

Инженерная школа энергетики
 Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
 Отделение электроэнергетики и электротехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Проект реконструкции системы электроснабжения промплощадки Карьерная
УДК 622.47-048.37

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А8Г	Жумабаев Искандер Сабитович		07.06.2022

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОЭЭ ИШЭ	Ушаков В.Я.	д.т.н., профессор		07.06.2022

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Спицына Л. Ю.	к. э. н., доцент		07.06.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООТД ШБИП ТПУ	Черемискина М. С.	-		07.06.2022

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОЭЭ ИШЭ	В.В. Шестакова	к.т.н., доцент		07.06.2022

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен проявлять предприимчивость в практической деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи
УК(У)-10	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-11	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	

ОПК(У)-1	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-2	Способен разрабатывать алгоритмы и компьютерные программы, пригодные для практического применения
ОПК(У)-3	Способен применять соответствующий физико-математический аппарат, методы анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования при решении профессиональных задач
ОПК(У)-4	Способен использовать методы анализа и моделирования электрических цепей и электрических машин
ОПК(У)-5	Способен использовать свойства конструкционных и электротехнических материалов в расчетах параметров и режимов объектов профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен проводить измерения электрических и неэлектрических величин применительно к объектам профессиональной деятельности
Профессиональные компетенции	
ПК(У) -1.	Способен проводить сбор и анализ данных для проектирования объектов профессиональной деятельности (ПД)
ПК(У) -2.	Способен составить конкурентно-способные варианты технических решений при проектировании объектов профессиональной деятельности
ПК(У) -3.	Способен проводить проектирование в соответствии с техническим заданием с использованием стандартных методов
ПК(У) - 4.	Способен контролировать техническое состояние объектов профессиональной деятельности, организовывать профилактический осмотр и текущий ремонт по имеющейся технической документации
ПК(У) - 5.	Способен осваивать вводимые в эксплуатацию объекты профессиональной деятельности по имеющейся технической документации

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа энергетики
 Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
 Отделение электроэнергетики и электротехники
 Специализация_Электроэнергетические системы и сети

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) В.В.Шестакова
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
5А8Г	Жумабаев Искандер Сабитович

Тема работы:

Проект реконструкции системы электроснабжения промплощадки Карьерная	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	31.01.2022 г № 31-69/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2022 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(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.).</i>	Проект реконструкции системы электроснабжения промплощадки Карьерная. В качестве исходных данных представлены: 1. Параметры электрической сети; 2. Мощность нагрузки; 3. Характеристика местности. Схема ПС «Карьерная»
---	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(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).</i>	Проектирование ВЛ 110 кВ ПС «Карьерной»- горно-обогатительный комбинат: определение сечение проводов, проверка сечений по техническим ограничением. Механический расчет воздушной линии: расчет нагрузок на провод, выбор изолятора, определение нагрузок на опоры, замена оборудования на ПС «Карьерной».
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Приложения
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	доцент ОСГН ШБИП ТПУ Спицына Л. Ю.
Социальная ответственность	Старший преподаватель Черемискина М. С.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: нет	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.02.2022 г.
--	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОЭЭ ИШЭ	Ушаков В.Я.	д. т. н., профессор		01.02.2022 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А8Г	Жумабаев И.С.		01.02.2022 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
5А8Г	Жумабаеву Искандеру Сабитовичу

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение школы	Электроэнергетики и электротехники
Уровень образования	бакалавриат	Направление	13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Бюджет проекта – не более 226434 руб., в т.ч. затраты по оплате труда – не более 134400 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Значение показателя интегральной ресурсоэффективности – не менее 4,875 баллов из 5.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды – 30,2 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	– Анализ конкурентных технических решений – Технология QuaD – SWOT-анализ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Формирование плана и графика разработки: – определение структуры работ; – определение трудоемкости работ; Формирование бюджета затрат на НИ: – материальные затраты; – амортизационные отчисления; – заработная плата; – отчисления на социальные цели; – накладные расходы
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ
4. График проведения и бюджет НИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.02.2022 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Спицына Л. Ю.	к. э. н.		01.02.2022 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А8Г	Жумабаев И. С.		01.02.2022 г.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа		ФИО	
5А8Г		Жумабаев Искандер Сабитович	
Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение (НОЦ)	Отделение электроэнергетики и электротехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», электроэнергетические системы и сети

Тема ВКР:

Проект реконструкции системы электроснабжения промплощадки Карьерная	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение - Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. - Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения	<i>Объект исследования - проект реконструкции схемы электроснабжения промплощадки «Карьерная» .</i> <i>Область применения: электрические сети и подстанции промплощадки «Карьерная».</i> <i>Рабочая зона: производственное помещение.</i> <i>Размеры помещения 4,5 м².</i> <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: стол, ПЭВМ, светильник (11 светодиодных ламп).</i> <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: составление плана проведения анализа и расчетов, построение расчетной модели, проведение электрических расчетов, разработка проектов воздушных линий</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	- <i>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 29.12.2020).</i> - <i>Рабочее место при выполнении работ сидя, ГОСТ 12.2.032-78.</i> - <i>Рабочее место при выполнении работ стоя, ГОСТ 12.2.033-78.</i> - <i>Система «Человек-машина». Кресло человекаоператора, ГОСТ 21889-76.</i> - <i>РД 153-34.0-03.298-2001, Типовая инструкция по охране труда для пользователей ПЭВМ в электроэнергетике</i>
2. Производственная безопасность при эксплуатации: Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов	<i>Вредные производственные факторы:</i> - <i>электромагнитные излучения;</i> - <i>повышенный уровень шума;</i> - <i>отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения</i> <i>Опасные производственные факторы:</i> - <i>электрический ток;</i> - <i>падение с высоты;</i> - <i>механические травмы.</i> <i>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, указатели напряжения, диэлектрические галоши и ковры, переносные заземления, изолирующие подставки и накладки, оградительные устройства, плакаты и знаки безопасности.</i>
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	<i>Воздействие на селитебную зону: не распространяются, в связи удаленностью подстанций от жилой зоны.</i> <i>Воздействие на литосферу: с участка изымаемого в постоянное пользование для строительства подстанции, предусматривается снятие плодородного слоя почвы с последующим использованием для</i>

	озеленения площадей. Воздействие на гидросферу: вредные выбросы дымовых газов и загрязнение сточными водами (только при строительстве); Воздействие на атмосферу: выбросы загрязняющих веществ (только при строительстве).
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	Возможные ЧС – удар молнии, пожар на объекте, взрыв. Наиболее типичная ЧС – пожар.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
28.02.2022	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Черемискина Мария Сергеевна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А8Г	Жумабаев Искандер Сабитович		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа энергетики
 Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение электроэнергетики и электротехники
 Период выполнения весенний семестр 2021 /2022 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврской работы

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2022 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
18.04.2022	Анализ литературы, описание объекта, цели и постановка задач исследования.	15
24.04.2022	Изучение энергетики региона	15
03.05.2022	Проектирование механической части ВЛ	20
15.05.2022	Расчет и выбор оборудования подстанции	25
22.05.2022	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
25.05.2022	Социальная ответственность	10
27.05.2022	Оформление работы	5
07.06.2022 г.		100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОЭЭ ИШЭ	Ушаков В.Я.	д.т.н., профессор		01.02.2022 г.

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОЭЭ ИШЭ	В.В. Шестакова	к.т.н., доцент		01.02.2022 г.

Список используемых сокращений

ВЛ – воздушная линия

ПС – подстанция

КЗ – короткое замыкание

ПЭВМ- персональная электронно вычислительная машина

ЧС- чрезвычайная ситуация

СНиП – строительные нормы и правила

РЕФЕРАТ

Структура и объем работы. Выпускная квалификационная работа состоит из пяти глав, изложенных на 90 страниц машинописного текста, содержит 9 рисунков, 30 таблиц, список использованных источников из 18 наименований и 2 приложений.

Ключевые слова: ПС «Карьерная», провод марки АС-95/19, реконструкция ВЛ 110 кВ, выбор трансформатора, механический расчет ВЛ.

Объектом исследования является: система электроснабжения горно-обогатительного комбината расположенного в Кемеровской области.

Цель работы: Реконструкция воздушной линии 110 кВ, Реконструкции ПС «Карьерная» 110 кВ.

В процессе исследования проводились: механический расчет воздушной линии, выбор силовых трансформаторов и коммутационной аппаратуры..

В результате исследования разработан проект реконструкции системы электроснабжения промплощадки Карьерная.

Экономическая эффективность/значимость работы определялась по основным показателям: стоимость всего используемого оборудования, составлен сводный сметный расчет и рассчитана рентабельность проекта.

Выпускная квалификационная работа выполнена с помощью программ MSExcel, MSWord 2016, MathCaD

Оглавление

Введение	3
1. Развитие электроэнергетики региона.....	5
1.1 Проблема износа основного оборудования	6
1.2 Современные типы выключателей	8
1.3 Исходные данные	9
1.4 Выбор сечения проводов.....	10
1.5 Проверка выбранных сечений по техническим ограничениям.....	11
2 Механический расчёт воздушной линии.....	12
2.1 Расчет нагрузок на провода.....	12
2.1.1. Нормативные нагрузки	13
2.1.2. Расчетные нагрузки.....	17
2.1.3. Результирующие нагрузки	18
2.2 Определение критических длин пролёта	20
2.3 Определение критической температуры и габаритного пролета.....	25
2.4 Расчёт изоляторов и линейной арматуры.....	27
2.5 Построение расстановочного шаблона.....	31
2.6 Расчет грозозащитного троса	34
2.6.1. Нормативные нагрузки	36
2.6.2. Расчетные нагрузки.....	38
2.6.3. Результирующие нагрузки	39
3 Реконструкция подстанции.....	44
3.1 Выбор и проверка трансформатора	44
3.2 Расчет трехфазного короткого замыкания на шинах 110 и 10 кВ в относительных единицах.....	45
3.3 Выбор выключателей и разъединителей на стороне 110 кВ и 10 кВ	47
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	55
4.1 Анализ конкурентных технических решений.....	55
4.2 Технология QuaD.....	57
4.3 SWOT-анализ.....	58

4.4 Планирование управления научно-техническим проектом.....	60
4.4.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	60
4.4.2 Определение трудоемкости выполнения работ.....	61
4.4.3 Разработка графика проведения научно-исследовательского проекта....	62
4.4.4 Бюджет научно-технического исследования.....	65
4.4.5 Основная заработная плата.....	67
4.5 Накладные расходы.....	69
4.6 Ресурсоэффективность.....	70
4.7 Выводы по главе.....	72
5 Социальная ответственность.....	73
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	73
5.2 Производственная безопасность.....	75
5.2.1 Электромагнитное поле.....	76
5.2.2 Акустический шум.....	76
5.2.3 Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения...	77
5.2.4 Возможность поражения электрическим током.....	77
5.2.5 Работы на высоте.....	78
5.2.6 Работа с вращающимися механизмами.....	79
5.3 Экологическая безопасность.....	79
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	81
5.5 Вывод по разделу.....	85
Заключение.....	86
Список литературы.....	87
Приложение А.....	89
Приложение Б	90

Введение

Энергетика является ведущей отраслью народного хозяйства, уровень её развития может охарактеризовать достигнутый технико-экономический потенциал страны. Энергетика обеспечивает электроэнергией и теплом все сферы жизни человека и влияет на развитие экономики. Уровень электрификации любого промышленного предприятия является определяющим фактором, влияющим на эффективность-работы и объём выпуска продукции. Отсюда объективно следует необходимость опережающих темпов развития энергетики и электрификации, непрерывного роста производства энергии и тепла. В Кемеровской области находится множество месторождений полезных ископаемых и, соответственно, большое количество подстанций, снабжающих горнодобывающие комбинаты. Многие из них нуждаются в модернизации и реконструкции.

Данный дипломный проект посвящен анализу технического состояния и разработке предложений по модернизации ПС 110 «Карьерная» и питающей ее воздушной ЛЭП. В проекте предусмотрено формулирование предложений по решению следующих задач:

1. Для ПС 110 «Карьерная»:

- выявить проблемы износа оборудования, - рассмотреть различные современные выключатели, наиболее пригодные для установки на ПС 110 «Карьерная».

2. Для реконструируемой питающей воздушной ЛЭП:

- на основании электрического и механического расчета выбрать сечение провода, - определить величину габаритного пролета,
- выбрать изоляторы и линейную арматуру,
- построить расстановочный шаблон,
- выполнить расчет и выбрать грозозащитный трос.

3. Так как в рамках реконструкции планируется увеличение передаваемой по линии мощности, требуется произвести расчет и выбор силовых трансформаторов и коммутационной аппаратуры.

4. Определить трудоемкость выполнения работ, и рассчитать затраты реализацию

проекта, (раздел ВКР «Финансовый менеджмент, Ресурсоэффективность Ресурсосбережение»).

5. В рамках раздела ВКР «Социальная ответственность» выполнить анализ имеющих место на подстанции опасных и вредных факторов и рекомендовать методы защиты от них. Описать меры предосторожности при возникновении чрезвычайных ситуаций. Определить воздействие ЛЭП на окружающую среду. Описать правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

1. Развитие электроэнергетики региона

Кемеровская область (Кузбасс) находится на юго-востоке Западной Сибири. В данном регионе перспективной отраслью экономики является добыча полезных ископаемых (прежде всего, бурый и каменный уголь).

Кемеровская область является энергодефицитным регионом по электроэнергии и энергоизбыточным по мощности, дефицит восполняется перетоками из смежных энергосистем Хакасии, Красноярского и Алтайского края, Томской и Новосибирской областей.

Энергосистема Кемеровской области входит в ЕЭС России, являясь частью Объединённой энергосистемы Сибири, находится в операционной зоне филиала АО «СО ЕЭС» — «Региональное диспетчерское управление энергосистем Кемеровской и Томской областей» (Кемеровское РДУ).

Климат Кемеровской области резко континентальный. Зима холодная и продолжительная, лето короткое и теплое.

ПС 110 «Карьерная», рассматриваемая нами, участвует в системе электроснабжения одного из горно-обогатительных комбинатов Кемеровской области.

1.1 Проблема износа основного оборудования.

В процессе эксплуатации оборудование подвергается механическому и электрическому износу.

Механический износ это – изменение первоначальных форм агрегата, которые происходят в результате механических воздействий. Механический износ может выражаться в образовании канавок, царапин, истончении покрытий или технологических слоев.

Электрический износ электрооборудования представляет собой невосстанавливаемую утрату электроизоляционных свойств отдельных его элементов. Так, в электрической машине может изнашиваться изоляция в пазах даже в нормальных условиях эксплуатации. Такой износ обычно незаметен глазу, и может быть обнаружен лишь приборами. Но чаще всего – это действие агрессивной среды, высокой температуры и других неблагоприятных факторов, ускоряющих выход оборудования из строя или же его частичную порчу. Недопустимая действующими нормативами интенсивность воздействия повышенных температур и (или) агрессивных химических веществ приводит к разрушению изоляционных слоев. В результате они постепенно или одномоментно разрушаются, теряют свои электроизоляционные свойства. При этом происходит замыкание между витками обмоток, случаются пробой в изоляции, возникает выход потенциала на те части оборудования, какие не должны находиться под напряжением. Такой электрический износ может угрожать не только работоспособности электрического оборудования, но и приводить к авариям, пожарам, несчастным случаям, к травмированию и гибели людей, имеющих к нему доступ.

Своевременное выявление электрического износа и устранение его последствий – одно из основных условий безопасности. Обычно это происходит во время капитального ремонта электрооборудования, поскольку выявить конкретное место износа, как в случае с повреждением изоляции в отдельных витках обмоток, проникнуть к нему, не разрушая другие слои, не всегда представляется возможным. Электрический износ возможен и в результате оседания угольной или металлической

пыли, проникновения влаги и, как следствие, появления ржавчины в местах контактов.

До недавнего времени для устранения всех видов износа электрооборудования предпочтение отдавалось планово-предупредительным ремонтам (ППР). Суть этого метода заключается в том, что, не дожидаясь поломок или выхода оборудования из строя, регулярно, по графику проводятся профилактические работы, ремонт, замена наиболее уязвимых в смысле износа узлов и деталей.

В последние годы в России (а в высокоразвитых зарубежных странах уже давно) по экономическим соображениям широкое распространение получили системы мониторинга и диагностики оборудования. Они позволяют, с одной стороны, в ранние сроки выявлять места и степень преждевременного износа и предотвращать аварийные выходы оборудования из строя, а с другой, не тратить средства и время на ППР оборудования, которое по своему техническому состоянию не нуждается в нем.

1.2 Современные типы выключателей

К современным типам выключателей относятся вакуумные и элегазовые. Каждый из них имеет свои преимущества: вакуумные обладают более высоким коммутационным ресурсом, в то время как элегазовые выключатели обеспечивают более низкие перенапряжения, так как расстояние между контактами больше, чем в вакуумных. В элегазовых выключателях дугогасительные устройства работают в среде «электротехнического газа» SF₆. Они идеально подходят для применения в цепях различных электродвигателей ограниченной мощности.

Элегазовые выключатели обладают рядом достоинств:

- Высокая электрическая прочность и дугогасящая способность элегаза
- Элегаз позволяет повысить нагрузку токоведущих частей и уменьшить их массу за счет своих охлаждающих свойств.

Недостатки элегазовых выключателей

- Высокие требования к качеству заполняющего элегаза.
- Работоспособность выключателя зависит от температуры окружающей среды. При понижении температуры ниже определенного значения выключатель может отказать в гашении

Вакуумные выключатели успешно гасят электрическую дугу, возникающую между контактами, благодаря высокой электрической прочности вакуумного промежутка или отсутствия среды, поддерживающей горение дуги.

Вакуумные выключатели обладают рядом достоинств:

- Небольшие габариты;
- Простота конструкции;
- Взрыво-пожаробезопасность;
- Малое время включения (0,05-0,075 с);
- Высокая скорость восстановления прочности дугогасительного промежутка;
- Бесшумность работы,

- Отсутствие вредных выбросов в атмосферу (полная герметизация дугогасительного устройства):
- Экологическая безопасность при эксплуатации и при утилизации.
- Способность отключать емкостную нагрузку.

Недостаток вакуумных выключателей:

- вблизи нуля тока наблюдается срез тока, в результате чего возникают перенапряжения, опасные для коммутируемого оборудования.

1.3 Исходные данные

В таблице 1 приведем исходные данные для выполнения данной работы.

Таблица 1 – Исходные данные

Показатель	Значение
Длина трассы ВЛ, км	46
<u>$U_{ном}$</u> , кВ	110
Передаваемая мощность S , МВА	37
Количество линий n	2
Число часов использования максимума нагрузки	<u>T_{max}</u> =5000 ч
Характеристика местности	Кемеровская область. Район по давлению ветра третий, по гололеду третий.

1.4 Выбор сечения проводов

Экономически целесообразное сечение определяем из соотношения

$$S = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}},$$

где I_p – расчётный ток, А, $j_{\text{эк}}$ – нормированное значение экономической плотности тока А/мм² выбираем согласно [1, 1.3.36]

$S_{\text{эк}}$ округляют до стандартного сечения.

Значение I_p определяется по формуле:

$$I_p = I_{(5)} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T,$$

где $I_{(5)}$ – ток линии на пятый год её эксплуатации в нормальном режиме, определяемый для распределительных линий по нагрузке линии, найденной расчётом потокораспределения при прохождении максимума нагрузки энергосистемы;

Ток на пятый год эксплуатации определяется по формуле:

$$I_{(5)} = \frac{S_{ij}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}ij} \cdot n_{\text{ц}}},$$

где S_{ij} модуль полной мощности линии, (МВА)

α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации.

Для ЛЭП 110-220 кВ α_i может быть принято равным 1,05, что соответствует математическому ожиданию этого коэффициента в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии T_{max} и коэффициент её попадания в максимум энергосистемы k_m , при заданном $T_{max}=5000$ часов, $\alpha_T=1$ [2, табл.3.13 стр.91].

Произведём подстановку:

$$I_p = \frac{S_{ij}}{\sqrt{3} \cdot U_{номij} \cdot n_{ц}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T = \frac{37 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} \cdot 1,05 \cdot 1 = 101,954 \text{ А}$$

$$S = \frac{I_p}{j_{эк}}, = \frac{101.954}{1.1} = 91.818 \text{ мм}^2$$

Полученное сечение округляем до ближайшего стандартного, параметры выбранного провода приводим в таблице 2.

Таблица 2 – Параметры нагрузки и провода АС-95/16

Участок сети	п ц	T_{max}	α_i	α_T	$U_{ном}$, кВ	F_p , мм ²	Марка провода	$I_{max.доп}$, А
ЛЭП 110 кВ	2	5000	1,05	1,0	110	91,818	АС 95/16	330

1.5 Проверка выбранных сечений по техническим ограничениям.

Проверка по допустимой токовой нагрузке. Сечение провода, выбранное по экономическому критерию должно быть проверено по условию

$$I_{нб} \leq I_{доп},$$

где $I_{доп}$, – допустимый длительный ток для проводника, определяемый по [2, табл.3.13] для выбранного сечения;

$I_{нб}$ – наибольшее значение тока в длительных режимах, под которыми обычно подразумеваются послеаварийные и ремонтные режимы электрической сети.

В двухцепной линии наибольший ток будет протекать при отключении

одной из цепей, расчет которой производится по формуле

$$I_{нб} = \frac{S_{max}}{(n_{\psi} - 1)\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{37 \cdot 10^3}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 194,199 \text{ А}$$

$$194,199 \text{ А} < 330 \text{ А}$$

Следовательно сечение проходит проверку.

2 Механический расчёт воздушной линии

2.1 Расчет нагрузок на провода

В соответствии [3] провод марки АС 95/16 — это неизолированный сталеалюминиевый провод, сердечник которого выполнен из одной стальной проволоки, а остальная часть — из одного повива алюминиевых проволок. В изготовлении используются нержавеющая сталь и алюминий.

Площадь поперечного сечения алюминиевой части провода составляет 95 мм², площадь стальной части — 16 мм². Технические данные провода приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Технические данные провода АС -95/16

Параметры	Проводник	Сердечник	Провод
Сечение, мм ²	95,4	15,9	111,3
Диаметр, мм	-	4,5	13
Масса, кг/км	-	-	358

Согласно [1] интенсивность внешних воздействий на конструктивные элементы ВЛ принимают из частоты повторяемости наибольшей гололедной и ветровой нагрузок один раз в 25 лет. При этом нормативное ветровое давление W в III ветровом районе принимают равным 650 Па [1, табл. 2.5.1], а нормативная толщина стенки гололеда b_0 в III гололедном районе составляет 20 мм.

Постоянно действующая нагрузка от собственной массы провода:

$$P_n = M_n \cdot g \cdot 10^{-3} = 358 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 3,508 \text{ Н/м};$$

где M_{Π} – вес провода;

g – ускорение свободного падения.

$$\gamma_n = \frac{P_n}{F_{np}} = \frac{3,508}{111,3} = 0,031 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

2.1.1. Нормативные нагрузки

1. Нормативная временно действующая нагрузка от массы гололедных отложений на один метр провода:

$$P_{\text{en}}^H = \pi \cdot K_i \cdot K_d \cdot b_{\text{э}} \cdot (d_n + K_i \cdot K_d \cdot b_{\text{э}}) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3}$$

где $K_i=1$, $K_d=1$ – коэффициенты, учитывающие изменения толщины стенки гололёда по высоте и в зависимости от диаметра провода, определяются по табл. 2.5.4 [1].

Для дальнейших расчётов была выбрана стальная опора П110-6В.

Согласно п. 2.5.44 [1] высота расположения приведенного центра тяжести проводов или тросов h_{np} для габаритного пролета определяется по формуле, м:

$$h_{np} = h_{cp} - \frac{2}{3} \cdot f,$$

где h_{cp} – среднеарифметическое значение высоты крепления проводов к изоляторам или среднеарифметическое значение высоты крепления тросов к опоре, отсчитываемое от отметок земли в местах установки опор, м;

f – стрела провеса провода или троса в середине пролета при высшей температуре, м.

На рисунке 1 приведена схема опоры П110-6В

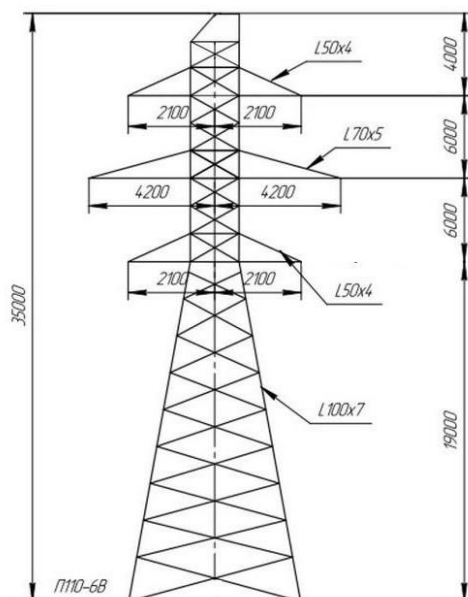


Рисунок 1 – Схема опоры П110-6В

В таблице 4 приведены характеристики опоры П110-6В.

Таблица 4 - Характеристика опоры П110-6В

Шифр опоры	П110-6В
Марка провода	АС70/11-АС240/32
Пролет, м	330 – 200
Полная высота, м	35
Высота до нижней траверсы, м	19
Ширина, м	2,8
Масса, т	3,75

Маркировка опоры П110-6:

П – промежуточная;

110 – напряжение, кВ;

6 – двухцепная.

В-с внутренними связями

На строящейся ВЛ провод АС-95/16 будет смонтирован на стальных свободностоящих опорах марки П110-6В, расстояние от земли до траверсы Н=19 м. Длина пролета от 200 до 330 м.

Среднеарифметическое значение высоты крепления проводов:

$$h_{cp} = \frac{\sum_{n=1}^i H_{mp}^i}{n} = \frac{19 + (19 + 6) + (19 + 6 + 6) + (19 + 6 + 6 + 4)}{4} = 27,5 \text{ м},$$

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

Согласно таблице 1 провод марки АС 95/16 имеет поперечное сечение проводника $F_{AL} = 95,4$ мм, сердечника - $F_{CT} = 15,9$ мм. Отношение площадей поперечных сечений равно:

$$\frac{F_{AL}}{F_{cm}} = \frac{95,4}{15,9} = 6.$$

Для этого отношения по табл. 2.5.7 [1] допустимое механическое напряжение $\sigma_{cs} = 90$ Н/мм².

Среднеэксплуатационные условия работы провода характеризуются постоянной нагрузкой на провод γ_n .

Провод монтируется на опорах П110-6В. Промежуточные пролёты согласно табл. 1.36 [3] находятся в пределах 330-200 м. Примем длину пролёта $l = 300$ м, тогда:

$$f = \frac{\gamma_n \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{cs}} = \frac{0,034 \cdot 300^2}{8 \cdot 90} = 4,25 \text{ м};$$

Высота расположения приведенного центра тяжести проводов или тросов равна:

$$h_{np} = h_{cp} - \frac{2}{3} \cdot f = 27,5 - \frac{2}{3} \cdot 4,25 = 24,667 \text{ м}.$$

При высоте расположения приведенного центра тяжести проводов или тросов до 25 м поправки на толщину стенки гололеда на проводах и тросах в зависимости от высоты и диаметра проводов и тросов не вводятся [1, п.2.5.49].

$$\begin{aligned} P_{zn}^H &= \pi \cdot K_i \cdot K_d \cdot b_s \cdot (d_n + K_i \cdot K_d \cdot b_s) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3} = \\ &= 3,14 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 20 \cdot (15,2 + 1 \cdot 1 \cdot 20) \cdot 0,9 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 19,507 \text{ Н/м}. \end{aligned}$$

Удельная нагрузка от массы гололёдных отложений равна:

$$\gamma_{zn}^H = \frac{P_{zn}^H}{F_{np}} = \frac{19,507}{111,3} = 0,175 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

1. Нормативная временно действующая нагрузка от давления ветра на один метр провода (провод, свободный от гололеда):

$$\begin{aligned}
P_{wn}^H &= \alpha_w \cdot K_L \cdot K_W \cdot C_x \cdot W \cdot F \cdot \sin^2 \varphi = \\
&= 0,7 \cdot 1 \cdot 1,25 \cdot 1,2 \cdot 650 \cdot 13 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = \\
&= 8,872 \text{ Н/м};
\end{aligned}$$

Удельная нагрузка от ветрового давления на провод без гололеда:

$$\gamma_{wn}^H = \frac{P_{wn}^H}{F_{np}} = \frac{12,768}{111,3} = 0,114 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

где α_w - коэффициент, учитывающий неравномерность ветрового давления по пролету ВЛ и зависящий от ветрового давления $W_0 = 650$ Па согласно [1] принят равным $\alpha_w = 0,7$;

K_L – коэффициент, учитывающий влияние длины пролета на ветровую нагрузку принят равным $K_L = 1$ согласно п. 2.5.52 [1];

K_W – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте в зависимости от типа местности. Определяется согласно п. 2.5.52, табл. 2.5.2 [1]. Местность А - открытые побережья морей, озер, водохранилищ, пустыни, степи, лесостепи, тундра; $K_W = 1,25$.

C_x – коэффициент лобового сопротивления. Для проводов, свободных от гололеда диаметром менее 20 мм $C_x = 1,2$ согласно п. 2.5.52 [1];

W – нормативное ветровое давление, $W = W_0 = 650$ Па;

F – площадь продольного диаметрального сечения провода, мм^2 , $F = d_n \cdot 10^{-3}$;

φ – угол между направлением ветра и осью ВЛ, для упрощения расчетов примем равным 90°

2. Нормативная временно действующая нагрузка от давления ветра (провод с гололедом) на один метр провода:

$$\begin{aligned}
P_{wn2}^H &= \alpha_w \cdot K_L \cdot K_W \cdot C_x \cdot 0,25 \cdot W \cdot F \cdot \sin^2 \varphi = \\
&= 0,7 \cdot 1 \cdot 1,25 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 650 \cdot 0,053 \cdot 1 = 9,043 \text{ Н/м};
\end{aligned}$$

где

P_{wn2}^H – нормативная временно действующая нагрузка от давления ветра с гололёдом, Н/мм^2 ;

$W_r = 0,25 \cdot W = 0,25 \cdot 650 = 162,5$ Па – гололёдное ветровое давление, тогда $\alpha_w = 1$ [1, п. 2.5.52];

F – площадь продольного диаметрального сечения провода:

$$F = (d_n + 2 \cdot K_i \cdot K_d \cdot b_s) \cdot 10^{-3} = (13 + 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 20) \cdot 10^{-3} = 0,053 \text{ м};$$

$C_x = 1,2$ согласно п. 2.5.52 [1] для провода, покрытого льдом.

Удельная нагрузка от ветрового давления на провод с гололёдом:

$$\gamma_{wn}^H = \frac{P_{wn}^H}{F_{np}} = \frac{9,043}{111,3} = 0,081 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

2.1.2. Расчетные нагрузки

1. Расчётная временно действующая нагрузка от массы гололедных отложений на один метр провода:

$$P_{zn} = P_{zn}^H \cdot \gamma_{nz} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d = 19,507 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,6 \cdot 0,5 = 15,606 \text{ Н/м};$$

где $\gamma_{nz} = 1$ – коэффициент, надёжности по ответственности, принимаем равным 1 для ВЛ до 220 кВ согласно п. 2.5.55 [1];

γ_p – региональный коэффициент, значение которого принимаем 1 согласно п. 2.5.55 [1];

γ_f – коэффициент, надёжности по гололедной нагрузке, принимаем для районов по гололеду III и выше равным 1,6 согласно п. 2.5.55 [1];

γ_d – коэффициент условий работы, равный 0,5 согласно п. 2.5.55 [1].

Удельная расчётная нагрузка от массы гололёдных отложений:

$$\gamma_{zn} = \frac{P_{zn}}{F_{np}} = \frac{15,606}{111,3} = 0,140 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

2. Расчетная временно действующая нагрузка от давления ветра на один метр провода (провод, свободный от гололеда):

$$P_{wn} = P_{wn}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 9,043 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 9,947 \text{ Н/м};$$

где

$\gamma_{nW} = 1$ – коэффициент надёжности по ответственности, принятый согласно п. 2.5.54 [1];

$\gamma_p = 1$ – региональный коэффициент, принятый согласно п. 2.5.54 [1];

$\gamma_f = 1,1$ – коэффициент надёжности по ветровой нагрузке, принятый согласно п. 2.5.54 [1].

Удельная расчётная нагрузка от давления ветра на провод без гололёда:

$$\gamma_{wn} = \frac{P_{wn}}{F_{np}} = \frac{9,947}{111,3} = 0,089 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

3. Расчётная временно действующая нагрузка от давления ветра на один метр провода (провод с гололедом):

$$P_{Wnz} = P_{Wnz}^H \cdot \gamma_{nW} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 9,043 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,6 = 14,468 \text{ Н/м}.$$

Удельная расчётная нагрузка от давления ветра на провод с гололёдом:

$$\gamma_{wn} = \frac{P_{Wnz}}{F_{np}} = \frac{14,468}{111,3} = 0,129 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

2.1.3.Результирующие нагрузки

1. Результирующая нагрузка от массы провода и массы гололёда:

$$P_{\Sigma 1} = P_n + P_{zn} = 3,508 + 15,606 = 19,114 \text{ Н/м}.$$

Удельная результирующая нагрузка от массы провода и массы гололёда:

$$\gamma_{\Sigma 1} = \frac{P_{\Sigma 1}}{F_{np}} = \frac{19,114}{111,3} = 0,171 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

2. Результирующая нагрузка от собственной массы провода и давления ветра:

$$P_{\Sigma 2} = \sqrt{P_n^2 + P_{wn}^2} = \sqrt{3,508^2 + 9,947^2} = 10,547 \text{ Н/м}.$$

Удельная результирующая нагрузка от собственной массы провода и массы давления ветра:

$$\gamma_{\Sigma 2} = \frac{P_{\Sigma 2}}{F_{np}} = \frac{10,547}{111,3} = 0,094 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

3. Результирующая нагрузка от массы провода с гололедом и давления ветра:

$$P_{\Sigma 3} = \sqrt{P_{\Sigma 1}^2 + P_{Wnz}^2} = \sqrt{19,114^2 + 10,547^2} = 21,830 \text{ Н/м.}$$

Удельная результирующая нагрузка от массы провода с гололёдом и давления ветра:

$$\gamma_{\Sigma 3} = \frac{P_{\Sigma 3}}{F_{np}} = \frac{21,830}{111,3} = 0,196 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

В таблице 5 приведены нагрузки действующие на провод.

Таблица 5 – Результаты расчетов нагрузок, действующих на провод

Название	Нагрузка			
	Нормативная, Н/м	Удельная от нормативной, Н/м·мм ²	Расчётная, Н/м	Удельная от расчётной, Н/м·мм ²
Постоянно действующая нагрузка от собственной массы провода	—	—	3,508	0,031
Гололёдная нагрузка, действующая на 1 м провода	19,507	0,175	15,606	0,140
Ветровая нагрузка, действующая на 1 м провода без гололёда	8,872	0,114	9,947	0,089
Ветровая нагрузка, действующая на 1 м провода с гололёдом	9,043	0,081	14,468	0,129
Результирующая нагрузка от массы провода и массы гололёда	—	—	19,114	0,171
Результирующая нагрузка от собственной массы провода и давления ветра	—	—	10,547	0,094
Результирующая нагрузка от массы провода с гололёдом и давления ветра	—	—	21,830	0,196

Таким образом, при сравнении значений результирующих нагрузок видно, что наибольшая – действующая от собственной массы провода с гололедом и давления ветра. Следовательно, в дальнейших расчётах принимаем, что $\gamma_{нб} = \gamma_{\Sigma 3} = 0,196 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$.

2.2 Определение критических длин пролёта

Трасса сооружаемой воздушной линии электропередачи 110 кВ проходит по лесостепной, ненаселённой местности, относящейся к 3 району по гололёду и к 3 району по ветровой нагрузке.

Модуль упругости $E = 8,25 \cdot 10^4 \text{ Н/м}$, температурный коэффициент $\alpha = 19,2 \cdot 10^{-6} \text{ град}^{-1}$ при $\frac{F_{AL}}{F_{cm}} = 6$ согласно табл. 2.5.8[1].

Предельные значения напряжений при наибольшей нагрузке и наименьшей температуре по табл. 2.5.7 [1]: $\sigma_{нб} = \sigma_- = 120 \text{ Н/мм}^2$, а также при среднегодовой температуре $\sigma_{сз} = 90 \text{ Н/мм}^2$. Каждое из этих значений не должно быть превышено в процессе работы ВЛ.

Температурные характеристики согласно типу местности определяемые по [6] представлены в таблице 6.

Таблица 6- температурные характеристики

Температура	Значение
Высокая	38
Низкая	-52
Среднегодовая	2,1
Гололёдообразования	-5

Рассчитаем изменение значений среднеэксплуатационных напряжений в проводе, которые будут возникать в пролетах различной длины, если требуется

обеспечить сохранение допускаемых напряжений при возникновении наибольшей нагрузки или наименьшей температуры.

Для этого составим и решим уравнение состояния провода. Искомой величиной считаем $\sigma_{сэ}$.

Вариант 1

Исходные условия – возникновение наибольшей механической нагрузки $\gamma_{нб}$; искомые условия – среднеэксплуатационные. Тогда уравнение состояния примет вид:

$$\sigma_{сэ} - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{сэ}^2} = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{\Sigma 3}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сэ} - t_z).$$

Полученное уравнение можно представить как неполное кубическое:

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

где

$$A = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{\Sigma 3}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сэ} - t_z);$$

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

Данную задачу можно решить методом Ньютона:

$$\sigma_{k+1} = \sigma_k - \frac{f(\sigma_k)}{f'(\sigma_k)};$$

$$f'(\sigma_k) = 3\sigma_k^2 - 2A\sigma_k;$$

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

Рассмотрим, как меняется $\sigma_{сэ}$ с изменением l при $\gamma_{нб}$.

Независимая переменная l может меняться от 0 до ∞ .

При $l=0$:

$$\sigma_{сэ Н}^{(1)} = \sigma_{нб} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сэ} - t_z) =$$

$$= 120 - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (2,1 - (-5)) = 108,753 \text{ Н/мм}^2.$$

При $l \rightarrow \infty$:

$$\sigma_{\text{сз} K}^{(1)} = \frac{\gamma_n}{\gamma_{\Sigma 3}} \cdot \sigma_{\text{нб}} = \frac{0,031}{0,196} \cdot 120 = 18,979 \text{ Н/мм}^2.$$

То есть при возникновении $\gamma_{\text{нб}}$, $\sigma_{\text{сз}}$ будет меняться от 108,753 до 18,979 Н/мм².

Получим зависимости коэффициентов А и В от l_i :

$$A = 120 - \frac{0,196^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot l_i^2}{24 \cdot 120^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (2,1 - (-5)) =$$

$$= 108,753 - 0,00917 \cdot l_i^2;$$

$$B = \frac{0,031^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot l_i^2}{24} = 3,30 \cdot l_i^2.$$

Вычислим значения А и В, а также значения $\sigma_{\text{сз}}$ при длинах пролетов от 0 до 400 м и сведем результаты в таблицу 8.

Таблица 7 - Результаты расчета уравнения состояния провода для первого варианта

$l, \text{м}$	А	В	$\sigma_0, \text{Н/мм}^2$	$\sigma_1, \text{Н/мм}^2$	$\sigma_2, \text{Н/мм}^2$	$\sigma_3, \text{Н/мм}^2$	$\sigma_4, \text{Н/мм}^2$
0	108,753	0	108,753	108,753	108,753	108,753	108,753
50	85,828	8250	108,753	93,117	87,637	86,931	86,919
100	17,053	33000	86,919	61,801	47,052	40,418	38,950
150	-97,572	74250	38,950	28,016	24,906	24,649	24,647
200	-258,047	132000	24,647	21,915	21,722	21,721	21,721
250	-464,372	206250	21,721	20,651	20,621	20,621	20,621
300	-716,547	297000	20,621	20,087	20,079	20,079	20,079
350	-1014,57	404250	20,079	19,771	19,769	19,769	19,769
400	-1358,44	528000	19,769	19,575	19,574	19,574	19,574

Вариант 2

Исходные условия – действует низшая температура окружающей среды.

Искомые условия – среднеэксплуатационные:

При $l=0$:

$$\sigma_{\text{сз} H}^{(2)} = \sigma_- - \alpha E(t_{\text{сз}} - t_-) =$$

$$= 120 - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (2,1 - (-52)) = 34,305 \text{ Н/мм}^2.$$

При $l \rightarrow \infty$:

$$\sigma_{сэ K}^{(2)} = \frac{\gamma_n}{\gamma_n} \sigma_{нб} = \frac{0,031}{0,031} \cdot 120 = 120 \text{ Н/мм}^2.$$

Т.е. при возникновении $\gamma_{\Sigma 1}$ $\sigma_{сэ}$ будет меняться от 34,305 до 120 Н/мм².

Получим зависимости коэффициентов А и В от l_i :

$$A = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сэ} - t_-) = 120 - \frac{0,031^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot l_i^2}{24 \cdot 120^2} -$$

$$-19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (2,1 - (-52)) = 34,305 - 0,000229 \cdot l_i^2;$$

$$B = \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24} = \frac{0,031^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot l_i^2}{24} = 3,30 \cdot l_i^2.$$

Вычислим значения А и В, а также значения $\sigma_{сэ}$ при длинах пролетов от 0 до 400 м и сведем результаты в таблицу 9.

На рисунке 2 представлен график зависимости напряжений в проводе от длины пролета.

Таблица 8 - Результаты расчета уравнения состояния провода для второго варианта

l, м	A	B	σ_0 , Н/мм ²	σ_1 , Н/мм ²	σ_2 , Н/мм ²	σ_3 , Н/мм ²	σ_4 , Н/мм ²
0	34,0305	0	34,305	34,03482	34,0305	34,0305	34,0305
50	33,458	8250	34,0305	40,36864	38,99188	38,9081	38,9078
100	31,7405	33000	38,9078	49,60031	47,01553	46,8058	46,80447
150	28,878	74250	46,80447	55,84598	54,23821	54,17598	54,17589
200	24,8705	132000	54,17589	61,70216	60,71754	60,69834	60,69833
250	19,718	206250	60,69833	67,08078	66,44742	66,44059	66,44059
300	13,4205	297000	66,44059	71,9338	71,50891	71,50619	71,50619
350	5,978	404250	71,50619	76,28341	75,98917	75,988	75,988
400	-2,6095	528000	75,988	80,17355	79,9648	79,96426	79,96426

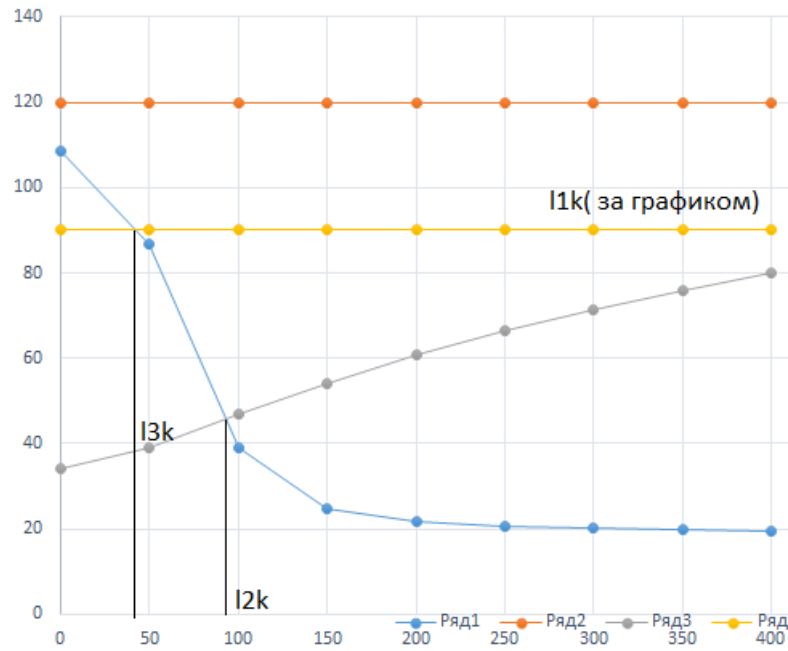


Рисунок 2 – Зависимости напряжений в проводе от длины пролета

Вычислим расстояние критических пролетов.

Первый критический пролет:

$$l_{1k} = 4,9 \cdot \frac{\sigma_-}{\gamma_n} \cdot \sqrt{\frac{(\sigma_- - \sigma_{сэ}) + \alpha \cdot E \cdot (t_- - t_{сэ})}{E \cdot \left(1 - \frac{\sigma_-^2}{\sigma_{сэ}^2}\right)}} =$$

$$= 4,9 \cdot \frac{120}{0,031} \cdot \sqrt{\frac{(120 - 90) + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-52 - (2,1))}{8,25 \cdot 10^4 \cdot \left(1 - \frac{120^2}{90^2}\right)}} =$$

$$= 558,813 \text{ м.}$$

Второй критический пролет:

$$l_{2k} = 4,9 \cdot \frac{\sigma_{нб}}{\gamma_n} \cdot \sqrt{\frac{\alpha \cdot (t_r - t_-)}{\left(\frac{\gamma_{нб}^2}{\gamma_n^2}\right) - 1}} = 4,9 \cdot \frac{120}{0,031} \cdot \sqrt{\frac{19,2 \cdot 10^{-6} \cdot (2,1 - (-52))}{\left(\frac{0,196^2}{0,031^2}\right) - 1}} =$$

$$= 97,92 \text{ м.}$$

Третий критический пролет:

$$l_{3k} = 4,9 \cdot \frac{\sigma_{нб}}{\gamma_n} \cdot \sqrt{\frac{(\sigma_{нб} - \sigma_{сэ}) + \alpha \cdot E \cdot (t_\Gamma - t_{сэ})}{E \cdot \left(\frac{\gamma_{нб}^2}{\gamma_n^2} - \frac{\sigma_{нб}^2}{\sigma_{сэ}^2} \right)}} =$$

$$= 4,9 \cdot \frac{120}{0,031} \cdot \sqrt{\frac{(120 - 90) + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-5 - (2,1))}{8,25 \cdot 10^4 \cdot \left(\frac{0,196^2}{0,031^2} - \frac{120^2}{90^2} \right)}} =$$

$$= 46,271 \text{ м.}$$

Вероятная длина пролёта принята $l = 350$ м. Т.к. $l_{1k} = 558,813 \text{ м} > l_{3k} = 46,271 \text{ м}$, то среднеэксплуатационный режим, как расчетный отсутствует, и «работающим» является второй критический пролет. Сравним вероятную длину с l_{2k} : $l = 350 \text{ м} > l_{2k} = 97,92 \text{ м}$, значит, расчетным является режим 2.

2.3 Определение критической температуры и габаритного пролета

$$t_k = (t_c - 3) + \frac{\sigma_{нб}}{\alpha \cdot E} \cdot \frac{\gamma_n}{\gamma_{нб}} = (-5 - 3) + \frac{120}{19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4} \cdot \frac{0,031}{0,197} = 3,921 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Сравним полученное значение критической температуры с заданным значением наибольшей температуры $t_k = 3,921 < t_+ = 38 \text{ }^\circ\text{C}$.

$t_k < t_+$, следовательно, наибольшее провисание провода имеет место при максимальной температуре окружающей среды.

Рассчитаем значение критической температуры воздуха и выявим климатические условия, соответствующие наибольшему провисанию провода:

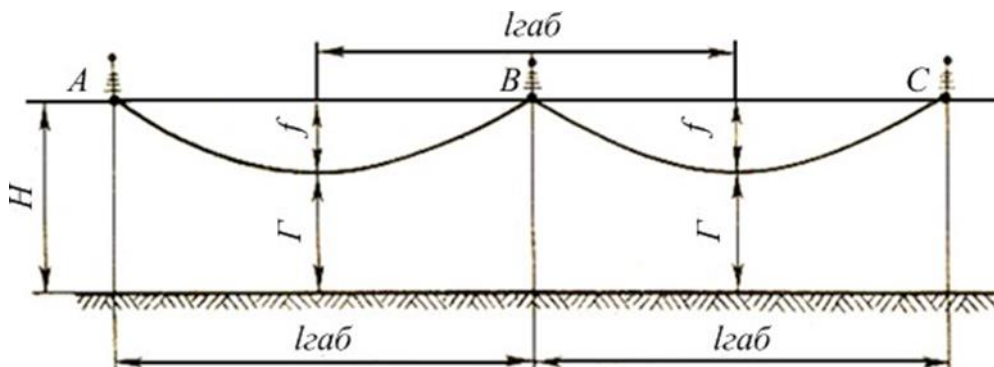


Рисунок 3 – Графическое определение габаритного пролета

Габаритный пролет является наивыгоднейшим при расстановке опор на местности. Значение габаритного пролета определяется путем решения уравнения состояния провода, в котором исходными условиями являются расчетные, а искомыми – габаритные.

Габаритный пролёт:

$$l_{габ}^4 \cdot \left(\frac{\gamma_{[f]}}{8 \cdot f} + \left(\frac{\gamma_{[\sigma]}}{\sigma} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} \right) - l_{габ}^2 \cdot (\sigma + \alpha \cdot E \cdot (t_{[\sigma]} - t_{[f]})) - \frac{8}{3} \cdot f^2 \cdot E = 0,$$

где $\gamma_{[f]} = \gamma_n$, $\gamma_{[\sigma]} = \gamma_{нб}$, $t_{[\sigma]} = t_2$, $t_{[f]} = t_+$.

Данное уравнение является биквадратным. Представим его в следующем виде:

$$A \cdot l_{габ}^4 - B \cdot l_{габ}^2 - C = 0;$$

$$A = \frac{\gamma_{[f]}}{8 \cdot f} + \left(\frac{\gamma_{[\sigma]}}{\sigma} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} = \frac{0,031}{8 \cdot 4,25} + \left(\frac{0,197}{120} \right)^2 \cdot \frac{8,25 \cdot 10^4}{24} = 0,010;$$

$$B = \sigma + \alpha \cdot E \cdot (t_{[\sigma]} - t_{[f]}) = 120 + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-5 - 38) = 51,888;$$

$$C = \frac{8}{3} \cdot f^2 \cdot E = \frac{8}{3} \cdot 4,25^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 = 3,973 \cdot 10^6.$$

Длину габаритного пролёта:

$$l_{габ} = \sqrt{\frac{B + \sqrt{B^2 + 4 \cdot A \cdot C}}{2A}} = \sqrt{\frac{51,888 + \sqrt{51,888^2 + 4 \cdot 0,010 \cdot 3,973 \cdot 10^6}}{2 \cdot 0,010}} = 150,648 \text{ м.}$$

Значение $l_{габ} = 150,648 > l_{2k} = 97,92$ м, следовательно, расчетные условия выбраны верно.

2.4 Расчёт изоляторов и линейной арматуры

Для строящейся ВЛ 110 кВ необходимо подобрать изоляторы для комплектования гирлянд, подвешиваемых на промежуточных опорах. 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 техническими условиями.

Подвесные изоляторы для промежуточных опор

Чтобы выбрать тип изолятора, необходимо найти весовой пролет линии:

$$l_{\text{вес}} = 1,25 \cdot l_{\text{габ}} = 1,25 \cdot 150,648 = 188,31 \text{ м.}$$

1. При наибольшей нагрузке:

$$2,5 \cdot (n_{\phi} \cdot \gamma_{\text{нб}} \cdot F_{\text{пр}} \cdot l_{\text{вес}} + G_{\text{г}}) \leq P,$$

где $n_{\phi} = 1$ – число проводов в расщепленной фазе;

$\gamma_{\text{нб}}$ – наибольшая нагрузка;

$F_{\text{пр}}$ – площадь поперечного сечения провода;

$G_{\text{г}}$ – средний вес гирлянды изоляторов [4, стр.49] (для ЛЭП 110 кВ $G_{\text{г}}=500\text{Н}$);

P – электромеханическая разрушающая нагрузка изоляторов.

Таким образом,

$$2,5 \cdot (1 \cdot 0,196 \cdot 111,3 \cdot 188,31 + 500) = 11519 \text{ Н.}$$

2. При среднеэксплуатационных условиях работы:

$$5 \cdot (n_{\phi} \cdot \gamma_n \cdot F_{\text{пр}} \cdot l_{\text{вес}} + G_{\text{г}}) \leq P,$$

$$5 \cdot (1 \cdot 0,031 \cdot 111,3 \cdot 188,31 + 500) = 5748 \text{ Н.}$$

3. В аварийных режимах работы:

$$2 \cdot \sqrt{\left(\frac{n_{\phi} \cdot \gamma_n \cdot F_{\text{пр}} \cdot l_{\text{вес}}}{2} + G_{\text{г}}\right)^2 + (K_{\text{рд}} \cdot T_{\text{нб}})^2} \leq P;$$

$$2 \cdot \sqrt{\left(\frac{1 \cdot 0,031 \cdot 111,3 \cdot 188,31}{2} + 500\right)^2 + (0,4 \cdot 15,025)^2} = 1649 \text{ Н;}$$

где $K_{\text{рд}} = 0,4$ – коэффициент редукции;

$$T_{\text{нб}} = n_{\text{ф}} \cdot \sigma_{\text{вес}} \cdot F_{\text{пр}} = 1 \cdot 135 \cdot 111,3 = 15025,5 \text{ Н}$$

Т.к. по расчету провода на прочность определяющими условиями является, режим наибольших нагрузок , следовательно $\sigma_{\text{сэ}}=135 \text{ (Н/мм}^2\text{)}$.

Выбираем подвесной стеклянный тарельчатый высоковольтный изолятор ПСВ-70А, [3, табл. 1.7], прозрачность стекла позволяет легко обнаружить при внешнем осмотре мелкие трещины и различные внутренние дефекты, применение стеклянных изоляторов позволяет отказаться от проведения профилактических испытаний гирлянд под напряжением. Технические характеристики выбранного изолятора представлены в таблице 9, сцепная арматура приведена в таблице 10.

Таблица 9– Технические характеристики изолятора ПСВ-70А

Механическая разрушающая сила, кН	Диаметр тарелки D, мм	H, мм	Длина пути утечки, мм	Масса, кг
70	280	146	442	5,6

Маркировка изолятора ПСВ-70А

П – подвесной;

С – стеклянный;

В-с увеличенным вылетом ребра

70 – Механическая разрушающая сила, кН.

Таблица 10 - Сцепная арматура изолятора ПСВ-70А

Обозначение	Наименование	Масса, кг	Высота, м
СР-7-16	Серьга сцепная	0,44	0,032
ПГН-2-6	Зажим поддерживающий глухой	0,32	0,0765
У1-7-16	Однолапчатые ушки	0,62	0,077
КПП-7-1	Узлы крепления	1,10	0,066
	Сумма	2,48	0,252

Для определения количества изоляторов в гирлянде вычислим длину пути утечки всей конструкции:

$$L = \lambda_{\text{э}} \cdot U \cdot k = 2,5 \cdot 126 \cdot 1,05 = 346,5 \text{ см}$$

где k – коэффициент использования изоляционных конструкций

[2, п. 1.9.44];

$$k = k_{\text{И}} \cdot k_{\text{К}} = 1,1 \cdot 1 = 1,1$$

$\lambda_{\text{э}}$ - эффективная длина пути утечки [2, табл. 1.9.1].

Количество изоляторов определяется по формуле:

$$m = \frac{L}{L_{\text{и}}} = \frac{346,5}{44,2} = 7,839 \approx 8 \text{ шт}$$

Длина поддерживающих гирлянд изоляторов вместе с арматурой:

$$\lambda_{\text{и}} = n \cdot H = 8 \cdot 0,146 = 1,160 \text{ м};$$

$$H = H_{\text{и}} + H_{\text{ар}} = 1,160 + 0,252 = 1,420 \text{ м},$$

где $H_{\text{и}}$ - высота изолятора;

$H_{\text{ар}}$ - высота арматуры.

Масса гирлянды вместе с арматурой:

$$G_{\Gamma} = (n \cdot m_{\text{и}}) + m_{\text{ар}} = (8 \cdot 5,6) + 2,48 = 47,28 \text{ кг},$$

где $m_{\text{и}}$ - масса изолятора;

$m_{\text{ар}}$ - масса арматуры.

Изображение подвесной гирлянды изолятора ПСВ–70А с арматурой представлен в Приложении А.

Для троса на промежуточных опорах выбираем такие же изоляторы, как и для провода, типа ПСВ-70А, в количестве двух штук. И сцепную арматуру такого же типа. Рассчитаем длину гирлянды изоляторов вместе с арматурой:

$$\lambda_{\text{и}} = m \cdot H = 2 \cdot 0,146 = 0,292 \text{ м};$$

$$H = \lambda_{\text{и}} + H_{\text{ар}} = 0,254 + 0,292 = 0,544 \text{ м};$$

Рассчитаем массу гирлянды изоляторов вместе с арматурой:

$$G_{\Gamma} = (m \cdot m_{\text{и}}) + m_{\text{ар}} = (2 \cdot 5,6) + 2,48 = 13,68 \text{ кг}$$

2.5 Построение расстановочного шаблона

Для строящейся ВЛ 110 кВ рассчитаем и построим шаблон для расстановки промежуточных опор. Необходимо учесть следующие требования: принятый габарит не должен быть меньше, чем регламентируемый ПУЭ; нагрузка на опоры не должна превышать значений, принятых для опор соответствующих типов.

В пункте 2.3 был сделан вывод о том, что наибольшее провисание провода имеет место при наибольших нагрузках провода. При этом исходными условиями являются условия наибольших нагрузок ($\sigma_{нб}, \gamma_{нб}, t_2$), а искомые – габаритные условия ($\sigma_{габ}, \gamma_n, t_+$):

$$\sigma_{габ} - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma_{габ}^2} = \sigma_- - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma_-^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_+ - t_-)$$

Числовые подстановки приводят к уравнению:

$$\begin{aligned} \sigma_{габ} - \frac{191300}{\sigma_{габ}^2} &= -283,545 \\ \sigma_{габ}^3 - 283,545 \cdot \sigma_{габ}^2 - 191300 &= 0 \end{aligned}$$

Для вычисления $\sigma_{габ}$ воспользуемся методом Ньютона, тогда выражение для итерационного счета будет иметь вид:

$$\sigma_{габ}^{k+1} = \frac{(\sigma_{габ}^k)^2 \cdot (2 \cdot \sigma_{габ}^k + 283,545) + 191300}{\sigma_{габ}^k \cdot (3 \cdot \sigma_{габ}^k + 2 \cdot 283,545)},$$

Результаты итерационного процесса представлены в таблице 13

Таблица 11 – Результаты расчета напряжения в проводе при габаритных климатических условиях, Н/мм²

$\sigma_{габ0}$	$\sigma_{габ1}$	$\sigma_{габ2}$	$\sigma_{габ3}$	$\sigma_{габ4}$
135	78,33185	46,03566	30,41309	25,46362

Итак, $\sigma_{габ} = 74,403 \text{ Н/мм}^2$

Верхняя парабола – кривая максимального провисания провода строится по уравнению:

$$y = K_{III} \cdot \left(\frac{x}{100} \right)^2$$

где K_{III} – коэффициент шаблона, находится по формуле:

$$K_{III} = \frac{\gamma_{II} \cdot 10^4}{2 \cdot \sigma_{габ}} = \frac{0,034 \cdot 10^4}{2 \cdot 74,403} = 2,285$$

Тогда уравнение примет вид:

$$y = 2,285 \cdot \left(\frac{x}{100} \right)^2$$

Средняя парабола (2) называется габаритной кривой. Она сдвинута по вертикали вниз от параболы (1) на расстояние, равное требуемому габариту Γ с запасом габарита на 0,3 м. Для ненаселенной местности значение Γ соответствует $\Gamma = 7$ [2. табл. 2.5.35].

$$h_{габ} = 7 + 0,3 = 7,3 \text{ м}$$

Нижняя парабола (3) называется земляной кривой. Ее строят, чтобы правильно накладывать шаблон на профиль трассы без измерения высоты

подвеса провода на опорах h_0 . Кривая (3) сдвинута относительно кривой (1) на расстояние:

$$h_0 = H_{\text{тр}}^{\text{нж}} - \lambda_{\text{п}} = 19 - 1,45 = 17,58 \text{ (м)}$$

Таблица 12 - Результаты расчетов

X, м	y1	y2	y3
-245	13,71484	6,414837	-3,86516
-200	9,139416	1,839416	-8,44058
-150	5,140922	-2,15908	-12,4391
-100	2,284854	-5,01515	-15,2951
-50	0,571214	-6,72879	-17,0088
0	0	-7,3	-17,58
50	0,571214	-6,72879	-17,0088
100	2,284854	-5,01515	-15,2951
150	5,140922	-2,15908	-12,4391
200	9,139416	1,839416	-8,44058
245	13,71484	6,414837	-3,86516

На готовом шаблоне указываем габаритный и весовой пролеты.

Полученный в результате расчетов шаблон для расстановки опор по продольному профилю трассы представлен на рисунке 4.

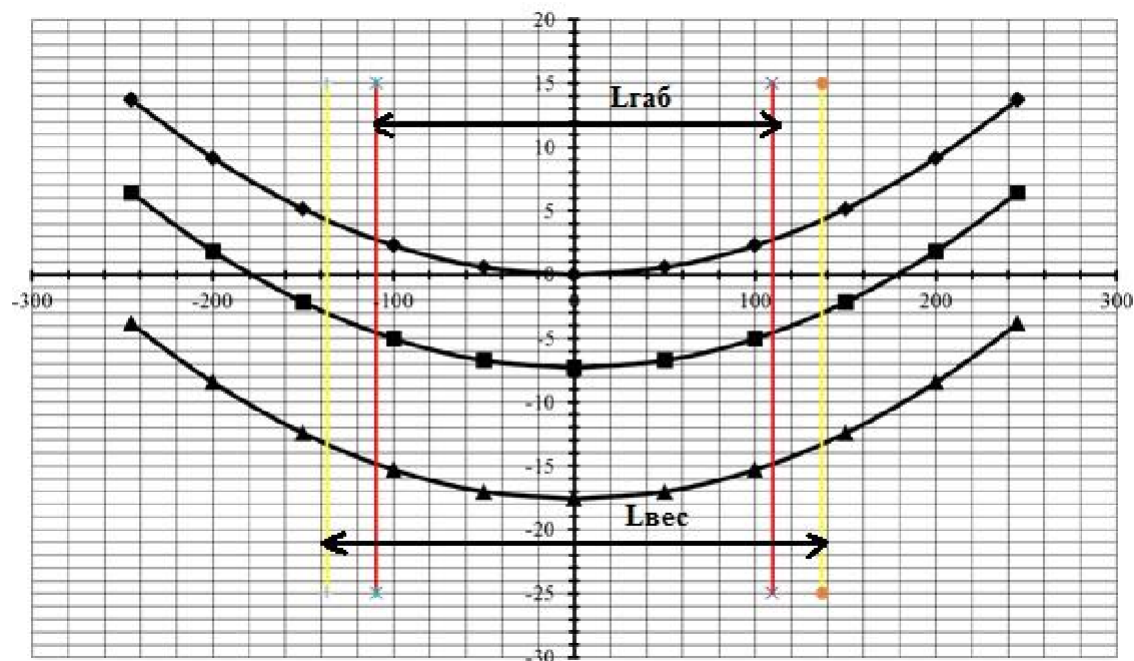


Рисунок 4 – Шаблон для расстановки опор по профилю трассы

2.6 Расчет грозозащитного троса

Согласно [1, п. 2.5.79] минимальное сечение троса для ВЛ 110 кВ и выше – 50 мм². В качестве грозозащитного троса примем МЗ-9,2-В-ОЖ-Н-Р сечением 57,6 мм², смонтирован на опоре типа П110-6В и имеет высоту от границы верхней траверсы до вершины тросостойки 4 м. Технические данные троса приведены в таблице 15.

Длина гирлянды изоляторов – $\lambda_{\text{и}}=1,42$ м, $\lambda_{\text{т}}=0,544$ м;

Таблица 13 - Технические характеристики троса

Параметры	МЗ-9,2-В-ОЖ-Н-Р
Действительная площадь поперечного сечения, мм ²	57,6
Масса смазанного каната, кг/км	544
Диаметр троса, мм	9,2

Температурный коэффициент линейного расширения [1, табл. 2.5.8]:

$$\alpha_T = 12 \cdot 10^{-6} (\text{град}^{-1}),$$

Модуль продольной упругости троса [1, табл. 2.5.8]:

$$E_T = 18,5 \cdot 10^4 \text{ Н/мм}^2;$$

Значения температур:

$$t_T = -5 \text{ }^{\circ}\text{C}, t_- = -52 \text{ }^{\circ}\text{C}, t_+ = 38 \text{ }^{\circ}\text{C}, t_{сГ} = 2,1 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Допускаемые напряжения в тросе [2, табл. 2.5.7]:

$$\sigma_T = 1770 \text{ Н/мм}^2,$$

$$l_{габ} = 150,648 \text{ м} \quad f_{пгаб} = 4,25 \text{ м}$$

Рассчитаем защитный угол проводов траверсы на опоре:

$$\alpha_{не} = \arctg \frac{D_{\varepsilon}}{H_{mc} + \lambda_n - \lambda_m} = \arctg \frac{2,10}{4 + 1,42 - 0,292} = 22,27^{\circ}$$

где D_{ε} - длина верхней траверсы опоры, м;

$H_{св}$ высота тросостойки, м.

$$\alpha_{не} = \arctg \frac{D_c}{H_{mc} + H_{св} + \lambda_n - \lambda_m} = \arctg \frac{4,2}{4 + 6 + 1,42 - 0,292} = 20,678^{\circ}$$

где D_c - половина длины средней траверсы опоры, м;

$H_{св}$ высота опоры между средней и верхней траверсами, м.

Защитный угол меньше 30 градусов. Требования ПУЭ выполняются.

Рассчитываем удельные нагрузки, действующие на трос:

Постоянно действующая нагрузка от собственного веса троса:

$$P_T = M_T \cdot g \cdot 10^{-3} = 544 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 5,331 \text{ Н / м}$$

где M_T – масса троса, кг/км,

g – ускорение свободного падения, м/с²

$$\gamma_T = \frac{P_T}{F_T} = \frac{5,331}{57,6} = 0,093 \text{ (Н/м} \cdot \text{мм}^2\text{)}$$

где F_T – сечение троса.

2.6.1. Нормативные нагрузки

1. Нормативная временно действующая нагрузка от массы гололедных отложений на один метр троса

$$P_{zm}^H = \pi \cdot K_d \cdot b_g \cdot (d_m + K_d \cdot b_g) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3}$$

K_i , K_d – коэффициенты, учитывающие изменения толщины стенки гололеда

по высоте и в зависимости от диаметра провода, определяются по таблице 2.5.4 [2].

$$K_d = 1, K_i = 1;$$

$$\begin{aligned} P_{zm}^H &= \pi \cdot K_d \cdot K_i \cdot b_g \cdot (d_m + K_d \cdot b_g) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3} = \\ &= 3,14 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 20 \cdot (9,2 + 1 \cdot 20) \cdot 0,9 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 16,182 \text{ Н/м} \end{aligned}$$

$$\gamma_{zm}^H = \frac{P_{zm}^H}{F_m} = \frac{16,182}{57,6} = 0,281 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$$

2. Нормативная временно действующая нагрузка от давления ветра на один метр троса (трос, свободный от гололеда):

Данная нагрузка соответствует ветровому давлению атмосферного перенапряжения.

$W_a = 0,06 \cdot W$, но не менее 50 Па [1, п. 2.5.73],

$$W_a = 0,06 \cdot 650 = 39 \text{ Па} < 50 \text{ Па}$$

Принимаем $W_a = 50 \text{ Па}$ [1, п. 2.5.52]:

Тогда:

$$P_{wm}^H = \alpha_w \cdot K_L \cdot K_w \cdot C_x \cdot W \cdot F \cdot \sin^2 \varphi = 1 \cdot 1,33 \cdot 1,2 \cdot 50 \cdot 11 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 0,878 \text{ (Н/м)}$$

где α_w – коэффициент, учитывающий неравномерность ветрового давления по пролету ВЛ и зависящий от ветрового давления. Определяется согласно [2, п. 2.5.52] $\alpha_w = 0,7$;

K_L – коэффициент, учитывающий влияние длины пролета на ветровую нагрузку. Определяется согласно [1, п. 2.5.52] $K_L = 1$;

K_w – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте в зависимости от типа местности. Определяется согласно [2, п. 2.5.52]. Местность категории В, $K_w = 1,25$;

C_x – коэффициент лобового сопротивления. Для тросов, свободных от гололеда диаметром менее 20 мм $C_x = 1,2$ согласно [2, п. 2.5.52]

F – площадь продольного диаметрального сечения троса, мм^2 , $F = d \cdot 10^{-3}$;

φ – угол между направлением ветра и осью ВЛ, для упрощения расчетов примем равным 90° ;

$$\gamma_{cm}^H = \frac{P_{wm}^H}{F_m} = \frac{0,755}{57,6} = 0,013 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$$

3. Нормативная временно действующая нагрузка от давления ветра (трос с гололедом) на один метр троса:

$$P_{wmz}^H = \alpha_W \cdot K_L \cdot K_W \cdot C_x \cdot 0,25 \cdot W \cdot F \cdot \sin^2 \varphi = \\ = 0,7 \cdot 1,05 \cdot 1,25 \cdot 1,2 \cdot 50 \cdot 0,25 \cdot 0,049 \cdot 1 = 0,969 \text{ Н/м},$$

где $C_x = 1,2$ – для всех проводов и тросов, покрытых гололедом, согласно [2, п. 2.5.52];

$$F = (d_{\Pi} + 2 \cdot K_i \cdot K_d \cdot b_y) \cdot 10^{-3} = (9,2 + 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 20) \cdot 10^{-3} = 0,049 \text{ м}^2;$$

$$b_y = b_{\text{э}} = 20 \text{ мм};$$

$$\gamma_{wm}^H = \frac{P_{wm}^H}{F_m} = \frac{0,969}{57,6} = 0,017 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$$

2.6.2. Расчетные нагрузки

1. Расчетная временно действующая нагрузка от массы гололедных отложений на один метр троса:

$$P_{zm} = P_{zm}^H \cdot \gamma_{mz} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d = 16,182 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,6 \cdot 0,5 = 12,946 \text{ Н/м}$$

где $\gamma_{\Pi} = 1$ – коэффициент, надежности и ответственности, принимаемый согласно [2, п. 2.5.52];

$\gamma_p = 1$ – региональный коэффициент, значение которого принимается на основании опыта эксплуатации и указывается в задании на проектирование ВЛ, согласно [2, п. 2.5.52];

$\gamma_f = 1,6$ – коэффициент, надежности по гололедной нагрузке, принимаемый 1,6 для районов по гололеду III и выше;

$\gamma_d = 0,5$ – коэффициент условий работы.

$$\gamma_{zm} = \frac{P_{zm}}{F_m} = \frac{12,946}{57,6} = 0,225 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$$

2. Расчетная временно действующая нагрузка от давления ветра на один метр троса (трос, свободный от гололеда):

$$P_{WT} = P_{WT}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 0,725 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 0,877 \text{ Н/м};$$

где $\gamma_{nw}=1,1$ – коэффициент, надежности и ответственности, принимаемый согласно [2, п. 2.5.52];

$\gamma_p=1$ – региональный коэффициент, значение которого принимается на основании опыта эксплуатации и указывается в задании на проектирование ВЛ, согласно [2, п. 2.5.52];

$\gamma_f=1,1$ – коэффициент, надежности по ветровой нагрузке;

$$\gamma_{Wm} = \frac{P_{Wm}}{F_m} = \frac{0,877}{57,6} = 0,015 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$$

3. Расчетная временно действующая нагрузка от давления ветра на один метр троса (трос с гололедом):

$$P_{Wm2} = P_{Wm2}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 0,969 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 1,172 \text{ Н/м}$$

$$\gamma_{Wma} = \frac{P_{Wm2}}{F_m} = \frac{1,172}{57,6} = 0,02 \text{ (Н/м} \cdot \text{мм}^2)$$

2.6.3. Результирующие нагрузки

1. Результирующая нагрузка от массы троса и массы гололеда:

$$P_{\Sigma 1} = P_T + P_{\Gamma T} = 12,946 + 5,331 = 18,277 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\Sigma 1} = \frac{P_{\Sigma 1}}{F_T} = \frac{18,277}{57,6} = 0,317 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2;$$

2. Результирующая нагрузка от собственной массы троса и давления ветра:

$$P_{\Sigma 2} = \sqrt{P_T^2 + P_{WT}^2} = \sqrt{5,331^2 + 0,877^2} = 5,403 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\Sigma 2} = \frac{P_{\Sigma 2}}{F_T} = \frac{5,403}{57,6} = 0,094 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2;$$

3. Результирующая нагрузка от массы троса с гололедом и давления ветра:

$$P_{\Sigma 3} = \sqrt{P_{\Sigma 1}^2 + P_{WT}^2} = \sqrt{18,277^2 + 1,172^2} = 18,314 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\Sigma 3} = \frac{P_{\Sigma 3}}{F_T} = \frac{18,314}{57,6} = 0,318 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2;$$

В таблицах 14 и 15 приведены нагрузки, действующие на трос,

Таблица 14– Нагрузки, действующие на трос

Название	Нормативная	Расчетная	Удельная
Постоянно действующая нагрузка от собственной массы троса		5,331	0,093
Нагрузка от массы гололедных отложений на 1м троса	16,182	12,946	0,281
Нагрузка от давления ветра на 1м троса (трос, свободный от гололеда)	0,725	0,877	0,015
Нагрузка от давления ветра на 1м троса (трос с гололедом)	0,969	1,172	0,020

Таблица 15 – Результирующие нагрузки на трос

Название	Расчетная нагрузка	Удельная нагрузка
Результирующая нагрузка 1	18,277	0,317
Результирующая нагрузка 2	5.403	0,094
Результирующая нагрузка 3	18,314	0,318

Таким образом, при сравнении значений результирующих нагрузок видно, что наибольшая – это нагрузка, действующая от массы провода с гололедом и давления ветра. Следовательно, в дальнейших расчетах принимаем, что $\gamma_{нб} = \gamma_{\Sigma 3}$.

Расстояние по вертикали между проводом и тросом в середине пролета не должно быть меньше нормируемого [2], однако там не указаны расстояния для промежуточных значений пролетов. Поэтому для длин пролетов, которые не превышают 1000 метров, расстояние между тросом и проводом будет рассчитано для максимального значения пролета $l_{\max} = 1,25 \cdot l_{\text{таб}} = 1,25 \cdot 219,43 = 274,3$ метров по эмпирической формуле:

$$z_{\text{т}} = 4 + 0,015 \cdot (l_{\max} - 200) = 4 + 0,015 \cdot (274,3 - 200) = 5,114 \text{ м};$$

Стрела провисания троса находится по формуле:

$$f_{\text{та}} = f_{\text{п}} + \lambda_{\text{п}} + H_{\text{тс}} - \lambda_{\text{т}} - z = 1,516 + 1,420 + 4 - 0,544 - 5,114 = 1,278 \text{ м};$$

Предполагается обеспечивать разность между стрелами провисания троса и провода 1,5 м, согласно с условиями исключения прорыва тросовой защиты грозowymi разрядами.

Произведем проверку:

$$f_{\Pi} - f_{\text{та}} = 1,516 - 1,278 = 0,238 \text{ м} \quad - \text{условие не выполняется.}$$

увеличим Z_{T} на 1,270 м, тогда $z_{\text{T}} = 5,114 + 1,270 = 6,384 \text{ м}$;

Стрела провисания троса находится по формуле:

$$f_{\text{та}} = 1,278 - 1,270 = 0,008 \text{ м};$$

Произведем проверку

$$f_{\Pi} - f_{\text{та}} = 1,516 - 0,008 = 1,508 \text{ м} \quad - \text{условие выполняется.}$$

Наряду с этим защитный угол троса в середине пролета при не отклонённых ветром положениях троса и верхнего провода составляет:

$$\alpha_{\text{ТСП}} = \arctg \frac{D_{\text{В}}}{z_{\text{T}}} = \arctg \frac{2,1}{6,077} = 18,208^{\circ} < \alpha_{\text{ПВ}} = 20,186^{\circ},$$

т.е. видно, что оказывается меньше, чем на опоре, что и необходимо для эффективной защиты провода в пролете.

Из-за возможности смещения точек крепления троса, имеющего изолированную подвеску, оперирует длиной приведенного пролета.

$$l_{\text{пр}} = 0,9 \cdot l_{\text{таб}} = 0,9 \cdot 219,43 = 197,487 \text{ м}$$

Вычислим напряжение в тросе, обеспечивающее получение максимальной стрелы провисания.

$$\sigma_{\text{на}} = \frac{\gamma_{\Sigma 2} \cdot l_{\text{пр}}^2}{8 \cdot f_{\text{на}}} = \frac{0,094 \cdot 138,099^2}{8 \cdot 0,376} = 57,230 \text{ кН/мм}^2$$

Проверим трос на механическую прочность, рассмотрев режим наибольших нагрузок.

Составим и решим основное уравнение состояния.

Исходные условия: $\gamma_{\Sigma 2 \text{та}}, t_a, \sigma_{\text{та}}$

Искомые условия: $\gamma_{\Sigma 3 \text{та}}, t_r, \sigma_{\text{нб}}$

Тогда уравнение состояния для проверки троса будет иметь вид:

$$\sigma_{\text{Тнб}} - \frac{\gamma_{\Sigma 3} \cdot E_T \cdot l_{np}^2}{24 \cdot \sigma_{\text{Тнб}}^2} = \sigma_{\text{Та}} - \frac{\gamma_{\Sigma 3}^3 \cdot E_T \cdot l_{np}^2}{24 \cdot \sigma_{\text{Та}}^2} + \alpha_T E_T (t_a - t_r);$$

$$\sigma_{\text{Тнб}} - \frac{30400000}{\sigma_{\text{Тнб}}^2} = 57230$$

$$\sigma_{\text{Тнб}}^3 - 57230 \sigma_{\text{Тнб}}^2 - 30400000 = 0.$$

В таблице 16 – приведены результаты расчетов напряжений в грозозащитном тросе при условии возникновения наибольшей механической нагрузки, Н/мм²

Таблица 16 – напряжения в грозозащитном тросе при наибольшей механической нагрузки, Н/мм²

$\sigma 0$	$\sigma 1$	$\sigma 2$	$\sigma 3$	$\sigma 4$	$\sigma 5$
1770	870,491	387,393	184,440	89,660	43,766

Окончательный результат показывает, что напряжение в тросе не превышает допустимое значение, следовательно трос МЗ-9,2-В-ОЖ-Н-Р подходит.

3 Реконструкция подстанции

Реконструкция подстанции заключается в замене трансформаторов с учётом новой мощности. И замена выключателей на стороне 110 кВ и 10кВ.

3.1 Выбор и проверка трансформатора

При отсутствии информации о графике нагрузки выбор трансформаторов ведется по упрощенной схеме, а именно по перегрузке в послеаварийном режиме, т.е:

$$S_{расч.т} = \frac{\kappa_{1-2} \cdot P_{\max}}{k_{пер} \cdot \cos \varphi \cdot (n_{\psi} - 1)}$$

где n – количество трансформаторов;

K_{1-2} – коэффициент участия потребителей 1-ой и 2-ой категорий в относительных единицах, при $K_k > 0$ для всех подстанций принимается

$$K_{1-2} = 1$$

$k_{пер}$ – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора, его значение для трансформаторов при температуре охлаждающего воздуха 20°C для систем охлаждения М, Д, ДЦ $k_{пер} = 1,3$ [16], $k_{пер} = 1,3$ для автотрансформатора при температуре 20 °С при продолжительности перегрузки 1,0 ч.;

$P_{\max}$ – активная мощность потребителей в режиме максимальных нагрузок;

$\cos \varphi = 0,8$ – коэффициент мощности.

$$S_{расч.т} = \frac{\kappa_{1-2} \cdot P_{\max}}{k_{пер} \cdot \cos \varphi \cdot (n_{\psi} - 1)} = \frac{37 \cdot 1}{1,3 \cdot 0,8 \cdot (2 - 1)} = 35,57 \text{ МВА}$$

Выбираем трансформатор согласно [2]

В таблице 17 приведены параметры выбранного трансформатора.

Таблица 17 – Параметры трансформатора ТРДН-63000/110

$S_{\text{ном}}$, МВА	Каталожные данные					Расчетные данные			
	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		u_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x , квар
	ВН	НН							
63	115	10,5	10,5	260	59	0,6	0,87	22	410

Учитывая, что мы выбираем трансформатор для района низкими температурами, согласно [17] выбираем трансформаторное масло III класса с температурой застывания -60 С.

3.2 Расчет трехфазного короткого замыкания на шинах 110 и 10 кВ в относительных единицах

Схема электрической сети и ее схема замещения приведены на рисунках 5 и 6.

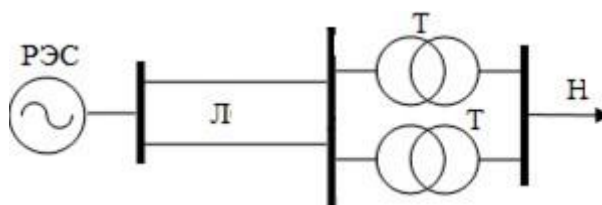


Рисунок 5 – схема электрической сети

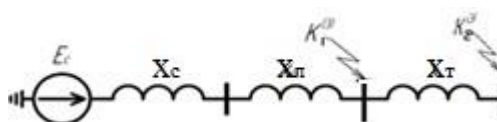


Рисунок 6 – схема замещения

Имеем две ступени напряжения: I – 115; II – 10,5.

Принимаем базисную мощность $S_6 = 1000$ МВА и базисные напряжения:

$$U_{6I} = 115; U_{6II} = 10,5;$$

Рассчитываем базисные токи:

$$I_{6I} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{6I}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02; I_{6II} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{6II}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА}.$$

Электроэнергетическая система (РЭС):

$$E_{*c} = \frac{E_c}{U_{6I}} = \frac{121}{115} = 1,052;$$

$$x_{*c} = \frac{E_c^2}{S_{кз}^{(3)}} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{6I}^2} = \frac{121^2}{6100} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,181.$$

Воздушная линии электропередачи:

$$x_{*л} = x_{л} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{6I}^2} = 9,394 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,710;$$

Трансформаторы Т (складываем //):

$$x_{*T} = \frac{U_K \cdot S_{\delta}}{100 \cdot 2S_{НОМ}} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 2 \cdot 63} = 0,833 ;$$



Рисунок 7 – Преобразование схемы замещения

1. Преобразуем схему, сворачивая ее к точке $K_1^{(3)}$:

$$x_{*1} = x_{*c} + x_{*л} = 0,181 + 0,710 = 0,891.$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{п,0} = \frac{E_{*c}}{X_{*1}} \cdot I_{б1} = \frac{1,052}{0,891} \cdot 5,02 = 5,927 \text{ кА};$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} I_{п,0} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 5,927 \cdot 1,72 = 14,417 \text{ кА},$$

где $k_{уд}=1,72$ [18, стр. 34].

2. Преобразуем схему, сворачивая ее к точке $K_2^{(3)}$:

$$X_{*2} = X_{*C} + X_{*Л} + X_{*Т} = 0,181 + 0,710 + 0,833 = 1,724.$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{п0} = \frac{E_{*c}}{X_{*2}} \cdot I_{бII} = \frac{1,052}{1,724} \cdot 54,986 = 33,553 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} I_{п0} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 33,553 \cdot 1,85 = 87,785 \text{ кА}.$$

где $k_{уд}=1,85$ [6, стр. 23].

3.3 Выбор выключателей и разъединителей на стороне 110 кВ и 10 кВ

Выбор выключателей осуществляется:

1. По напряжению установки;
2. По длительному току $I_{норм} \leq I_{ном}; I_{max} \leq I_{ном}$,
3. По отключающей способности:

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию $I_{п,τ} \leq I_{отк,ном}$.

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ $i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{ном}} = \sqrt{2} \beta_{\text{норм}} I_{\text{отк,ном}} / 100$,

где $i_{a,\text{ном}}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ; апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ ; τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$\tau = \tau_{3,\text{min}} + \tau_{\text{с,в}};$$

здесь $\tau_{3,\text{min}} = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты;

$\tau_{\text{с,в}}$ – собственное время отключения выключателя.

$\beta_{\text{норм}}$ – допустимое содержание апериодической составляющей тока в токе отключения в %.

4. На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{\text{п,0}} \leq I_{\text{дин}}; i_y \leq i_{\text{дин}},$$

где $i_{\text{дин}}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

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

5. На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{\text{терм ст}}^2 \cdot t_{\text{терм ст}} - \text{тепловой импульс тока КЗ}$$

$I_{\text{тер}}$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) по каталогу;

$t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости

Пример расчёта выключателя:

Выбираем элегазовый выключатель ВРС-110-40/3150, собственное время отключения которого $t_{\text{с.в}}=0,032$ с. [6].

1 По напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad 110 \leq 110$$

2 По длительному току $I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}; I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$,

Рассчитываем максимальный ток :

$$I_{\text{норм}} = \frac{S}{\sqrt{3}U_{6 \text{ III}}} = \frac{42000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 243 \text{ A}$$

$$I_{\text{мах}} = \frac{S_{\text{T}}}{\sqrt{3}U_{6 \text{ III}}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 331 \text{ A}$$

Номинальный ток выключателя

$$I_{\text{ном}}=2500 \text{ A}$$

$$243 \text{ A} \leq 2500 \text{ A}; 331 \text{ A} \leq 2500 \text{ A},$$

3. По отключающей способности:

Проверка на симметричный ток отключения

$$I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{отк,ном}}$$

Так как энергосистема связана с точкой КЗ непосредственно, можно считать, что $I_{\text{п,т}} = I_{\text{п,0}} = 5,927 \text{ кА}$.

Номинальный ток отключения:

$$I_{\text{отк ном}}=31,5 \text{ кА}$$

$$5,927 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$$

Проверка на отключение апериодической составляющей тока КЗ

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{норм}},$$

$$i_{a,\text{норм}} = \sqrt{2} \beta_{\text{норм}} I_{\text{отк,норм}} / 100$$

Расчетное время для выключателя с учетом времени срабатывания релейной защиты:

$$\tau = t_{\text{отк}} = \tau_{\text{с,в}} + \tau_{\text{з,мин}} = 0,03 + 0,01 = 0,04 \text{ с.}$$

$\beta_{\text{норм}}$ – допустимое содержание апериодической составляющей тока в токе отключения в %, которое определяется по рисунку.8 при $\tau = 0,04 \text{ с}$ $\beta_{\text{норм}} = 40\%$

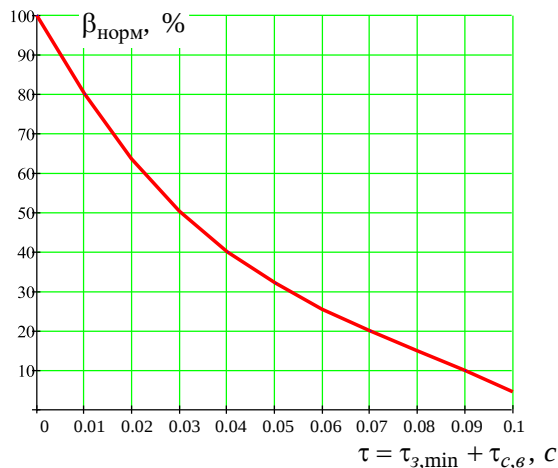


Рисунок 8. Зависимость $\beta_{\text{норм}} = f(\tau)$

Апериодическая составляющая тока КЗ к моменту времени $t = \tau = 0,04 \text{ с}$ определяется как

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} I_{\text{п,0}} e^{-t/T_a} = \sqrt{2} \cdot 5,927 \cdot e^{-0,04/0,03} = 2,209 \text{ кА},$$

где e^{-t/T_a} определяется при $T_a = 0,03 \text{ с}$ [7, стр. 23].

$$\sqrt{2} I_{\text{п,}\tau} + i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,927 + 2,209 = 10,591 \text{ кА}$$

$$\sqrt{2}I_{\text{отк.ном}}(1+\beta_{\text{н}}/100)=\sqrt{2}\cdot 40(1+40/100)=79,196 \text{ кА}$$

$$10,591 \leq 79,196$$

4. Проверка на электродинамическую стойкость.

$$I_{\text{п},0} \leq I_{\text{дин}}; i_y \leq i_{\text{дин}},$$

$$5,927 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}; 14,417 \text{ кА} \leq 81 \text{ кА},$$

5. Проверка на термическую стойкость выключателя

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}},$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п},0}^2 (t_{\text{отк}} + T_a) = 5,927^2 \cdot (0,03 + 0,03) \cdot 10^3 = 2108 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 2 = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$2108 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

Выбор разъединителя осуществляется:

1. По напряжению установки;

2. По длительному току $I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}; I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}},$

3. По электродинамической стойкости

$$i_y \leq i_{\text{дин}}$$

4. Проверка на термическую стойкость выключателя

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}},$$

Выключатели выбираем согласно [13]

Пример расчета разъединителя:

1. По напряжению установки;

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad 110 \leq 110$$

2. По длительному току

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}; \quad 331 \text{ A} \leq 1000 \text{ A}$$

3. По электродинамической стойкости

$$i_y \leq i_{\text{дин}}$$

$$14,417 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}$$

4. Проверка на термическую стойкость выключателя

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}},$$

$$2108 \text{ кА} \leq 3969 \text{ кА}$$

Разъединители выбираем согласно [13]

Результаты расчётов по выбору выключателя и разъединителя на стороне 110 кВ и 10 кВ занесены в таблицы 18 и 19.

Таблица 18 – Выключатели и разъединители 110 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель	Разъединитель
		ВРС-110-40/4000	РНД-110/1000 У1
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$

Продолжение таблицы 18

$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\max} = \frac{S_{\text{Т}}}{\sqrt{3} U_{\text{бIII}}} =$ $= \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 331 \text{ A}$	$I_{\text{ном}}=2500 \text{ A}$	$I_{\text{ном}}=1000 \text{ A}$
$I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{ном.откл}}$	$I_{\text{п,т}} = 5,927 \text{ кА}$	$I_{\text{откл ном}}= 40 \text{ кА}$	-
$i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а,ном}}$	$i_{\text{а,т}} = 0,417 \text{ кА}$	-	-
$\sqrt{2} I_{\text{п,т}} + i_{\text{а,т}} \leq$ $= \sqrt{2} I_{\text{откл.ном}} \cdot$ $\cdot (1 + \beta_{\text{H}} / 100)$	$\sqrt{2} I_{\text{п,т}} + i_{\text{а,т}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 5,927 + 0,417 =$ $= 8,799 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{откл.ном}} (1 + \beta_{\text{H}} / 100) =$ $= \sqrt{2} \cdot 31,5 (1 + 40 / 100) =$ $= 62,367 \text{ кА}$	-
$I_{\text{п,0}} \leq I_{\text{дин}}$	$I_{\text{п,0}}=5,927 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}}=40 \text{ кА}$	-
$i_{\text{y}} \leq i_{\text{дин}}$	$I_{\text{y}}=14,417 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}}=81 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}}=80 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}} \cdot t_{\text{тер}}$	$B_{\text{к}}=2108 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 2 =$ $= 3200 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 4 =$ $= 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 19 – Выключатели и разъединители 110 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		ВРС-10-40/3150	Разъединитель РВР-10/4000 УЗ
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$
$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\max} = \frac{S_{\text{Т}}}{\sqrt{3} U_{\text{бIII}}} =$ $= \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3468,2 \text{ A}$	$I_{\text{ном}}=4000 \text{ A}$	$I_{\text{ном}}=4000 \text{ A}$

Продолжение таблицы 19

$I_{п,τ} \leq I_{ном.откл}$	$I_{п,τ} = 33,553 \text{ кА}$	$I_{отк ном} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{а,τ} \leq i_{а,ном}$	$i_{а,τ} = 3,895 \text{ кА}$	-	-
$\sqrt{2}I_{п,τ} + i_{а,τ} \leq$ $= \sqrt{2}I_{отк.ном} \cdot$ $\cdot (1 + \beta_H / 100)$	$\sqrt{2}I_{п,τ} + i_{а,τ} =$ $= \sqrt{2} \cdot 33,553 + 3,895 =$ $= 51,346 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{отк.ном} (1 + \beta_H / 100) =$ $= \sqrt{2} \cdot 40 (1 + 40 / 100) =$ $= 79,196 \text{ кА}$	-
$I_{п,0} \leq I_{дин}$	$I_{п,0} = 33,553 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	-
$i_y \leq i_{дин}$	$I_y = 87,785 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 180 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{тер} \cdot t_{тер}$	$B_k = 118,209 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 2 =$ $= 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 71^2 \cdot 1 =$ $= 5041 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В целях обеспечения надежного электроснабжения потребителей промплощадки «Карьерная» необходимо разработать проект строительства воздушной линии электропередачи (далее - ВЛ) 110 кВ, а также выполнить технико-экономический расчет. Основными задачи данного раздела является планирование проектных работ, разработка календарного графика их проведения и расчет затрат на проектирование.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи: проанализировать конкурентные технические решения проекта; провести SWOT-анализ для выявления сильных и слабых сторон; выполнить планирование и организацию научного исследования, на их основе построить диаграмму Ганта, а также определить бюджет и ресурсоэффективность научного проекта.

Данный проект выполняется для снабжения электроэнергией обогатительной фабрики Междуреченская, Кемеровская область.

4.1 Анализ конкурентных технических решений

В данном разделе проводится анализ технического решения, который позволит в наибольшей степени определить характеристики, описывающие качество разработки, а также перспективы её развития.

В рамках данной работы произведем сравнение воздушной линии электропередачи и кабельной линии электропередачи.

Оценка исследования проводится по следующим группам критериев:

1. Технические критерии оценки качества разработки:

- ремонтпригодность;
- безопасность;
- надёжность;
- устойчивость к внешним воздействиям;

2. Экономические критерии оценки эффективности разработки:

- цена;
- предполагаемый срок эксплуатации;
- стоимость транспортировки;

Оценочная карта, представленная в таблице 20, позволяет вносить коррективы в научное исследования, так как предусматривает его определенные технические и экономические особенности разработки, создания и коммерциализации. В силу отсутствия идентичных предлагаемому решению разработок невозможно провести его сравнение с другими. В связи с этим, максимальный балл характеризует полное выполнение того или иного показателя. Технические критерии определяются согласно требованиям предъявляемых к разработке данной программы. Экономические критерии определены согласно финансовым возможностям, а также актуальностью и стадией готовности технического решения.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$П_{ср} = \sum B_i \cdot B_i$$

где $П_{ср}$ – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

ВЛ – используют для передачи энергии или ее распределения по проводам, проходящим на открытом воздухе, и поддерживаются над землей на опорах при помощи специальных креплений(В).

Кабельные линии электропередач прокладываются в земляных траншеях, в асбестоцементных трубах, в тоннелях и подземных коллекторах(К).

Таблица 20 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		B_B	B_K	K_B	K_K
1	2	3	4	5	6
1. Ремонтопригодность	0,1	3	1	0,3	0,1
2. Безопасность	0,2	3	4	0,6	0,8
3. Надёжность	0,2	4	5	0,8	1
4. Устойчивость к внешним воздействиям	0,15	4	5	0,6	0,75
1. Цена	0,15	4	2	0,6	0,3
2. Предполагаемый срок эксплуатации	0,15	5	3	0,75	0,45
3. Стоимость транспортировки	0,05	5	3	0,25	0,15
Итого	1			3,9	3,55

По результатам расчетов, представленных в таблице 20, можно сделать вывод, что по техническим и экономическим критериям воздушные линии предпочтительнее кабельных.

4.2 Технология QuaD

Технология QuaD (QUality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект.

Показатели оценки качества и перспективности разработки были подобраны исходя из выбранного объекта исследования.

В соответствии с технологией QuaD каждый показатель оценивается экспертным путем по стобалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 100 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Оценка качества и перспективности определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i$$

где P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

Значение P_{cp} позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенных проектных работах. Если значение показателя P_{cp} получилось от 100 до 80, то такая разработка считается перспективной. Если от 79 до 60 – то перспективность выше среднего. Если от 69 до 40 – то перспективность средняя. Если от 39 до 20 – то перспективность ниже среднего. Если 19 и ниже – то перспективность крайне низкая.

Составим оценочную карту разработки.

Таблица 21 – Оценочная карта QuaD анализа для проектируемых ВЛ

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный бал	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
1. Эффективность	0,1	70	100	0,70	0,07
2. Надежность	0,2	95	100	0,95	0,19
3. Удобство эксплуатации	0,1	70	100	0,70	0,07
4. Ремонтопригодность	0,08	80	100	0,80	0,064
5. Экономичность	0,1	55	100	0,55	0,055
6. Безопасность	0,1	80	100	0,80	0,08

7. Унифицированность	0,07	60	100	0,60	0,042
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
8. Цена	0,15	50	100	0,50	0,075
9. Срок выхода на рынок	0,05	40	100	0,40	0,02
10. Перспективность использования	0,05	75	100	0,75	0,0375
Итого	1				0,7035

Исходя из результатов анализа, можно сделать вывод, что проектирование ВЛ 110 кВ обладает перспективностью выше среднего.

4.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ проводится для анализа внутренних и внешних факторов, способных повлиять на научно-исследовательский проект. К сильным и слабым сторонам можно отнести внутренние черты научного исследования, а к возможностям и угрозам – характеристики внешней среды. В результате анализа составляется матрица, представленная в виде таблицы 22

Таблица 22 – Матрица SWOT анализа научно-исследовательского проекта

	Strengths (Сильные стороны): С1. Относительная дешевизна строительства; С2. Хорошая ремонтпригодность; С3. Большой срок службы; С4. Простота поиска и устранения повреждения;	Weaknesses (Слабые стороны): Сл1. Широкая полоса отчуждения, так как возле ЛЭП запрещается возводить сооружения и высаживать деревья; Сл2. Незащищенность от погодных условий и внешних воздействий: падений деревьев, ударов молнии; Сл3. Эстетическая непривлекательность; Сл4. Требуется опыт работы и знание по эксплуатации оборудования;
Opportunities (возможности): В1. Возможность передачи по проводам ЛЭП высокочастотных (ВЧ) сигналов, которые используются для телефонной связи; В2. Внедрение новых технологий на массовое производство; В3. Использование более дорогих элементов ВЛ. В4. Использование специального оборудования	Преимущественно своим характеристикам, устройства могут устанавливаются на большое количество электрооборудования, благодаря этому будет возможность закупить большое количество устройств за меньшую стоимость; Долгий срок службы позволит увеличить спрос, обеспечивая тем самым экономию на покупке новых	Для сохранности энергооборудования потребуется время для обучения персонала пользования оборудованием. Из-за новых технологий и стандарта возможны проблемы с установкой. Для реализации ВЧ-канала связи между подстанциями в начале и конце линии на линейном портале устанавливается специальное оборудование
Threats (угрозы): У1. Рост стоимости импортных комплектующих; У2. Отсутствие финансирования на строительство. У3. Возможность поражения электрическим током в случае приближения людей к поврежденному участку ВЛ, к проводу, лежащему на земле.	Недостаток финансирования простимулирует качество производимого изделия, что продлит срок службы;	Развитие исследования для возможности применения новых технических решений. Развитие отечественных технологий и производства.

По итогам SWOT-анализа были определены сильные и слабые стороны проекта, а также его возможности и угрозы для исполнения. После проведения анализа всех этих сторон было выявлено, что проект имеет довольно хорошие перспективы для реализации и его сильные качества могут нивелировать недостатки.

4.4 Планирование управления научно-техническим проектом

4.4.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения работы собирается рабочая группа из двух человек, в которую входят научный руководитель (НР) и проектировщик(П). Далее составляется поэтапный перечень всех работ, выбирается оптимальное время их исполнения в рабочих днях и количество задействованных в работе человек. Распределение работ заполняем в таблице 23.

Таблица 23 - Длительность этапов проектирования и распределение исполнителей.

Основные этапы	№ работы	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель проекта
Ознакомление с технической документацией и литературой	2	Ознакомление с технической документацией	Проектировщик
	3	Подбор литературы	Проектировщик
	4	Календарное планирование работ	Руководитель проекта
Электрический расчет линии 110кВ и выбор электротехнического оборудования подстанции для электропитания КНС.	5	Описание электрической схемы подстанции.	Проектировщик
	6	Выбор и параметры электротехнического оборудования подстанции	Проектировщик , руководитель проекта

Электрический расчет линии 110 кВ.	7	Выбор сечения проводов.	Проектировщик , руководитель проекта
Механический расчет линии 110кВ.	8	Расчет нагрузок действующих на провода, выбор опор, выбор арматуры и т.д.	Проектировщик , руководитель проекта
Технико-экономическое обоснование проекта	9	Технико-экономическое обоснование проекта	Проектировщик
Разработка технической документации	10	Составление пояснительной записки	Руководитель проекта, Проектировщик
	11	Составление принципиальных электрических схем	Проектировщик
	12	Оформление чертежей Сдача проекта	Руководитель проекта, Проектировщик

4.4.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Количественная оценка затрат является неотъемлемой частью анализа исследования с экономической точки зрения и позволяет определить его эффективность в данном аспекте. Как правило, большую часть бюджета научно-исследовательского проекта составляют затраты на заработную плату. В связи с этим определение трудоёмкости работ каждого участника становится первостепенной задачей при расчёте экономических показателей исследования. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости t_{oji} , в человеко-днях, используется следующая формула:

$$t_{oji} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5},$$

где t_{oji} – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, необходимо определить продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} , с учётом параллельности выполнения работ несколькими исполнителями, что позволит провести обоснованный расчет заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i},$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Ожидаемая длительность каждой из работ приведена в таблице 5

4.4.3 Разработка графика проведения научно-исследовательского проекта

Для правильного планирования работ составляется диаграмма Ганта – это ленточный график, на котором отображается необходимая информация по планированию научного исследования: даты начала и окончания выполнения работ, их временная протяженность и исполнитель. Для удобства построения необходимо длительность каждого этапа работ перевести в календарные дни, для чего применяется формула:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Формула коэффициента календарности:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}},$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Округлим до целого числа количество календарных дней по каждой работе T_i к и сведем рассчитанные значения в одну таблицу (таблица 24).

Таблица 24 – Временные показатели выполнения проекта

Название работы	Трудоёмкость работ			Численность исполнителей $Ч_i$	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{ожид}$, чел-дни		
Разработка технического задания	5	8	5	1	5
Ознакомление с технической документацией и литературой	10	15	12	2	6
Электрический расчет линии 110кВ и выбор электротехнического оборудования подстанции.	10	15	12	2	6
Электрический расчет линии 110 кВ.	25	35	30	2	15
Механический расчет линии 110кВ.	25	40	34	2	17
Технико-экономическое обоснование проекта	5	15	9	1	9
Разработка технической документации	40	70	52	2	26

Номер	09.09.21 - 14.09.21	14.09.21 - 20.09.21	20.09.21 - 26.09.21	26.09.21 - 11.10.21	11.10.21 - 28.10.21	28.10.21 - 6.11.21	6.11.21 - 31.11.21
1	Разработка технической задачи						
1.1	Проектировщик						
1.2		Руководитель					
		Проектировщик					
2			Исследовательская работа				
2.1			Руководитель				
			Проектировщик				
2.2				Руководитель			
				Проектировщик			
2.3					Проектировщик		
					Руководитель		
3						Оформление отчета	
3.1						Проектировщик	
3.2							Проектировщик
							Руководитель

Рисунок 9 – Диаграмма Ганта

Таким образом, согласно спланированному графику выполнения исследования, срок выполнения работ по проекту каждого участника составляет:

- руководитель – 75 рабочих дней; проектировщик – 79 рабочих дней.

Суммарный срок выполнения проекта: 84 рабочих дней. Диаграмма Ганта позволяет наглядно отображать последовательность и сроки выполнения каждого этапа ВКР.

4.4.4 Бюджет научно-технического исследования

Основой анализа проекта по показателям экономической эффективности является расчёт бюджета научного исследования. Бюджет проекта должен полно и достоверно отражать все виды расходов, сопряжённых с его выполнением. Для полного формирования бюджета НТИ затраты группируются по статьям:

- материальные затраты;
- амортизационные затраты
- основная заработная плата исполнителей;
- дополнительная заработная плата исполнителей;
- отчисления на социальные нужды;
- накладные расходы.

Расчет материальных затрат на разработку проекта

Стоимость материалов, используемых при разработке данного проекта, приведена в таблице 25.

Таблица 25 – Материальные затраты на разработку проекта

№	Наименование изделия	Количество (ед. штук, упаковок)	Цена единицы изделия, руб.	Общая стоимость изделия, руб.
1	бумага обычная	4	600	2400
2	ручки и карандаши	10	50	500
3	бумага для печати	4	50	200

4	скобы для степлера	4	25	100
Итого:				3200

Исходя из данных, представленных в таблице 25, материальные затраты на выполнение проекта составили 3200 рублей.

Амортизационные отчисления

В данный раздел входят затраты, которые связаны с приобретением специального оборудования, которое необходимо для работ по данной теме, а именно приборов, устройств и механизмов, контрольно-измерительной аппаратуры и т.д. Стоимость спецоборудования в ряде случаев берется по договорной цене или по действующим прейскурантам. Затраты, рассчитанные в данном разделе занесены в таблицу 26

Таблица 26 –Амортизационные отчисления на оборудование

№	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
1	Компьютер	1	55	55
2	Принтер	1	6	6
3	Сканер	1	10	10
Итого:	71 тыс. руб.			
Амортизация:	5,4 тыс. руб.			

Так как данное оборудование используется длительно, необходимо учесть стоимость амортизационных отчислений для данного оборудования:

$$A_i = \frac{S \cdot N}{H \cdot 365}$$

где A_i – амортизационные отчисления;

S – стоимость оборудования и программного обеспечения;

N – количество дней использования при проектировании;

H – предполагаемый срок службы оборудования и программного обеспечения.

$$A_{\text{ПК}} = \frac{55000 \cdot 84}{3 \cdot 365} = 4219,1 \text{ руб.}$$

$$A_{\text{принтер}} = \frac{6000 \cdot 84}{3 \cdot 365} = 460,2 \text{ руб.}$$

$$A_{\text{сканер}} = \frac{10000 \cdot 84}{3 \cdot 365} = 767,12 \text{ руб.}$$

Таким образом, были определены амортизационные отчисления на разработку проекта, которые составили 5446,2 руб.

4.4.5 Основная заработная плата

Статья основная заработная плата включает в себя заработную плату сотрудников, непосредственно участвующих и проведении исследования: руководитель и проектировщик. Расходы по заработной плате определяются в зависимости от трудоёмкости выполняемых работ, рассчитанной ранее, а также действующей системы окладов и тарифных ставок, для каждого исполнителя. Также в состав основной заработной платы входит премия, которая должна выплачиваться каждый месяц из средств фонда заработной платы в размере 20–30 % от тарифа или оклада.

Статья включают основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты), а также дополнительную заработную плату:

$$З_{\text{зп}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}},$$

Где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата (12-20% от $Z_{\text{осн}}$).

Таблица 27 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{м}}$, руб	$Z_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р, раб.}}$ дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.	$Z_{\text{доп}}$, руб	$Z_{\text{зп}}$, руб
Проектировщик	10000	460	79	39600	4752	45500
Руководитель	20000	910	75	76400	9168	87900
Итого $Z_{\text{зп}}$	133 400 рублей					

В результате вычислений основная заработная плата руководителя составляет 87900 руб., а проектировщика – 45500 руб. Итоговые затраты на заработную плату исполнителей проекта составили 133400 руб.

Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала

В статью дополнительная заработная плата включается сумма за отклонение от нормальных условий труда исполнителей темы, а также связанных с обеспечением гарантий и компенсаций, предусмотренных Трудовым кодексом РФ.

Дополнительная заработная плата: проектировщика

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,12 \cdot 39600 = 4752 \text{ руб};$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12–0,15).

Дополнительная заработная плата руководителя:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,12 \cdot 76400 = 9168 \text{ руб};$$

Страховые отчисления

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды. Страховые отчисления являются обязательными и рассчитываются от затрат на оплату труда работников в соответствии с установленным законодательством Российской Федерации.

Для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность, вводится пониженная ставка страховых отчислений, которая составляет 30,2%.

Страховые отчисления для руководителя:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}) = 0,302 \cdot (76400 + 9,168) = 25841,5 \text{ руб};$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Страховые отчисления для проектировщика:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}) = 0,302 \cdot (39600 + 4752) = 13394,3 \text{ руб};$$

4.5 Накладные расходы

Эта статья учитывает затраты на управление и хозяйственное обслуживание, а также затраты, не вошедшие в другие статьи, например оплата услуг связи, печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата электроэнергии и т.д. Величина накладных расходов:

$$\begin{aligned} З_{накл} &= (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{пр} = \\ &= (З_{мат} + З_{аморт} + З_{осн} + З_{доп} + З_{внеб}) \cdot 0,16 = \\ &= (3200 + 5446,2 + 133400 + 13920 + 39235,8) \cdot 0,16 = \\ &= 31232,3 \text{ руб} \end{aligned}$$

где $k_{пр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы, примем равным 16%.

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Заключительным этапом экономической оценки проекта является формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта, так как уже определены все затратные части проведения НИР. Общие расходы на проведение проекта приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Расчёт бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	%
Материальные затраты	3200	1
Амортизационные отчисления	5446,2	2,4
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	133400	58,9
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	13920	6,1
Отчисления на социальные нужды	39235,8	17,3
Накладные расходы	31232,3	13,7
Бюджет затрат НТИ	226434	100

Таким образом, анализируя затраты по каждой статье, можно сделать следующие выводы:

- Самой большой статьёй расхода являются затраты по основной заработной плате исполнителей темы, они составляют 58,9 % всего бюджета проекта;
- Следующей по величине статей является отчисления на социальные нужды (17,3 %);
- Накладные расходы составляют порядка 13,7 % бюджета.

4.6 Ресурсоэффективность

Оценка сравнительной эффективности исследования основывается на определении интегрального показателя ресурсоэффективности, который имеет следующий вид:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент i -го параметра;

b_i – бальная оценка i -го параметра, которая устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в таблице 29.

Таблица 29– Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Бальная оценка разработки
1. Эффективность	0,25	5
2. Надежность	0,25	5
3. Удобство в эксплуатации	0,25	5
4. Ремонтопригодность	0,125	4
5. Функциональность	0,125	5
Итого	1	

Интегральный показатель ресурсоэффективности для разрабатываемого научно-исследовательского проекта:

$$I_{pi} = 0,25 \cdot 5 + 0,25 \cdot 5 + 0,25 \cdot 5 + 0,125 \cdot 4 + 0,125 \cdot 5 = 4,875;$$

Таким образом, интегральный показатель ресурсоэффективности составил 4,875 из 5 возможных, что свидетельствует об эффективности реализации технического проекта.

4.7 Выводы по главе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

1. В рамках раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» была доказана конкурентоспособность ВЛ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

2. Был проделан QuaD анализ технологии, на основании которого можно сказать, что разработка имеет высокий технический и экономический потенциал.

3. С помощью SWOT-анализа определены сильные и слабые стороны проекта, угрозы и возможности, а также проанализировано их взаимное влияние. Среди сильных сторон можно выделить: относительная дешевизна строительства, хорошая ремонтпригодность, а также большой срок службы. Исходя из анализа можно сделать вывод, что потенциальных сильных сторон у проекта больше, чем слабостей, что свидетельствует об перспективности разработок проекта.

4. Установлено, что в календарных днях длительность работ для руководителя составляет 75 дней, а для проектировщика – 79 дней. На основе временных показателей по каждой из произведенных работ был построен календарный план-график, по которому можно увидеть, что самая продолжительная по времени работа – это разработка принципиальной схемы электрических соединений.

Бюджет проекта составил 226434 руб., большая часть которого приходится на выплату заработной платы участникам проекта. Также были определены показатели ресурсоэффективности, значения которых свидетельствуют о достаточно высокой эффективности реализации технического проекта.

5. Было произведено сравнение воздушной линии и кабельной по техническим и экономическим критериям эффективности. По результатам анализа было доказано преимущество воздушной линии.

5 Социальная ответственность

Введение

Тема выпускной квалификационной работы «Проект реконструкции системы электроснабжения промплощадки «Карьерная»». На основании проведенных исследований вариантом реконструкции данного участка сети электроснабжения является проектирование линий. Исследуемые электрические сети напряжением 110 кВ размещены на территории Кемеровской области .

В данном разделе будут рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, действующие на электротехнический персонал, обслуживающего подстанции и занимающегося строительством объектов электрической сети. В разделе также рассматриваются вопросы безопасности в чрезвычайных ситуациях и мер по ликвидации её последствий, экологическая безопасность и правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Рабочей зоной электромонтера является: производственное помещение, оснащенное ПЭВМ, столом, креслом и т.д. Электромонтер будет работать с ПЭВМ в положении сидя за рабочим столом.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Трудовой кодекс РФ содержит основные положения отношений между работодателем и сотрудником, включая оплату труда, выходных, отпуска и так далее.

Особенностью работы в сфере электроэнергетического комплекса действительно является повышенный риск получения травм различной степени тяжести. Электромонтерам приходится часто выполнять различные операции, сопряженные с прямым риском здоровью (вредные условия труда).

Согласно статье 210 ТК РФ одним из основных направлений государственной политики в области охраны труда является: установление

гарантий и компенсаций за работу с вредными и (или) опасными условиями труда;

Трудовой кодекс гарантирует работникам, занятым на вредном производстве, определенные льготы и компенсации:

- 1) Оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере - статья 147 ТК РФ.
- 2) Для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, где установлена сокращенная продолжительность рабочего времени, максимально допустимая продолжительность ежедневной работы (смены) не может превышать: при 36-часовой рабочей неделе - 8 часов; при 30-часовой рабочей неделе и менее - 6 часов - статья 94 ТК РФ.
- 3) Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск предоставляется работникам, условия труда на рабочих местах которых по результатам специальной оценки условий труда отнесены к вредным условиям труда 2, 3 или 4 степени либо опасным условиям труда. Минимальная продолжительность ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска работникам, указанным в части первой настоящей статьи, составляет 7 календарных дней - статья 117 ТК РФ.

Организация рабочего места оператора регламентируется следующими нормативными документами: ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ, ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ, ГОСТ 21889-76 Система "Человек-машина" и рядом других.

Главными элементами рабочего места оператора являются стол и кресло. Основным рабочим положением является положение сидя.

Конструкция рабочего стула (кресла) должна обеспечивать поддержание рациональной рабочей позы при работе на ПЭВМ, позволять изменять позу с целью снижения статического напряжения мышц шейно-плечевой области и спины для предупреждения развития утомления. Тип рабочего стула (кресла)

следует выбирать с учетом роста пользователя, характера и продолжительности работы с ПЭВМ.

Рациональная планировка рабочего места предусматривает четкий порядок и постоянство размещения предметов, средств труда и документации. То, что требуется для выполнения работ чаще, расположено в зоне легкой досягаемости рабочего пространства.

Создание благоприятных условий труда и правильное эстетическое оформление рабочих мест на производстве имеет большое значение как для облегчения труда, так и для повышения его привлекательности, положительно влияющей на производительность труда.

5.2 Производственная безопасность

Перечень опасных и вредных факторов, влияющих на персонал в заданных условиях деятельности, представлен в таблице 30.

Таблица 30 - Возможные опасные и вредные факторов

Факторы	Нормативные документы
Электромагнитное поле	СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»
Акустический шум	СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»
Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения	СП 52.13330.2010 Естественное и искусственное освещение
Возможность поражения	ГОСТ 12.1.019-2017

электрическим током	«Электробезопасность».
Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования	Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с действием силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты	ГОСТ Р 12.3.050-2017 НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ РАБОТЫ НА ВЫСОТЕ Правила безопасности

5.2.1 Электромагнитное поле

Электрические сети высокого напряжения оказывают неблагоприятное влияние на техно- и биосферу. Напряжения и токи в проводах линий электропередач создают электромагнитные поля в пространстве и блуждающие токи в земле. Вследствие этого могут возникнуть мешающие и даже опасные влияния на биосферу. Электромагнитные поля отрицательно воздействуют на людей и животных. Опасное воздействие на персонал и население оказывают электрические и магнитные поля промышленной частоты.

Источником электромагнитных полей промышленной частоты являются токоведущие части действующих электроустановок, находящиеся под напряжением (линии электропередач, генераторы, трансформаторы и др.).

Защита от электромагнитного поля должна обеспечиваться применением средств и методов коллективной и индивидуальной защиты.

5.2.2 Акустический шум

При работе воздушных линий электропередачи имеют место акустические шумы в виде потрескивания и шипения (гудения). Наибольший шум возникает в плохую погоду, когда капли воды на поверхности проводов становятся источником большого числа коронных разрядов, которые, в свою

очередь, становятся источниками шума. Сильное шипение возникает при гололеде и изморози.

Интенсивность шума зависит от геометрических характеристик и напряжения ВЛ, а также от погодных условий.

Защита от шума должна обеспечиваться применением средств и методов коллективной и индивидуальной защиты.

Методы и средства коллективной защиты включают в себя:

- изменение направленности излучения шума;
- рациональную планировку предприятий и производственных помещений;
- акустическую обработку помещений;
- применение звукоизоляции.

Средства индивидуальной защиты включают в себя использование противозумных вкладышей (беруши), наушников, шлемов и касок, специальных костюмов.

5.2.3 Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения

Освещение рабочего места – важнейший фактор создания нормальных условий труда. Освещению следует уделять особое внимание, так как при работе наибольшее напряжение получают глаза.

О важности вопросов производственного освещения говорит тот факт, что условия деятельности электромонтера в системе «человек-машина» связаны явным преобладанием зрительной информации - до 90% общего объема. Выполняемая работа относится к классу «точных». Для искусственного освещения СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» регламентирована наименьшая допустимая освещенность рабочих мест – 300 Лк, рекомендуемая – 400 Лк.

Для обеспечения нормативной освещённости необходимо использовать

совмещенное освещение, при котором естественное дополняется искусственным. Естественное освещение является боковым, а искусственное – общим. В условиях недостаточной освещенности в утреннее и вечернее время используется искусственное освещение.

5.2.4 Возможность поражения электрическим током

Для персонала, выполняющего работы под напряжением, основными опасными факторами являются поражение электрическим током в случае пробоя изоляции.

Технические мероприятия делятся на коллективные и индивидуальные. К коллективным способам и средствам защиты относятся: отключение напряжения и принятие мер, препятствующих ошибочному или самопроизвольному включению коммутационной аппаратуры, проверку отсутствия напряжения, изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, наложение заземлений, вывешивание запрещающих, предупреждающих и предписывающих плакатов.

Индивидуальные изолирующие электрозащитные средства делятся на основные и дополнительные.

К основным электрозащитным средствам в электроустановках напряжением выше 1000 В относятся: изолирующие штанги всех видов; изолирующие и электроизмерительные клещи; указатели напряжения; устройства и приспособления для обеспечения безопасности труда при проведении испытаний и измерений в электроустановках; прочие средства защиты, изолирующие устройства и приспособления для ремонтных работ под напряжением в электроустановках напряжением 110 кВ и выше (полимерные изоляторы, изолирующие лестницы и т.п.).

К дополнительным электрозащитным средствам в электроустановках напряжением выше 1000 В относятся: диэлектрические перчатки; диэлектрические боты; диэлектрические ковры; изолирующие подставки и

накладки; изолирующие колпаки; штанги для переноса и выравнивания потенциала.

5.2.5 Работы на высоте

Осмотр оборудования, например, трансформатора может проходить на высоте, а также, работы на воздушных линиях (далее – ВЛ), замена освещения.

Приземление бывает вертикальным (на ноги, на голову) или горизонтальным (на спину, на живот, на бок), это оказывает существенное влияние на особенности повреждений. При вертикальном падении на голову смерть нередко наступает на месте, на ноги – страдают нижние конечности, возникают компрессионные переломы позвоночника. Горизонтальные падения сопряжены с высоким риском переломов таза, повреждений внутренних органов. Механизм травм может быть прямым (непосредственно от удара) либо непрямым (вследствие сотрясения, резкого перемещения, компрессии)

Работами на высоте считаются трудовые операции, выполняемые на высоте более 1,3 м от поверхности земли, пола, площадок, междуэтажных перекрытий, покрытий, а также работы, выполняемые в опасных зонах, т.е. ближе чем 2 м от границы перепада по высоте 1,3 м при отсутствии страховочных ограждений или защитно-улавливающих установок [14].

В качестве средств индивидуальной защиты при работе на высоте должны применяться строительные предохранительные пояса.

5.2.6 Работа с вращающимися механизмами

К вращающим механизмам относят насосы, вентиляторы, дымососы, мельницы, питатели, дробилки и т.п. с электро- или другим приводом. Работы с включенными установками разрешено проводить только электротехническому персоналу.

Работа с данными механизмами одновременно предполагает возможность механического повреждения тканей или костей.

Регламентирующим документом является Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок [15].

Средства индивидуальной защиты - защитная каска, средства защиты лица и глаз, застегнутая спецодежда.

5.3 Экологическая безопасность

Воздушные линии электропередачи (ВЛ) не представляют значительной угрозы для окружающей среды, так как не загрязняют воздух, воду и землю. Загрязнение воздушной, водной среды и почвы, как правило, происходит лишь при строительстве.

Воздействие на селитебную зону: не распространяются, в связи удаленностью подстанций от жилой зоны.

Воздействие на литосферу: проектируемые линии проходят через небольшие населенные пункты, а также леса и водоемы. С участка, изымаемого в постоянное пользование для строительства подстанции, предусматривается снятие плодородного слоя почвы с последующим использованием для озеленения площадей, а излишки плодородного слоя почвы складироваться вблизи площадок подстанций или вывозятся в места, определяемые землепользователем и в дальнейшем используются для улучшения и восстановления земельных угодий.

Воздействие на гидросферу: строительство или реконструкция ВЛ, а затем их эксплуатация окажет определенное воздействие на поверхностные и подземные воды.

Возможные направления воздействия:

- изъятие и использование воды на производственные и хозяйственно-питьевые нужды;
- загрязнение поверхности водосбора сточными водами, а также отходами, образующимися в период строительства;

- изменение гидрологического и гидрохимического режима водотоков в случае их пересечения;

- загрязнение при прокладке кабелей, канализационных и других коммуникаций.

Еще один источник загрязнения подземных вод – выбросы выхлопных газов строительных машин, механизмов и транспортных средств, работающих на двигателях внутреннего сгорания и содержащих опасные токсичные вещества.

Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод включают в себя:

- организация сбора и передача специализированным организациям сточных вод;

- организация сбора и утилизации отходов;

- временное накопление отходов на специальных площадках, оборудованных специальным покрытием.

Воздействие на атмосферу: в период строительства основными процессами, во время которых выделяются в атмосферу загрязняющие вещества, являются: земляные, сварочные, окрасочные работы, погрузо-разгрузочные работы при складировании сыпучих строительных материалов, работа двигателей строительных машин, механизмов и автотранспорта. Выбросы при строительстве носят временный и непродолжительный характер.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В общем, перечень возможных ЧС на объекте исследования может быть достаточно широк. Ограничиваясь местоположением объекта и условиями его эксплуатации, его можно представить следующим вариантом:

- удар молнии;

- пожар.

Наиболее типичной ЧС при эксплуатации электрооборудования является пожар. Пожар на территории проходящих ВЛ может возникнуть вследствие причин неэлектрического и электрического характера.

К причинам неэлектрического характера относятся халатное и неосторожное обращение с огнем (курение).

К причинам электрического характера относятся:

- короткое замыкание;
- перегрузка проводов;
- большое переходное сопротивление;
- искрение;
- статическое электричество.

Режим короткого замыкания – появление в результате резкого возрастания силы тока, электрических искр, частиц расплавленного металла, электрической дуги, открытого огня, воспламенившейся изоляции.

Причины возникновения короткого замыкания:

- ошибки при проектировании.
- старение изоляции.
- увлажнение изоляции.
- механические перегрузки.

Пожарная опасность при перегрузках – чрезмерное нагревание отдельных элементов, которое может происходить при ошибках проектирования в случае длительного прохождения тока, превышающего номинальное значение.

Пожарная опасность переходных сопротивлений – возможность воспламенения изоляции или других близлежащих горючих материалов от тепла, возникающего в месте аварийного сопротивления (в переходных клеммах, переключателях и др.).

Согласно Федеральному закону от 22.07.2013 г. №123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», для того чтобы избежать возникновения пожара, необходимо предпринимать следующие меры:

- проводить инструктажи по пожарной безопасности;
- проводить учебные тревоги, чтобы сотрудники смогли сориентироваться в случае возникновения пожара;
- обеспечить наличие плана-эвакуации для каждого из помещений;
- обеспечить наличие огнетушителей или других средств для тушения пожара;
- обеспечить помещения пожарной сигнализацией;
- соблюдать правила пожарной безопасности при установке различных электроприборов в помещении, а также при его планировке;

В случае возникновения пожара, необходимо следовать следующим инструкциям:

- сообщить в пожарную службу охраны;
- дать сигнал тревоги в ручном режиме для эвакуации людей, если автоматическая пожарная сигнализация еще не сработала;
- оценить обстановку, убедиться в наличии опасности и определить, откуда она исходит.

Если после оценки ситуации сделан вывод о том, что пожар не представляет большой опасности, находится на начальной стадии и его можно потушить самостоятельно, то можно воспользоваться огнетушителем. Однако это допустимо только в том случае, если пожарная охрана уже оповещена о случившемся возгорании. Если потушить пожар самостоятельно не получается, то необходимо:

- немедленно покинуть помещение;
- идти в сторону, противоположную пожару;

Молниезащита

Уже после сооружения первых ВЛ возникла проблема их защиты от молниевых воздействий. Вероятность прямого поражения молнией воздушной линии электропередачи сравнительно мала, но не настолько, чтобы можно было ею пренебрегать при оценке грозоупорности.

Вероятность поражения ВЛ зависит от частоты гроз в регионе расположения трассы, высоты конструкций ВЛ и ширины занимаемой ей территории. Последствия молниевых воздействий не однозначны, зависят от электрических параметров молнии и от того, в какой элемент ВЛ (или рядом с ВЛ) молния попадает.

ВЛ необходимо защищать от молниевых воздействий техническими средствами (устройствами), устанавливаемыми на самих ВЛ.

Технические средства защиты от молниевых воздействий делятся на устройства, снижающие вероятность таких воздействий, и устройства, снижающие параметры таких воздействий на токоведущие системы и изоляцию ВЛ. К первой группе устройств относятся грозозащитные тросы, ко второй — устройства защиты от грозовых перенапряжений. В настоящее время на ВЛ разных классов напряжений применяются устройства защиты от грозовых перенапряжений на основе нелинейных сопротивлений (ОПН), искровые промежутки (ИП) и молниезащитные разрядники (РМЗ).

5.5 Вывод по разделу:

В разделе «социальная ответственность» были выявлены и проанализированы наиболее вероятные опасные и вредные факторы, влияющие на работу электротехнического персонала. Были предложены методы защиты персонала от опасных и вредных факторов. Также рассмотрены наиболее возможные чрезвычайные ситуации на объекте исследования и мероприятия по их предотвращению.

Дадим оценку категории помещения по электробезопасности согласно ПУЭ: рабочее место электромонтера относится к помещению с повышенной опасностью поражения электрическим током – 2 категория.

Определим группу персонала по электробезопасности: ремонт, монтаж, демонтаж и техническое обслуживание линий электропередачи напряжением 35 - 110 кВ, средств изоляции и грозозащиты с применением средств механизации может выполняться электромонтером IV разряда. [12]

Категорию тяжести труда: работа электромонтера по категории тяжести относится средней тяжести категория Пб согласно [13].

Категория объекта по взрывопожарной и пожарной опасности: Категория по взрывопожарной опасности по СП 12.13130.2009 «В1» Класс зоны помещений по ПУЭ «П-I»

Данный объект оказывает минимальное негативное воздействие на окружающую среду и относится к объектам IV категории.

Заключение

В ходе выполнения данной работы был рассмотрен проект реконструкции воздушной линии 110 кВ, и подстанции «Карьерная». Данная воздушная линия обеспечивает электроэнергией горно-обогатительный комбинат Кемеровской области.

При выполнении данного проекта были выявлены проблемы износа основного оборудования, которыми являются механический и электрический износ, а так же особенности климата данного региона. Рассмотрены современные типы выключателей, и приведены достоинства и недостатки каждого типа.

Произведен выбор провода, маркой АС-95/16. Для данного провода произведен механический расчет, определена величина габаритного пролета, произведен выбор изоляторов, линейной арматуры, произвели построение расстановочного шаблона, а так же выполнен расчет и выбор грозозащитного троса.

Произведен выбор силового трансформатора с учетом мощности нагрузки. Выбраны вакуумные автоматические выключатели, выбор которых исходит из климатических особенностей заданного района.

При выполнении раздела «Финансовый менеджмент» была определена определена трудоемкость выполнения работ, и рассчитаны затраты на реализацию проекта.

При выполнении раздела «Социальная ответственность» произведен анализ имеющих место на подстанции опасных и вредных факторов, а также определены меры по ограничению воздействия этих факторов на электромонтера, и методы защиты от них. Произведено описание мер предосторожности при возникновении чрезвычайных ситуаций. Определено воздействие воздушной линии электропередач на окружающую среду. Рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Список литературных источников

1. Правила устройства электроустановок ПУЭ. – 7-е изд. – М.: НЦ ЭНАС, 1999. – 640 с.
2. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / И .Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович, И. М. Шапиро
3. ГОСТ 839-80 Межгосударственный стандарт. Технические условия. «Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи»
4. Гологорский Е.Г. Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4-500 кВ / Е. Г. Гологорский, А. Н. Кравцов, Б. М. Узелков. Под ред. Е. Г. Гологорского. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 344 с.: ил.
5. Строительные нормы и правила: СНиП 23-01-99. Строительная климатология: нормативно-технический материал. – М., 2003. – 36 с.
6. Готман В.И. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах. Расчёт режимов короткого замыкания и продольной несимметрии в электроэнергетической системе: Теория. – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – 47 с.;
7. ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя
8. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)
9. ГОСТ 12.2.032-78 Рабочее место при выполнении работ сидя
10. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».
11. Приказ Министерства электрооборудованию электрической дуги: труда и социальной защиты РФ от 9 декабря 2014 г. N 997н "Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам сквозных профессий и

должностей всех видов экономической деятельности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением"

12. Об утверждении профессионального стандарта "Работник по техническому обслуживанию и ремонту воздушных линий электропередачи"

13. Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания

14. ГОСТ Р 12.3.050-2017 Работы на высоте Правила безопасности

15. Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок: приказ Министерства труда и социальной защиты Рос. Федерации от 15.12.2020 №903н

16.МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПРИКАЗ от 8 февраля 2019 года N 81.

17. ГОСТ Р 22.0.02.-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий. Введ. 1996-01-01. Текст. М.: Изд-во стандартов, 1994. 16 с.

18. XVI Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов, молодых ученых «Современные техника и технологии» Фомин А.В. «Элегазовые выключатели: современное состояние, проблемы, и тенденции развития» г. Томск, 12-16 апреля 2010 г. : в 3 т. / 90 Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). — Томск: Изд-во ТПУ, 2010.

Приложение А

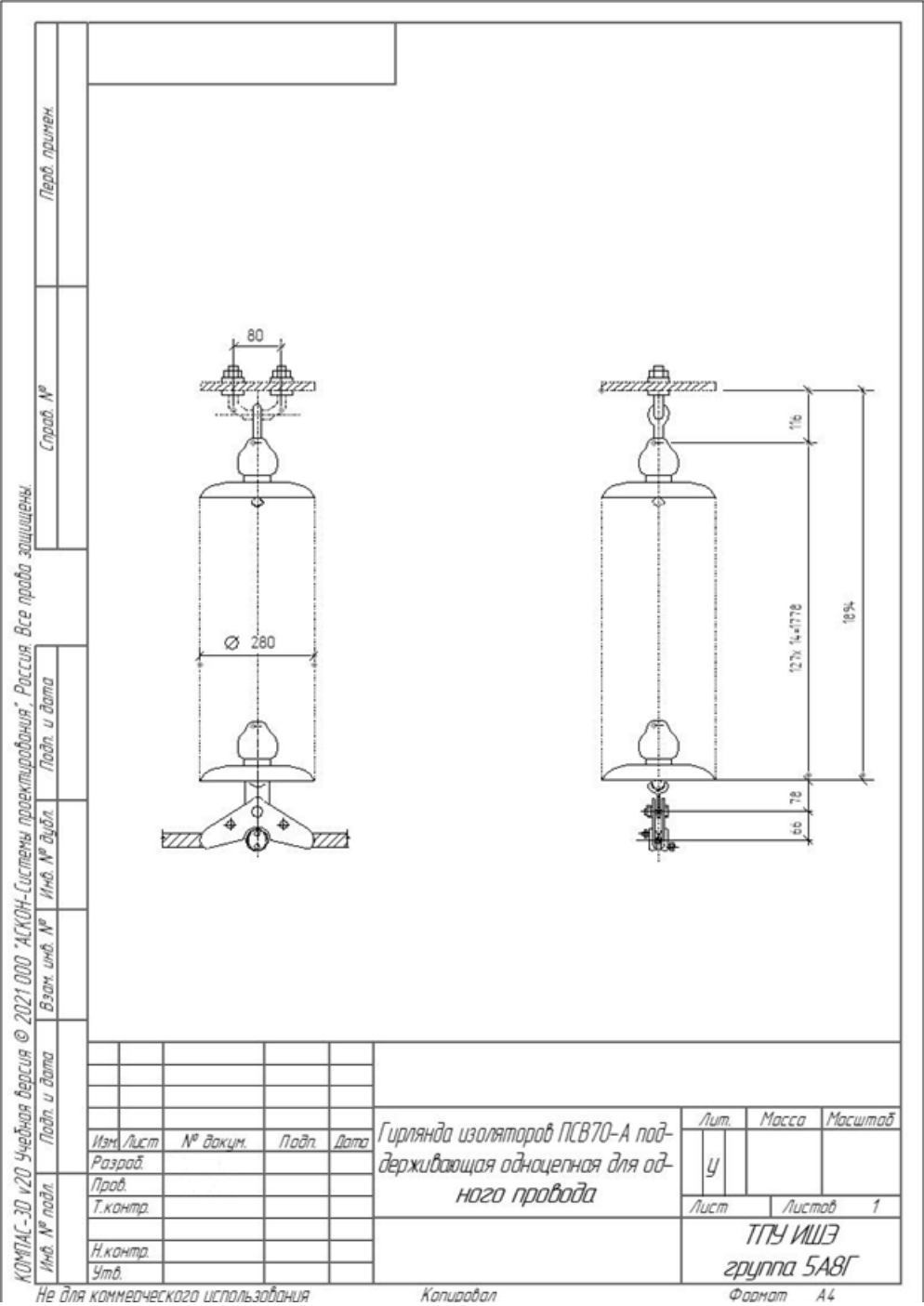


Рисунок А.1 – Изображение подвесной гирлянды с арматурой

Приложение Б

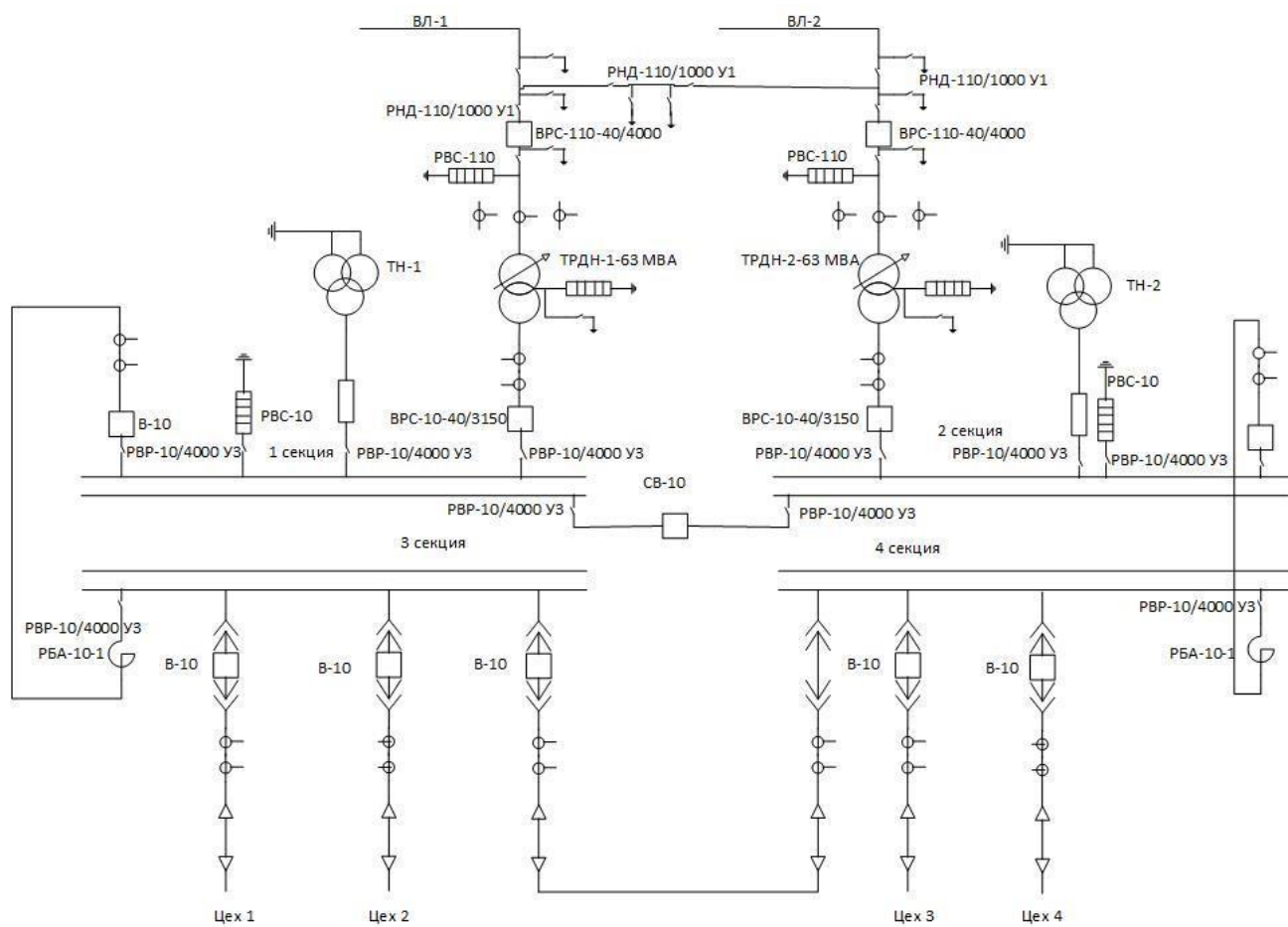


Рисунок Б.1-схема электрических соединений подстанции