- 1	95	Шт.
12	Монтаж разъединителя	РЛНД-10	1	Шт.

1.7 Строительные решения

1.7.1 Монтажные работы по строительству линий электропередачи.

Перед монтажом ВЛ-0,4 кВ проект предусматривает демонтаж ВЛ-0,4 кВ по улицам Лесная, Таежная, Винтера, Алмазная, Музыкальная и Строителей.

Монтаж сборных бетонных конструкций производится в соответствии со СНиП 3-16-80 «Бетонные и железобетонные конструкции сборные».

Все виды работ произведены в соответствии с РД 153-34.3-03.285-2002 «Техника безопасности в строительстве»

При выполнении строительно-монтажных работ необходимо установить контроль над выполнением правил безопасности в строительстве.

1.7.1.1 Маркировка железобетонных опор ВЛ 0,4 кВ

При монтаже ВЛ 0,4 кВ используются опоры промежуточного и анкерно-углового типа для подвески от двух до девяти проводов ВЛ.

Промежуточные опоры нормального габарита выполнены на железобетонных стойках СВ 110, анкерно-угловые и двухцепные опоры — на стойках СВ 110 и подкос СВ 95.

Опоры имеют следующую маркировку: в первой части буквенное обозначение типа опоры, например: П — промежуточная, К — концевая, УА — угловая анкерная, ПП — переходная промежуточная, ПОА — переходная ответвительная анкерная и т.д.; во второй части — типоразмер опоры: Например: К1 — концевая опора для подвески 2-5 проводов. К основной марке опоры добавляется после дефиса количество проводов, например: П1-3 — промежуточная опора, первый типоразмер для подвески трех проводов.

1.7.1.2 Типы опор и их применение

Все типы опор представлены в таблице 4.

Таблица 4 - Типы железобетонных опор ВЛ 0,4 кВ

Назначение опоры	Опоры нормального габарита для количества проводов		Опоры повышенные для пересечений
	2, 3, 4, 5	8, 9	
Промежуточная	П 1	П 2	ПП 1, ПП 2
Угловая промежуточная	УП 1	УП 2	—
Концевая анкерная	К 1	К 2, КО 2	ПА 1, ПК 1, ПК 2
Угловая анкерная	УА 1	УА 2	ПУА 1, ПУА 2
Ответвительная анкерная	ОА 1, ОА 3	ОА 2	ПОА 1, ПОА 3
Перекрестная	Пк 1	—	—

В первую группу входят опоры нормального габарита для подвески двух-пяти проводов ВЛ, во вторую группу — опоры нормального габарита для подвески восьми и девяти проводов ВЛ и в третью группу — повышенные опоры для пересечений с инженерными сооружениями для двух- девяти проводов ВЛ.

На всех опорах предусмотрена подвеска двух или четырех проводов про-водного вещания.

Ответвительная анкерная опора ОА1 устанавливается в местах, где необходимо ответвление двух- пяти проводов от основной магистрали ВЛ без изменения количества проводов на магистрали ВЛ.

При больших углах поворота необходимо предусматривать схему К1—УА1—К1.

Пересечение ВЛ напряжением до 1кВ между собой рекомендуется вы-полнять на перекрестных опорах Пк1.

Все разработанные опоры допускают ответвления к вводам в здания в одну и две разные стороны четырех проводов ВЛ сечением А 16 — А 95 и четырех проводов ПВ.

Если фактическое расстояние между осью опоры и зданием превышает расчетный пролет ответвления, то используются дополнительные опоры в соответствии со схемами ответвлений.

В качестве дополнительной опоры следует принимать промежуточную опору П1.

На всех типах опор могут быть установлены светильники.

1.7.1.3 Закрепление опор в грунте

Опоры одностоечной конструкции должны устанавливаться в пробуренные котлованы диаметром 350-450 мм.

Обратная засыпка котлованов должна производиться вынутым при бурении грунтом, за исключением растительного слоя почвы, мерзлых грунтов, мягкопластичных глинистых и переувлажненных грунтов.

Для снижения прогибов стоек вдоль линии в указанных грунтах засыпку котлованов производить песчано-гравийной смесью.

Уплотнение грунта должно производиться слоями не более 0,2 м с помощью трамбовки.

1.7.1.4 Заземление опор

В начале, в конце линии и через каждые 200 м траверсы с целью заземления соединяются с помощью заземляющего проводника ЗП 2.

Соединение траверс с нулевым проводом выполняется с помощью проводника диаметром не менее 6 мм. Этот проводник присоединяется к нулевому проводу плашечным зажимом типа ПА.

При соединении к нулевому проводу марок А 70 и А 95 конец заземля-

ющего проводника складывается вдвое.

На всех опорах в качестве заземляющего спуска используется один из стержней рабочей арматуры стойки, к которому приварены верхний и нижний заземляющие выпуски.

Для создания надежного электрического контакта в цепи заземления перед монтажом стальных элементов места соединения необходимо зачистить до металлического блеска и смазать техническим вазелином.

Устройство заземления кабельных муфт, светильников и других электротехнических устройств показано на соответствующих рисунках.

1.7.1.5 Требования к установке и монтажу опор и проводов

При монтаже проводов и опор должны соблюдаться общие правила техники безопасности при строительстве согласно РД 153-34.3-03.285-2002 «Техника безопасности в строительстве».

Установка стоек СВ 110 производится с одновременным бурением котлованов бурильно-крановыми машинами БМ-205 Д и бурмашинами на тракторах с аналогичными характеристиками.

ВЛ в осенне-зимнее время в анкерованных участках, ограниченных опорами УА1 и ОА3, натяжку проводов ведут поэтапно. При установке в котлованы концевых, угловых и ответвительных опор одностоечной конструкции следует устанавливать стойку опоры с наклоном в противоположную сторону от результирующего тяжения с таким расчетом, чтобы вершина стойки отклонялась бы от вертикальной оси на 10 см.

При монтаже проводов пятипроводной

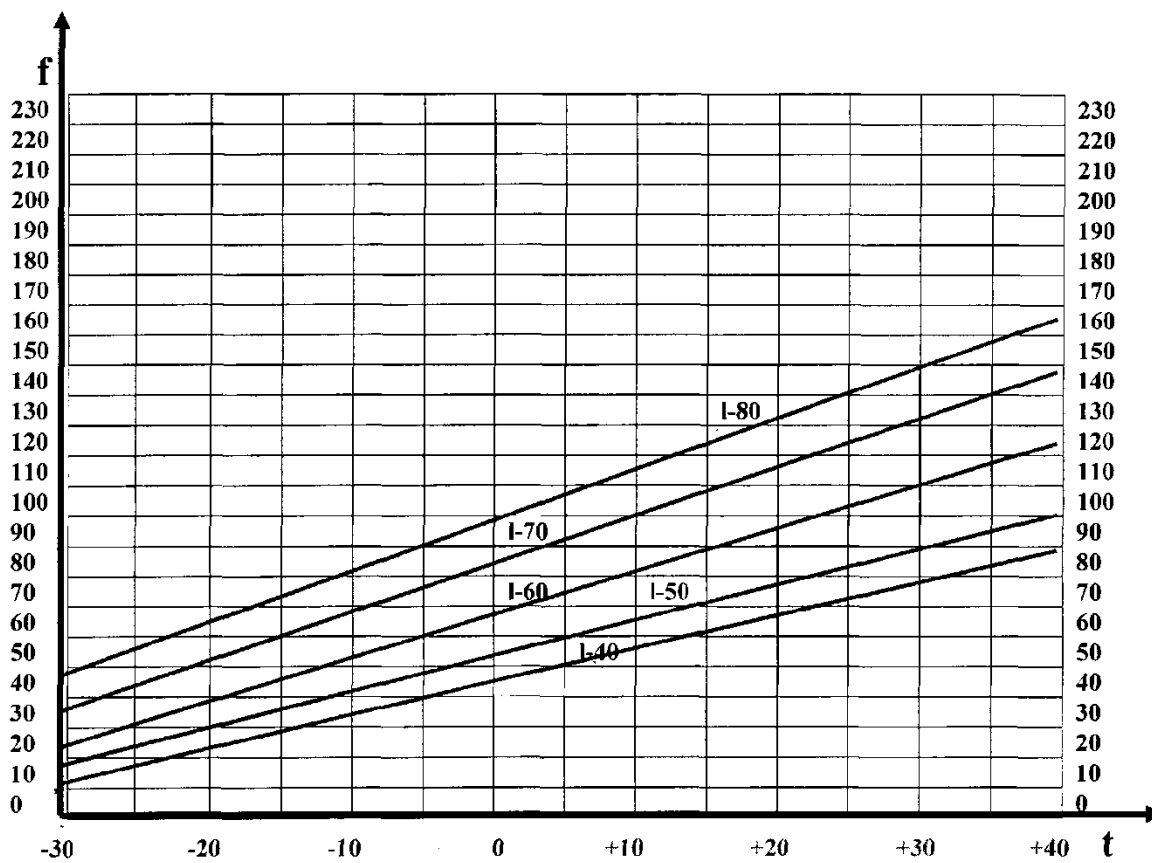
С одной стороны от опоры в анкерованном участке должно быть смонтировано и закреплено три провода, затем в смежном анкерованном участке натягивают и закрепляют требуемое количество проводов и только после этого натягивают оставшиеся два провода на первом анкерованном участке.

Во избежание перетяжки проводов при их монтаже необходимо произ-

водить измерения фактических стрел провеса, которые должны соответствовать расчетным значениям (рис. 2) для определенного района по гололеду, марки провода и температуре наружного воздуха.

Где t - температура воздуха в (град)

f -стрела провеса в (см)



l -длина пролёта в (м)

Рисунок 2 - Расчётные и монтажные кривые стрел провеса провода

На опорах одностоечной конструкции не допускается выполнять какие-либо работы «с когтей», если наклон ее вершины превышает 0,3 м или имеются трещины на стойке опоры более 0,2 мм.

Момент затяжки болтов при монтаже траверс должен быть не менее 100 Н•м.

Закрепление опор линий электропередачи осуществляется при помощи специальных подземных устройств- фундаментов. Конструкция фундаментов в отношении прочности должна удовлетворять требованиям строительных

норм и технических условий, при этом горизонтальные усилия, действующие на опору, принимаются распределенными равномерно между всеми фундаментами.

Разбивка контуров котлованов производится стальной мерной лентой. При этом должна быть учтена крутизна откоса, которую допускает грунт. Отметки подошвы фундамента отмеряются относительно отметки земли в центре опоры. Размеры подошвы котлованов превышают размеры опорной плиты фундамента на 100 мм в сторону. Котлованы под опоры разрабатываются бурильно-крановыми машинами.

Выкладка и сборка опор производится вдоль оси ВЛ. Все сборочные площадки должны быть обеспечены временными подъездами для транспорта и механизмов.

Установка опор производится в готовые котлованы. Разрыв во времени при этом между разработкой котлованов и установкой в них опор не должен превышать более одной смены.

1.7.1.6. Способы крепления проводов на шейке изоляторов

Штыревые изоляторы должны быть достаточно прочно накручены на крюки или штыри при помощи полиэтиленовых колпачков. Оси штыревых изоляторов следует располагать строго вертикально, чтобы полнее использовать их изолирующие свойства.

На анкерных, концевых, угловых и ответвительных опорах провода ВЛ напряжением выше 1000 В крепят петлей (рис. 3 а, б), а провода ВЛ напряжением ниже 1000 В — закручиванием проводов так зазываемой «заглушкой» (рис. 3 в).

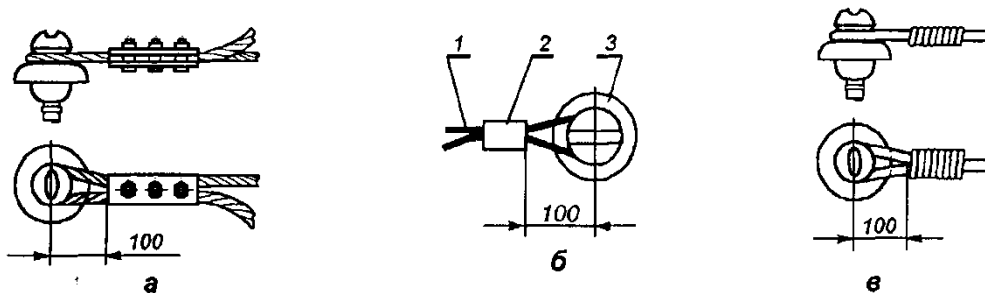
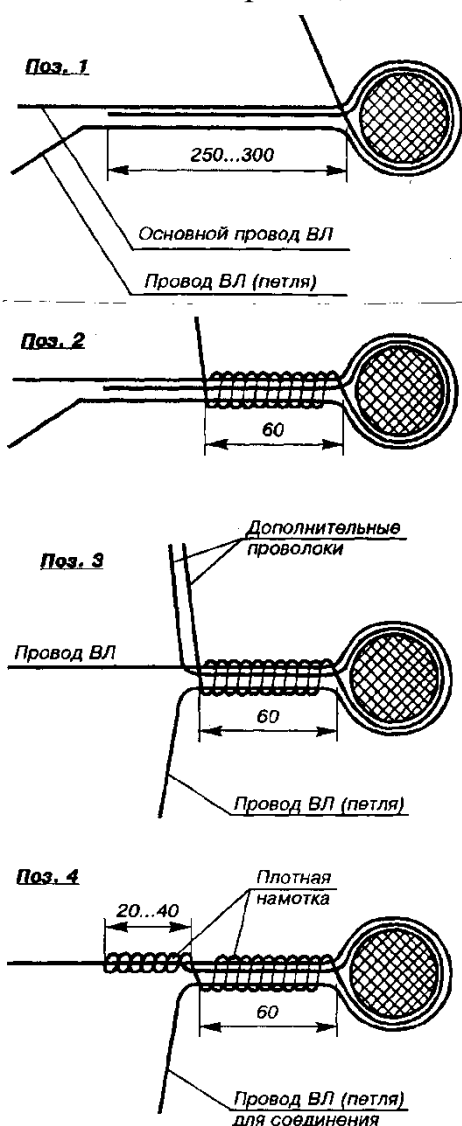


Рисунок 3 - Одинарное анкерное крепление провода с помощью зажима ПА или ПАБ (а), или обжимного овального соединителя (б), или «заглушкой» (в):

1 — провод; 2 — зажим или соединитель; 3 — изолятор



Последовательность выполнения
концевого крепления провода с помощью
вязки типа НБ-1 (рис. 3) Вязка провода к
изолятору — две алюминиевые проволоки
длиной 1 м и диаметром 2...3,5 мм.

Рисунок 4 - Одинарное концевое анкерное крепление провода с помощью проволочного бандажа типа НБ-1

Две дополнительные проволоки обернуть
вокруг шейки изолятора вместе с основным
проводом (поз. 1).

Выполнить плотную намотку (поз. 2).

Отвести в сторону от основного провода петлю и дополнительные проволоки (они были расположены в начале вдоль основного провода) —

(поз. 3). Дополнительными проволоками выполнить намотку вдоль основного

провода длиной 20...40 мм (поз. 4).

Закрепление проводов в петлевом зажиме болтового типа осуществляется путем стягивания болтами плашек, охватывающих соединяемые провода.

При правильном подборе зажимов после полного затягивания гаек между плашками и корпусом зажима должен оставаться зазор; сближение плашек вплотную указывает на неправильность подбора зажимов.

Если петлевые зажимы используются только для механического закрепления проводов, подготавливать провод и контактную поверхность зажимов нет необходимости, — достаточно протереть зажим и провод в месте закрепления его в зажиме тряпкой. Если петлевые зажимы используются для электрического соединения проводов, контактные поверхности зажимов и соответствующие участки проводов должны быть обработаны под контакт.

Если провод крепят на изоляторе овальным соединителем, то в этом случае предварительно соединитель надевают на провод, заводят провод на шейку изолятора, натягивают его и после этого вставляют свободный конец провода в соединитель, подвигают соединитель к изолятору на расстояние не ближе 100 мм и обжимают его клещами.

Поэтому крепление проводов на штыревых изоляторах с помощью овальных соединителей можно выполнить только на концевых, анкерных угловых и переходных опорах, на ответвительных опорах, т.к. только здесь можно предварительно надеть соединитель на укрепляемые провода.

1.7.1.7 Крепление проводов на штыревых изоляторах промежуточных опор

Крепление провода на шейке изолятора

На промежуточных одностоечных опорах способы крепления проводов

зависят от места их крепления на штыревом изоляторе: боковая вязка на шейке (рис. 5) или на головке (головная вязка — рис. 6).

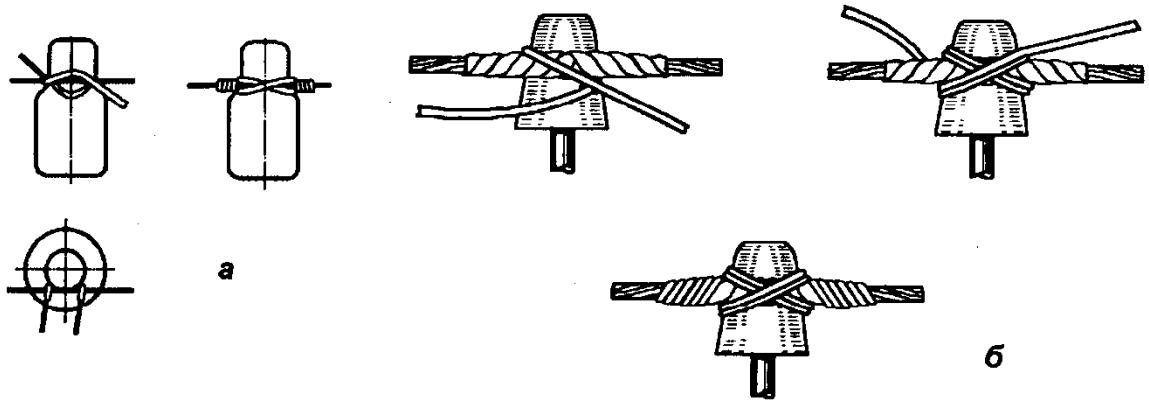


Рисунок 5 - Технология «простой» боковой вязки проводов:
 а — без подмотки на проводе; б — с подмоткой на проводе

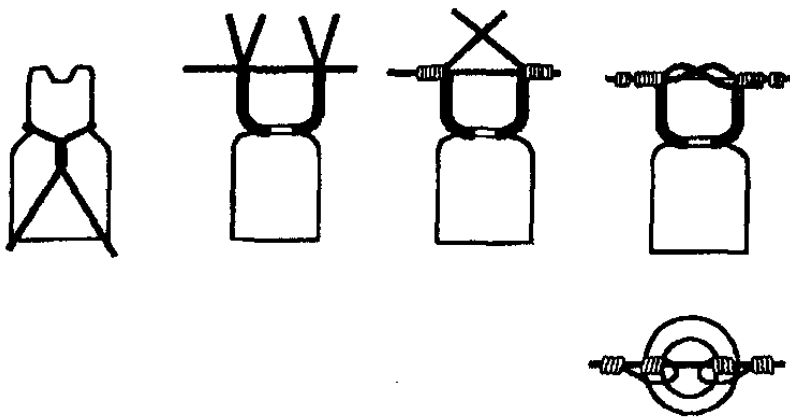


Рисунок 6 - Технология выполнения головной вязки провода на штыревом изоляторе

Головная вязка применяется для крепления проводов больших сечений, боковая — для небольших сечений.

Вопрос о месте крепления провода на шейке изолятора промежуточных опор нормами не предусмотрено; провод может крепиться как с внутренней так и с наружной стороны по отношению к телу опоры. Однако считают целесообразным крепить провод с наружной стороны изолятора по отноше-

нию к телу опоры; чтобы удалить провод от тела опоры на возможно большее расстояние, снижая вероятность перекрытия изолятора птицами, севшими на провод.

Но крепление провода с внутренней стороны штыревого изолятора, т.е. ближе к телу опоры, обеспечивает безопасность людей и животных, так как при обрыве проволочной вязки или неисправности зажима провод ложится на крюк или траверсу опоры.

На угловых промежуточных опорах, когда провод не разрывают на опоре, провод располагают с наружной стороны штыревого изолятора по отношению к углу поворота линии.

Материалом для вязки алюминиевых и сталеалюминиевых проводов и проводов из алюминиевых сплавов служат алюминиевые проволоки провода (лучше всего две проволоки от провода А 95), а для стальных проводов — мягкая стальная проволока диаметром не менее 2 мм. На одну вязку расходуется около 60 см проволоки. В ответственных случаях во избежание повреждения алюминиевых проводов место вязки следует обмотать алюминиевой лентой сечением 10x1 мм, как показано на рис.(6) перед вязкой заранее заготавливают концы проволок нужной длины в соответствии со способом вязки. При боковой вязке (рис.5) середину куска вязальной проволоки, кладут на шейку изолятора. Один конец проволоки обматывают вокруг провода снизу вверх, а другой — сверху вниз. Оба конца выводят вперед, снова закручивают на крест вокруг изолятора и провода, а затем наматывают с двух сторон вокруг провода не менее шести-восьми витков с каждой стороны изолятора.

При закреплении провода нельзя допускать прогибания его под влиянием натяжения вязки. Провод и вязку нельзя повреждать пассатижами. Вязку алюминиевых и сталеалюминиевых проводов следует выполнять руками без применения пассатижей или плоскогубцев.

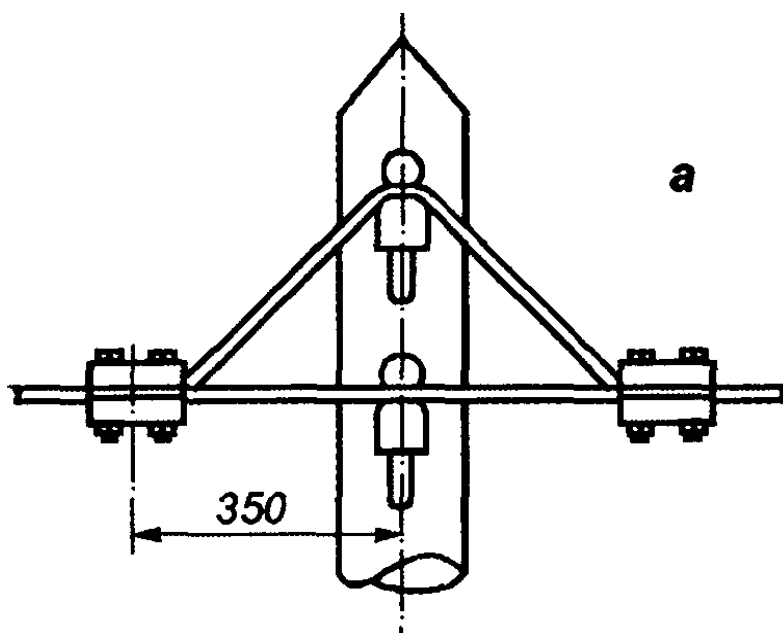


Рисунок 7 - Двойное крепление провода на штыревом изоляторе: а — на крюках; зажим ПА или ПАБ

Головная вязка проводов.

Головную вязку на штыревом изоляторе промежуточной опоры выполняют двумя концами вязальной проволоки (рис. 8). Оба конца закручивают вокруг головки так, чтобы концы вязки находились с обеих сторон желобка изолятора. Концы вязки делают разной длины. Два коротких конца обматывают 4...5 раз вокруг провода, а длинные концы перекладывают через головку изолятора и также наматывают вокруг провода в 4...5 витков.

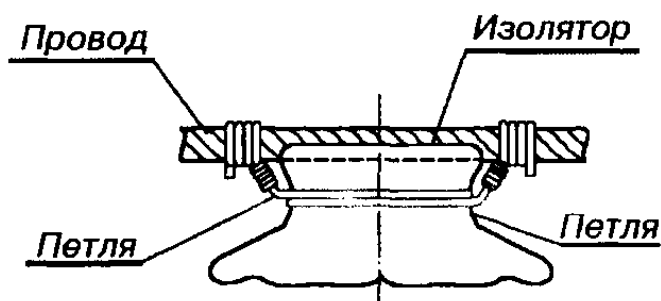


Рисунок 8 - Крепление провода на головке штыревого изолятора вязкой типа ВГ-1

Крепление провода на головке штыревого изолятора можно осуществлять

вязкой типа ВГ-1 (рис. 8). Последовательность операций при этом виде вязки: на шейку изолятора накладывается петля и закрепляется скручиванием так, чтобы один конец получился длиннее; длинный конец закрепляется на проводе, а провод крепится двумя петлями.

1.7.1.8 Соединение проводов в промежуточных пролетах и в шлейфах опор

Длина провода или троса, намотанного на барабан, называется строительной длиной. Строительная длина провода колеблется от нескольких километров для проводов мелких сечений, до 1 км для проводов крупных сечений.

Соединения проводов должны обеспечивать надежный, не меняющийся с течением времени (стабильный) электрический контакт, и высокую механическую прочность.

Элементарный электрический контакт представляет собой сумму точечных контактов между двумя проводниками. Попадание в пространство между контактами влаги и грязи способствует увеличению электрического сопротивления. Предохранение от загрязнения (герметизация) контакта обеспечивает значительное повышение надежности контактного соединения.

Особенно важна герметизация контакта при соединении многопроволочных проводов, где точечные контакты имеются не только между концами соединяемых проводов, но и между отдельными проволоками разных повивов провода.

Нарушение контактов между проволоками приводит к перегрузке отдельных проволок электрическим током, перегреву этих проволок и всего соединения. Это влечет за собой снижение механической прочности провода в месте соединения и может вызвать обрыв провода.

Соединение проводов в межопорном пролете выполняют обжимными овальными соединителями (для алюминиевого провода и проводов из алюминиевых сплавов), скручиваемыми овальными соединителями (для

сталеалюминиевых проводов), болтовыми зажимами марки ПА и ПАБ, а также сваркой (для стальных однопроволочных проводов). Провода больших сечений, а также в больших промежуточных пролетах, где возникают большие механические усилия на провода, соединяют в петлях.

С применением обжимных и скручиваемых овальных соединителей, прессуемых соединителей значительно повышается герметичность соединения проводов. При соблюдении всех требований к монтажу их можно эксплуатировать в течении десятков лет.

Обжимные, скручиваемые и прессуемые соединения являются неразборными и при появлении дефекта они подлежат вырезке и замене новыми.

В некоторых случаях возникает необходимость в соединении проводов, изготовленных из различных материалов: при сооружении переходов, когда алюминиевые или сталеалюминиевые провода соединяются со стальными проводами и в других аналогичных случаях. Соединение проводов из разных материалов требуют особой тщательности, так как при загрязнении такого контакта может возникнуть электролитическая пара и контакт быстро разрушится.

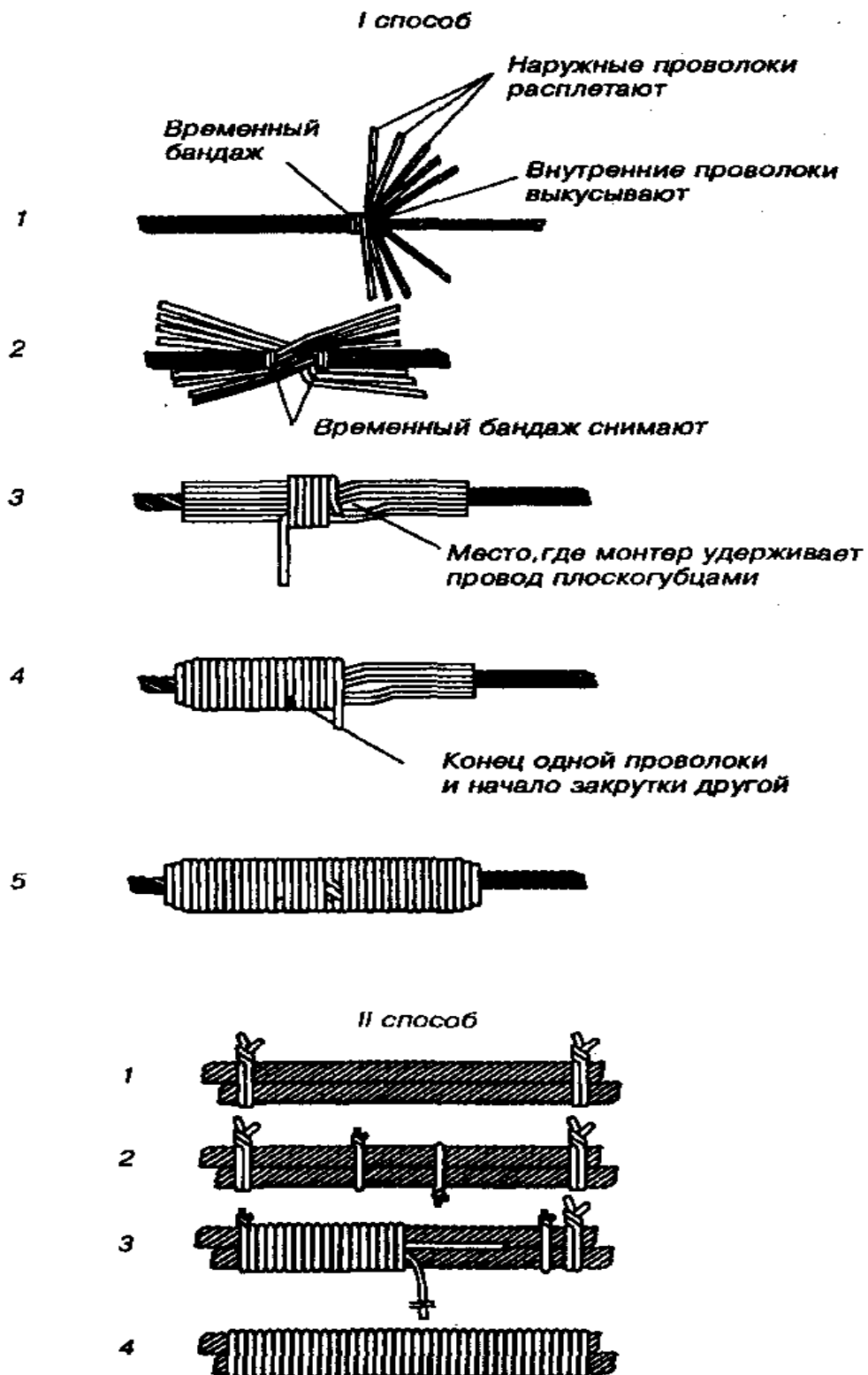


Рисунок 9 - Соединение проводов в межопорном пролете с помощью бандажной скрутки.

Коротко напомним о соединении проводов с помощью бандажной скрутки (рис.9). Правда, в последние годы об этом методе в литературе не пишут, но

эти способы соединения проводов можно уверенно применять на ВЛ 0,4 кВ и при ликвидации аварий на ВЛ 10 кВ.

В шлейфах опор провода соединяют между собой с помощью болтовых зажимов (при небольших токах нагрузки) и с помощью обжимных овальных соединителей.

1.7.2 Комплектная трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ

Комплектная трансформаторная подстанция (КТП) предназначена для преобразования и перераспределения принятой электрической энергии и могут использоваться для электроснабжения промышленных объектов, объектов нефтяной промышленности, объектов народного хозяйства и бытового сектора.

КТП представляют собой одно- или двухтрансформаторные подстанции наружной установки и служит для приема электрической энергии трехфазного переменного тока частоты 50 Гц напряжением 10 кВ.

Различные конструкции трансформаторных подстанций учитывают разнообразные климатические условия нашей страны и могут использоваться в широком диапазоне температур. Конструктивно комплектные трансформаторные подстанции состоят из устройств на сторонах низшего напряжения и высшего напряжения и расположенных между ними трансформаторов.

К основным достоинствам комплектных трансформаторных подстанций относится простота монтажа, возможность работы практически при любых погодных условиях и способность к перемещению без нарушения целостности и работоспособности устройств.

1.7.2.1 Комплектная трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ мощностью 250 кВА.

Для электроснабжения потребителей принята комплектная трансформаторная подстанция киоскового типа. (рис.10) На стороне 10 кВ силовой трансформатор ТМГ-10/0,4 кВ, 250 кВА присоединяется к линии 10 кВ через выключатель нагрузки ВНА-10/630-20 У3 и предохранители 3*ПКТ 101-10-31,5-12,5 У3, устанавливаемые в высоковольтном отсеке.

КТП представляет собой сборно-сварную конструкцию, составные части которой соединены болтовыми соединениями и состоит из корпуса КТП, вводного короба 10 кВ и низковольтной траверсы. Конструкция КТП позволяет транспортировать ее вместе с трансформатором и предусматривает свободную замену одного трансформатора на другой (несущие швеллеры выполнены на уровне порога двери, предусмотрена возможность выкатить трансформатор на колесах).

Корпус КТП состоит из крыши, обшивки, основания и разделен на отсеки устройства низшего напряжения (РУ-0,4 кВ), высшего напряжения (РУ-10 кВ) и отсек трансформатора.

Отсеки РУ-0,4 кВ, РУ-10 кВ и силового трансформатора отделены между собой стальными листами. В отсеке РУ-0,4 кВ смонтировано оборудование низкого напряжения. Двери отсеков трансформатора и РУ-0,4 кВ снабжены отверстиями для вентиляции в верхней зоне.

На крышке выдвижного высоковольтного блока установлены проходные изоляторы, траверса со штыревыми изоляторами и ограничителями напряжения ОПН-10 У1. Через высоковольтный блок проходят шины ВН, закрепленные на опорных изоляторах.

В отсеке РУ-0,4 кВ расположены низковольтные коммутационные аппараты вспомогательных цепей, аппаратура защиты, управления, автоматики и учета, сборные шины.

Коммерческий учет электроэнергии осуществляется на вводе 0,4 кВ с

помощью трехфазного счетчик электрической энергии .

Для эксплуатации счетчиков в зимнее время предусмотрено устройство обогрева с помощью резисторов, обеспечивающих нормальную работу счетчика при температуре наружного воздуха до -45 градусов по Цельсию.

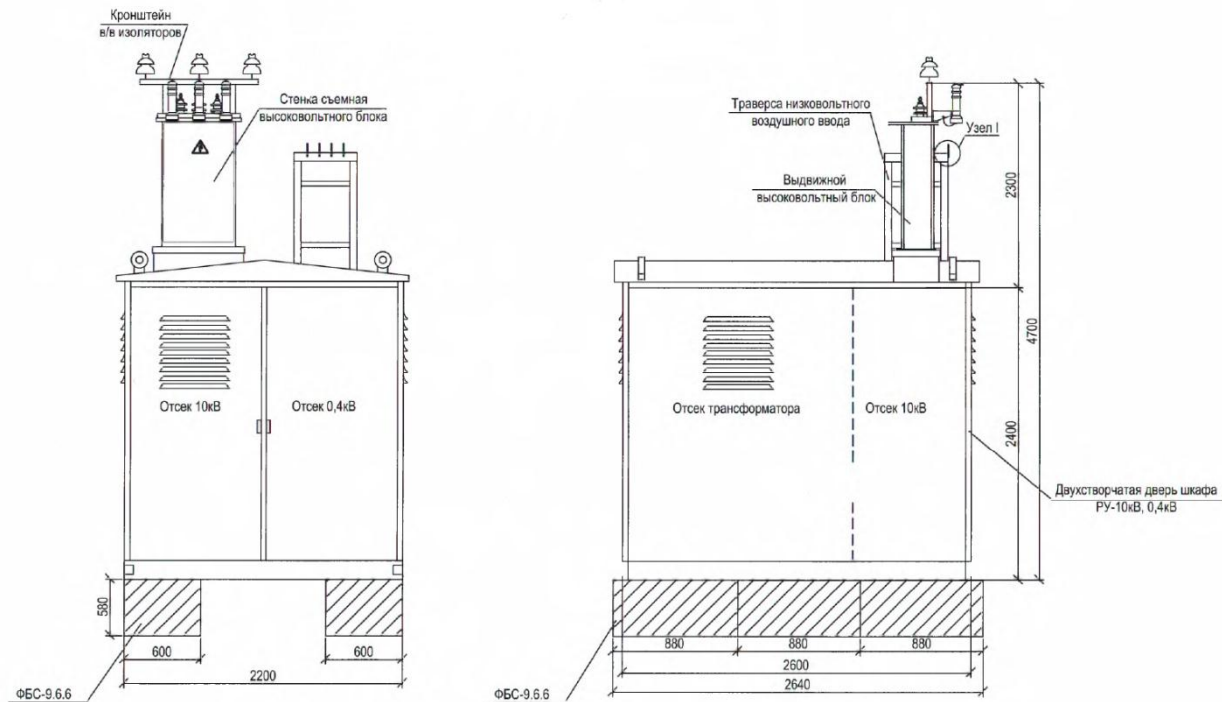


Рисунок 10 – КТП-250 10/0,4 кВ

1.7.2.2 Технические показатели

1. Вид ТП - комплектная трансформаторная подстанция;
2. Род тока - переменный, трехфазный, промышленной частоты;
3. Напряжение высшее - 10 кВ, низшее - 0,4 кВ;
4. Мощность силовых трансформаторов - 250 кВА;
- 5 . Номинальный ток плавкой вставки предохранителя - 40 А;
7. Номинальный ток трансформатора на стороне НН – 361 А;
8. Число отходящих линий 0,4 кВ - до четырех;

9. Ввод 10 кВ - воздушный, вывод 0,4 кВ - воздушный;

1.7.2.3 Заземление и грозозащита

Заземляющее устройство выполняется с помощью заземлителей из круглой стали диаметром 12 мм, длиной 5 м, ввинчиваемых в грунт при помощи спецприспособлений. В качестве горизонтальных заземлителей принята круглая сталь диаметром 12 мм.

При отсутствии спецприспособлений взамен круглой стали рекомендуется применение заземлителей из угловой стали длиной 2,5 м, размером 40х40х4 мм.

Все металлические части конструкций, аппаратов и оборудования, которые могут оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции - заземляются.

Защита от перенапряжений осуществляется ограничителями перенапряжения ОПН-10, установленными соответственно на шинах 10 кВ.

1.7.2.4 Указания к производству работ по монтажу КТП 10/0,4 кВ

Проектом предусмотрено производство строительно-монтажных работ в летних условиях в соответствии с действующими нормативными документами по производству работ. КТП должна устанавливаться на железобетонных блоках типа ФБС-9.6.6. Монтаж осуществляется при помощи автокрана.

функционирования, повышение надежности и электроснабжения.

Часть распределительной сети низкого напряжения, внутри поселка, будет подключена к новой КТП 10/0,4 кВ КФ-9-3

В настоящее время увеличились жалобы населения на низкое напряжение в сети.

Исходя из вышеизложенного, принято решение произвести реконструкцию ВЛ 0.4 кВ от ТП 10/0,4 кВ КФ-9-3 и ТП 10/0,4 кВ КФ-9-5. Осуществить перераспределение: промышленность оставить на шинах ТП 10/0,4 кВ КФ-9-5, а население подключить на новую ТП увеличив мощность трансформатора, а именно на комплектную трансформаторную подстанцию.

3.2 Состав и структура основных этапов реконструкции ВЛ 0,4 кВ

Таблица 1 Этапы выполнения работ

Код работы	Наименование работы	Потребная численность, чел.	Продолжительность работы			
			t_{min}	$t_{н.в.}$	t_{max}	$t_{ож}$
А	Подбор кадров	Руководитель	3	4	5	4
Б	Разработка задания	Руководитель Инженер	1	2	3	2
В	Сбор и изучение литературы	Руководитель Инженер	5	6	7	6
Г	Анализ полученной информации	Инженер Инженер-конструктор	2	3	4	3
Д	Проектирование ВЛ	Инженер Инженер-конструктор	7	10	12	10
Е	Расчет токов КЗ, расчет уставок устанавливаемых защит	Инженер	7	8	10	8
Ж	Выбор оборудования - выключателей	Руководитель Инженер	2	2	3	2
З	Анализ и проверка выбранного оборудования	Инженер	6	7	8	7

И	Доработка схем	Руководитель Инженер-конструктор Инженер	1	2	3	2
К	Выводы и предложения по проделанной работе	Руководитель Инженер	2	2	3	2
Л	Оформление отчета по проделанной работе	Руководитель Инженер	10	11	12	11
М	Выполнение графической части	Инженер Инженер-конструктор	15	16	17	16
Н	Согласование проекта с заказчиком	Руководитель	2	3	4	3
Итого	56	65	63	76	91	76

Далее производим построение графика Ганта рисунок 3.1.

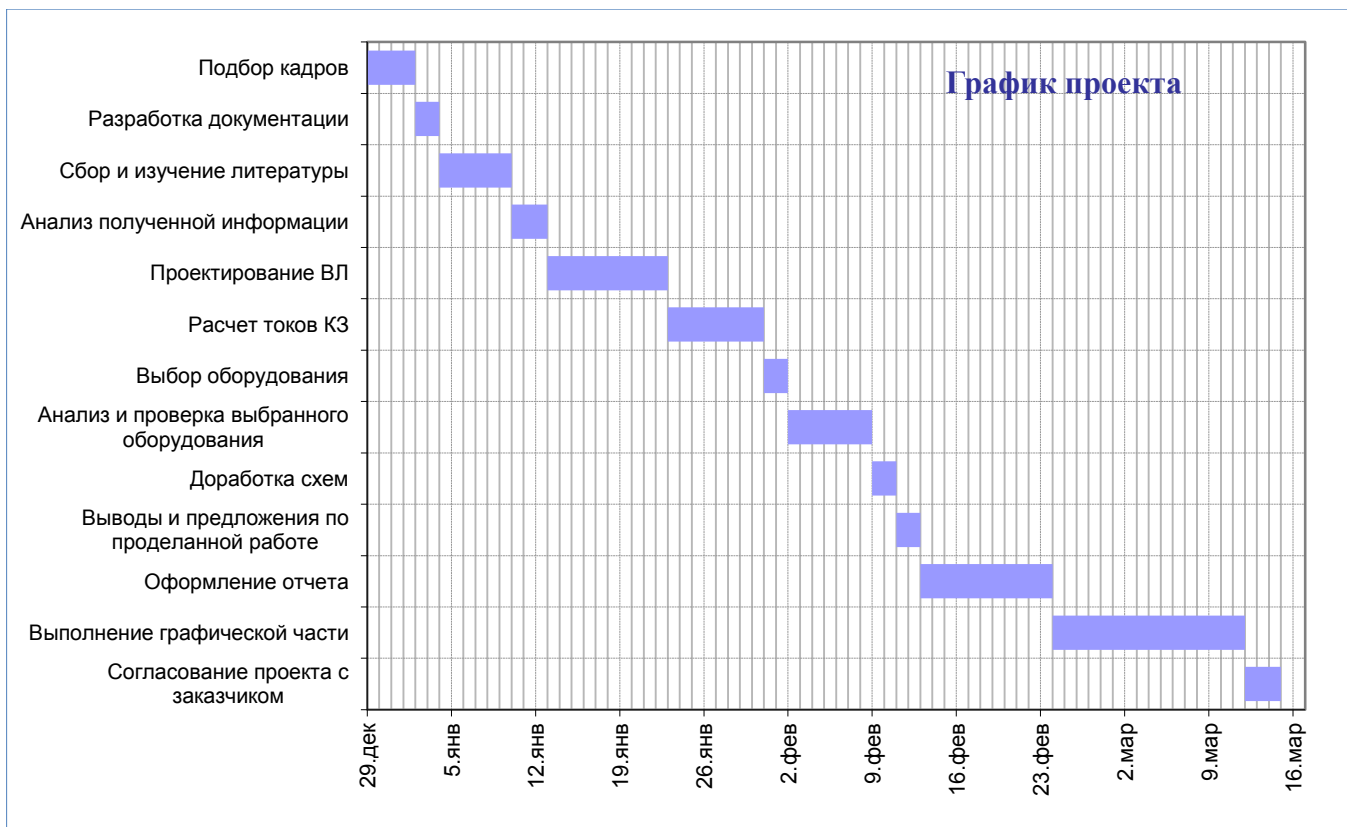


Рис.3.1 Диаграмма Ганта

3.3. Расчет затрат на проектирование

Рассчитаем себестоимость проделанной работы. Необходимые статьи затрат:

1. Материальные затраты.
2. Затраты на оплату труда.
3. Отчисления в социальные фонды.
4. Амортизационные отчисления.
5. Прочие затраты.
6. Накладные расходы.

3.3.1. Материальные затраты

В элементе «материальные затраты» отражается стоимость приобретенных со стороны сырья и материалов, которые входят в состав вырабатываемой продукции, образуя ее основу.

Комплектующие:

- карты памяти – 300 руб. (1 шт.)
- бумага – 120 руб. (500 листов)
- канцтовары – 1000 руб.

$$I_M = 300 + 120 + 1000 = 1420 \text{руб.}$$

3.3.2. Затраты на оплату труда

В состав затрат на оплату труда включаются:

1. Выплаты заработной платы за фактически выполненную работу, исходя из установленных расценок, тарифных ставок и должностных окладов в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда.

2. Выплаты стимулирующего характера по системам положения.

3. Выплаты с учетом районного коэффициента.

4. Оплата в соответствии с действующим законодательством очередных ежегодных и дополнительных отпусков.

5. Другие виды выплат за исключением расходов по оплате труда, финансируемых за счет прибыли предприятия. Организация заработной платы основана на тарифной системе.

Тарифный фонд для бюджетных работ рассчитывается по единой тарифной сетке. Она предусматривает 18 разрядов. Тарифная сетка применяется для установления соотношений в оплате труда в зависимости от квалификации рабочего определяемой присвоенным разрядом. Каждому разряду соответствует определенный тарифный коэффициент.

Таблица 2 Расчет заработной платы исполнителей

Исполнитель	Оклад, руб. (ЗП _т)	Коэффициент доплат за неотработанное время	Районный коэффициент	Месячная зарплата
1	2	3	4	5
Руководитель (снс)	25000	1,16	1,3	37 700
Инженер-конструктор	16000	1,08	1,3	22 464
Инженер	16000	1,08	1,3	22 464

Районный коэффициент Томской области – 1,3.

Время работы исполнителей 76 дней (3,5 мес).

T – количество трудодней – 76 – 3,5 мес. (в 1 мес. 22 рабочих дня);

$T_{рук} = 31 \text{ день} = 1,41 \text{ мес.}$

$T_{инж.кон} = 46 \text{ день} = 1,53 \text{ мес.}$

$T_{инж} = 62 \text{ день} = 3 \text{ мес.}$

$$ЗП_{рук} = 37\,700 * 1,41 = 53\,157 \text{ руб.}$$

$$ЗП_{инж.кон} = 22\,464 * 1,53 = 34\,370 \text{ руб.}$$

$$ЗП_{инж} = 22\,464 * 3 = 67\,392 \text{ руб.}$$

$$ЗП_{фонд} = ЗП_{рук} + ЗП_{инж.кон.} + ЗП_{инж} = 154\,919 \text{ руб.}$$

3.4 Отчисления в социальные фонды

Социальный налог включает в себя: обязательные отчисления по установленным законодательством нормам органам государственного социального страхования, пенсионного фонда, государственного фонда занятости и медицинского страхования от элемента «Затрат на оплату труда».

Социальные отчисления (I_{CO}) составляют 30% от фонда заработной платы (ФПЗ).

$$I_{CO} = ЗП_{фонд} * 0,3 = 154\,919 * 0,3 = 46\,476 \text{ руб.}$$

3.5 Амортизационные отчисления

Находим амортизационные отчисления по формуле:

$$I_{AM} = \frac{\Phi_{осн}}{(n)} \cdot \frac{76}{365}$$

где $n = 10$ – срок службы в годах.

Таблица 3 Затраты на оборудование

Наименование	Цена, т.р.	$I_{ам}$, т.р.
Принтер	4,5	0,093
Ноутбук (3шт)	60	1,249
Мебель (3к-та)	15	0,312
Итого	79,5	1,654

3.6 Прочие затраты

К ним относятся налоги, сборы, отчисления в специальные внебюджетные платежи по обязательному страхованию имущества, вознаграждения за изобретения и рационализаторские предложения, за подготовку кадров, оплата услуг связи и т.п.

Прочие расходы составляют 10% от всех издержек.

$$Pr = 0,1 * (Им + Изп + И_{CO} + И_{ам}),$$

$$Pr = 0,1 * (1420 + 154919 + 46479 + 1654) = 20447,2 \text{ руб.}$$

3.7 Накладные расходы

Накладные расходы – это расходы, связанные с производством, управлением и хозяйственным обслуживанием организации, которые в равной степени относятся ко всем разрабатываемым темам (оплата административных расходов, расходов на содержание зданий и помещений, оплата труда административно-управленческого персонала). Величина накладных расходов определяется как 200% от фонда заработной платы. Данные для расчета получены из проектного бюро.

$$Нр = 2 * Изп = 2 * 154\,919 = 309838 \text{ руб.}$$

3.8 Определение прибыли и договорной цены разработки

Таблица 4 Смета затрат

Виды затрат	Затраты, руб.
Материальные затраты	1420
Затраты на оплату труда	154 919
Отчисления на социальные фонды	46 479
Амортизационные отчисления	1 654
Прочие расходы	20 447,2
Накладные расходы	309 838
Договорная цена	686 628,2

Договорная цена должна обеспечить получение прибыли, достаточной для отчисления налоговых средств и фиксированных платежей в специальные фонды и бюджеты разного уровня в соответствии с утверждёнными

экономическими нормативами, а также для развития предприятия-разработчика (или кафедры и т.д.) и поощрения исполнителей.

Величина договорной цены должна устанавливаться с учетом эффективности, качества и сроков исполнения разработки на уровне, отвечающем экономическим интересам заказчика (потребителя) и исполнителя [1].

Договорная цена C_d может быть рассчитана по следующей формуле:

$$C_d = C_{пл} \cdot K_{пр}^H \cdot K_{рын}$$

где $C_{пл}$ – плановая себестоимость разработки;

$K_{пр}^H$ – коэффициент, учитывающий нормативную рентабельность предприятия-разработчика (по данным предприятия);

$K_{рын}$ – коэффициент, учитывающий научно-технический уровень разработки и рыночные условия ее реализации.

Величина $K_{рын}$ устанавливается по согласованию сторон в зависимости от научной и практической значимости разработки, сроков ее исполнения конкурентоспособности организации, спроса на разработку, экономического эффекта от ее использования и т.п.

Если разработка носит фундаментальный или поисковый характер и требует бюджетного финансирования, т.к. в ближайшей перспективе экономические последствия от ее использования оценить не представляется возможным, договорная цена определяется с учетом коэффициента научного или научно-технического уровня и плановой величины накоплений:

$$C_d = C_{пл} \cdot (1 + K_{пр}^H) \cdot (1 + K_{ну})$$

$$C_d = C_{пл} \cdot (1 + K_{пр}^H) \cdot (1 + K_{ну}) = 534757,2 \cdot (1 + 0,07) \cdot (1 + 0,2) = 686628 \text{ руб.}$$

3.9 Составление сметы для расчета капиталовложений в реконструкцию ВЛ 0,4 кВ от ТП 10/0,4 кВ КФ-9-3 и КФ-9-5

В расчетной части данного дипломного проекта был проведен расчет сечений проводников по допустимым потерям напряжения голого провода.

Таблица 5 – Расчетные данные потерь напряжения и сечения проводов

Расчеты	Марка провода	
	АС-70	АС-50
Реактивная составляющая потерь напряжения, В	5,8	5,8
Активная составляющая потерь напряжения, В	13,2	12,7
Расчетное сечение провода, мм ²	77,7	60,85

Таблица 6 - Ведомость объемов строительных и электромонтажных работ. [16]

Поз	Наименование работ	Тип, обозначение	Кол -во	Ед. изм .	Ст-ть работ руб.	Общая Ст-ть Руб
1	Монтаж ответвления ВЛ-10 кВ к ТП 10/0,4 кВ КФ-9-3	АС – 70	1	шт.	5905	5905
2	Демонтаж ответвлений к вводам	А-25,А-16,А-35	1	км.	704	704
3	Демонтаж проводов ВЛ-0,4 кВ	А-25,А-16,А-35	2,3	км	19785	45505
4	Демонтаж деревянных		93	шт.	1951	181443

	опор ВЛ-0,4 кВ					
5	Установка ж\б опор ВЛ 0,4 кВ	СВ-110	93	шт.	2565	238545
6	Установка ж\б подкосов	СВ-95	20	шт.	3466	69320
7	Монтаж ответвлений к вводам	А-25, А-16	1	км.	1105	1105
8	Монтаж проводов ВЛ-0,4 кВ	АС-50	2,3	км	22890	52647
9	Монтаж КТП 10/0,4 кВ	Трансформа тор ТМГ 250 кВА	1	шт.	13750 0	137500
10	Демонтаж КТП 10/0,4 кВ	Трансформа тор ТМ 50 кВА	1	шт.	96320	96320
Итого		829000				

Капиталовложения в реконструкцию ВЛ-0,4кВ составляют – $K_{ВЛ}=589,3$ тыс. руб.

Капиталовложения в реконструкцию КТП 10/0,4 кВ
 $K_{КТП}=239,7$ тыс.руб.

Суммарное значение капиталовложений на реконструкцию линии и ТП
 $\sum K=1515,6$ тыс.руб

3.6 Расчет экономической эффективности инвестиций по сроку окупаемости проекта

Основной целью расчетов эффективности развития электрических сетей является выбор оптимальной схемы сети при заданных нагрузках, электропотреблении, размещении источников и потребителей.

Целью инвестора в условиях рыночной экономики является выбор объекта для наиболее эффективного вложения капитала. Эффективность капитальных вложений (инвестиций) определяется сопоставлением затрат и полученного эффекта.

Электрические сети сами не производят продукцию, которая могла приносить прибыль, а осуществляют только передачу электрической энергии. Поэтому эффективность объектов электрической сети должна оцениваться по влиянию на стоимости поставляемой потребителю электроэнергии. Инвестиции необходимые для строительства электросетей обеспечиваются за счёт всех потребителей оплачивающих их по тарифу на электроэнергию.

Срок окупаемости инвестиций - это период времени, за который доходы покрывают единовременные затраты на реализацию инвестиционных проектов. [17]

К достоинствам метода оценки эффективности инвестиций по сроку окупаемости можно отнести:

1. Простота использования.
2. Проведение расчётов без использования метода дисконтирования денежных средств позволяет увязать их с данными бухгалтерского учёта.
3. Полученные результаты в определённой мере можно интерпретировать как некую степень риска. Чем меньше срок окупаемости, тем больше вероятность того, что планируемые инвестиции принесут прибыль.

Годовое потребление электроэнергии по ТП 10/0,4 кВ КФ-9-3 в год:

$$W_{\text{год}} = \Delta \Sigma P * T_{\text{max}} = 139,2 * 5400 = 751680 \text{ кВт ч / год} \quad (23)$$

где $T_{\text{max}} = 5400$ час;

Годовые потери электроэнергии состоят из потерь в воздушной линии и потерь в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{пот}} = \Delta W_{\text{л}} + \Delta W_{\text{тр}}' + \Delta W_{\text{тр}}'' = \Delta \Sigma P_{\text{ВЛ}} * \tau_{\text{пот}} + \Delta P_{\text{тр}} * \tau_{\text{пот}} + \Delta P_{\text{хх}} * t; (24)$$

$$\Delta W_{\text{пот}} = 1,7 * 3862 + 0,4 * 3862 + 1,63 * 8760 = 22389 \text{ кВт ч /год}$$

где

$$\tau_{\text{пот}} = (0,124 + T_{\text{max}} * 10^{-4})^2 * t = (0,124 + 5400 * 10^{-4})^2 * 8760 = 3862 \text{ час} \quad (25)$$

$t = 8760$ час.

Тариф на электроэнергию на 2016 год:

- тариф на электроэнергию 2,32 руб.

Чистая прибыль:

$$P_{\text{чист}} = \text{налоги} (\text{тариф} * W_{\text{год}} - I_{\Sigma}); \quad (26)$$

Суммарные издержки:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{ам}} + I_{\text{рем}} + I_{\text{обс}} + C_{\text{пот}} \quad (27)$$

Издержки на амортизацию:

$$I_{\text{ам}} = 0,035 * K = 0,035 * 1457,3 = 51 \text{ тыс.руб.} \quad (28)$$

Издержки на ремонт:

$$I_{\text{рем}} = 0,029 * K = 0,029 * 1457,3 = 42,262 \text{ тыс.руб.} \quad (29)$$

Издержки на обслуживание:

$$I_{\text{обс}} = 0,02 * K = 0,02 * 1457,3 = 29,146 \text{ тыс.руб.} \quad (30)$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_{\text{пот}} = \Delta W_{\text{пот}} * \tau = 22389 * 1,12 * 10^{-3} = 36,5 \text{ тыс.руб.} \quad (31)$$

$$I_{\Sigma} = 51 + 42,262 + 29,146 + 36,5 = 158,9 \text{ тыс.руб.}$$

$$P_{\text{чист}} = 0,7 (2,32 * 10^{-3} * 751680 - 158,9) = 1109,5 \text{ тыс. руб.}$$

Срок окупаемости:

$$T_{\text{ок}} = 1515,6 / 1109,5 = 1,4; \text{ то есть } (1,4 * 12 \text{ мес} = 1 \text{ год } 5 \text{ месяца})$$

$$T_{\text{ок}} \approx 1 \text{ год } 5 \text{ месяцев}$$

Метод оценки инвестиций по сроку окупаемости не включающий дисконтирования, можно использовать только для краткосрочных инвестиционных проектов, когда влияние фактора времени незначительно.

Таблица 7 – Данные экономического расчета

1 Годовое потребление электроэнергии	$W_{\text{год}}$	751680 кВт ч/год
2 Суммарные издержки	I_{Σ}	158,9 тыс. руб.
2.1 Сумма потерь в воздушной линии и потерь в трансформаторе	$\Delta W_{\text{пот}}$	22389кВт ч/год
2.2 Издержки на амортизацию	$I_{\text{ам}}$	51 тыс.руб.
2.3 Издержки на ремонт	$I_{\text{рем}}$	42,262тыс. руб.
2.4 Издержки на обслуживание	$I_{\text{обс}}$	29,146 тыс. руб.
2.5Стоимость потерь электроэнергии	$C_{\text{пот}}$	36,5 тыс. руб.
3 Чистый доход	$P_{\text{чист}}$	1109,5 тыс.руб.
4 Срок окупаемости	$T_{\text{ок}}$	1 год 5 мес.

Вывод:

Электрические сети сами не производят продукцию, которая могла быть продана с целью получения прибыли, а осуществляют услуги по передаче электрической энергии. Поэтому эффективность объектов электрической сети должна оцениваться по их влиянию на стоимость поставляемой потребителю электроэнергии. То есть рано или поздно прибыль окупит инвестиции.

В данной работе был сделан расчет эффективности капиталовложений по сроку окупаемости данной реконструкции, проект имеет короткий жизненный цикл (1год 5 месяцев). То есть вероятность больших изменений на рынке

электроэнергии небольшая. Из чего следует, что большого риска для инвестирования данного проекта нет.

Следовательно, когда инвестиции вернутся инвестору, доход от продажи электроэнергии возрастет за счет уменьшения потерь в линии и увеличения передаваемой электроэнергии потребителю.

6. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. - 4-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 2003. - 776 с.: ил.
2. Правила устройства электроустановок: 7-е изд., перераб. и дополн. - М.: Энергоатомиздат, 2003. - 776 с.: ил.
3. Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях: Учеб. Пособие для электроэнергетических спец./ В.В. Ежков, Г.К. Заруцкий, Е.Н. Зуев и др.; Под ред. В.А. Строева.-М.:Высш. Шк., 1999-352 с.
4. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ, Том 1/Под И.Т. Горюнова и др. - М.: Папирус ПРО, 1999-608с.: - 299 ил.
5. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ, Том 2/Под И.Т. Горюнова, А.А. Любимова,- М.: Папирус ПРО, 2003-640с.
6. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ, Том 4/Под И.Т. Горюнова, А.А. Любимова,- М.: Папирус ПРО, 2005-640с.
7. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов: Учеб. пособие для студентов электроэнергетических специальностей вузов, 2-е изд. перераб. и доп. / В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др.; Под ред. В.М. Блок. - М.: Высш. шк., 1990.-383 с.:ил.
8. Рожкова Л.Д., Козулин Д.С. Электрооборудование станций и подстанций. Учеб. для техникумов. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1987.-648с.:ил.

					ФЮРА.140400.003 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>С.В. Кузнецов</i>			Список использованных источников	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод</i>		<i>Ю.А Краснятов</i>					83	
					<i>ТПУ ИнЭО Гр. 3-5А12</i>			
					49			

9. Электротехнический справочник, т. 3, кн. 1; Производство и распределение электроэнергии: Справочное издание / (Под ред.: И.Н. Орлова) 7-е изд., исп. и доп. - IV.: Энергоатс миздат, 1987. - 882 с.: ил.
10. Нормативы для определения расчетных электрических нагрузок зданий (квартир), коттеджей. Изменения к РД 34.20.185-94.
11. Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.185-94.
12. Свод правил по проектированию и строительству СП 31-110-2003.4. Ведомственные строительные нормы проектирования (Электрооборудование жилых и общественных зданий)
13. Типовая инструкция по техническому обслуживанию и ремонту воздушных линий электропередачи напряжением 0,38-20 кВ с неизолированными проводами РД 153-34.3-20.662-98.
14. Территориальные единичные расценки на строительные работы по Кемеровской области. Сборник № 33 Линии электропередачи. (ТЕР 81-02-33-2201). Книга 1. Электрические сети напряжением 0,38-1150 кВ. Администрация Кемеровской области.
15. Фомина В.Н. Экономика электроэнергетики: Учебник.-М.:ИУЭ ГУУ, ВИПКэнерго, ИПК-госслужбы, 2005. – 329с.
16. Охрана труда в электроустановках: Учебник для вузов. /Под ред. Б. А. Князевского. 3-е изд., М.: Энергоатомиздат, 1983, 336 с.
17. Безопасность жизнедеятельности. Учебник для вузов/С.В. Белов, А.В. Ильницкая, А.Ф. Козьяков и др.; Под общ. ред. С.В.Белова. -М.: Высш. шк., 1999. - 448 с.
18. Безопасность жизнедеятельности / Под ред. О.Н. Русака. - СПб.: ЛТА, 1996.-231 с.
19. Санитарно-эпидемиологические правила и нормы СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»

20. Строительные нормы и правила РФ. Естественное искусственное освещение: СНиП 23-05-95: Введ.01.01.96-изд.офицю-М.: Госстрой России, 1999.-35 с.

21. Старкова Л.Е. Электрическое освещение: Учебное пособие.-2-е изд. испр. и доп.-Вологда: ВоГТУ, 2003.-111с