

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

---

Институт Энергетический  
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
Кафедра Электрических сетей и электротехники

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Исследование технической и экономической целесообразности применения современных типов проводов на воздушных линиях высокого и среднего классов напряжения</b>

УДК 621.315.1:621.315.3

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А2Г	Кравченко Михаил Геннадьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭСиЭ	Бацев Александр Андреевич			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры менеджмента	Грахова Елена Александровна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологии и БЖД	Амелькович Юлия Александровна	К.Т.Н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
электрических сетей и электротехники	Прохоров Антон Викторович	К.Т.Н.		

Томск – 2016 г.

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

---

Институт Энергетический  
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
Кафедра Электрических сетей и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

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

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

<b>бакалаврской работы</b>
----------------------------

Студенту:

Группа	ФИО
5А2Г	Кравченко Михаилу Геннадьевичу

Тема работы:

<b>Исследование технической и экономической целесообразности применения современных типов проводов на воздушных линиях высокого и среднего классов напряжения</b>
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Утверждена приказом директора (дата, номер)	27.04.2016, № 3266/С
---------------------------------------------	----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><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></p>	<p><b>Материалы кафедры ЭСиЭ;</b></p>
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><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></p>	<p>Анализ литературных источников по теме исследования; описание объектов, цели и постановка задач исследования; обоснование эффективности применения современных типов проводов; выбор и проверка конструкций, материалов, оборудования; технико-экономические расчеты; производственная и экологическая безопасность; анализ результатов выполненной работы.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Амелькович Юлия Александровна</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Грахова Елена Александровна</p>

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>09.02.2016</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Ассистент кафедры ЭСиЭ</p>	<p>Бацев Александр Андреевич</p>			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>5А2Г</p>	<p>Кравченко Михаил Геннадьевич</p>		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
5А2Г	Кравченко Михаилу Геннадьевичу

<b>Институт</b>	<b>Энергетический</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Электрических сетей и электротехники</b>
<b>Уровень образования</b>	<b>Бакалавр</b>	<b>Направление</b>	<b>13.03.02 Электроэнергетика и электротехника</b>

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

1. <i>Стоимость ресурсов научно-технического исследования (НТИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>В НТИ исходными данными являлись схема энергосистемы, технические данные по оборудованию</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>ГОСТ 14.322-83 Нормирование расхода материала. Основные положения; ГОСТ 51541-99 Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Состав показателей. Общие положения.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления по страховым взносам составляют 30% от ФОТ</i>

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>Оценка инновационного потенциала НТИ</i>
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	<i>НТИ выполнено в рамках выпускной квалификационной работы, разработка устава не требуется</i>
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Планирование и организация НТИ, разработка сметы затрат</i>
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Определение интегрального показателя финансовой эффективности</i>

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. <i>Перечень работ</i>
2. <i>Линейный график работ</i>
3. <i>Бюджет проекта</i>

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ассистент кафедры менеджмента	Грахова Елена Александровна			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
5А2Г	Кравченко Михаил Геннадьевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
5А2Г	Кравченко Михаилу Геннадьевичу

<b>Институт</b>	<b>Энергетический</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Электрических сетей и электротехники</b>
<b>Уровень образования</b>	<b>Бакалавр</b>	<b>Направление</b>	<b>13.03.02 Электроэнергетика и электротехника</b>

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>Объект раздела: характеристика работ, операций, оборудования, условий выполнения рассматриваемого техпроцесса.</p> <p>Обеспечение безопасности для выявленных опасных факторов: нормативные требования, которым удовлетворяет принятое к использованию оборудование и инструмент. Технические устройства обеспечения этих требований, ссылки на НТД.</p>
<p>2. <i>Перечень законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. <i>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>Перечень опасных факторов: затем вредных факторов при выполнении работ источником которых является выбранное оборудование и техпроцесс.</p> <p>Обеспечение санитарно-гигиенических условий на рабочих местах и обеспечение требований нормативных документов к выявленным вредным факторам.</p> <p>Технические устройства обеспечения этих требований</p>
<p>2. <i>Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<p>Обеспечение безопасности при чрезвычайной ситуации, как наиболее вероятной – пожаре. Категория помещения, средства тушения.</p>
<p>3. <i>Охрана окружающей среды:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> </ul>	<p>Степень воздействия на окружающую среду.</p>

<ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	Поведение объекта в ЧС и меры, необходимые для повышения устойчивости при ЧС.
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	Ссылки на правовые нормы, и нормы организационной защиты
<b>Перечень графического материала:</b>	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
-------------------------------------------------------------	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологии и БЖД	Амелькович Юлия Александровна	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А2Г	Кравченко Михаил Геннадьевич		

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

---

Институт Энергетический  
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
Уровень образования Бакалавр  
Кафедра Электрических сетей и электротехники  
Период выполнения весенний семестр 2015 /2016 учебного года

Форма представления работы:

<b>бакалаврская работа</b>
----------------------------

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

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

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
18.02.2016	<i>Анализ литературы, описание объектов, цели и постановка задач исследования.</i>	10
24.02.2016	<i>Выбор современных типов проводов ЛЭП.</i>	15
03.03.2016	<i>Проектирование механической части ВЛЭП</i>	20
11.04.2016	<i>Выбор конструкций, материалов и оборудования ЛЭП.</i>	15
02.05.2016	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</i>	10
07.05.2016	<i>Социальная ответственность.</i>	10
15.05.2016	<i>Анализ эффективности применения современных типов проводов</i>	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭСиЭ	Бацев Александр Андреевич			

**СОГЛАСОВАНО:**

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

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные</i>		
<b>Р 1</b>	Применять соответствующие гуманитарные, социально-экономические, математические, естественно-научные и инженерные знания, компьютерные технологии для решения задач расчета и анализа электроэнергетических систем и электрических сетей.	Требования ФГОС (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОПК-2, ОПК-3), <i>CDIO Syllabus</i> (1.1), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
<b>Р 2</b>	Уметь формулировать задачи в области электроэнергетических систем и сетей, анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.	Требования ФГОС (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3), <i>CDIO Syllabus</i> (2.1), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
<b>Р 3</b>	Уметь проектировать электроэнергетические системы и электрические сети.	Требования ФГОС (ОК-3, ПК-3, ПК-4, ПК-9), <i>CDIO Syllabus</i> (4.4), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
<b>Р 4</b>	Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния электрооборудования, объектов электрических сетей энергосистем, а также энергосистемы в целом, интерпретировать данные и делать выводы.	Требования ФГОС (ОПК-2, ОПК-3, ПК-1, ПК-2, ПК-5, ПК-12, ПК-14, ПК-15), <i>CDIO Syllabus</i> (2.2), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
<b>Р 5</b>	Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области электроэнергетических систем и электрических сетей.	Требования ФГОС (ОПК-2, ПК-11, ПК-13, ПК-18), <i>CDIO Syllabus</i> (4.5), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
<b>Р 6</b>	Иметь практические знания принципов и технологий электроэнергетической отрасли, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях.	Требования ФГОС (ПК-4, ПК-5, ПК-6, ПК-7, ПК-8 ПК-9, ПК-16, ПК-17), <i>CDIO Syllabus</i> (4.6), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
<i>Универсальные</i>		
<b>Р 7</b>	Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области электроэнергетических систем.	Требования ФГОС (ПК-20, ПК-19, ПК-21), <i>CDIO Syllabus</i> (4.3, 4.7, 4.8), Критерий 5 АИОР (п. 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
<b>Р 8</b>	Использовать навыки устной, письменной речи, в том числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчетов и	Требования ФГОС (ОК-5, ОПК-1, ПК-2), <i>CDIO Syllabus</i> (3.2, 4.7), Критерий 5 АИОР



Код результата	Результат обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	обмена технической информацией в области электрических сетей энергосистем.	(п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
<b>Р 9</b>	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области электроэнергетических систем и сетей.	Требования ФГОС (ОК-6), <i>CDIO Syllabus</i> (3.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
<b>Р 10</b>	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1, ОК-2, ОК-5, ОК-6), <i>CDIO Syllabus</i> (2.5), Критерий 5 АИОР (п. 2.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
<b>Р 11</b>	Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области электроэнергетических систем и сетей с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.	Требования ФГОС (ОК-4, ОК-8, ОК-9, ПК-3, ПК-4, ПК-10), <i>CDIO Syllabus</i> (4.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
<b>Р 12</b>	Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области электроэнергетических систем и сетей.	Требования ФГОС (ОК-7, ОК-8), <i>CDIO Syllabus</i> (2.6), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

## **Список используемых сокращений**

АС – сталеалюминевый (провод)

ВЛ – воздушная линия электропередачи

ЛЭП – линия электропередачи

УХЛ – район с умеренным холодным климатом

## РЕФЕРАТ

Структура и объем работы. Выпускная квалификационная работа состоит из шести глав, изложенных на 92 страницах машинописного текста, содержит 13 рисунков, 33 таблицы, список использованных источников из 30 наименований и 2 приложения.

Ключевые слова: пропускная способность, провод, механический расчет ВЛ, ресурсоэффективность, капиталовложения, окупаемость.

Объектом исследования являются: современные типы проводов на воздушных линиях высокого и среднего классов напряжения.

Цель работы: исследовать техническую и экономическую целесообразность замены классического провода на современные типы проводов.

В процессе исследования проводились: механический расчет воздушной линии, выбор конструкций, материалов и оборудования ВЛ.

В результате исследования: с технико-экономической точки зрения выбран современный тип провода, который лучше всего подходит для замены классического провода.

Экономическая эффективность/значимость работы определялась по основным показателям: капиталовложения на оборудование ВЛ, его транспортировку и монтаж, определен срок окупаемости воздушной линии при применении современных типов проводов.

Выпускная квалификационная работа выполнена с помощью программ MSExcel, MSWord 2010, MathCaD.

## Оглавление

Введение.....	14
1 Способы повышения пропускной способности ЛЭП.....	15
1.1 Строительство новых воздушных линий .....	16
1.2 Увеличение класса напряжения воздушной линии .....	16
1.3 Расщепление фазы и/или увеличение количества проводов в фазе.....	17
1.4 Повышение сечения провода .....	18
1.5 Замена классических проводов на современные.....	19
2 Современные типы проводов.....	20
2.1 Конструкции компактированных проводов .....	21
2.1.1 Компактированный провод АЕРО-Z .....	21
2.1.2 Компактированный провод АСк2у .....	25
2.2 Конструкция высокотемпературного провода АСТ .....	27
2.3 Конструкция провода с композитным сердечником АССС .....	29
3 Механический расчет ВЛЭП напряжением 220 кВ с применением классического провода марки АС .....	32
3.1 Исходные данные .....	32
3.2 Расчет механических нагрузок на провода от внешних воздействий.....	32
3.3 Определение физико-механических характеристик провода .....	38
3.4 Расчет критической температуры .....	43
3.5 Расчет габаритного пролета .....	44
3.6 Выбор изоляторов для промежуточной опоры .....	45
3.7 Выбор изоляторов для анкерной опоры.....	47
3.8 Построение расстановочного шаблона .....	49
3.9 Расчет грозозащитного троса для промежуточной опоры .....	51
3.10 Расчет нагрузок, действующих на промежуточную опору П220-2 .....	58
3.11 Расчет грибовидного фундамента-подножника для промежуточной опоры .....	60
3.12 Расчет нагрузок, действующих на анкерную опору У220-2+14 .....	63
3.13 Расчет грозозащитного троса и фундамента для анкерной опоры У220-2+14 .....	65
4 Технико-экономическое обоснование применения современных типов проводов.....	66
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	72

5.1	Оценка потенциала научного исследования.....	72
5.2	Планирование и организация научно-исследовательских работ .....	73
5.3	Смета затрат на осуществление проекта.....	78
5.4	Оценка ресурсоэффективности НТИ.....	82
6	Социальная ответственность.....	85
6.1	Анализ вредных и опасных факторов .....	85
6.1.1	Акустический шум.....	86
6.1.2	Электромагнитное поле .....	87
6.1.3	Освещение.....	89
6.1.4	Микроклимат .....	90
6.1.5	Электрический ток .....	91
6.2	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	94
6.3	Экологическая безопасность .....	95
6.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	96
	Список использованных источников .....	100
	Приложение А	
	Приложение Б	

## Введение

Рост потребления электрической энергии, увеличивает актуальность повышения надёжности и пропускной способности воздушных линий электропередачи, разработки и применения новых проектных и строительных решений, использования современных материалов и технологий. Применение новых материалов и оптимизированных проектных решений актуально также вследствие необходимости масштабной реновации сетевой инфраструктуры. Социальные и экономические условия выполнения реновации предполагают применение рациональных и эффективных решений на основании технико-экономического сопоставления.

Анализ отечественного и международного передового опыта показывает, что при строительстве новых и реновации действующих воздушных линий электропередачи целесообразно применение проводов нового поколения, обладающих улучшенными механическими и электрическими характеристиками по сравнению с проводами АС традиционной конструкции.

В данной работе представлено исследование с технико-экономической точки зрения проводов нового поколения, электрические и механические характеристики которых обеспечивают возможность достижения таких положительных эффектов, как повышение надёжности и пропускной способности ВЛ, гарантированное обеспечение безопасных габаритов проводов до земли и до пересекаемых объектов. Применение проводов нового поколения, сохраняющих механические свойства в условиях длительной работы при повышенных температурах, особенно эффективно в сложных аварийных и послеаварийных режимах работы сети.

## **1 Способы повышения пропускной способности ЛЭП**

Быстрый рост потребления электроэнергии требует усиления электрической сети [1], в том числе повышения пропускной способности линий. Возможности прокладки новых линий ограничиваются экономическими и социальными аспектами – увеличением стоимости земли под трассы линий, потребностью электроснабжения городов и крупных предприятий с плотной застройкой и высокими требованиями к безопасности населения.

Пропускная способность линий электропередачи – максимальная передаваемая по линии мощность, которая может быть передана без ограничения длительности режима передачи электроэнергии и при соблюдении всех требований эксплуатации [2]:

- ограничения колебаний напряжения;
- ограничения плотности тока в проводах;
- обеспечения устойчивости режима.

Первое требование определяет необходимые параметры линии и состав компенсирующих устройств, обеспечивающих баланс реактивной мощности [2].

Второе требование удовлетворяется соответствующим выбором активного сечения проводов при проектировании линии [2].

Третье условие определяет дополнительные требования к параметрам линии и компенсирующим устройствам, удовлетворяющим первым двум [2].

Задача повышения пропускной способности линий электропередачи решается улучшением использования линий — повышением рабочих напряжений, нагрузок на провода, так и применением дополнительных технических средств — компенсаторов реактивной мощности, устройств распределения потоков мощности в сети, гибкого управления режимами работы линий переменного тока.

Увеличение пропускной способности ВЛ возможно разными способами:

- Строительство новых воздушных линий;

- Повышение напряжения линии;
- Расщепление фазы и/или увеличение количества проводов в фазе;
- Повышение сечения провода;
- Применение современных типов проводов.

Остановимся на них поподробнее.

### **1.1 Строительство новых воздушных линий**

В этом случае возможны следующие варианты: размещение дополнительной линии на существующих опорах; строительство новой линии в том же коридоре [1].

Предпочтительным является размещение дополнительной линии на существующих опорах из-за нехватки ширины полосы отчуждения и появления возможности повышения напряжения или увеличения числа цепей на одной опоре [3].

С другой стороны, простейшим и самым эффективным методом «усиления» электрической сети является прокладка новых ВЛ в существующих коридорах с использованием усовершенствованных видов проводов повышающих пропускную способность линий. Однако, в промышленно развитых странах экономически более целесообразна реконструкция действующих ВЛ [3].

### **1.2 Увеличение класса напряжения воздушной линии**

Значительное повышение пропускной способности линий и снижение потерь электроэнергии в них достигается применением более высоких уровней напряжения. При этом требуются усиление изоляции и расширение коридора, что связано с заменой изоляторов и изменением размещения проводов для обеспечения необходимых воздушных промежутков между ними и землей. Необходимо так же учитывать замену трансформаторного оборудования и применение более высоких опор и усиление фундаментов [1].



Повышение рабочего напряжения часто позволяет при замене ВЛ использовать прежнюю ширину коридора и для реконструкции существующей ВЛ требуются меньше времени на их замену, а технические решения достаточно простые. Целесообразность перевода на другой класс напряжения определяется конструкцией ВЛ и существующей шириной коридора трассы ВЛ [4].

### 1.3 Расщепление фазы и/или увеличение количества проводов в фазе

Согласно данным исследований группы ученых Санкт-Петербургского государственного университета [1] оптимальное расстояние между проводами в фазе ( $d$ ), для обеспечения эффективного использования проводов (и соответственно для обеспечения максимально возможной пропускной способности линий с увеличением числа проводов в фазе) при треугольном расположении фаз определяется формулой [1]:

$$d = 2 \cdot D_0 \cdot \left[ \sqrt[3]{2} \cdot \sqrt[n]{\frac{n \cdot r_0}{D_0}} \cdot \sqrt[6]{1 - \left( \frac{H_{\text{Э.2}} - H_{\text{Э.1}}}{D_0} \right)^2} \cdot \exp\left(-\frac{z_B}{60}\right) \right]^{n-1} \cdot \sin \frac{\pi}{n}, \quad (1.3.1)$$

где  $D_0$  – межфазное расстояние;

$n$  – количество проводов в фазе;

$r_0$  – радиус провода;

$H_{\text{Э.1}}$  – высота подвеса крайних фаз;

$H_{\text{Э.2}}$  – высота подвеса средней фазы;

$z_B$  – волновое сопротивление ВЛ.

Исходя из формулы видно, что сохранение оптимального расстояния между проводами в фазе ( $d$ ) при увеличении числа проводов в фазе ( $n$ ) возможно только при уменьшении межфазного расстояния ( $D_0$ ). Поэтому уменьшение межфазных расстояний на ВЛ позволяет расширить диапазон

изменения числа проводов в фазе в большую сторону [2]. Как правило, увеличение числа проводов в фазе в два раза по сравнению с минимальным числом (определяемым требованием ограничения коронного разряда) при уменьшении межфазных расстояний не вызывает каких-либо конструктивных осложнений [2].

Таким образом, варьирование количества проводов в фазе обеспечивает возможность создания воздушных линий практически любой необходимой пропускной способности без использования каких-либо источников реактивной мощности (синхронных и статических тиристорных компенсаторов, продольной емкостной компенсации индуктивного сопротивления линии и т. п.) [1]. Для компенсации избыточной зарядной мощности таких линий необходимо использование управляемых шунтирующих реакторов трансформаторного типа [3].

То есть расщепление фазы (для ВЛ 110 – 220 кВ) или простое увеличение количества проводов в фазе (для ВЛ 330 кВ и выше) невозможно. Требуется проведение специальных мероприятий по реконструкции оборудования ПС и полный перерасчет ВЛ с корректировкой длин пролетов (перерасстановкой опор) и полной заменой спецификации изоляции и линейной арматуры, что требует полного перепроектирования ВЛ и серьезной ее реконструкции – практически строительства новой ВЛ взамен существующей.

#### **1.4 Повышение сечения провода**

Увеличение сечения провода ВЛ оказывается не всегда возможным, поскольку сталеалюминевый провод большего сечения обладает и повышенной массой, что при заданных стрелах провеса, ветровых и гололёдных воздействиях создаёт повышенные нагрузки на элементы опор, на которые старые опоры часто не рассчитаны, и возникает необходимость в установке дополнительных опор ЛЭП [2]. Однако установка новых опор может обернуться серьезными проблемами в густонаселённых районах, районах

частных земель, в национальных парках, заповедниках и других зонах с запретом на строительство [1].

### **1.5 Замена классических проводов на современные**

Наиболее эффективный метод повышения пропускной способности ВЛ – применение усовершенствованных типов проводов. Конструкции проводов с высокой термостойкостью и малым весом позволяют без какой-либо реконструкции опор повысить пропускную способность линии вдвое и более. [2] Наиболее эффективно применение проводов с улучшенными характеристиками при соблюдении следующих условий: провод работает на пределе термической нагрузки; провес провода в пролетах находится в пределах допустимого; конструкция линии позволяет использовать более тяжелый провод (без усиления ее элементов) [4].

В настоящее время на мировом рынке присутствуют современные виды проводов: компактированные, высокотемпературные, с композитными сердечниками, с зазором и другие. Все эти провода обладают превосходными по отношению к классическим проводам АС характеристиками, но в то же время более высокой либо практически не отличающейся ценой.

## 2 Современные типы проводов

В настоящее время наблюдается резкое увеличение потребления электрической энергии как в промышленной, так и в социальной сферах. [4] Это требует от передающих и распределительных электросетевых компаний вести поиск новых решений при реконструкции и строительстве высоковольтных линий электропередач (ЛЭП). [4] Одним из основных направлений работы в этой области является создание новых видов проводов для ЛЭП, обеспечивающих решение следующих насущных задач [4]:

- увеличить количество передаваемой электроэнергии, используя существующие высоковольтные линии [3];
- уменьшить стрелы провеса, увеличить расстояние между опорами при строительстве новых линий [5];
- не допускать обледенения ЛЭП в районах с высокой влажностью и резкими перепадами температур [4];
- повысить стойкость провода к воздействию больших механических нагрузок [4];
- повысить надежность передачи электрической энергии при минимизации общих капиталовложений в строительство и реконструкцию линий. [4]

Инновационные виды проводов, позволяющих решить обозначенные задачи, можно укрупнено классифицировать на 3 группы (рисунок 2.1).

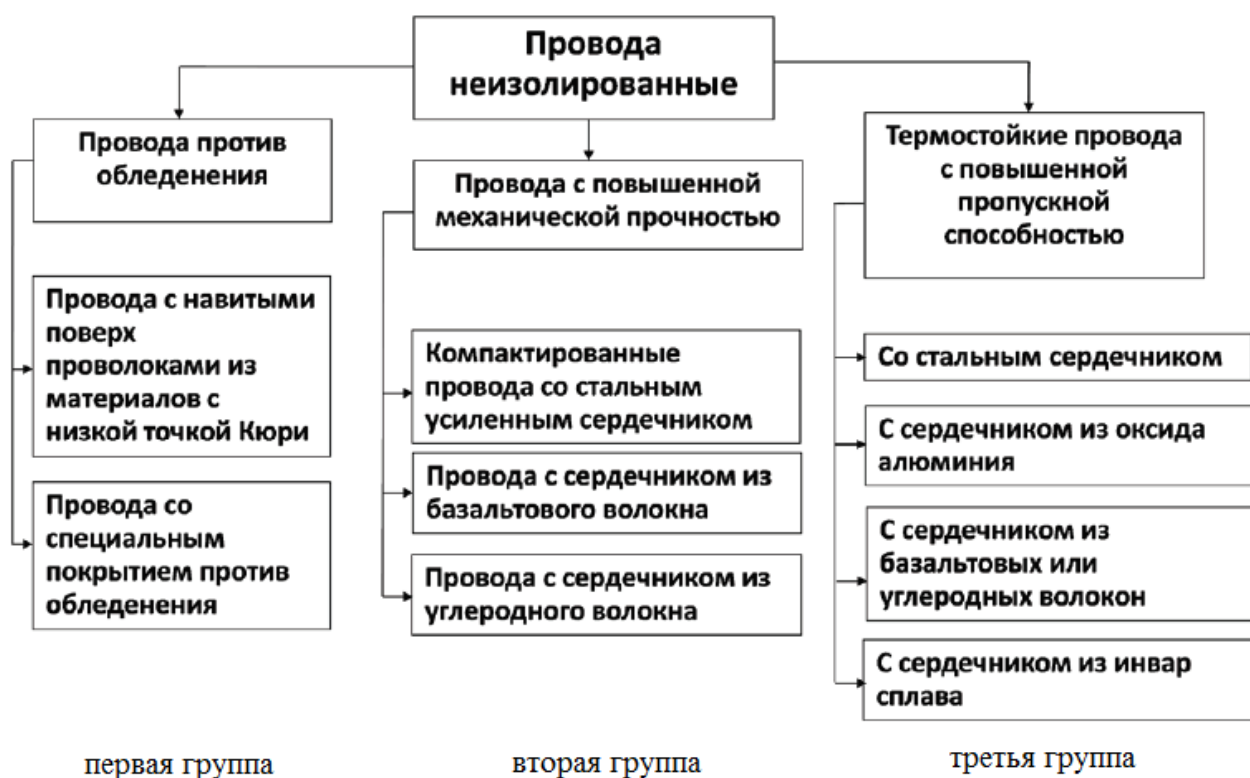


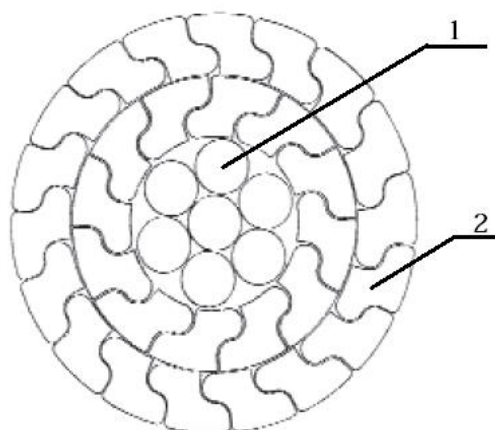
Рисунок 2.1 – Инновационные виды неизолированных проводов для ЛЭП

## 2.1 Конструкции компактированных проводов

### 2.1.1 Компактированный провод AERO-Z

Бельгийская компания Nexans предлагает для российского рынка продукцию – высокотехнологичный провод AERO-Z для ЛЭП 110 – 1150 кВ.

По конструкции (рисунок 2.2) внутренняя часть провода AERO-Z аналогична обычному проводу типа AC, однако внутренние проводники могут быть не только стальными, но и из алюминия или алюминиевых сплавов. Более того, один или несколько проводников могут быть полыми и содержать внутри оптические волокна. Внешние же слои провода выполняются из очень плотно прилегающих друг к другу алюминиевых проводников, имеющих форму буквы «Z». Примечательно, что для подвеса данных проводов практически не требуется изменение арматуры, применяемой для обычных проводов марки AC [5].



1 – сердечник (из стальных, либо алюминиевых проводников), 2 –  
алюминиевые проводники

Рисунок 2.2 – Конструкция провода марки AERO-Z

Поверхность верхнего повива провода AERO-Z практически гладкая (см. рисунок 2.2), имеет незначительные винтовые канавки, возникающие между верхними кромками Z-образных проволок. За счёт этого конструкция провода AERO-Z получается более компактной по сравнению с проводом АС и при том же диаметре имеет большее сечение алюминия. За счет того, что вместо стального сердечника используются алюминиевые проволоки, провод имеет меньшую массу. Такие особенности влекут за собой меньшие механические напряжения в опорах в случаях применения проводов равного диаметра или позволяют увеличить полезное электропроводящее сечение при равных механических напряжениях в опорах.

Относительно большая контактная поверхность между двумя Z-образными проволоками одного слоя обеспечивает эффективную защиту от просачивания консистентной смазки изнутри провода. В этой связи, внутренняя защита оказывается лучше, чем у традиционных проводов АС, в которых со временем наблюдается вытеснение защитной смазки наружу под действием циклов нагрузки.

При обрыве проволоки внешнего повива провода АЕРО-Z остаются на месте под действием механических рабочих напряжений. Данное свойство сохраняется до тех пор, пока не происходит обрыв пяти смежных проволок.

Провод АЕРО-Z имеет повышенную крутильную жесткость, а поэтому теоретически лучше противостоит снегу и обледенению. Обледенение происходит одностороннее и поэтому растет быстрее, а увеличение массы гололеда с одной стороны приводит к его скорейшему отрыву.

Характер налипания снега на провода различных конструкций приведены на рисунках 2.3 и 2.4.

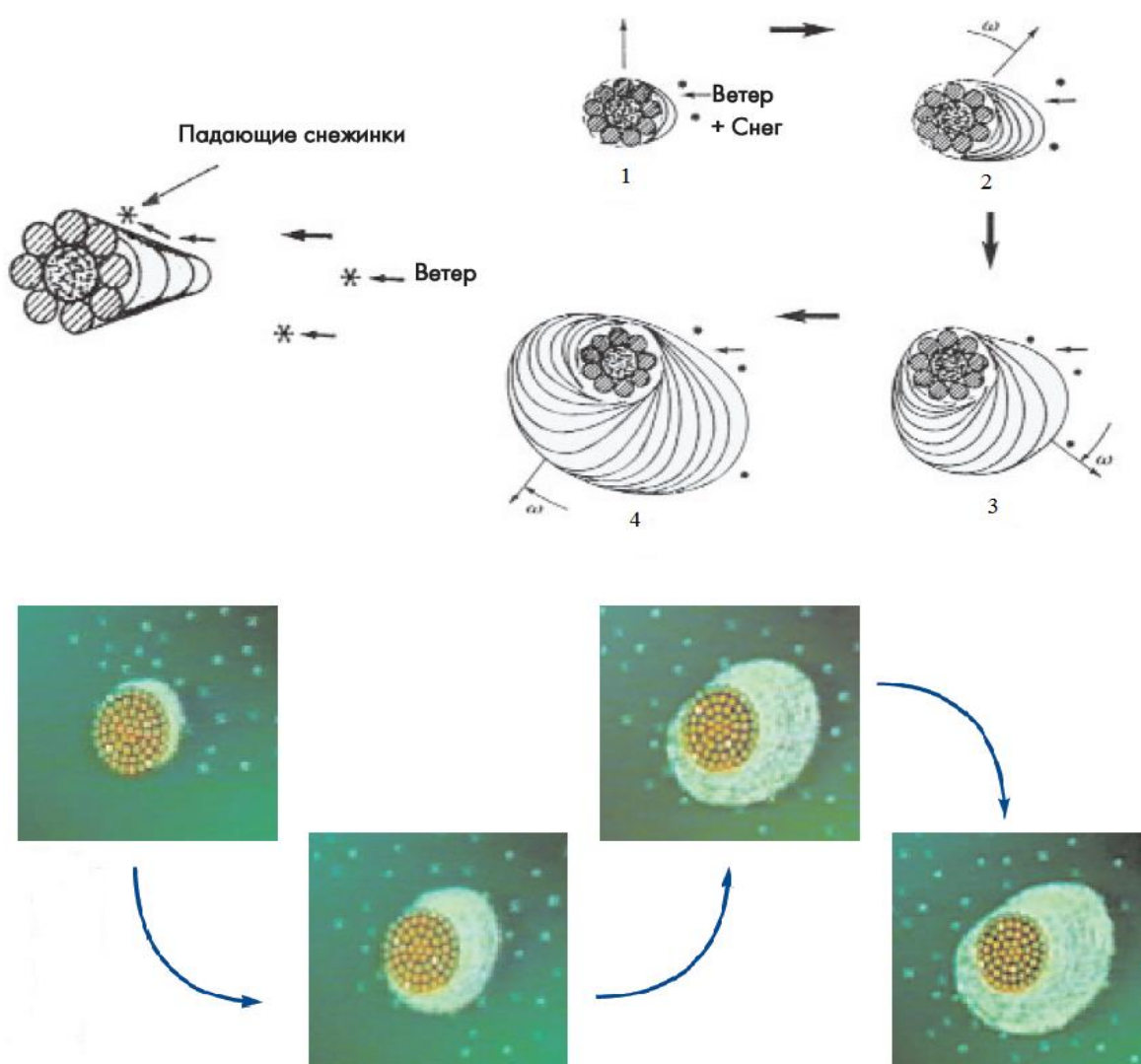


Рисунок 2.3 – Традиционные провода типа АС

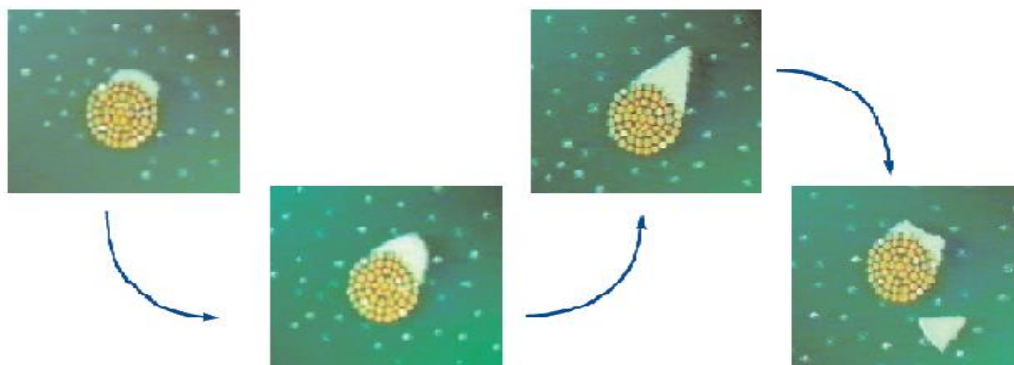
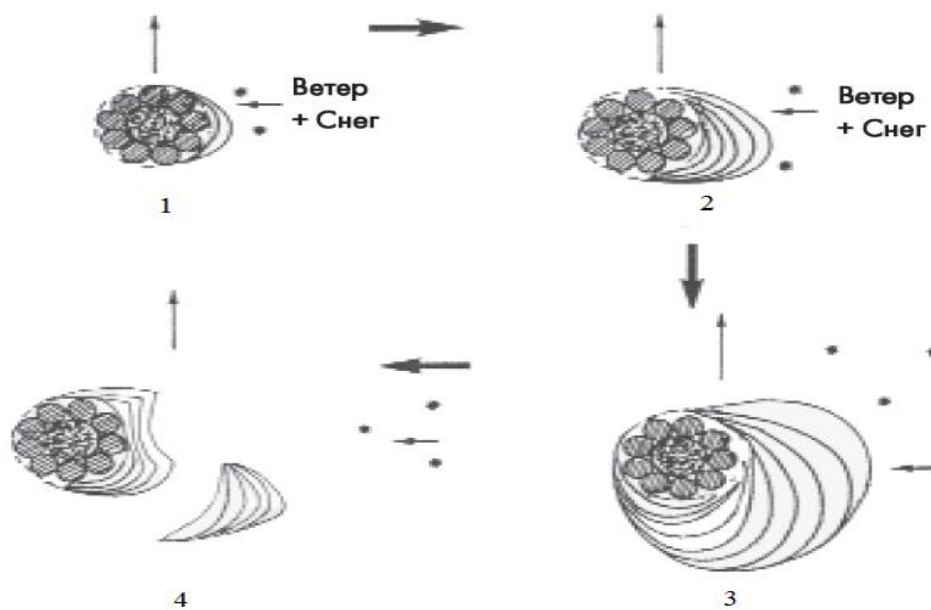


Рисунок 2.4 – Провода типа AERO-Z

Основные преимущества:

- возможность использования проводов с большими сечениями при том же удельном весе приводит к решению проблемы перегрузок ВЛ и снижению тепловых потерь при транспортировке электроэнергии; [6]
- значительное снижение аэродинамического коэффициента; [3]
- практически полное предотвращение внутренней коррозии провода;
- снижение вероятности обрыва провода при нанесении ему повреждений в результате внешних воздействий; [4]
- снижение уровня шума, следовательно, улучшение эксплуатационных показателей в населенных районах; [4]



- снижение уровня усталости металла в проводе и следовательно увеличение жизненного цикла за счет самогашения колебаний; [4]
- возможность использования существующей арматуры при монтаже;
- решение проблемы обледенения и налипания снега на провода. [4]

Основные недостатки:

- гладкая поверхность провода приводит к тому, что при ветровых колебаниях аэродинамическое демпфирование провода AERO-Z существенно меньше, чем у классических проводов;
- стоимость за километр провода AERO-Z примерно в шесть раз выше по сравнению с проводом АС. В проводе AERO-Z не допускается длительного повышения температур свыше 80 °С.

В таблице 2.1 представлены технические параметры провода AERO-Z 346-2Z.

Таблица 2.1 – Технические параметры провода AERO-Z 346-2Z

Марка провода	Допустимый длительный ток, А	Сечение провода, мм <sup>2</sup>	Диаметр провода, мм	Удельное сопротивление при 20 °С, Ом/км	Разрывное усилие, Н	Масса, кг/км	Стоимость, тыс. руб/км
AERO-Z 346-2Z	743	345,65	22,4	0,0974	111 320	958	759 375

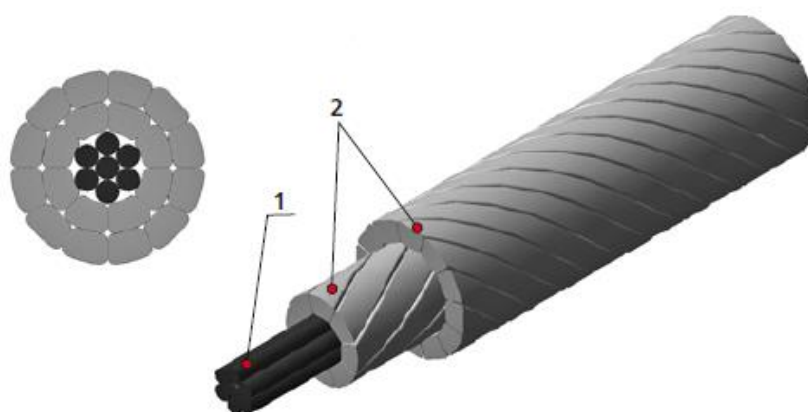
### 2.1.2 Компактированный провод АСк2у

АСк2у – неизолированный компактированный провод с усиленным стальным сердечником. В проводах марки АСк2у используются алюминиевые проволоки трапецеидальной формы, сердечник состоит из высокопрочных

стальных проволок с цинко-алюминиевым покрытием. Предназначены для передачи электроэнергии в воздушных электрических сетях на напряжение 35 – 750 кВ.

Применение алюминиевых проволок трапецеидальной формы позволяет сделать внешнюю поверхность провода практически гладкой и уменьшить диаметр провода. По сравнению с традиционным проводом марки АС с такой же площадью поперечного сечения, диаметр провода марки АСк2у меньше в среднем на 10 %.

Меньший диаметр провода способствует уменьшению аэродинамической и гололедной нагрузки, а также снижению самой вероятности образования наледи на проводе.



1 – сердечник из высокопрочных стальных проволок, 2 – повивы из  
алюминиевых проволок

Рисунок 2.5 – Конструкция провода марки АСк2у

Основные преимущества:

- обладают большой механической прочностью, за счет применения высокопрочной стальной проволоки;
- уменьшение аэродинамической и гололедной нагрузки за счет меньшего диаметра по сравнению с проводом марки АС;

- малая вероятность обрыва проводов в результате стихийных природных воздействий;
- обладают малой стрелой провеса провода;
- применение проводов АСк2у при сооружении новых ВЛ приводит к уменьшению числа промежуточных опор за счёт увеличения расстояния между ними.

В таблице 2.2 представлены технические параметры провода АСк2у 300/39.

Таблица 2.2 – Технические параметры провода АСк2у 300/39

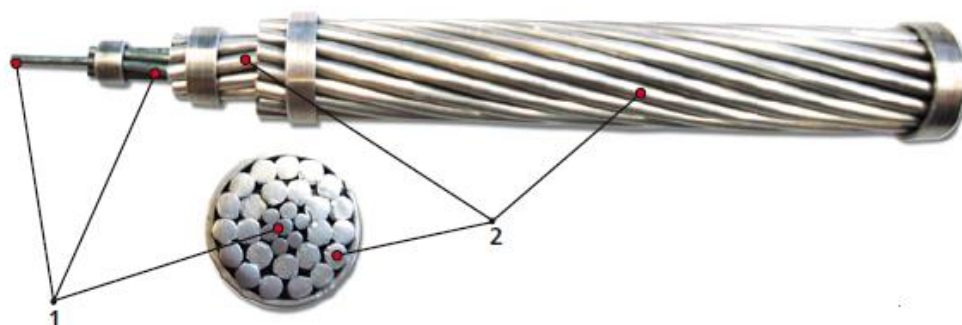
Марка провода	Допустимый длительный ток, А	Сечение провода, мм <sup>2</sup>	Диаметр провода, мм	Удельное сопротивление при 20 °С, Ом/км	Разрывное усилие, Н	Масса, кг/км	Стоимость, тыс. руб/км
АСк2у 300/39	956	336,1	21,5	0,0948	106 350	1 116	335 195

## 2.2 Конструкция высокотемпературного провода АСТ

Предприятие ОАО «Кирскабель», первым из российских кабельных заводов, совместно с национальным исследовательским технологическим университетом «МИСиС» начали разработку неизолированного провода, способного противостоять обледенению, а главное, способного в режимах пиковых нагрузок, аварийных и послеаварийных режимах работы ВЛ передавать большие мощности по сравнению с обыкновенными сталеалюминиевыми проводами при сохранении одинакового эффективного сечения провода, тем самым повышая общую надежность работы линий электропередач.

Результатом совместной работы стало разработка конструкции высокотемпературного провода марки АСТ.

Провода марки АСТ состоят из стального сердечника и проволок из термостойкого алюминий-циркониевого (Al-Zr) сплава, скрученных концентрическими повивами поверх стального сердечника. Предназначены для передачи электрической энергии в воздушных электрических сетях напряжением 35 – 750 кВ.



1 – стальной сердечник, 2 – алюминий-циркониевый сплав

Рисунок 2.6 – Конструкция провода марки АСТ

Провода марки АСТ соответствуют требованиям ГОСТ839-80, МЭК 61089, МЭК 60888, МЭК 60889, МЭК 61284, техническим требованиям ОАО «ФСК ЕЭС». Вид климатического исполнения УХЛ, категория размещения 1 и 2 по ГОСТ 15150-69.[6]

Основные преимущества:

- обладают повышенной механической и термической стойкостью [6]
- способны передавать большие токи, а, следовательно, и подводить большие мощности к потребителям [6]
- благодаря высокой термической стойкости провода, необходимое время на плавку гололеда, а также связанные с этим процессом издержки и затраты сокращаются [6];

- благодаря одинаковой конструкции с традиционными проводами АС, не требуют глобальной перестройки линии, специального оборудования и арматуры или обучения персонала;
- при работе в области высоких температур способны противостоять обледенению без применения средств борьбы с гололедом;
- обеспечивают бесперебойную работу линий электропередач в режимах пиковых нагрузок, аварийных и послеаварийных режимах работы;
- применение провода способно существенно снизить капитальные затраты при строительстве новых линий и модернизации существующих участков;
- повышают надежность передачи электроэнергии и электроснабжения потребителей.

В таблице 2.3 представлены технические параметры провода АСТ 300/39.

Таблица 2.3 – Технические параметры провода марки АСТ 300/39

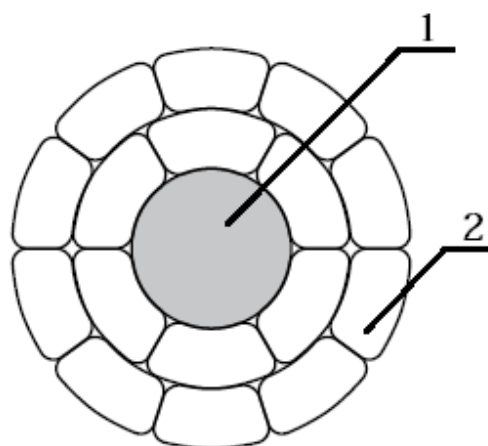
Марка провода	Допустимый длительный ток, А	Сечение провода, мм <sup>2</sup>	Диаметр провода, мм	Удельное сопротивление при 20 °С, Ом/км	Разрывное усилие, Н	Масса, кг/км	Стоимость, тыс. руб/км
АСТ 300/39	944	339,6	24	0,0987	97 322	1 132	382 270

### 2.3 Конструкция провода с композитным сердечником АССС

АССС (Aluminium Conductor Composite Core) – провода с однопроволочным композитным сердечником и токопроводящей частью, выполненной из скрученных вокруг сердечника концентрическими повивами

трапециевидных алюминиевых проволок. Сердечник из композитного материала с высокопрочными карбоновыми нитями является основным компонентом провода. В нем используется гибридный композитный материал с высокопрочными карбоновыми нитями, за счет особых свойств которого обеспечивается минимальный провис провода при нагреве.

Токопроводящая часть провода состоит из нескольких повивов профилированных трапециевидных проволок, изготовленных из термообработанного алюминия.



1 – композитный сердечник, 2 – повивы из алюминиевых проволок

Рисунок 2.7 – Конструкция провода марки АССС

Основные преимущества:

- провод АССС из термообработанного алюминия по сравнению с проводом АС при том же диаметре позволяет удвоить номинальный ток, а значит, увеличить пропускную способность линии в 2 раза;
- композитный сердечник имеет низкий коэффициент теплового расширения, обеспечивает более высокую прочность провода по сравнению с другими проводами, меньшие стрелы провеса, предоставляя возможность увеличивать длины пролетов линии, использовать анкерные опоры меньшей высоты или меньшее количество опор, что в свою очередь, сокращает финансовые и временные затраты на проектирование и строительство [7];

- прочность на разрыв провода на 20 – 25 % выше, а удельный вес на 30 – 40 % меньше, чем у проводов со стальным сердечником аналогичного эффективного сечения;
- использование в конструкции материала повышенной проводимости снижает потери линии на 20 – 30 % по сравнению с проводами типа АС такого же размера и веса, что позволяет повысить передаваемую мощность при меньших затратах на производство энергии, а, следовательно, при меньших выбросах в атмосферу [7];
- стойкость к воздействию среды, отсутствие коррозии и возникновения электролиза между алюминиевыми проволоками и композитным сердечником гарантируют надежность и долговечность провода АССС;
- компактная структура, гладкая поверхность провода и эластичность композитного сердечника позволяют снизить нагрузку на опоры при обледенении и ветровых нагрузках по сравнению со сталеалюминиевыми проводами, что снижает риски аварий ВЛ.

В таблице 2.4 представлены технические параметры провода АССС Lisbon 325.

Таблица 2.4 – Технические параметры провода марки АССС Lisbon 325

Марка провода	Допустимый длительный ток, А	Сечение провода, мм <sup>2</sup>	Диаметр провода, мм	Удельное сопротивление при 20 °С, Ом/км	Разрывное усилие, Н	Масса, кг/км	Стоимость, тыс. руб/км
АССС Lisbon 325	727	358,4	21,8	0,0878	103 700	957	808 860

### 3 Механический расчет ВЛЭП напряжением 220 кВ с применением классического провода марки АС

#### 3.1 Исходные данные

Марка провода – АС 300/39.

Длина ВЛ –  $L = 100$  км.

Район по ветровому давлению – IV [9, рис. 2.5.1].

Район по гололеду – IV [9, рис. 2.5.2].

Низшая температура –  $t_- = -58$  °С [10, табл. 3.1].

Высшая температура –  $t_+ = +38$  °С [10, табл. 4.1].

Среднегодовая температура –  $t_{сг} = 1$  °С [10, табл. 5.1].

Температура гололедообразования –  $t_{г} = -5$  °С [9, п. 2.5.51].

#### 3.2 Расчет механических нагрузок на провода от внешних воздействий

Интенсивность внешних воздействий на конструктивные элементы ВЛ принимают исходя из частоты повторяемости наибольших гололедных и ветровых нагрузок [9].

Таблица 3.1 – Технические данные провода АС 300/39

Параметры	Проводник	Сердечник	Провод
Сечение, мм <sup>2</sup>	301	38,6	339,6
Диаметр, мм <sup>2</sup>	–	8	24
Масса, кг/км	830	302	1132

Нормативное ветровое давление  $W_0$  на высоте 10 м над поверхностью земли в IV ветровом районе принимают равным 800 Па [9, табл. 2.5.1], а нормативная толщина стенки гололеда  $b_э$  в IV гололедном районе составляет 25 мм [9, табл. 2.5.3].



Постоянно действующая нагрузка от собственной массы провода:

$$P_{\Pi} = M_{\Pi} \cdot g \cdot 10^{-3} = 1132 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 11,09 \text{ Н/м}, \quad (3.2.1)$$

где  $M_{\Pi}$  – вес провода;

$g$  – ускорение свободного падения.

Удельная действующая нагрузка от собственной массы провода:

$$\gamma_{\Pi} = \frac{P_{\Pi}}{F} = \frac{11,09}{339,6} = 0,0327 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}. \quad (3.2.2)$$

Нормативные нагрузки, действующие на провод:

1. Нормативная гололедная нагрузка на 1 м провода [9]:

$$P_{\text{ГП}}^{\text{Н}} = \pi \cdot \kappa_i \cdot \kappa_d \cdot b_{\text{Э}} \cdot (d_{\Pi} + \kappa_i \cdot \kappa_d \cdot b_{\text{Э}}) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3}, \quad (3.2.3)$$

где  $\kappa_i$ ,  $\kappa_d$  – коэффициенты, учитывающие изменения толщины стенки

гололеда по высоте и в зависимости от диаметра провода [9, табл. 2.5.4];

$b_{\text{Э}}$  – толщина стенки гололеда;

$d_{\Pi}$  – диаметр провода;

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

Высота расположения приведенного центра тяжести проводов над поверхностью земли находится по формуле [9, п. 2.5.44]:

$$h_{\text{Пр}} = h_{\text{Ср}} - \frac{2}{3} \cdot f, \quad (3.2.4)$$

где  $h_{\text{Ср}}$  – среднеарифметическое значение высоты крепления проводов к изоляторам, м;

$f$  – стрела провисания провода в середине пролета, м [9].

На рассчитываемой ВЛ провод АС 300/39 будет смонтирован на стальных свободностоящих опорах марки П220-2, высота от земли до низа траверсы  $H = 22,5$  м.

Среднеарифметическое значение высоты крепления проводов к изоляторам [9]:

$$h_{\text{ср}} = \frac{\sum_1^n H_{\text{тр}}^i}{n} = \frac{22,5 + (22,5 + 6,5) + (22,5 + 6,5 + 6,5)}{3} = 24,6 \text{ м}, \quad (3.2.5)$$

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

$H_{\text{тр}}^i$  – высота крепления провода к траверсе.

Отношение сечений алюминиевой части провода и сечения стального сердечника провода:

$$\frac{F_{\text{А}}}{F_{\text{С}}} = \frac{301}{38,6} \approx 7,8 \text{ мм}^2. \quad (3.2.6)$$

Допустимое напряжение при среднегодовой температуре для сталеалюминевых проводов сечением 150 – 800 мм<sup>2</sup> при  $\frac{F_{\text{А}}}{F_{\text{С}}} = 7,8 \text{ мм}^2$  составляет  $\sigma_{\text{ср}} = 84 \text{ Н/мм}^2$  [9, табл. 2.5.7].

Примем длину пролета  $l = 250 \text{ м}$ .

Стрела провисания провода стрела провисания провода в середине пролета [9]:

$$f = \frac{\gamma_{\text{п}} \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{\text{ср}}} = \frac{0,0327 \cdot 250^2}{8 \cdot 84} = 3,04 \text{ м}. \quad (3.2.7)$$

Высота расположения приведенного центра тяжести по формуле (3.2.4):

$$h_{\text{пр}} = 24,6 - \frac{2}{3} \cdot 3,04 = 22,57 \text{ м}.$$

При высоте расположения приведенного центра тяжести проводов или тросов до 25 метров поправки на толщину стенки гололеда на проводах и тросах в зависимости от высоты и диаметра проводов и тросов не вводятся [9, п. 2.5.49].

Нормативная гололедная нагрузка на 1 м провода по формуле (3.2.3) [9]:

$$P_{\text{гп}}^{\text{Н}} = 3,14 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 25 \cdot (24 + 1 \cdot 1 \cdot 25) \cdot 0,9 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 33,92 \text{ Н/м}.$$

2. Нормативная ветровая нагрузка, действующая на 1 м провода без гололеда:

$$P_{w\Pi}^H = \alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot W \cdot F \cdot \sin^2 \varphi, \quad (3.2.8)$$

где  $\alpha_w$  – коэффициент, учитывающий неравномерность ветрового давления по пролету ВЛ, принят равным 0,7 [9, п. 2.5.52];

$k_l$  – коэффициент, учитывающий влияние длины пролета на ветровую нагрузку, равный 1 [9, п. 2.5.52];

$k_w$  – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте в зависимости от типа местности, принят равным 1,3 [9, табл. 2.5.2];

$C_x$  – коэффициент лобового сопротивления, принимаемый равным 1,1 для проводов покрытых гололедом, диаметром 20 мм и более [9, п. 2.5.52];

$W$  – нормативное ветровое давление;

$F$  – площадь продольного диаметрального сечения провода.

$$F = d_{\Pi} \cdot 10^{-3} = 0,024 \text{ м}^2;$$

$\varphi$  – угол между направлением ветра и осью ВЛ, принимаем  $\varphi = 90^\circ$ .

$$P_{w\Pi}^H = 0,7 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 1,1 \cdot 800 \cdot 0,024 \cdot 1 = 16,016 \text{ Н/м.}$$

3. Нормативная ветровая нагрузка, действующая на 1 м провода с гололедом [9]:

$$P_{w\Pi\Gamma}^H = \alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot 0,25 \cdot W \cdot F \cdot \sin^2 \varphi, \quad (3.2.9)$$

где  $0,25 \cdot W = W_{\Gamma}$  – гололедное ветровое давление;

$\alpha_w$  – коэффициент, учитывающий неравномерность ветрового давления по пролету ВЛ, принят равным 1 [9, п. 2.5.52];

$F$  – площадь продольного диаметрального сечения провода.

$$F = (d_{\Pi} + 2 \cdot k_l \cdot k_w \cdot b_y) \cdot 10^{-3} = (24 + 2 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 25) \cdot 10^{-3} = 0,089 \text{ м}^2;$$

$$b_y = b_{\varnothing} = 25 \text{ м} [9, \text{ п. 2.5.48}]$$

$$P_{w\Pi\Gamma}^H = 1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 1,1 \cdot 0,25 \cdot 800 \cdot 0,089 \cdot 1 = 25,45 \text{ Н/м.}$$

Расчетные нагрузки, действующие на провод:

1. Расчетная гололедная нагрузка на 1 м провода [9]:

$$P_{\text{ГП}} = P_{\text{ГП}}^{\text{H}} \cdot \gamma_{\text{ПГ}} \cdot \gamma_{\text{р}} \cdot \gamma_{\text{f}} \cdot \gamma_{\text{d}}, \quad (3.2.10)$$

где  $\gamma_{\text{ПГ}}$  – коэффициент надежности по ответственности, принят равным 1,3 [9, п. 2.5.55];

$\gamma_{\text{р}}$  – региональный коэффициент, принят равным 1 [9, п. 2.5.55];

$\gamma_{\text{f}}$  – коэффициент надежности по гололедной нагрузке, равный 1,3 [9, п. 2.5.55];

$\gamma_{\text{d}}$  – коэффициент условий работы, равный 0,5 [9, п. 2.5.55].

$$P_{\text{ГП}} = 33,92 \cdot 1,3 \cdot 1 \cdot 1,6 \cdot 0,5 = 28,66 \text{ Н/м.}$$

Удельная гололедная нагрузка:

$$\gamma_{\text{ГП}} = \frac{P_{\text{ГП}}}{F} = \frac{28,66}{339,6} = 0,0844 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}. \quad (3.2.11)$$

2. Расчетная ветровая нагрузка на 1 метр провод без гололеда [9]:

$$P_{\text{ВП}} = P_{\text{ВП}}^{\text{H}} \cdot \gamma_{\text{нв}} \cdot \gamma_{\text{р}} \cdot \gamma_{\text{f}}, \quad (3.2.12)$$

где  $\gamma_{\text{нв}}$  – коэффициент надежности по ответственности равен 1,1 [9, п. 2.5.54];

$\gamma_{\text{р}}$  – региональный коэффициент, принят равным 1 [9, п. 2.5.54];

$\gamma_{\text{f}}$  – коэффициент надежности по ветровой нагрузке, равный 1,6 [9, п. 2.5.54].

$$P_{\text{ВП}} = 16,016 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 1,6 = 19,37 \text{ Н/м.}$$

Удельная ветровая нагрузка:

$$\gamma_{\text{ВП}} = \frac{P_{\text{ВП}}}{F} = \frac{19,37}{339,6} = 0,057 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}. \quad (3.2.13)$$

3. Расчетная ветровая нагрузка на 1 метр провода с гололедом:

$$P_{\text{wпг}} = P_{\text{wпг}}^{\text{H}} \cdot \gamma_{\text{nw}} \cdot \gamma_{\text{p}} \cdot \gamma_{\text{f}} = 25,45 \cdot 1,1 \cdot 1,6 = 44,792 \text{ Н/м.} \quad (3.2.14)$$

Удельная ветровая нагрузка с гололедом:

$$\gamma_{\text{wпг}} = \frac{P_{\text{wпг}}}{F} = \frac{44,792}{339,6} = 0,131 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}. \quad (3.2.15)$$

### Результирующие нагрузки, действующие на провод

1. Результирующая нагрузка от веса провода и веса гололеда [9]:

$$p_{\Sigma 1} = p_{\text{п}} + p_{\text{гп}} = 11,09 + 28,66 = 39,75 \text{ Н/м.} \quad (3.2.16)$$

$$\gamma_{\Sigma 1} = \frac{p_{\Sigma 1}}{F} = \frac{39,75}{339,6} = 0,117 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}. \quad (3.2.17)$$

2. Результирующая нагрузка на провод без гололеда от давления ветра [9]:

$$p_{\Sigma 2} = \sqrt{p_{\text{п}}^2 + p_{\text{wп}}^2} = \sqrt{11,09^2 + 19,37^2} = 19,48 \text{ Н/м.} \quad (3.2.18)$$

$$\gamma_{\Sigma 2} = \frac{p_{\Sigma 2}}{F} = \frac{19,48}{339,6} = 0,0573 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}. \quad (3.2.19)$$

3. Результирующая нагрузка на провод с гололедом от давления ветра [9]:

$$p_{\Sigma 3} = \sqrt{p_{\Sigma 1}^2 + p_{\text{wпг}}^2} = \sqrt{39,75^2 + 44,792^2} = 51,7 \text{ Н/м.} \quad (3.2.20)$$

$$\gamma_{\Sigma 3} = \frac{p_{\Sigma 3}}{F} = \frac{51,7}{339,6} = 0,152 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}. \quad (3.2.21)$$

Заключение по расчету нагрузок, действующих на провод: наибольшей нагрузкой является результирующая нагрузка на провод с гололедом от давления ветра.

Полученные результаты нагрузок, действующих на провод, сведены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Нагрузки, действующие на провод

Название	Нормативная	Расчетная	Удельная
Постоянно действующая нагрузка от собственной массы провода	–	11,09	0,0327
Гололедная нагрузка, действующая на 1м провода	33,92	28,66	0,0844
Ветровая нагрузка, действующая на 1м провода без гололеда перпендикулярно проводу	16,016	19,37	0,057
Ветровая нагрузка, действующая на 1м провода с гололедом перпендикулярно проводу	25,45	44,792	0,131
Результирующая нагрузка 1	–	39,75	0,117
Результирующая нагрузка 2	–	19,48	0,0573
Результирующая нагрузка 3	–	51,7	0,152

### 3.3 Определение физико-механических характеристик провода

Для провода АС 300/39 с отношением  $\frac{F_A}{F_C} = 7,8$  [9, табл. 2.5.8] :

- температурный коэффициент линейного удлинения  $\alpha = 19,8 \cdot 10^{-6}$  град<sup>-1</sup>;
- модуль продольной упругости  $E = 7,7 \cdot 10^4$  Н/мм<sup>2</sup>.

По [9, табл. 2.5.7] производим определение:

$\sigma_{нб} = 126$  Н/мм<sup>2</sup> – механическое напряжение при воздействии на провод наибольшей удельной механической нагрузки  $\gamma_{нб}$ ;

$\sigma_- = 126$  Н/мм<sup>2</sup> – механическое напряжение при воздействии на провод низшей температуры  $t_-$ ;

$\sigma_{сг} = 84$  Н/мм<sup>2</sup> – механическое напряжение при воздействии на провод среднегодовой температуры  $t_{сг}$ .

### Вариант 1

Исходные условия – возникновение наибольшей механической удельной нагрузки. Искомые условия – среднеэксплуатационные.

$$\sigma_{сэ1} - \frac{\gamma_{\Pi}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{сэ}^2} = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{нб}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сэ} - t_{\Gamma}), \quad (3.3.1)$$

Сводим к неполному кубическому:

$$\sigma_{сэ}^3 - A \cdot \sigma_{сэ}^2 - B = 0, \quad (3.3.2)$$

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

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

Определим, как изменится напряжение в проводе в зависимости от изменения длины пролета при возникновении наибольшей удельной нагрузки [10]/

При  $l \Rightarrow 0$ :

$$\begin{aligned} \sigma_{сэ(1)}^{(1)} &= \sigma_{нб} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сэ} - t_{\Gamma}) = \\ &= 126 - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^4 \cdot (1 - (-5)) = 118,5 \text{ Н/мм}^2. \end{aligned} \quad (3.3.3)$$

При  $l \Rightarrow \infty$ :

$$\sigma_{сэ(1)}^{(2)} = \frac{\gamma_{\Pi}}{\gamma_{нб}} \cdot \sigma_{нб} = \frac{0,0327}{0,152} \cdot 126 = 19,8 \text{ Н/мм}^2. \quad (3.3.4)$$

Таким образом, среднеэксплуатационное механическое напряжение в проводе при условии возникновения наибольшей нагрузки будет изменяться в пределах от 19,8 Н/мм<sup>2</sup> до 118,5 Н/мм<sup>2</sup>.

$$\begin{aligned} A &= 126 - \frac{0,152^2 \cdot 7,7 \cdot 10^4 \cdot l_i^2}{24 \cdot 126^2} - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^4 \cdot (1 - (-5)) = \\ &= 116,85 - 0,00087 \cdot l_i^2; \end{aligned}$$

$$B = \frac{0,0327^2 \cdot 7,7 \cdot 10^4 \cdot l_i^2}{24} = 3,431 \cdot l_i^2.$$

Определим значение среднеэксплуатационного механического напряжения, решив неполное кубическое уравнение методом Ньютона [10]:

$$\sigma_{k+1} = \sigma_k - \frac{\sigma_k^3 - A \cdot \sigma_k^2 - B}{3 \cdot \sigma_k^2 - 2 \cdot A \cdot \sigma_k} = \frac{\sigma_k^2 \cdot (2 \cdot \sigma_k - A) - B}{\sigma_k \cdot (3 \cdot \sigma_k - 2 \cdot A)}. \quad (3.3.5)$$

Рассчитанные значения механического напряжения при длинах пролетов от 100 м до 460 м представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3– Результаты расчета уравнения состояния провода для варианта 1

Длина пролета	A	B	$\sigma_0$	$\sigma_1$	$\sigma_2$	$\sigma_3$	$\sigma_4$
100	110,2	33680	117,03	113,11	112,84	112,84	112,84
150	99,82	75780	112,84	107,1	106,51	106,5	106,5
200	85,3	134720	106,5	99,83	99,04	99,03	99,03
250	66,62	210500	99,03	92,41	91,68	91,67	91,67
300	43,8	303120	91,67	85,89	85,38	85,38	85,38
350	16,82	412580	85,38	80,79	80,49	80,49	80,49
400	-14,3	538880	80,49	77,02	76,87	76,87	76,87
460	-57,12	712668,8	76,87	73,88	73,78	73,78	73,78

### Вариант 2

Исходные условия – действует низшая температура окружающей среды.

Искомые условия – среднеэксплуатационные.

$$\sigma_{сэ} - \frac{\gamma_{\Pi}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{сэ}^2} = \sigma_{-} - \frac{\gamma_{\Pi}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{-}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сэ} - t_{-}). \quad (3.3.6)$$

При  $l \Rightarrow 0$ :

$$\begin{aligned} \sigma_{сэ(2)}^{(1)} &= \sigma_{-} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сэ} - t_{-}) = \\ &= 126 - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^4 \cdot (1 - (-58)) = 36,049 \text{ Н/мм}^2. \end{aligned} \quad (3.3.7)$$

При  $l \Rightarrow \infty$ :



$$\sigma_{сз(2)}^{(2)} = \frac{\gamma_{\Pi}}{\gamma_{\Pi}} \cdot \sigma_{-} = \frac{0,0327}{0,0327} \cdot 126 = 126 \text{ Н/мм}^2. \quad (3.3.8)$$

Таким образом, среднеэксплуатационное механическое напряжение при условии действия низшей температуры будет изменяться в пределах от 36,049 Н/мм<sup>2</sup> до 126 Н/мм<sup>2</sup>.

$$\begin{aligned} A &= \sigma_{-} - \frac{\gamma_{\Pi}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{-}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сз} - t_{-}) = \\ &= 126 - \frac{0,0327^2 \cdot 7,7 \cdot 10^4 \cdot l_i^2}{24 \cdot 126^2} - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^4 \cdot (1 - (-58)) = \end{aligned} \quad (3.3.9)$$

$$= 34,07 - 0,0001 \cdot l_i^2;$$

$$B = \frac{\gamma_{\Pi}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24} = \frac{0,0327^2 \cdot 7,7 \cdot 10^4 \cdot l_i^2}{24} = 3,368 \cdot l_i^2. \quad (3.3.10)$$

Рассчитанные значения механического напряжения при длинах пролетов от 100 м до 460 м представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты расчета уравнения состояния провода для варианта 2

Длина пролета	A	B	σ0	σ1	σ2	σ3	σ4
100	32,6	33680	39,55	50,39	47,78	47,58	47,54
150	29,97	75780	47,54	56,73	55,02	55,03	55,03
200	26,3	134720	55,01	62,74	61,74	61,64	61,63
250	21,57	210500	61,63	68,29	67,69	67,68	67,68
300	15,8	303120	67,38	73,36	72,87	72,89	72,89
350	8,97	412580	72,89	77,83	77,58	77,52	77,02
400	1,1	538880	77,52	81,93	81,77	81,71	81,71
460	-9,73	712668,8	81,71	86,48	86,11	86,18	86,58

На основании двух вариантов расчетов построен график зависимостей механического напряжения от длины пролета.

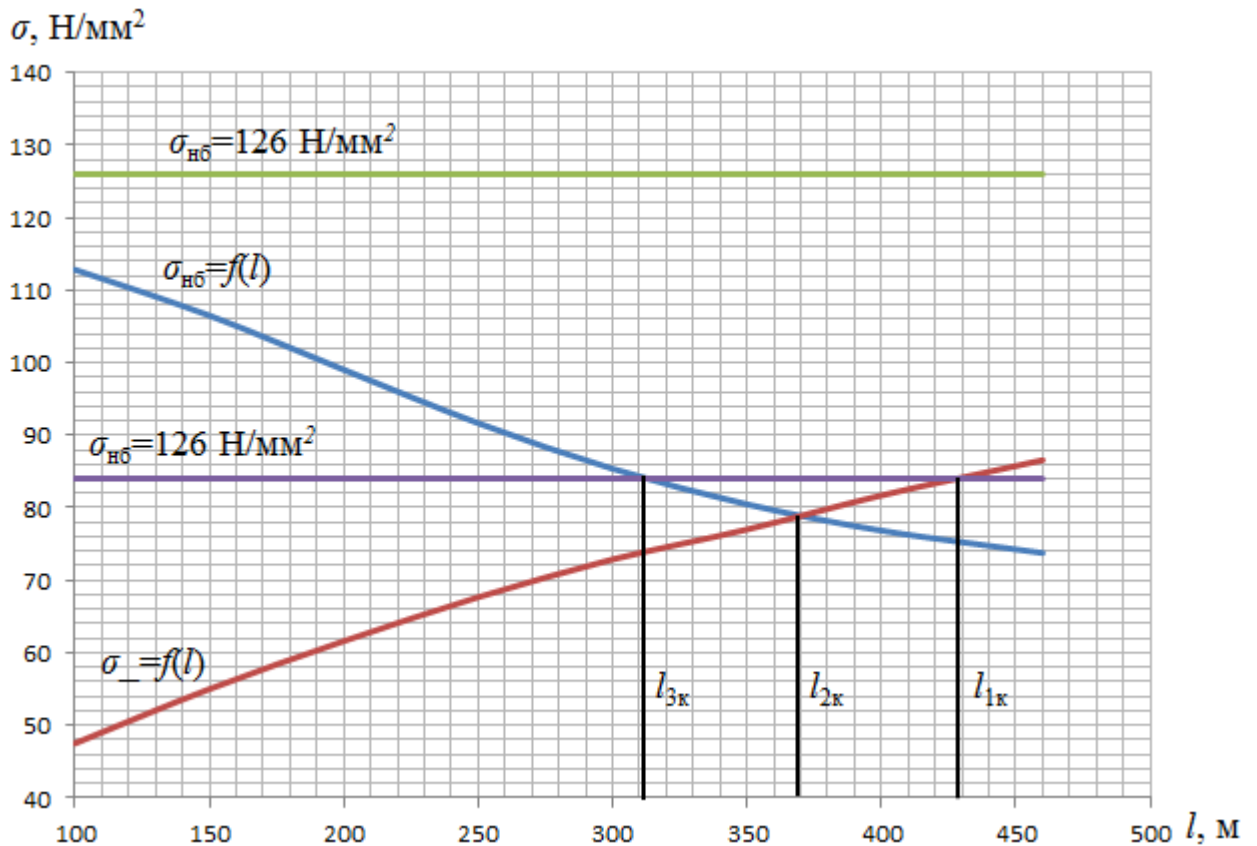


Рисунок 3.1 – Зависимости механических напряжений в проводе от длины пролета

Зависимость  $\sigma_{сэ}^{(1)} = f(l)$ : в качестве исходных условий приняты  $\sigma_{нб}$ ;  $\gamma_{нб}$ ;  $t_r$ .

Зависимость  $\sigma_{сэ}^{(2)} = f(l)$ : в качестве исходных условий приняты  $\sigma_-$ ;  $\gamma_{п}$ ;  $t_-$ .

Так как  $l_{1к} > l_{3к}$ , то дальнейшие выводы можно сделать только по второму критическому пролету. Подтвердим это расчетом:

$$\begin{aligned}
 l_{1к} &= 4,9 \cdot \frac{\sigma_-}{\gamma_{п}} \cdot \sqrt{\frac{(\sigma_- - \sigma_{сэ}) + \alpha \cdot E \cdot (t_- - t_{сэ})}{E \cdot \left[1 - \left(\frac{\sigma_-}{\sigma_{сэ}}\right)^2\right]}} = \\
 &= 4,9 \cdot \frac{126}{0,0327} \cdot \sqrt{\frac{(126 - 84) + 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^4 \cdot (-58 - 1)}{7,7 \cdot 10^4 \cdot \left[1 - \left(\frac{126}{84}\right)^2\right]}} = 421,424 \text{ м;}
 \end{aligned}
 \tag{3.3.11}$$

$$l_{2к} = 4,9 \cdot \frac{\sigma_{НБ}}{\gamma_{П}} \cdot \frac{\alpha \cdot (t_{Г} - t_{-})}{\sqrt{\left(\frac{\gamma_{НБ}}{\gamma_{П}}\right)^2 - 1}} =$$

$$= 4,9 \cdot \frac{126}{0,033} \cdot \frac{19,8 \cdot 10^{-6} \cdot (-5 - (-58))}{\sqrt{\left(\frac{0,152}{0,033}\right)^2 - 1}} = 369,1 \text{ м};$$
(3.3.12)

$$l_{3к} = 4,9 \cdot \frac{\sigma_{НБ}}{\gamma_{П}} \cdot \frac{\left(\sigma_{НБ} - \sigma_{сэ}\right) + \alpha \cdot E \cdot (t_{Г} - t_{сэ})}{E \cdot \left[ \left(\frac{\gamma_{НБ}}{\gamma_{П}}\right)^2 - \left(\frac{\sigma_{НБ}}{\sigma_{сэ}}\right)^2 \right]} =$$

$$= 4,9 \cdot \frac{126}{0,0327} \cdot \frac{(126 - 84) + 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^4 \cdot (-5 - 1)}{7,7 \cdot 10^4 \cdot \left[ \left(\frac{0,152}{0,0327}\right)^2 - \left(\frac{126}{84}\right)^2 \right]} = 247,8 \text{ м}.$$
(3.3.13)

Соотношение  $l_{1к} > l_{3к}$  является признаком отсутствия среднеэксплуатационного режима как расчетного, и «работающим» является второй критический пролет [11].

Так как  $l = 250 \text{ м} > l_{2к} = 369,1 \text{ м}$ , то расчетным режимом будет режим наибольших нагрузок.

### 3.4 Расчет критической температуры

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

$$t_{кр} = (t_{Г} - 3) + \frac{\sigma_{НБ}}{\alpha \cdot E} \cdot \frac{\gamma_{П}}{\gamma_{\Sigma 1}} =$$

$$= (-5 - 3) + \frac{126}{19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^4} \cdot \frac{0,0327}{0,132} = 18,49^{\circ} \text{ С}.$$
(3.4.1)

$t_+ = 38^\circ > t_{кр} = 18,49^\circ \rightarrow$  наибольшее провисание провода будет при нагрузке провода собственной массой, т.е. при действии только удельной механической нагрузки от массы провода.

### 3.5 Расчет габаритного пролета

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

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

где  $\gamma_{[f]}$  – удельная механическая нагрузка, при которой имеет место наибольшее провисание провода;

$\gamma_{[\sigma]}$  – удельная механическая нагрузка, принятая как исходная для расчета провода на прочность;

$\sigma$  – напряжение в проводе, принятое как исходное для расчета провода на прочность;

$E$  – модуль упругости;

$\alpha$  – температурный коэффициент линейного расширения;

$t_{[\sigma]}$  – температура, принятая как исходная для расчета провода на прочность;

$t_{[f]}$  – температура, при которой стрела провеса максимальна.

$$A = \left( \frac{\gamma_{[f]}}{8 \cdot f} + \left( \frac{\gamma_{[\sigma]}}{\sigma} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} \right) = \left( \frac{0,0327}{8 \cdot 3,04} + \left( \frac{0,208}{126} \right)^2 \cdot \frac{7,7 \cdot 10^4}{24} \right) = 0,001;$$

$$B = \left( \sigma_{нб} + \alpha \cdot E \cdot \left( t_{[\sigma]} - t_{[f]} \right) \right) = 126 + 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^4 \cdot (-5 - 58) = 29,95;$$

$$C = \frac{8}{3} \cdot f^2 \cdot E = \frac{8}{3} \cdot 3,04^2 \cdot 7,7 \cdot 10^4 = 1,89 \cdot 10^6.$$

$$l_{габ} = \sqrt{\frac{B + \sqrt{B^2 + 4 \cdot A \cdot C}}{2 \cdot A}}. \quad (3.5.1)$$

$$l_{габ} = \sqrt{\frac{29,95 + \sqrt{29,95^2 + 4 \cdot 0,001 \cdot 1,89 \cdot 10^6}}{2 \cdot 0,001}} = 246,89 \text{ м.}$$

$$l_{габ} = 246,89 \text{ м} < l_{2к} = 369,1 \text{ м} \rightarrow \text{расчеты верны.}$$

Длина весового пролета:

$$l_{вес} = 1,25 \cdot l_{габ} = 1,25 \cdot 246,89 = 308,61 \text{ м.} \quad (3.5.2)$$

Стрела провисания для габаритного пролета:

$$f_{габ} = \frac{\gamma_{п} \cdot l_{габ}^2}{8 \cdot \sigma_{-}} = \frac{0,0327 \cdot 246,89^2}{8 \cdot 126} = 1,98 \text{ м.} \quad (3.5.3)$$

### 3.6 Выбор изоляторов для промежуточной опоры

Расчет изоляторов производится по методу разрушающей нагрузки [9]. Расчетные усилия в изоляторах не должны превышать значений разрушающих нагрузок (механических или электромеханических), установленных государственными стандартами и техническими условиями [9].

Нормативная нагрузка для поддерживающих гирлянд промежуточных опор в нормальном режиме работы ВЛ:

При наибольшей механической нагрузке [9]:

$$2,5 \cdot (n_{ф} \cdot \gamma_{нб} \cdot F_{пр} \cdot l_{вес} + G_{Г}) = \quad (3.6.1)$$

$$= 2,5 \cdot (1 \cdot 0,152 \cdot 339,6 \cdot 308,61 + 800) = 41826 \text{ Н,}$$

где  $n_{\phi}$  – число проводов в расщепленной фазе, шт;

$l_{\text{вес}}$  – наибольший весовой пролёт линии, м;

$G_{\Gamma}$  – средний вес гирлянды изоляторов, для линии 220 кВ;

При среднеэксплуатационных условиях [9]:

$$\begin{aligned} & 5 \cdot (n_{\phi} \cdot \gamma_{\text{пр}} \cdot F_{\text{пр}} \cdot l_{\text{вес}} + G_{\Gamma}) = \\ & = 5 \cdot (1 \cdot 0,0327 \cdot 339,6 \cdot 308,61 + 800) = 21136 \text{ Н}, \end{aligned} \quad (3.6.2)$$

где  $n_{\phi}$  – число проводов в расщепленной фазе, шт;

$l_{\text{вес}}$  – наибольший весовой пролёт линии, м;

$G_{\Gamma}$  – средний вес гирлянды изоляторов, для линии 220 кВ;

Так как весовой пролет  $l_{\text{вес}} = 308,61 \text{ м} < l_{2\text{к}} = 369,1 \text{ м}$ , то примем  $\sigma_{\text{сэ}} = 84 \text{ Н/мм}^2$ , исходя из режима среднеэксплуатационных условий.

$$1,8 \cdot \sqrt{\left( \frac{n_{\phi} \cdot \gamma_{\text{пр}} \cdot F_{\text{пр}} \cdot l_{\text{вес}}}{2} + G_{\Gamma} \right)^2 + (K_{\text{рд}} \cdot T_{\text{нб}})^2} \leq P, \quad (3.6.3)$$

где  $T_{\text{нб}} = n_{\phi} \cdot \sigma_{\text{сэ}} \cdot F_{\text{пр}}$  ;

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

$P$  – электромеханическая разрушающая нагрузка изоляторов, Н.

$$1,8 \cdot \sqrt{\left( \frac{1 \cdot 0,0327 \cdot 339,6 \cdot 308,61}{2} + 800 \right)^2 + (0,4 \cdot 1 \cdot 84 \cdot 339,6)^2} = 11684 \text{ Н}.$$

Сравнение трех значений показывает, что выбор изоляторов для поддерживающей гирлянды следует производить при наибольшей механической нагрузке [9].

Выбираем изолятор типа ПСВ-70А, технические характеристики изолятора представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Технические характеристики изолятора ПСВ-70А

Механическая разрушающая сила, кН.	Диаметр тарелки, D, мм.	H, мм	Длина пути утечки, мм	Масса, кг
70	280	144	442	5,6

Длина пути утечки:

$$L = \lambda_{\text{э}} \cdot U \cdot K = 1,6 \cdot 252 \cdot 1,1 = 443,52 \text{ см}, \quad (3.6.4)$$

где  $\lambda_{\text{э}} = 1,6$  – удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ

[9, табл. 1.9.1];

$U = 252$  кВ – наибольшее рабочее междуфазное напряжение [11];

$K = 1,1$  – коэффициент использования длины пути утечки [9, п. 1.9.47].

Количество изоляторов в гирлянде:

$$m = \frac{L}{L_{\text{и}}} = \frac{443,52}{44,2} = 10,034 \approx 11 \text{ шт.}, \quad (3.6.5)$$

где  $L_{\text{и}}$  – длина пути утечки одного изолятора, м;

Длина поддерживающих гирлянд изоляторов:

$$\lambda_{\text{П}} = m \cdot H = 11 \cdot 0,144 = 1,584 \text{ м}. \quad (3.6.6)$$

Вес поддерживающей гирлянды:

$$G_{\text{ГП}} = m \cdot M = 11 \cdot 5,6 = 61,6 \text{ кг}. \quad (3.6.7)$$

где  $M$  – масса изолятора.

### 3.7 Выбор изоляторов для анкерной опоры

Нормативная нагрузка для натяжных гирлянд анкерных опор в нормальном режиме работы ВЛ:

- При наибольшей механической нагрузке [9]:

$$2,5 \cdot \sqrt{\left(\frac{\gamma_{\text{нб}} \cdot F_{\text{пр}} \cdot l_{\text{вес}}}{2} + G_{\Gamma}\right)^2 + (\sigma_{\text{нб}} \cdot F_{\text{пр}})^2} = \quad (3.7.1)$$

$$= 2,5 \cdot \sqrt{\left(\frac{0,152 \cdot 339,6 \cdot 308,61}{2} + 800\right)^2 + (126 \cdot 339,6)^2} = 110900 \text{ Н.}$$

– При среднеэксплуатационных условиях [9]:

Длина приведенного пролета  $l_{\text{пр}} = 0,9 \cdot l_{\text{габ}} = 0,9 \cdot 246,89 = 222,21 \text{ м}$ ;  $\sigma_{\text{сэ}}$

для  $l_{\text{пр}}$  составляет 84 Н/м.

$$6 \cdot \sqrt{\left(\frac{\gamma_{\text{п}} \cdot F_{\text{пр}} \cdot l_{\text{вес}}}{2} + G_{\Gamma}\right)^2 + (\sigma_{\text{сэ}} \cdot F_{\text{пр}})^2} = \quad (3.7.2)$$

$$= 6 \cdot \sqrt{\left(\frac{0,0327 \cdot 339,6 \cdot 308,61}{2} + 800\right)^2 + (84 \cdot 339,6)^2} = 171800 \text{ Н.}$$

Из расчетов видно, что выбор изоляторов для анкерных опор следует проводить для нормативной нагрузки при среднеэксплуатационных условиях.

Выбираем изолятор типа ПС-300В, технические характеристики изолятора представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Технические характеристики изолятора ПС-300В

Механическая разрушающая сила, кН.	Диаметр тарелки, D, мм.	Н, мм	Длина пути утечки, $L_{\text{и}}$ , мм	Масса, кг
300	320	195	390	10

Длину пути утечки:

$$L = \lambda_{\text{э}} \cdot U \cdot K = 1,6 \cdot 252 \cdot 1 = 352,8 \text{ см.} \quad (3.7.3)$$

где  $\lambda_{\text{э}}$  – удельная эффективная длина пути утечки тока [9, табл. 1.9.1];

$U = 252 \text{ кВ}$  – наибольшее рабочее междуфазное напряжение [11];

$K = 1,1$  – коэффициент использования длины пути утечки [9, п. 1.9.47].



Количество изоляторов:

$$m = \frac{L}{L_{\text{и}}} = \frac{352,8}{39} = 9,05 \approx 10 \text{ шт.} \quad (3.7.4)$$

Длина натяжных гирлянд изоляторов:

$$\lambda_{\text{и}} = m \cdot H = 10 \cdot 0,195 = 1,95 \text{ м.} \quad (3.7.5)$$

Вес натяжной гирлянды:

$$G_{\Gamma} = m \cdot M_{\text{и}} = 10 \cdot 10 = 100 \text{ кг.} \quad (3.7.6)$$

### 3.8 Построение расстановочного шаблона

Необходимо учесть следующие требования [9]:

- принятый габарит не должен быть меньше регламентируемого ПУЭ [9];
- нагрузка на опоры не должна превышать значений, принятых для опор соответствующих типов [9].

Кривая 1 – кривая максимального провисания провода [9]:

$$y = k_{\text{ш}} \cdot \left( \frac{x}{100} \right)^2, \quad (3.8.1)$$

где  $x$  – значение длины габаритного пролета в метрах;

$$x = (0 \div 0,75) \cdot l_{\text{габ}} = 0 \div 184,58 \text{ м.}$$

$k_{\text{ш}}$  – коэффициент шаблона;

$$k_{\text{ш}} = \frac{\gamma_{\text{п}} \cdot 10^4}{2 \cdot \sigma_{\text{габ}}} = \frac{0,0327 \cdot 10^4}{2 \cdot 120,75} = 1,35.$$

$$y = 1,35 \cdot \left( \frac{x}{100} \right)^2, \quad (3.8.2)$$

Кривая 2 – габаритная кривая, служит для проверки расстояния от проводов до земли или до пересекаемых инженерных сооружений и сдвинута от кривой 1 на расстояние равное  $h_{\text{габ}}$  [9].

$$h_{\text{габ}} = \Gamma + (0,3 \div 0,5) = 7 + 0,3 = 7,3 \text{ м.}$$

Габарит для ВЛ 220 кВ строящихся по ненаселенной местности до поверхности земли равен 7 м [9, табл. 2.5.20].

Кривая 3 – земляная кривая – сдвинута от кривой 1 на расстояние  $h_0$ , равное высоте подвесов проводов на промежуточных опорах [9].

$$h_0 = H_{\text{тр}} - \lambda_{\text{T}} = 22,5 - 1,584 = 20,916 \text{ м.}$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 – Результаты расчетов для построения кривых

x	y1	y2	y3
-175,5	4,18	-4,11	-16,736
-150	3,05	-5,24	-17,866
-100	1,35	-6,94	-19,566
-50	0,33	-7,96	-20,586
0	0	-8,3	-20,916
50	0,33	-7,96	-20,586
100	1,35	-6,94	-19,566
150	3,05	-5,24	-17,866
175,5	4,16	-4,11	-16,756

Полученный в результате расчетов шаблон для расстановки опор по продольному профилю трассы представлен на рисунке 3.2.

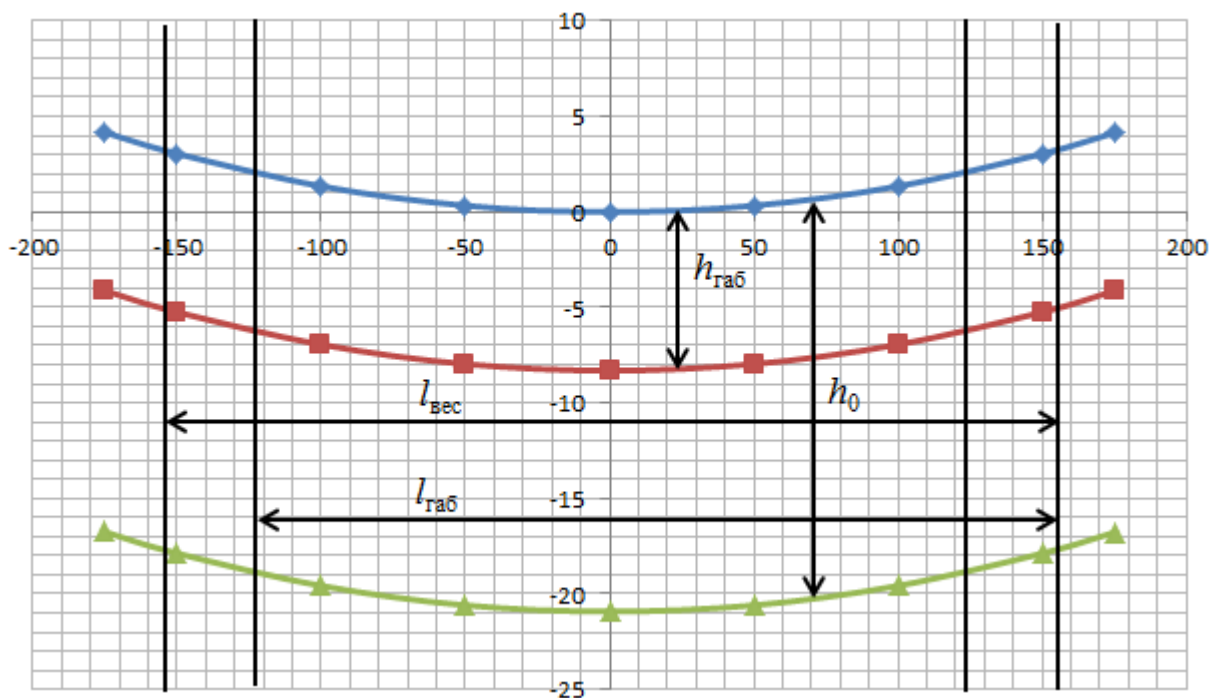


Рисунок 3.2 – Шаблон для расстановки опор по профилю трассы

### 3.9 Расчет грозозащитного троса для промежуточной опоры

Для ВЛ, сооружаемых на двухцепных опорах, независимо от напряжения суммарное сечение алюминиевой и стальной частей троса должно быть не менее  $120 \text{ мм}^2$  [9, п. 2.5.79].

В качестве грозозащитного троса примем провод марки АС 120/27, смонтированного на опоре П200-2, имеющей высоту от границы траверсы до вершины тросостойки 6,5 м. Технические данные троса приведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Технические данные провода

Параметры	АС 120/27
Действительная площадь поперечного сечения, $\text{мм}^2$	140,6
Масса провода, кг/км	528
Диаметр троса, мм	15,4

Высота гирлянды изоляторов на анкерной опоре –  $\lambda_{\text{П}} = 1,584 \text{ м}$ .

Высота изолятора, зажима и узла крепления троса –  $\lambda_T = 0,44$  м.

Температурный коэффициент линейного расширения [9, табл. 2.5.8]:

$$\alpha_T = 18,3 \cdot 10^{-6} (\text{град}^{-1}).$$

Модуль продольной упругости троса [9, табл. 2.5.8]:

$$E_T = 8,9 \cdot 10^4 (\text{Н/мм}^2).$$

Допускаемые напряжения в тросе [9, табл. 2.5.7]:

$$\sigma_{\text{ТНБ}} = \sigma_{\text{Т-}} = 153 \text{Н/мм}^2, \sigma_{\text{ТСЭ}} = 102 \text{Н/мм}^2.$$

Защитный угол проводов верхней траверсы опоры П220-2 [9]:

$$\alpha_{\text{ПВ}} = \arctg \frac{D_B}{H_{\text{ТС}} + \lambda_{\text{П}} - \lambda_T} = \arctg \frac{3,6}{6,5 + 1,584 - 0,44} = 25,17^\circ, \quad (3.9.1)$$

где  $D_B$  – вылет верхней траверсы;

$H_{\text{ТС}}$  – высота тросостойки.

Защитный угол проводов средней траверсы опоры П220-2:

$$\alpha_{\text{ПВ}} = \arctg \frac{D_C}{H_{\text{СВ}} + H_{\text{ТС}} + \lambda_{\text{П}} - \lambda_T} = \arctg \frac{6,4}{6,5 + 6,5 + 1,584 - 0,44} = 24,32^\circ, \quad (3.9.2)$$

где  $D_C$  – вылет средней траверсы.

Значение защитного угла для одностоечных металлических опор не должно превышать допустимого значения  $30^\circ$  [9, п. 2.5.120].

Определим нагрузки, действующие на трос:

1. Постоянно действующая нагрузка от собственного веса троса [9]:

$$P_T = M_T \cdot g \cdot 10^{-3} = 528 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 5,1744 \text{ Н/м}. \quad (3.9.3)$$

$$\gamma_T = \frac{P_T}{F_T} = \frac{5,1744}{140,6} = 0,0368 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2). \quad (3.9.4)$$

2. Гололедная нагрузка на 1 м троса [9]:

– Нормативная нагрузка:

$$P_{\text{ГТ}}^{\text{H}} = \pi \cdot k_i \cdot k_d \cdot b_{\text{Э}} \cdot (d_T + k_i \cdot k_d \cdot b_{\text{Э}}) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3}, \quad (3.9.5)$$

$$P_{\text{ГТ}}^{\text{H}} = 3,14 \cdot 1 \cdot 0,95 \cdot 25 \cdot (15,4 + 1 \cdot 0,95 \cdot 25) \cdot 0,9 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 11,71 \text{ Н/м}.$$

– Расчетная нагрузка

$$P_{ГТ} = P_{ГТ}^H \cdot \gamma_{ПГ} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d, \quad (3.9.6)$$

$$P_{ГТ} = 11,71 \cdot 1,3 \cdot 1 \cdot 1,6 \cdot 0,5 = 9,89 \text{ Н/м.}$$

– Удельная нагрузка

$$\gamma_{ГТ} = \frac{P_{ГТ}}{F_T} = \frac{9,89}{140,6} = 0,0703 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}. \quad (3.9.7)$$

3. Ветровая нагрузка, действующая на 1 м троса без гололеда перпендикулярно тросу [9]:

– Нормативная нагрузка:

$$P_{Wта}^H = \alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot W_a \cdot F_T \cdot \sin \varphi. \quad (3.9.8)$$

Данная нагрузка соответствует ветровому давлению атмосферного перенапряжения.

$$W_a = 0,06 \cdot W, \text{ но не менее } 50 \text{ Па. [9, п. 2.5.73],}$$

$$W_a = 0,06 \cdot 800 = 48 \text{ Па} < 50 \text{ Па} \rightarrow W_a = 50 \text{ Па}.$$

Согласно [9, п. 2.5.52]:

При  $W_a = 50 \text{ Па}$ :  $\alpha_w = 1$ ;

При  $l_{габ} = 250 \text{ м}$ :  $k_l = 1$ ,  $k_w = 0,81$ ,  $C_x = 1,1$ ,  $F_T = 140,6 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ .

$$P_{Wта}^H = 1 \cdot 1 \cdot 0,81 \cdot 1,1 \cdot 50 \cdot (140,6 \cdot 10^{-3}) = 0,69 \text{ Н/м.}$$

– Расчетная нагрузка:

$$P_{Wта} = P_{Wта}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f, \quad (3.9.9)$$

$$P_{Wта} = 0,69 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 0,83 \text{ Н/м.}$$

– Удельная нагрузка:

$$\gamma_{Wта} = \frac{P_{Wта}}{F_T} = \frac{0,83}{140,6} = 0,0059 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}. \quad (3.9.10)$$

4. Ветровая нагрузка, действующая на 1 м троса с гололедом перпендикулярно тросу [9]:

– Нормативная нагрузка:

$$P_{Wта}^H = \alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot W_a \cdot (d_T + 2 \cdot k_i \cdot k_d \cdot b_э) \cdot 10^{-3}, \quad (3.9.11)$$

$$P_{\text{WTГa}}^{\text{H}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,81 \cdot 1,1 \cdot 50 \cdot (15,4 + 2 \cdot 1 \cdot 0,95 \cdot 25) \cdot 10^{-3} = 1,96 \text{ Н/м},$$

– Расчетная нагрузка:

$$P_{\text{WTГa}} = P_{\text{WTГa}}^{\text{H}} \cdot \gamma_{\text{nw}} \cdot \gamma_{\text{p}} \cdot \gamma_{\text{f}}, \quad (3.9.12)$$

$$P_{\text{WTГa}} = P_{\text{WTГa}}^{\text{H}} \cdot \gamma_{\text{nw}} \cdot \gamma_{\text{p}} \cdot \gamma_{\text{f}} = 1,96 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 1,6 = 2,3664 \text{ Н/м}.$$

– Удельная нагрузка:

$$\gamma_{\text{WTГa}} = \frac{P_{\text{WTГa}}}{F_{\text{T}}} = \frac{2,3664}{140,6} = 0,0168 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}. \quad (3.9.13)$$

5. Результирующая нагрузка от массы троса и гололеда [9]:

$$P_{\Sigma 1} = P_{\text{T}} + P_{\text{ГТ}} = 5,1744 + 9,8927 = 15,07 \text{ Н/м}, \quad (3.9.14)$$

$$\gamma_{\Sigma 1\text{T}} = \gamma_{\text{T}} + \gamma_{\text{ГТ}} = 0,0368 + 0,0703 = 0,11 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}. \quad (3.9.15)$$

6. Результирующая нагрузка на трос без гололеда от давления ветра [9]:

$$P_{\Sigma 2\text{Ta}} = \sqrt{P_{\text{T}}^2 + P_{\text{wTa}}^2} = \sqrt{5,1744^2 + 0,8301^2} = 5,24 \text{ Н/м}, \quad (3.9.16)$$

$$\gamma_{\Sigma 2\text{Ta}} = \frac{P_{\Sigma 2\text{Ta}}}{F_{\text{T}}} = \frac{5,24}{140,6} = 0,0373 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}. \quad (3.9.17)$$

7. Результирующая нагрузка на трос с гололедом от давления ветра:

$$P_{\Sigma 3\text{Ta}} = \sqrt{P_{\Sigma 1\text{T}}^2 + P_{\text{wTГa}}^2} = \sqrt{15,07^2 + 2,3664^2} = 15,25 \text{ Н/м}, \quad (3.9.18)$$

$$\gamma_{\Sigma 3\text{Ta}} = \frac{P_{\Sigma 3\text{Ta}}}{F_{\text{T}}} = \frac{15,25}{140,6} = 0,1085 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}. \quad (3.9.19)$$

Так как ветровая нагрузка на трос без гололеда рассчитывалась для условий атмосферных перенапряжений, то и нагрузку на провод без гололеда необходимо пересчитать для этих же условий.

Ветровая нагрузка на провод для условий атмосферных перенапряжений:

– Нормативная нагрузка

$$P_{w\text{Па}}^H = \alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot W \cdot F_{\Pi} \cdot \sin^2 \varphi =$$

$$= 1 \cdot 1 \cdot 0,81 \cdot 1,1 \cdot 50 \cdot 0,024 \cdot 1 = 1,34 \text{ Н/м.} \quad (3.9.20)$$

– Расчетная нагрузка:

$$P_{w\text{Па}} = P_{w\text{Па}}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 1,34 \cdot 1,1 \cdot 1,1 = 1,62 \text{ Н/м.} \quad (3.9.21)$$

– Удельная нагрузка:

$$\gamma_{w\text{Па}} = \frac{P_{w\text{Па}}}{F_{\Pi}} = \frac{1,62}{339,6} = 0,0031 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}. \quad (3.9.22)$$

Результирующая нагрузка на провод без гололеда от давления ветра:

$$P_{\Sigma 2\text{Па}} = \sqrt{P_{\Pi}^2 + P_{w\text{Па}}^2} = \sqrt{11,09^2 + 1,62^2} = 15,69 \text{ Н/м.} \quad (3.9.23)$$

$$\gamma_{\Sigma 2\text{Па}} = \frac{P_{\Sigma 2\text{Па}}}{F_{\Pi}} = \frac{15,69}{339,6} = 0,0279 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}. \quad (3.9.24)$$

Угол отклонения провода от вертикальной плоскости:

$$\beta = \arctg\left(\frac{\gamma_{w\text{Па}}}{\gamma_{\Sigma 2\text{Па}}}\right) = \arctg\left(\frac{0,0031}{0,0297}\right) = 5,89^\circ. \quad (3.9.25)$$

Стрела провисания провода при температуре атмосферных перенапряжений  $t_a = +15^\circ \text{C}$  [9]:

$$l_{\text{пр}} = 0,9 \cdot l_{\text{габ}} = 0,9 \cdot 246,89 = 222,2 \text{ м.} \quad (3.9.26)$$

Уравнение состояния в комбинированной форме:

$$f_{\text{Па}}^3 + 0,375 \cdot \left(\frac{A \cdot l_{\text{пр}}^2}{E}\right) \cdot f_{\text{Па}} - \frac{3}{64} \cdot \frac{\gamma_{\Sigma 2\text{Па}} \cdot l_{\text{пр}}^4}{E} = 0, \quad (3.9.27)$$

$$\text{где, } A = \sigma_{\text{Нб}} - \frac{\gamma_{\Pi}^2 \cdot l_{\text{пр}}^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_{\text{Нб}}^2} + \alpha E (t_{\Gamma} - t_a) =$$

$$= 126 - \frac{0,0295^2 \cdot 222,2^2 \cdot 7,7 \cdot 10^4}{24 \cdot 126^2} + 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^4 (-5 - 15) = 49,21 \text{ м;}$$

$$D = 0,375 \cdot \left(\frac{A \cdot l_{\text{пр}}^2}{E}\right) = 0,375 \cdot \left(\frac{49,21 \cdot 222,2^2}{7,7 \cdot 10^4}\right) = 27,67;$$

$$F = \frac{3}{64} \cdot \frac{\gamma_{\Sigma 2\text{Па}} \cdot l_{\text{пр}}^4}{E} = \frac{3}{64} \cdot \frac{0,0297 \cdot 222,2^4}{7,7 \cdot 10^4} = 220,57; .$$

Тогда уравнение примет вид:

$$f_{\text{Па}}^3 + 27,674 \cdot f_{\text{Па}} - 2220,57 = 0. \quad (3.9.28)$$

В качестве первого приближения для расчета методом Ньютона принято ранее определенное значение стрелы провисания  $f_{\text{Габ}} = 3,08$  м.

$$f_{k+1} = \frac{2}{3} \cdot \frac{f_k^3 + F/2}{f_k^2 + D/3}. \quad (3.9.29)$$

Окончательный ответ:  $f_{\text{Па}} = 2,81$  м.

Напряжение в низшей точке провода при атмосферных перенапряжениях:

$$\sigma_{\text{Па}} = \frac{\gamma_{\Sigma 2\text{Па}} \cdot l_{\text{пр}}^2}{8 \cdot f_{\text{Па}}} = \frac{0,0297 \cdot 222,2^2}{8 \cdot 2,81} = 86,1 \text{ Н/мм}^2. \quad (3.9.30)$$

Максимальная длина пролета может достигнуть  $1,25 l_{\text{Габ}}$ :

$$l_{\text{max}} = 1,25 \cdot l_{\text{Габ}} = 1,25 \cdot 246,89 = 308,61 \text{ м}. \quad (3.9.31)$$

Максимальная стрела провеса:

$$f_{\text{Па max}} = f_{\text{Па}} \cdot \left( \frac{l_{\text{max}}}{l_{\text{пр}}} \right)^2 = 2,81 \cdot \left( \frac{308,61}{222,2} \right)^2 = 5,42 \text{ м}. \quad (3.9.32)$$

Вертикальная проекция максимальной стрелы провисания:

$$f_{\text{Па max}}^{\text{В}} = f_{\text{Па max}} \cdot \cos \beta = 5,42 \cdot \cos 5,89^\circ = 5,44 \text{ м}.$$

Для длин пролета, не превышающих 1000 м, расстояние между проводом и тросом в середине пролета рассчитывается по формуле [9]:

$$Z = 4 + 0,015 \cdot (l_{\text{max}} - 200) = 4 + 0,015 \cdot (308,61 - 200) = 5,62 \text{ м}.$$

Тогда:

$$f_{\text{Габ max}} = f_{\text{Па max}}^{\text{В}} + H_{\text{ТС}} + \lambda_{\text{П}} - Z - \lambda_{\text{Т}} = 5,44 + 6,5 + 1,584 - 5,62 - 0,44 = 7,46 \text{ м}.$$



$f_{\Gamma a \max} > f_{\Pi a \max}^B$ , что недопустимо.

По условию исключения прорыва тросовой защиты рекомендуется обеспечить:

$$f_{\Pi a \max}^B - f_{\Gamma a \max} = 1,2 \text{ м}, \quad (3.9.33)$$

поэтому

$$f_{\Gamma a \max} = f_{\Pi a \max}^B - 1,2 = 5,44 - 1,2 = 4,24 \text{ м}, \quad (3.9.34)$$

тогда

$$Z = (f_{\Pi a \max}^B - f_{\Gamma a \max}) + \lambda_{\Pi} + H_{\Gamma c} - \lambda_{\Gamma} = 1,2 + 1,584 + 6,5 - 0,44 = 8,844 \text{ м}.$$

Защитный угол троса в середине пролета при не отклоненных ветром положениях троса и провода [9]:

$$\alpha_{\text{ПВ}} = \arctg \frac{D_B}{Z} = \arctg \frac{4,6}{11,57} = 21,68^\circ < 25,17^\circ, \text{ чего достаточно для эффективной}$$

защиты проводов.

Вычислим напряжение в тросе, обеспечивающее  $f_{\Gamma a \max}$ .

Из-за возможного смещения точек крепления троса, используют длину приведенного пролета:

$$f_{\Gamma a} = f_{\Gamma a \max} \cdot \left( \frac{l_{\max}}{l_{\text{пр}}} \right)^2 = 4,24 \cdot \left( \frac{308,61}{222,2} \right)^2 = 8,17 \text{ м}. \quad (3.9.35)$$

Следует провести проверку при действии рабочего режима максимальных нагрузок.

Исходные условия – возникновение атмосферных перенапряжений.

Искомые условия – действие наибольшей нагрузки.

$$\sigma_{\text{ТНБ}} - \frac{\gamma_{\Sigma 3 \Gamma a}^2 \cdot E_{\Gamma} \cdot l_{\text{пр}}^2}{24 \cdot \sigma_{\text{ТНБ}}^2} = \sigma_{\Gamma a} - \frac{\gamma_{\Sigma 2 \Gamma a}^2 \cdot E_{\Gamma} \cdot l_{\text{пр}}^2}{24 \cdot \sigma_{\Gamma a}^2} + \alpha_{\Gamma} \cdot E_{\Gamma} \cdot (t_a - t_{\Gamma}); \quad (3.9.36)$$

$$\sigma_{\text{ТНБ}} - \frac{4607396}{\sigma_{\text{ТНБ}}^2} = 411,52;$$

$$\sigma^3_{\text{ТНб}} - 411,52 \cdot \sigma^2_{\text{ТНб}} - 4607396 = 0. \quad (3.9.37)$$

Результаты рассчитанных методом Ньютона напряжений в тросе представлены в таблице 3.9 [10].

Таблица 3.9 – Результаты итерационного расчета

$\sigma_{\text{Тнб}0}, \text{Н/мм}^2$	$\sigma_{\text{Тнб}1}, \text{Н/мм}^2$	$\sigma_{\text{Тнб}2}, \text{Н/мм}^2$	$\sigma_{\text{Тнб}3}, \text{Н/мм}^2$	$\sigma_{\text{Тнб}4}, \text{Н/мм}^2$	$\sigma_{\text{Тнб}5}, \text{Н/мм}^2$
153	109,118	96,438	95,349	95,341	95,341

$\sigma_{\text{Тнб}5} = 95,341 \text{ Н/мм}^2 < \sigma_{\text{Доп}} = 153 \text{ Н/мм}^2$ , провод марки АС 120/27 в качестве грозозащитного троса удовлетворяет требованиям.

### 3.10 Расчет нагрузок, действующих на промежуточную опору П220-2

Для дальнейшего выбора и проверки фундамента необходимо определить нагрузки, действующие на промежуточную опору в нормальном режиме работы ВЛ.

#### Постоянные нагрузки:

- 1) Нагрузка от собственного веса опоры [9]:

$$P_{\text{ОП}} = M_{\text{ОП}} \cdot g = 6,45 \cdot 10^3 \cdot 9,8 = 63,21 \cdot 10^3 \text{ Н}. \quad (3.10.1)$$

- 2) Нагрузка от веса гирлянды изоляторов [9]:

$$G_{\text{ГП}} = n_{\text{Г}} \cdot G_{\text{Г}} \cdot g = 11 \cdot 61,6 \cdot 9,8 = 6,64 \cdot 10^3 \text{ Н}, \quad (3.10.2)$$

где  $n_{\text{Г}}$  – количество гирлянд на опоре, шт.;

$G_{\text{Г}}$  – масса каждой гирлянды, кг.

- 3) Нагрузка от веса проводов на весовой пролет с учетом двух цепей и трехфазной системы [9]:

$$P_{\text{П}} = 2 \cdot 3 \cdot P_{\text{П}} \cdot l_{\text{Вес}} = 2 \cdot 3 \cdot 11,09 \cdot 308,61 = 20,53 \cdot 10^3 \text{ Н}. \quad (3.10.3)$$

- 4) Нагрузка от веса троса на весовой пролет [9]:

$$P_{\text{Т}} = P_{\text{Т}} \cdot l_{\text{Вес}} = 5,1744 \cdot 308,61 = 1,597 \cdot 10^3 \text{ Н}. \quad (3.10.4)$$

Итого по постоянным нормативным нагрузкам:

$$\begin{aligned} P_{\text{пост}} &= P_{\text{оп}} + G_{\text{гп}} + P_{\text{п}} + P_{\text{т}} = \\ &= (63,21 + 6,64 + 20,53 + 1,597) \cdot 10^3 = 91,98 \cdot 10^3 \text{ Н.} \end{aligned} \quad (3.10.5)$$

Кратковременные нагрузки:

1) Нагрузка от давления ветра на провода без гололеда (ветер перпендикулярно оси линии) с учетом двух цепей и трехфазной системы [9]:

$$P_{\text{вп}} = 2 \cdot 3 \cdot P_{\text{вп}} \cdot l_{\text{вес}} = 2 \cdot 3 \cdot 12,9 \cdot 308,61 = 23,88 \cdot 10^3 \text{ Н.} \quad (3.10.6)$$

2) Нагрузка от давления ветра на трос без гололеда [9]:

$$P_{\text{вт}} = 2 \cdot 3 \cdot P_{\text{вта}} \cdot l_{\text{вес}} = 2 \cdot 3 \cdot 0,8301 \cdot 308,61 = 0,256 \cdot 10^3 \text{ Н.} \quad (3.10.7)$$

3) Нагрузка от веса гололеда на провод с учетом двух цепей и трехфазной системы [9]:

$$P_{\text{гп}} = 2 \cdot 3 \cdot P_{\text{гп}} \cdot l_{\text{вес}} = 2 \cdot 3 \cdot 28,66 \cdot 308,61 = 3,052 \cdot 10^3 \text{ Н.} \quad (3.10.8)$$

4) Нагрузка от веса гололеда на трос [9]:

$$P_{\text{гт}} = P_{\text{гт}} \cdot l_{\text{вес}} = 9,89 \cdot 308,61 = 53,06 \cdot 10^3 \text{ Н.} \quad (3.10.9)$$

5) Нагрузка от давления ветра на конструкцию опоры:

– Нормативная средняя составляющая ветровой нагрузки [9]:

$$Q_{\text{с}}^{\text{H}} = k_{\text{w}} \cdot W \cdot C_{\text{x}} \cdot A, \quad (3.10.10)$$

где  $k_{\text{w}} = 1,3$ ,  $W = 800 \text{ Па}$ ,  $C_{\text{x}} = 1,1$ .

Ширина базы опоры у основания – 5,4 м.

Высота опоры от основания до нижней траверсы – 22,5 м.

Высота опоры от нижней траверсы до верхушки тросостойки – 19,5 м.

Средняя ширина ствола опоры от траверсы до верхушки тросостойки – 1,4 м.

Площадь поверхности опоры:

$$A = 5,4 \cdot 22,5 + 19,5 \cdot 1,4 = 147,7 \text{ м}^2.$$

$$Q_{\text{с}}^{\text{H}} = 1,3 \cdot 800 \cdot 1,1 \cdot 147,4 = 168,63 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

– Нормативная пульсационная составляющая:

$$Q_{\Pi}^H = 0,5 \cdot Q_C^H = 0,5 \cdot 168,63 \cdot 10^3 = 84,315 \cdot 10^3 \text{ Н.} \quad (3.10.11)$$

$$Q = (Q_{\Pi}^H + Q_C^H) \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f, \quad (3.10.12)$$

где  $\gamma_{nw} = 1$ ;  $\gamma_p = 1$ ;  $\gamma_f = 1,3$ ;

$$Q = (168,63 + 84,315) \cdot 10^3 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,3 = 328,83 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

Итого по кратковременным нормативным нагрузкам:

$$P_{кр} = P_{w\Pi} + P_{Г\Pi} + P_{wT} + P_{ГT} + Q =$$

$$= (23,88 + 53,06 + 0,256 + 3,052 + 328,83) \cdot 10^3 = 409,08 \cdot 10^3 \text{ Н.} \quad (3.10.13)$$

Нагрузка на промежуточную опору:

$$P_{\text{пр оп}} = P_{\text{пост}} + P_{кр} = (91,98 + 409,08) \cdot 10^3 = 501,06 \cdot 10^3 \text{ Н.} \quad (3.10.14)$$

### 3.11 Расчет грибовидного фундамента-подножника для промежуточной опоры

Рассчитаем основание грибовидного подножника марки Ф3-2, технические данные которого приведены в таблице 3.10, под промежуточную опору П220-2 в нормальном режиме работы ВЛ [12]. Грунт глинистый с показателем консистенции  $J_L = 0,45$  и коэффициентом пористости  $e = 0,45$  [12].

Таблица 3.10 – Технические характеристики фундамента Ф3-2

Высота фундамента $h$ , м	Глубина заложения $h_{\phi}$ , м	Размер стороны квадрата опорной плиты $a$ , м	Масса фундамента $G_{\phi}$ , т
2,7	2,5	1,8×1,8	2,9

Сжимающая нагрузка, действующая на грибовидный фундамент, равна сумме постоянных и кратковременных нормальных нагрузок, действующих на опору и равна расчетной вырывающей нагрузке [12]:

$$N_B^D = N_C = 497,08 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

Нормативная вырывающая нагрузка равна итоговой сумме постоянных нагрузок, действующих на опору:

$$N_B^H = 86,78 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

Для глинистых грунтов с показателем консистенции  $J_L = 0,45$  и коэффициентом пористости  $e = 0,45$  [12]:

- нормативное значение модуля деформации  $E = 30000 \cdot 10^3 \text{ Н/м}$ ;
- нормативный угол внутреннего трения  $\varphi_H = 28^\circ$ ;
- нормативное удельное сцепление грунта  $c_H = 19 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^2$ .

Давление на грунт основания подножника, рассчитывается из условий предельных деформаций основания в нормальном режиме работы линии для значения модуля  $E = 30000 \cdot 10^3 \text{ Н/м}$ , при размере стороны квадратного подножника  $a = 1,8 \text{ м}$  и глубины заложеного фундамента  $h_\phi = 2,5 \text{ м}$  [12].

Давление на грунт основания подножника  $R_G = 382 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^2$  [12].

Для промежуточной прямой опоры, установленной в супесь с показателем консистенции  $J_L = 0,45$ , с относительным заглублением  $h/a = 2,7/1,8 = 1,5$  м, объемным весом грунта обратной засыпки, при механическом уплотнении  $\gamma_3 = 17 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^2$ , расчетное давление  $R_3 = 60 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^2$  [12].

Выбираем коэффициент бокового расширения  $\mu = 0,6$ , коэффициент безопасности по грунту для угла внутреннего трения  $k_\Gamma = 1,1$ , а для супеси  $k_\Gamma = 3,3$  [12].

Угол внутреннего трения обратной засыпки:

$$\varphi_0 = \mu \cdot \frac{\varphi_H}{k_\Gamma} = 0,6 \cdot \frac{28}{1,1} = 15,27^\circ. \quad (3.11.1)$$

Удельное сцепление грунта обратной засыпки:

$$C_0 = \mu \cdot \frac{c_H}{k_\Gamma} = 0,6 \cdot \frac{19}{3,3} = 6,45 \cdot 10^3 \text{ Н/м}. \quad (3.11.2)$$

Для промежуточной опоры коэффициент надежности  $k_H = 1$ .

### Расчет на сжатие

Среднее давление по подошве фундамента:

$$\sigma_{\text{ср}} = \frac{N_{\text{с}}}{F} + \gamma_3 \cdot h_{\text{ф}} = \frac{497,08}{1,8^2} + 17 \cdot 2,5 = 195,9 \cdot 10^3 \text{ Н/м}; \quad (3.11.3)$$

$$\sigma_{\text{ср}} \leq R_{\text{с}} \text{ или } 195,9 < 382 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^2.$$

Условие расчета по деформациям на сжатие соблюдается, и вертикальная осадка фундамента Ф3-2 находится в допустимых пределах.

### Расчет на вырывание

Вырывающая нагрузка, действующая на фундамент [12]:

$$m \cdot R_3 \cdot F_0 + G_{\text{ф}} \cdot 9,8 = 1,2 \cdot 60 \cdot 1,8^2 + 2,9 \cdot 9,8 = 261,7 \cdot 10^3 \text{ Н}, \quad (3.11.4)$$

где  $m = 1,2$  – коэффициент грунта;

Сравниваем нормативную нагрузку с полученной:

$$N_{\text{в}}^{\text{н}} = 86,78 < 261,7$$

Фундамент марки Ф3-2 удовлетворяет условию расчета по деформациям на вырывание.

### Расчет по устойчивости (по несущей способности)

Определим объем обелиска грибовидного фундамента–подножника, если,  $a = 1,8$  м:

$$a_1 = a + 2 \cdot h_{\text{ф}} \cdot \text{tg} \varphi_0 = 1,8 + 2 \cdot 2,5 \cdot \text{tg}(15,25^\circ) = 3,16;$$

$$\begin{aligned} V_{\text{ф}} &= \frac{h_{\text{ф}}}{6} [(2 \cdot a_1 + a) \cdot a_1 + (2 \cdot a + a_1) \cdot a] = \\ &= \frac{2,5}{6} \cdot [(2 \cdot 3,16 + 1,8) \cdot 3,16 + (2 \cdot 1,8 + 3,16) \cdot 1,8] = 15,55 \text{ м}^3. \end{aligned} \quad (3.11.5)$$

Определим сумму площадей боковых поверхностей грибовидного фундамента подножника:

$$\Sigma \omega_{\text{ф}} = 2 \cdot h_{\text{ф}} \cdot (a + a_1) = 2 \cdot 2,5 \cdot (1,8 + 3,16) = 24,8 \text{ м}^2.$$

$$\begin{aligned} \frac{1}{K_{\text{н}}} \cdot (N_{\text{ф}} + 0,9 \cdot G_{\text{ф}} \cdot 9,8) &= \frac{1}{K_{\text{н}}} (V_{\text{ф}} \cdot \gamma_3 + C_0 \cdot \cos \varphi_0 \cdot \Sigma \omega_{\text{ф}} + 0,9 \cdot G_{\text{ф}} \cdot 9,8) = \\ &= \frac{1}{1} \cdot (15,55 \cdot 17 + 6,45 \cdot \cos(15,27^\circ) \cdot 24,8 + 0,9 \cdot 2,9 \cdot 9,8) = 544,24 \cdot 10^3 \text{ Н}. \end{aligned}$$

$$N_{\text{в}}^{\text{р}} \leq \frac{1}{K_{\text{н}}} (N_{\text{ф}} + 0,9G_{\text{ф}} \cdot 9,8).$$

$497,08 < 544,24 \cdot 10^3 \text{ Н}$ , следовательно, выбранный фундамент удовлетворяет условию расчета по несущей способности.

Заключение: фундамент Ф3-2 выбран верно.

### 3.12 Расчет нагрузок, действующих на анкерную опору У220-2+14

Определим нагрузки, действующие на анкерную металлическую опору У220-2+14 в нормальном режиме работы ВЛ для дальнейшего выбора и проверки фундамента под опору [9].

#### Постоянные нагрузки

- 1) Нагрузка от собственного веса опоры [9]:

$$P_{\text{оп}} = M_{\text{оп}} \cdot g \cdot 10^3 = 24,695 \cdot 9,8 \cdot 10^3 = 242,011 \cdot 10^3 \text{ Н}. \quad (3.12.1)$$

- 2) Нагрузка от веса гирлянды изоляторов [9]:

$$G_{\text{гп}} = n_{\text{г}} \cdot G_{\text{г}} \cdot g = 10 \cdot 100 \cdot 9,8 = 9,8 \cdot 10^3 \text{ Н}, \quad (3.12.2)$$

где  $n_{\text{г}}$  – количество гирлянд на опоре, шт.;

$G_{\text{г}}$  – масса каждой гирлянды, кг.

- 3) Нагрузка от веса проводов на весовой пролет с учетом двух цепей и трехфазной системы [9]:

$$l_{\text{вес}} = 1,25 \cdot l_{\text{габ}} = 1,25 \cdot 246,89 = 308,61 \text{ м},$$

$$P_{\text{п}} = 6 \cdot P_{\text{п}} \cdot l_{\text{вес}} = 6 \cdot 11,09 \cdot 308,61 = 28,86 \cdot 10^3 \text{ Н}. \quad (3.12.3)$$

- 4) Нагрузка от веса троса:

$$P_{\text{т}} = P_{\text{т}} \cdot l_{\text{вес}} = 5,1744 \cdot 308,61 = 1,5 \cdot 10^3 \text{ Н}. \quad (3.12.4)$$

Итого по постоянным нормативным нагрузкам:

$$\begin{aligned} P_{\text{пост}} &= P_{\text{оп}} + G_{\text{гп}} + P_{\text{п}} + P_{\text{т}} = \\ &= 242,011 + 9,8 + 28,86 + 1,5 = 282,171 \cdot 10^3 \text{ Н}. \end{aligned} \quad (3.12.5)$$

### Кратковременные нагрузки

1) Нагрузка от давления ветра на провода без гололеда при направлении ветра перпендикулярно ВЛ с учетом двух цепей и трехфазной системы [9]:

$$P_{W\Pi} = 6 \cdot P_{W\Pi} \cdot l_{\text{вес}} = 6 \cdot 12,9 \cdot 308,61 = 23,88 \cdot 10^3 \text{ Н.} \quad (3.12.6)$$

2) Нагрузка от давления ветра на трос без гололеда [9]:

$$P_{WT} = P_{WTa} \cdot l_{\text{вес}} = 0,8301 \cdot 308,61 = 0,256 \cdot 10^3 \text{ Н.} \quad (3.12.7)$$

3) Нагрузка от веса гололеда на провод с учетом двух цепей и трехфазной системы [9]:

$$P_{Г\Pi} = 6 \cdot P_{Г\Pi} \cdot l_{\text{вес}} = 6 \cdot 28,66 \cdot 308,61 = 53,06 \cdot 10^3 \text{ Н.} \quad (3.12.8)$$

4) Нагрузка от веса гололеда на трос [9]:

$$P_{ГT} = P_{ГT} \cdot l_{\text{вес}} = 9,89 \cdot 308,61 = 3,052 \cdot 10^3 \text{ Н.} \quad (3.12.9)$$

5) Нагрузка от давления ветра на конструкцию опоры [9]:

Нормативная средняя составляющая ветровой нагрузки:

$$Q_C^H = k_w \cdot W \cdot C_x \cdot A, \quad (3.12.10)$$

где  $k_w = 1,3$ ,  $W = 800 \text{ Па}$ ,  $C_x = 1,1$ ,  $A$  - площадь проекции опоры,  $\text{м}^2$

Ширина опоры по ее основанию – 5,2 м.

Высота опоры от основания до нижней траверсы – 24,5 м.

Высота опоры от нижней траверсы до верхушки тросостойки – 21,1 м.

Средняя ширина ствола опоры от траверсы до тросостойки – 2,1 м.

Тогда:

$$A = 5,2 \cdot 24,5 + 2,1 \cdot 21,1 = 171,71 \text{ м}^2,$$

$$Q_C^H = 1,3 \cdot 800 \cdot 1,1 \cdot 171,71 = 196,44 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

Нормативная пульсационная составляющая:

$$Q_{\Pi}^H = 0,5 \cdot Q_C^H = 0,5 \cdot 196,44 = 98,22 \cdot 10^3 \text{ Н.} \quad (3.12.11)$$

$$Q = (Q_{\Pi}^H + Q_C^H) \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f, \quad (3.12.12)$$

где  $\gamma_{nw} = 1$ ,  $\gamma_p = 1$ ,  $\gamma_f = 1,3$ .



$$Q = (196,44 + 98,22) \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,3 = 383,06 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

Итого по кратковременным нормативным нагрузкам:

$$P_{кр} = P_{вп} + P_{гп} + P_{вт} + P_{гт} + Q =$$

$$= 23,88 + 0,256 + 53,06 + 3,052 + 383,06 = 463,3 \cdot 10^3 \text{ Н.} \quad (3.12.13)$$

Нагрузка на анкерную опору У220-2+14:

$$P_{ан оп} = P_{пост} + P_{кр} = 282,171 + 463,3 = 745,47 \cdot 10^3 \text{ Н.} \quad (3.12.14)$$

### 3.13 Расчет грозозащитного троса и фундамента для анкерной опоры У220-2+14

По аналогичным расчетам, которые представлены в пунктах 3.9 и 3.11 были рассчитаны и выбраны грозозащитный трос и фундамент для анкерной опоры У220-2+14. Технические характеристики грозозащитного троса марки АС 120/27 и фундамента марки ФЗ-А представлены в таблицах 3.11 и 3.12 соответственно.

Таблица 3.11 – Технические характеристики грозозащитного троса для анкерной опоры

Параметры	АС 120/27
Действительная площадь поперечного сечения, мм <sup>2</sup>	140,6
Масса провода, кг/км	528
Диаметр троса, мм	15,4

Таблица 3.12 – Технические данные фундамента ФЗ-А

Высота фундамента $h$ , м	Глубина заложения $h_{\phi}$ , м	Размер стороны квадрата опорной плиты $a$ , м	Масса фундамента $G_{\phi}$ , т
3,4	3	2,1×2,1	4,3

#### 4 Технико-экономическое обоснование применения современных типов проводов

В данной работе при сравнении технико-экономических показателей проводов будем рассматривать, что у нас идеальные условия и рельеф местности идеально ровный.

При расстановке опор на идеально ровной местности, их можно устанавливать на расстояниях равных габаритному пролету, не производя проверки габаритов над землей.

Так как у нас идеальные условия будем считать, что имеется только две анкерные опоры, установленные в начале и конце линии, и провода по всей длине ВЛ подвешены только на промежуточных опорах.

Для того, чтобы сравнить провода с экономической точки зрения рассмотрим, что стрела провисания современных типов проводов в середине пролета такая же, как и у классического провода АС 300/39.

В пункте 3.5 мы рассчитали, чему равна стрела провисания провода АС 300/39 для габаритного пролета:

$$f_{\text{габ}} = \frac{\gamma_{\text{п}} \cdot l_{\text{габ}}^2}{8 \cdot \sigma_{-}} = \frac{0,0327 \cdot 246,89^2}{8 \cdot 126} = 1,98 \text{ м.} \quad (4.1)$$

Тогда по формуле 4.1 можем найти длины габаритных пролетов современных типов проводов выразив из формулы 4.1  $l_{\text{габ}}$ :

$$l_{\text{габ}} = \sqrt{\frac{8 \cdot f_{\text{габ}} \cdot \sigma_{-}}{\gamma_{\text{п}}}}; \quad (4.2)$$

где  $f_{\text{габ}}$  – стрела провисания провода;

$\sigma_{-}$  – механическое напряжение при воздействии на провод низшей температуры;

$\gamma_{\text{п}}$  – удельная действующая нагрузка от собственной массы провода;

Зная длину габаритного пролета, можем найти количество промежуточных опор, необходимых для каждого типа провода по формуле:

$$k_{\text{пр.оп}} = \frac{L}{l_{\text{таб}}}, \quad (4.3)$$

где L – длина воздушной линии.

Результаты расчетов сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Результаты расчетов длин пролетов проводов и количества опор

Марка провода	АС 300/39	АСТ 300/39	АСк2У 300/39	AERO Z 346-2Z	АССС Lisbon 325
Длина пролета, м	246,9	246,9	247,4	270,7	275,8
Количество промежуточных опор	404	404	403	368	361

Цель расчета определить технико-экономически выгодную марку провода.

#### Выбор возможных вариантов:

Рассматриваются следующие марки проводов:

1. АС 300/39;
2. Высокотемпературный провод АСТ 300/39;
3. Компактированный провод АСк2У 300/39;
4. Компактированный провод АЕРО-Z 346-2Z;
5. Провод с композитным сердечником АССС Lisbon 325.

Для каждого из данных проводов распишем капитальные вложения на развертывание и эксплуатацию.

#### Расчет приведенных затрат для 1-го варианта

Расчет капитальных вложений по 1 варианту

*Суммарные капитальные вложения:*

$$K^{\text{сум}} = K^{\text{пок}} + K^{\text{тр}} + K^{\text{м}}, \quad (4.4)$$

где  $K^{\text{пок}}$  – капитальные вложения на покупку оборудования;

$K^{TP}$  – капитальные вложения на транспортировку оборудования;

$K^M$  – капитальные вложения на монтаж оборудования.

*Капиталовложения на покупку оборудования:*

– Анкерные опоры:

$$K_1^{a.опоры} = K_1^{a.оп1} \cdot n_1^{a.оп1} = 1,084167 \cdot 2 = 2,17 \text{ млн.руб.} \quad (4.1)$$

– Промежуточные опоры:

$$K_1^{п.опоры} = K_1^{п.оп1} \cdot n_1^{п.оп1} = 0,40635 \cdot 404 = 164,17 \text{ млн.руб.}$$

– Провода:

$$K_1^{провод} = K_1^{провод} \cdot L = 0,29015 \cdot 100 = 29,02 \text{ млн.руб.}, \quad (4.2)$$

где  $K_1^{провод}$  – стоимость провода марки АС 300/39 руб./км;

$L$  – длина воздушной линии.

– Арматура:

$$\begin{aligned} K_1^{арматура} &= K_1^{фундамент} + K_1^{изолятор} + K_1^{гроз.трос} = \\ &= 42,11 + 45,074 + 13,002 = 100,19 \text{ млн.руб.}, \end{aligned} \quad (4.3)$$

где  $K_1^{фундамент}$  – стоимость фундамента;

$K_1^{изолятор}$  – стоимость изолятора;

$K_1^{гроз.трос}$  – стоимость грозозащитного троса.

*Капиталовложения на покупку оборудования:*

$$K_1^{пок} = K_1^{провод} + K_1^{опоры} + K_1^{арматура} = 29,02 + (2,17 + 164,17) + 100,19 = 295,54 \text{ млн.руб.}$$

*Капиталовложения на транспортировку:*

$$K_1^{TP} = K_1^{пок} \cdot 17\% = 263,95 \cdot 0,17 = 50,24 \text{ млн.руб.} \quad (4.5)$$

*Капиталовложения на монтаж:*

$$K_1^M = K_1^{пок} \cdot 35\% = 263,95 \cdot 0,35 = 103,44 \text{ млн.руб.} \quad (4.6)$$

*Суммарные капитальные вложения:*

$$K_1^{сум} = 295,54 + 50,24 + 103,44 = 763,68 \text{ млн.руб.} \quad (4.7)$$

*Передаваемая мощность:*

$$P_1 = \sqrt{3} \cdot I \cdot U \cdot \cos \varphi = \sqrt{3} \cdot 710 \cdot 220 \cdot 0,8 = 216,4 \text{ МВт}; \quad (4.8)$$

### Прибыль

$$\begin{aligned} \text{ПР}_1 &= 0,0505 \cdot P_1 \cdot 8760 / 1000000 = \\ &= 0,0505 \cdot 216,4 \cdot 8760 / 1000000 = 95,74 \text{ млн.руб.}; \end{aligned} \quad (4.9)$$

Окупаемость инвестиций (срок возврата средств):

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_1^{\text{сум}}}{\text{ПР}_1} = \frac{763,68}{95,74} = 8 \text{ лет}; \quad (4.10)$$

Расчеты для других марок провода сведены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Сравнение технических и экономических характеристик проводов

Характеристика	Единица измерения	АС 300/39	АСТ 300/39	АСк2у 300/39	AERO Z 346-2Z	ACCC Lisbon 325
<b>Конструкция</b>						
Сечение провода общее	мм <sup>2</sup>	339,6	339,6	336,1	345,65	358,4
Внешний диаметр	мм	24	24	21,5	22,4	21,8
Масса провода	Кг/км	1132	1132	1116	958	957
<b>Прочность</b>						
Модуль упругости провода	Н/мм <sup>2</sup>	77 000	70 000	79 000	56 000	62 800
Разрывное усилие провода, не менее	Н	90 574	97 322	106 350	111 320	103 700
<b>Электрические и тепловые характеристики</b>						
Электрическое сопротивление постоянному току при 20 °С	Ом/км	0,0958	0,0987	0,0948	0,0974	0,0878
Длительно допустимый ток ( <i>t</i> нагрева провода +70 °С, при <i>t</i> воздуха +25 °С)	А	710	944	956	743	727
<b>Экономия при строительстве</b>						
Количество анкерных опор	шт.	2	2	2	2	2
Количество промежуточных опор	шт.	404	404	403	368	361
<b>Стоимость</b>						
Стоимость провода без НДС	руб./км	290 150	382 270	335 195	759 375	808 860
Стоимость 100 км провода без НДС	млн. руб.	29,02	38,23	33,52	75,94	80,89
Стоимость анкерных опор без НДС	млн. руб.	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17
Стоимость промежуточных опор без НДС	млн. руб.	164,17	164,17	163,76	149,54	146,69
Стоимость арматуры без НДС	млн. руб.	100,19	100,19	99,98	92,49	90,99

Продолжение таблицы 4.2

Характеристика	Единица измерения	АС 300/39	АСТ 300/39	АСк2у 300/39	AERO Z 346-2Z	ACCC Lisbon 325
<b>Повышение пропускной способности</b>						
Передаваемая мощность	МВт	216,4	287,8	291,4	226,5	221,6
Дополнительная передаваемая мощность	МВт	–	71,4	75	10,1	5,2
<b>Окупаемость</b>						
Капиталовложения на оборудование	млн. руб.	295,54	304,76	299,43	320,13	320,73
Капиталовложения на транспортировку оборудования	млн. руб.	50,24	51,81	48,87	40,82	37,08
Капиталовложения на монтаж оборудования	млн. руб.	103,44	106,66	100,61	84,03	76,33
Суммарные капиталовложения	млн. руб.	763,68	787,49	763,13	756,46	738,04
Прибыль	млн.руб	95,74	126,04	127,65	99,2	97,1
Срок окупаемости линии	лет	8	6,3	5,9	7,6	7,6

По данным таблицы можно сделать выводы:

– С технической стороны:

1. Провод АСк2у имеет наибольшее разрывное усилие по сравнению с другими представленными проводами. Это означает, что в процессе эксплуатации провод имеют меньше вероятность разрыва, которое происходит при неблагоприятных факторах (гололед, резкий порыв ветра и т.д.).

2. Линия, выполненная проводом АСк2у – с меньшим диаметром и большей пропускной способностью, более экономична для передачи энергии от источника питания к потребителю и способна передать дополнительную мощность по сравнению с линией выполненной проводом АС 300/39. И также данная дополнительная мощность больше дополнительных мощностей передаваемых линией, выполненной другими рассмотренными современными типами проводов.

– С экономической стороны:

1. Быстрее всего окупится воздушная линия с применением провода марки АСк2у 300/39, срок окупаемости 5,9 лет, что заметно меньше по

сравнению с классическим проводом марки АС 300/39, у которого срок окупаемости составляет 8 лет.

## **5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Учет особенностей развития экономики на современном этапе позволяет ориентироваться в создании отдельных видов техники, в формировании технического базиса производства, в развитии производственных сил в целом. Но при осуществлении некоторых конкретных задач, связанных с практической реализацией достижений науки и техники, учета общих требований недостаточно. Для этого необходимо экономическое обоснование принимаемых технических решений.

В данном разделе будет рассматриваться экономическая оценка капитальных вложений в научно-исследовательскую работу об использовании современных типов проводов вместо классического провода.

Задачами данного раздела являются оценка инновационного потенциала научно-технического исследования (НТИ), планирование процесса управления НТИ, определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности.

Разработка НТИ производится группой квалифицированных работников, состоящей из двух человек – руководителя и студента.

### **5.1 Оценка потенциала научного исследования**

Быстрый рост потребления электроэнергии требует усиления электрической сети, в том числе повышения пропускной способности линий. Возможности прокладки новых линий ограничиваются экономическими и социальными аспектами – увеличением стоимости земли под трассы линий, потребностью электроснабжения городов и крупных предприятий с плотной застройкой и высокими требованиями к безопасности населения.

Наиболее эффективный способ повышения пропускной способности – применение современных типов проводов. Необходимо исследовать с точки зрения технической и экономической целесообразности, какой именно из современных проводов наиболее выгодный.



Новизной исследования является то, что полученные результаты можно будет применять на практике для того, чтобы повысить количество передаваемой электроэнергии и повысить надежность передачи электрической энергии при минимизации общих капиталовложений в строительство и реконструкцию линий.

Полученные исследования могут использовать такие компании, как ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», а так же различные энергетические компании, так и проектировочные компании.

Масштаб полученных результатов: результаты могут использоваться не только для конкретного энергетического района, но и во всей энергосистеме России.

## **5.2 Планирование и организация научно-исследовательских работ**

Планирование проекта – это составление календарных планов выполнения комплексов работ, определение денежных средств, необходимых для их реализации, а так же трудовых и материальных ресурсов [13].

Основные задачи:

1. Взаимная увязка работ проекта;
2. Согласование выполнения отдельных этапов работ во времени, определение их длительности и обеспечение их выполнения в установленные сроки;
3. Определение общего объема работ и потребных для его выполнения денежных, материальных и трудовых ресурсов;
6. Распределение общего объема работ между исполнителями.

В данном подразделе будет использован графический метод планирования научно-технического исследования, а именно график Ганта.

При графическом методе планирования на основе расчета трудоемкости и календарной продолжительности выполнения всех включенных в план работ с учетом их взаимосвязи и последовательности выполнения во временном

масштабе (соответствующим производственному календарю планируемого года) строится графическая модель комплекса работ в виде линейной диаграммы, в которой положение и длина каждой линии характеризует дату начала (окончания) и продолжительность выполнения каждой работы. На основе линейного графика определяется общая продолжительность всего комплекса работ.

### 5.2.1 Структура работ научного исследования

Для определения трудоемкости выполнения проекта составим перечень основных видов и этапов работы, которые должны быть выполнены согласно [13] представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Перечень этапов, работ, их продолжительности и распределение исполнителей

№ этапа	Наименование этапов	Наименование работ	Исполнители	Продолжительность этапов в %
1	Подготовительный этап	Разработка технического задания	Руководитель Студент	25
		Разработка технического предложения		
		Сбор исходных данных		
		Разработка эскизного проекта		
2	Разработка теоретической части темы	Исследование и анализ исследуемого энерго-района	Руководитель Студент	30
3	Экспериментальные исследования	Расчеты установившихся режимов в ПК Rastr Win	Руководитель Студент	35
		Расчет переходных процессов в ПК Rustab		
		Разработка мероприятий по увеличению устойчивости двигательной нагрузки		
4	Выводы по НТИ	Анализ полученных результатов и оформление пояснительной записки	Руководитель Студент	10
Итого				100

## 5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и построение графика Ганта

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения продолжительности  $t_{ожі}$  используется следующая формула [14]:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (5.2.1)$$

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

$t_{\min i}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, 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 выполнения работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_{pi}$  [5]:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (5.2.2)$$

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

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

Далее длительность каждого из этапов работ переведем в календарные дни [14]:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (5.2.3)$$

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.

Коэффициент календарности определяется по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{366}{366 - 119} = 1,48, \quad (5.2.4)$$

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.

Результаты расчета трудоемкости и продолжительности каждой работы с указанием исполнителей всех этапов подготовки исследования приведены в таблице 5.2, названия этапов НТИ представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.2 – Определение трудоемкости работ

№ этапа	Кол-во исполнителей	Кол-во дней	Продолжительность работ			$T_{pi}$ , раб.дн.	$T_{ki}$ , кал.дн.
			$t_{\min i}$	$t_{\max i}$	$t_{\text{ож}i}$		
1	Руководитель Студент	29	27	31	29	15	22,2
2	Руководитель Студент	34	31	36	33	17	25,16
3	Руководитель Студент	40	38	43	40	20	29,6
4	Руководитель Студент	12	9	14	11	6	8,88

Для более удобного и наглядного представления графика проведения научных работ, представим их в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

При построении был учтен тот факт, что учеба в семестре началась с 8 февраля.

График строится для максимального по длительности выполнения работ в рамках научно-технического проекта на основе таблицы 5.2 с разбивкой по месяцам. Диаграмма Ганта представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Этапы выполнения работ и график выполнения работ

№ этапа	Исполнители	$T_{ki}$ , кал.д н.	Продолжительность выполнения работ																																		
			Февраль, 2016 г.																																		
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31				
Этап №1	Рук-ль	22																																			
	Студент	22																																			
Этап №2	Рук-ль	25																																			
	Студент	25																																			
Март, 2016 г.																																					
Этап №2	Рук-ль	25																																			
	Студент	25																																			
Этап №3	Рук-ль	30																																			
	Студент	30																																			
Апрель, 2016 г.																																					
Этап №3	Рук-ль	30																																			
	Студент	30																																			
Этап №4	Рук-ль	9																																			
	Студент	9																																			

### 5.3 Смета затрат на осуществление проекта

Смета затрат включает в себя:

- Расчет материальных затрат;
- Расходы на оплату труда;
- Отчисления во внебюджетные фонды;
- Накладные расходы.

В материальные затраты включаются дополнительно затраты на канцелярские принадлежности, диски, картриджи и т.д.

Составим таблицу по материальным затратам на осуществление проекта.

Таблица 5.4 – Сырье и материалы

Материалы и оборудование	Ед. изм.	Срок службы, год	Кол-во материала, ед.	Цена за ед., руб.	Затраты, руб.
Компьютер	шт.	7	1	35500	35500
Принтер лазерный цветной	шт.	5	1	7800	7800
Сканер/копир	шт.	5	1	6000	6000
Бумага формата А4	лист	–	1000	0,2	200
Бумага формата А3	лист	–	10	0,35	35
Картридж ч/б	шт.	–	1	400	400
Картридж цветной	шт.	–	1	800	800
Всего:					86235
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)					2590
Итого:					53325

В стоимость материальных затрат также включают транспортно-заготовительные расходы (3 - 5 % от цены).

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада [13].

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (5.3.1)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата;

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

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле [15]:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (5.3.2)$$

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

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы [15]:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (5.3.3)$$

где  $k_{внеб}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.), равен 30 %.

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и

телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Основная заработная плата – это оплата труда за проработанное время и формируется согласно следующему выражению [15]:

$$Зп_{осн} = Зп_{раб.дн.} + Допл. + Прем. + k_p, \quad (5.3.4)$$

где  $Зп_{раб.дн.}$  – тарифная заработная плата с учетом количества отработанных дней, тыс.руб.;

Допл. – доплаты, тыс.руб.;

Прем. – премии, тыс.руб.;

$k_p$  – коэффициент, учитывающий районное регулирование заработной платы, тыс.руб., составляет 30% от суммы всех начислений.

Размер доплат и премий принимается согласно таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Размер доплат и премии

Дополнительные условия оплаты труда	Величина доплат в % от сдельного заработка
надбавка за высокую квалификацию	20,0
доплата за интенсивность труда	30,0
премия за выполнение особо важных заданий	15,0

Установим для руководителя проекта оклад в размере средней заработной платы по учебным заведениям. Исходя из того, что в месяце 22 рабочих дня, заработная плата за один проработанный день определяется согласно формуле [15]:

$$Зп_{дн.} = Зп_{мес.} / 22. \quad (5.3.5)$$

Заработная плата с учетом количества отработанных дней, вычисляется по выражению [16]:

$$Зп_{раб.дн.} = Зп_{дн.} \cdot T_p. \quad (5.3.6)$$

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 5.6.



Таблица 5.6 – Основная заработная плата

Исполнители	Кол-во раб. дн.	Оклад; тыс.руб.	Доплаты и премии, тыс. руб.	Месячная зар.плата, тыс. руб./мес.	Дневная зар.плата, тыс. руб./дн.	Основная зар.плата, тыс. руб.
Руководитель	86	14,584	9,48	31,3	1,42	122,3
Студент	86	–	–	–	–	–
Итого						122,3

Приведем пример расчета основной заработной платы для руководителя проекта:

1. Определяем количество проработанных дней за весь период осуществления проекта по диаграмме Ганта.

2. Назначаем оклад в размере 14,584 тыс. руб.

3. Доплаты и премии берем согласно величине в процентах от сдельного заработка:

$$\text{Допл.} + \text{Прем.} = 0,75 \cdot \text{Оклад} = 0,65 \cdot 14,584 = 9,48 \text{ тыс. руб.}$$

4. Рассчитаем месячную заработную плату для руководителя проекта:

$$\begin{aligned} \text{Зп}_{\text{мес.}} &= (\text{Допл.} + \text{Прем.} + \text{Оклад}) \cdot k_p = (9,48 + 14,584) \cdot 1,3 = \\ &= 31,3 \text{ тыс. руб./мес.} \end{aligned}$$

5. Рассчитаем дневную заработную плату:

$$\text{Зп}_{\text{дн}} = \text{Зп}_{\text{мес}} / 22 = 31,3 / 22 = 1,42 \text{ тыс. руб./дн.}$$

6. Определим основную заработную плату по следующей формуле:

$$\text{Зп}_{\text{осн}} = (\text{Зп}_{\text{мес}} \cdot n) / 22 = (31,3 \cdot 86) / 22 = 122,3 \text{ тыс. руб.,}$$

где  $n$  – количество рабочих дней.

Дополнительная заработная плата – это оплата непроработанного времени, предусмотренная законодательством, и составляет 15% от основной заработной платы, тогда полная заработная плата определяется по формуле:

$$\text{Зп}_{\text{полн}} = 1,15 \cdot \text{Зп}_{\text{осн}} = 1,15 \cdot 122,3 = 140,7 \text{ тыс. руб.}$$

Отчисления во внебюджетные страховые фонды составляет 30 % от расходов на оплату труда и равны:

$$O_{c/c} = 0,3 \cdot 3 \pi_{\text{полн}} = 0,3 \cdot 140,7 = 42,2 \text{ руб.}$$

В таблице 5.7 приведена смета расходов на осуществление технического проекта.

Таблица 5.7– Смета затрат на осуществление технического проекта

Затраты	Сумма, тыс.руб.	Структура затрат, %
1. Материальные расходы	53,325	16,5
2. Расходы на оплату труда	140,7	43,6
3. Отчисления в фонды	42,2	13,1
4. Накладные расходы	86,235	26,8
Итого:	322,46	100,0

#### 5.4 Оценка ресурсоэффективности НТИ

Определение ресурсоэффективности НТИ оценивается с помощью интегрального критерия ресурсоэффективности [17]:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (5.4.1)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности;

$a_i$  – весовой коэффициент разработки;

$b_i$  – балльная оценка разработки, устанавливаем экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

Для расчета интегрального показателя необходимо принять ряд критериев:

- надежность – обеспечение сохранения динамической устойчивости генераторов при различных возмущениях;
- безопасность – применение отключения генераторов в соответствии с нормативными документами;
- простота эксплуатации – разработка доступных и эффективных мероприятий для повышения динамической устойчивости генераторов;

– экономичность – применение разработанных мероприятий по повышению устойчивости генераторов с минимальными затратами денежных средств.

Далее необходимо оценить выбранные критерии по 5-и бальной шкале и определить интегральный показатель, с помощью которого и определяется эффективность использования НТИ.

Критерии оценивания НТИ для расчета интегрального показателя ресурсоэффективности приведены в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Критерии оценивания НТИ

<b>Критерии</b>	<b>Весовой коэффициент</b>	<b>Балльная оценка НТИ</b>
1. Надежность	0,35	5
3. Безопасность	0,15	4
4. Простота эксплуатации	0,25	5
5. Экономичность	0,25	5
<b>Итого:</b>	<b>1,00</b>	

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности:

$$I_{pi} = 0,35 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 5 + 0,25 \cdot 5 = 4,85.$$

В результате расчета можно сделать вывод о том что, по 5-бальной шкале показатель ресурсоэффективности проекта составляет высокое значение, что говорит об эффективности НТИ.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» было произведено:

1. Оценка инновационного потенциала НТИ;
2. Планирование и организация научно-исследовательских работ: был построен график Ганта: продолжительность работ составила 86 календарных дней в период с 8 февраля по 30 апреля;
3. Была составлена смета затрат, основной и дополнительной заработной платы, внебюджетных отчислений, а также накладных расходов. Основная часть бюджета ушла на основную заработную плату исполнителям. Общая стоимость НТИ составила 322,46 тыс. руб.;
4. Оценка ресурсоэффективности показала, что интегральный показатель ресурсоэффективности составил 4,85 единиц, что говорит о высокой эффективности проекта.

Таким образом, задачи, поставленные для осуществления цели раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение», выполнены. Показано, что проведенное исследование является эффективным с точки зрения ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

## **6 Социальная ответственность**

Главной задачей работодателя является обеспечение комфортных условий труда и уменьшение воздействия вредных факторов на работника.

Условиями труда называют совокупность факторов производственной среды и трудового процесса, оказывающих влияние на здоровье и работоспособность человека в процессе труда.[18]

В данной работе будет рассматриваться энергетическая сфера социальной ответственности, а именно будут рассмотрены исследования по повышению пропускной способности воздушной линии. Воздушные линии электропередач непосредственно обслуживают, ремонтируют электромонтеры.

Все электромонтеры сталкиваются с различными вредными и опасными факторами, такими как шум, плохой уровень освещения, плохие микроклиматические параметры и многое другое. Зачастую, между опасными и вредными факторами не существует чёткой границы, каждый фактор может рано или поздно привести к потере здоровья или к несчастному случаю.

### **6.1 Анализ вредных и опасных факторов**

Классификация производственных факторов осуществляется на основании [19].

К вредным производственным факторам, воздействующих на электромонтера, относятся:

- акустический шум;
- электромагнитное поле;
- микроклимат;
- освещение.

К опасным производственным факторам, воздействующим на электромонтера, относятся:

- поражение электрическим током;
- пожар.

### 6.1.1 Акустический шум

Источником акустического шума является коронный разряд возникающий на проводах ВЛ. Величина шума зависит от погодных условий, а так же от геометрических размеров и напряжения ВЛ.

Коронный разряд – это самостоятельный разряд, возникающий в резко неоднородных полях, в которых ионизационные процессы могут происходить только в узле области вблизи электродов. К такого рода полям относятся и электрическое поле проводов ЛЭП.

Согласно [20] уровни звукового давления на подстанции не должны превышать значений, указанных в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Допустимые уровни звукового давления в октавных полосах частот

Уровни звукового давления, дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Для защиты от шума используют различные методы и средства защиты, они могут быть коллективными и индивидуальными.

К коллективной защите относятся следующие методы и средства [21]:

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

Индивидуальная защита включает использование противошумных вкладышей, наушников, шлемов и касок, специальных костюмов.

### 6.1.2 Электромагнитное поле

Источниками электрических и магнитных полей промышленной частоты является ЛЭП до 1150 кВ, открытые распределительные устройства, включающие коммутационные аппараты устройства защиты и автоматики а так же измерительные приборы. Длительное воздействие таких полей на человека приводит к ухудшению здоровья.

Оценка электромагнитных полей промышленной частоты осуществляется отдельно по напряженности электрического поля, напряженности магнитного поля. Нормирование электромагнитных полей 50 Гц на рабочих местах на рабочих местах персонала дифференциально в зависимости от времени пребывания [22].

Нормы на предельно допустимые напряженности электрического поля на промышленной частоте для персонала установлены в [23]:

- $E > 25$  кВ/м – пребывание в ЭП без средств защиты не допускается;
- $20 < E < 25$  кВ/м – пребывание в ЭП не более 10 минут;
- при  $5 < E \leq 20$  кВ/м допустимое время пребывания в ЭП вычисляют по формуле:

$$T, \text{ часов} = (50 / E) - 2,$$

где  $E \leq 5$  кВ/м – пребывание в ЭП допускается в течение полного рабочего дня.

Нормы на предельно допустимые напряженности магнитного поля на промышленной частоте для персонала установлены в таблице 6.2 [22]:

Таблица 6.2 – Предельно допустимые уровни магнитного поля

Время пребывания (ч)	Допустимые уровни МП Н (А/м)/В (мкТл) при воздействии	
	общем	локальном
<1	1600/2000	6400/8000
2	800/1000	3200/4000
4	400/500	1600/2000
8	80/100	800/1000

Для защиты от электромагнитного поля используют различные методы и средства защиты, они могут быть коллективными и индивидуальными.

Методы и средства коллективной защиты включают в себя [18]:

- Заземляющие устройства;
- Нейтрализаторы;
- Увлажняющие устройства;
- Антиэлектростатические вещества;
- Экранирующие устройства.

Методы и средства индивидуальной защиты включают в себя [5]:

- Экранирующие куртка с капюшоном;
- Экранирующие брюки или полукombineзон;
- Экранирующий наcasник;
- Экранирующие перчатки;
- Экранирующая обувь;
- Экранирующие перчатки и утепленные рукавицы;
- Экран для лица.

Экранирующее устройство необходимо при осмотре оборудования и при оперативных переключениях, наблюдении за производством работ. Конструктивно экранирующие устройства оформляются в виде козырьков, навесов или перегородок из металлических канатов, прутков, сеток [24].



Переносные экраны также используются при работах по обслуживанию электроустановок в виде съемных козырьков, навесов, перегородок, палаток и щитов [24].

Экранирующие устройства должны иметь антикоррозионное покрытие и быть заземлены [24].

### 6.1.3 Освещение

Рабочее освещение предусматривается для всех помещений производственных зданий, а также участков открытых пространств, предназначенных для работы.

На рабочем месте электромонтера освещение нормируется согласно таблице 6.3 [25].

Таблица 6.3 – Нормируемые показатели естественного, искусственного и совмещенного освещения

Помещение	Искусственное освещение			
	Освещенность, лк			Коэффициент пульсации освещенности, $K_p$ , %, не более
	При комбинированном освещении		При общем освещении	
	всего	от общего		
Помещения для работы с дисплеями и видеотерминалами	500	300	400	10

Искусственное освещение на рабочем месте электромонтера осуществляется с помощью электрических источников света, люминесцентными лампами.

#### 6.1.4 Микроклимат

Оптимальные микроклиматические условия способствуют сохранению нормального функционального состояния человека. Они обеспечивают ощущение теплового комфорта и создают предпосылки для высокого уровня работоспособности.

Работа электромонтера по категории тяжести относится средней тяжести категория Пб согласно [26].

Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений представлены в таблице 6.4 и допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела работающих от производственных источников в таблице 6.5 [26].

Таблица 6.4 – Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Пб(233-290)	15-22	14-23	15-75	0,2-0,4
Теплый	Пб(233-290)	16-27	15-28	15-75	0,2-0,5

Таблица 6.5 – Допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела работающих от производственных источников

Облучаемая поверхность тела, %	Интенсивность теплового облучения, Вт/м, не более
50 и более	35
25-50	70
Не более 25	100

### 6.1.5 Электрический ток

Деятельность электромонтера сопряжена с ремонтом и обслуживанием электроустановок, большая часть из которых находится под напряжением. Согласно [9] рабочее место электромонтера классифицируется как помещение с повышенной опасностью поражения электрическим током характеризуется наличием условий, создающих повышенную опасность [9, п 1.1.13]:

- Токопроводящая пыль;
- Токопроводящие полы.

Возможность одновременного прикосновения человека к металлоконструкциям зданий, имеющим соединение с землей, технологическим аппаратам, механизмам и т.п. с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования, с другой;

Перед началом и во время работы в электроустановках, необходимо проводить организационные и технические мероприятия.

К организационным мероприятиям относится выдача нарядов, распоряжений и допуска к работе, надзор во время работы, оформление перерывов в работе, переводов на другое рабочее место и окончание работы.

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 [27].

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 (указатели напряжения для проверки совпадения фаз, устройства для прокола кабеля, указатели повреждения кабелей 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.

В электроустановках не допускается приближения людей, механизмов и грузоподъемных машин к находящимся под напряжением неогражденным токоведущим частям на расстояния менее указанных в таблице 6.6 [28].

Таблица 6.6 – Допустимые расстояния до токоведущих частей электроустановок, находящихся под напряжением

Напряжение электроустановок, кВ	Расстояние от работников и применяемых ими инструментов и приспособлений, от временных ограждений, м	Расстояния от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении от стропов, грузозахватных приспособлений и грузов, м
ВЛ до 1	0,6	1,0
Остальные электроустановки:		
до 1	не нормируется (без прикосновения)	1,0
1 - 35	0,6	1,0
110	1,0	1,5
150	1,5	2,0
220	2,0	2,5
330	2,5	3,5
500	3,5	4,5
750	5,0	6,0
1150	8,0	10,0

Согласно [9] для защиты людей от поражения электрическим током должно быть применено заземление.

Заземлением называется преднамеренное электрическое соединение какой-либо точки сети, электроустановки или оборудования с заземляющим устройством.

Заземление или зануление электроустановок следует выполнять:

1. при напряжении 380 В и выше переменного тока и 440 В и выше постоянного тока – во всех электроустановках;

2. при номинальных напряжениях выше 42 В, но ниже 380 В переменного тока и выше 110 В, но ниже 440 В постоянного тока – только в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных установках.

Согласно [9] к частям, подлежащим занулению или заземлению относятся:

– корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, светильников и т.п.

– приводы электрических аппаратов;

– вторичные обмотки измерительных трансформаторов

– каркасы распределительных щитов, щитов управления, щитков и шкафов и т.д.

## **6.2 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Под чрезвычайной ситуацией понимают обстановку на определенной территории, которая сложилась в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия [29].

Возможные чрезвычайные ситуации:

– аварии на электроэнергетическом оборудовании подстанции;

– пожары на подстанции.

Пожарная опасность на проектируемой подстанции обуславливается, наличием маслонаполненного оборудования.

Категория подстанции по пожарной безопасности относится к В1, потому что характеристика веществ и материалов находящихся на подстанции относится к горючей жидкости, которая способна гореть после удаления источника и имеющая температуру вспышки выше 61°C [30].

Пожарная безопасность обеспечивается за счёт применения комплекса организационных и технических мероприятий, направленных на обеспечение безопасности людей, на предотвращения пожара, ограничение его распространения, а также создания условий для успешного тушения.

На подстанции предусмотрены первичные средства пожаротушения, которые используются для локализации и ликвидации небольших органов возгорания, а также пожаров в их начальной стадии развития. Тушения пожара производится пожарными машинами.

Нормативный перечень средств пожаротушения на подстанции:

- огнетушитель углекислый ручной ОУ-2;
- огнетушитель воздушно-пенный ОВПС-250А;
- ящик с песком, лопата;
- войлок, асбест (2×1,5; 2×2).

Для предотвращения распространения пожара необходима противопожарная полоса вокруг подстанции шириной 50 м. Для ликвидации последствий может привлекаться персонал подстанции и пожарная служба.

Для защиты оборудования подстанции от прямых ударов молнии предусматривается система молниезащиты.

### **6.3 Экологическая безопасность**

Воздушные линии электропередачи (ВЛ) и подстанции (ПС) в нормальном режиме эксплуатации слабо загрязняют окружающую природную среду. По специфическому воздействию на экологию электрические сети можно отнести к «мягко» влияющим производствам. Загрязнение водной, воздушной среды и почвы, как правило, происходит лишь во время строительства и частично при ремонтных работах.

К специфическим воздействиям ВЛ и ПС относятся: электромагнитные поля, акустический шум, озон, окислы азота, электропоражение птиц, сажащихся на провода, изоляторы и конструкции опор.

Для устранения опасности нанесения вреда экологии при попадании масла в грунт под трансформаторами предусматриваются маслосборные приямки, расположенные на территории подстанции, размером под объем масла трансформатора с использованием гравия. Отвод масла и атмосферных вод из маслоприемника предусматривается в маслоуловитель через специальную канализацию. Отработанные нефтесодержащие жидкости собираются в герметичную емкость установленную на площадке.

Оборудование, у которого закончился срок эксплуатации или которое вышло из строя в дальнейшем отправляется на переработку.

#### **6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

На сегодняшний день нормы выдачи спецодежды в энергетике регламентируется Приказом Минздравсоцразвития РФ №340н от 25 апреля 2011, утверждающий отраслевые нормы выдачи спецодежды, обуви и прочих средств индивидуальной защиты работникам электроэнергетической промышленности.

Особенностью работы в сфере электроэнергетического комплекса является повышенный риск получения травм различной степени тяжести. Именно поэтому в Нормах выдачи спецодежды прописано, какие категории работников должны быть снабжены термостойкими комплектами, защищающими от электрической дуги. К ним относятся:

- электромонтеры, обслуживающие подстанции;
- электромонтеры, обслуживающие электрооборудование электростанций;
- электромонтеры главного щита управления электростанций.

Пример норм выдачи спецодежды работникам электроэнергетической промышленности представлен в таблице 6.7.



Таблица 6.7 – Норма выдачи спецодежды электромонтеру на подстанции

Наименование спецодежды	Срок использования и нормы выдачи
Костюм из термостойких материалов	1 костюм на 2 года
Куртка-накидка из термостойких материалов	1 на 2 года
Куртка-рубашка из термостойких материалов	1 на 2 года
Фуфайка-свитер из термостойких материалов	1 на 2 года
Белье нательное хлопчатобумажное или белье нательное термостойкое	2 комплекта на 1 год
Перчатки трикотажные термостойкие	4 пары на 1 год
Ботинки кожаные с защитным подноском	1 пара на 1год
Каска термостойкая с защитным щитком для лица с термостойкой окантовкой	1 на 2 года
Подшлемник под каску термостойкий	1 на 2 года
Средство индивидуальной защиты органов дыхания	До износа
Наушники противошумные	До износа
Плащ термостойкий для защиты от воды	1 на 3 года
Сапоги резиновые с защитным подноском	1 пара на 2 года

Работы по обслуживанию и ремонту действующих электроустановок с напряжением 42 В и выше переменного тока, 110 В и выше постоянного тока, а также монтажные, наладочные работы, испытания и измерения в этих электроустановках, предусматривает прохождение медосмотра с периодичностью 1 раз в 2 года.

В соответствие с Трудовым кодексом Российской Федерации, Правительство Российской Федерации постановлением от 20.11.2008 №870 установило работникам, занятым на тяжелых работах, работах с вредными и опасными и иными особыми условиями труда, по результатам аттестации рабочих мест следующие компенсации: повышение оплаты труда,

сокращенную продолжительность рабочего времени и ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск.

В соответствии со статьей 219 Трудового кодекса РФ в случае обеспечения на рабочих местах безопасных условий труда, подтвержденных результатами аттестации рабочих мест по условиям труда или заключением государственной экспертизы условий труда, компенсации работникам не устанавливается.

## Заключение

В ходе выполнения данной работы были исследованы современные типы проводов

С применением каждого типа провода были произведены: механический расчет ВЛ, определена величина габаритного пролета, произведен выбор изоляторов, опор, фундамента под опору, выполнен расчет и выбор грозозащитного троса.

Наиболее эффективным с технико-экономической точки зрения оказался провод марки АСк2у 300/39.

При выполнении раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» была произведена оценка инновационного потенциала исследования, составлена смета затрат, основной и дополнительной заработной платы, внебюджетных отчислений, а также накладных расходов.

При выполнении раздела «Социальная ответственность» произведен анализ имеющих место опасных и вредных факторов при эксплуатации воздушных линий, 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.

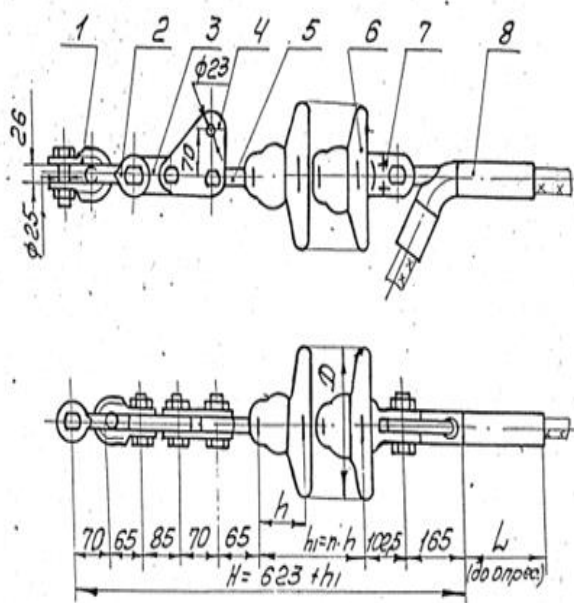
## Список использованных источников

1. Александров Г.Н. Оптимизация конструкции воздушных линий электропередачи повышенной пропускной способности. «Электричество», 1991, №1.
2. Александров Г.Н. Воздушные линии повышенной пропускной способности. «Электричество», 1981, №7.
3. Силовые трансформаторы. Справочная книга / Под ред. С. Д. Лизунова, А. К. Лоханина. М.: Энергоиздат 2004. – 616 с
4. Working Group B2.26 CIGRE. “Guide for qualifying high temperature conductors for use on overhead transmission lines” (Technical Brochure nr 426, August 2010).
5. <http://www.prokabel.pro/public/Neizolirovannyye%20provoda%20Aero-Z.pdf>
6. <http://uncomtech.ru/catalogs/ACT.pdf>
7. ГОСТ 839-80. Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия. 24 с.
8. ГОСТ 15150-69. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды. – М.: Стандартинформ, 2006. – 60 с.
9. Правила устройства электроустановок ПУЭ. – 7-е изд. – М.: НИЦ ЭНАС, 1999. – 640 с.
10. Строительные нормы и правила: СНиП 23-01-99\*. Строительная климатология: нормативно-технический материал. – М., 2012. – 113 с.
11. ГОСТ 721-77. Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В. – М: Изд-во стандартов, 1978. – 4 с.
12. Строительные нормы и правила: СНиП 2.02.01-83\*. Основания зданий и сооружений. – М., 2006. – 48 с.

13. Планирование на предприятии: Учебник. – 4-е изд., испр. и доп. – М.: ИНФРА-М, 2013. – 411 с.
14. Фатхутдинов Р.А. Производственный менеджмент: Учебник для вузов. 6-е изд. – СПб.: Питер, 2008. – 496 с.
15. Справочник экономиста промышленного предприятия / Под науч. ред. проф. С.Е. Каменицера. – М.: Экономика, 1978. – 663 с.
16. ГОСТ 2.103-68. Единая система конструкторской документации. Стадии разработки. – Введ. 1971.01.01 Текст. М. : Изд-во стандартов, 2007. 9 с.
17. Видяев И.Г., Серикова Г.Н., Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.-Томск: ТПУ, 2014. – 37 с.
18. Белов, Сергей Викторович. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность) : учебник / С. В. Белов. — 2-е изд., испр. и доп. — Москва: Юрайт, 2011. — 680 с.: ил. — Основы наук. — Библиогр.: с. 680. — Глоссарий: с. 675-679. — Принятые сокращения: с. 13-15. — ISBN 978-5-9916-0945-6. — ISBN 978-5-9692-1021-9.
19. ГОСТ 12.0.003-74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ.1976-01-01. Текст. М.: Изд-во стандартов, 2004. 4 с.
20. ГОСТ 12.1.003-2014. Шум. Общие требования безопасности. Введ. 2015-15-11. Текст. М.: Изд-во стандартов, 2015. 27 с.
21. ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума. Классификация. Введ. 1981-30-06. Текст. М.: Изд-во стандартов, 1988. 4 с.
22. СанПиН 2.2.4.1191-03.«Электромагнитные поля в производственных условиях». – М.: Госкомсанэпиднадзор России, 2003.
23. ГОСТ 12.1.002 – 84. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах. Введ. 1986-01-01. Текст. М.: Изд-во стандартов, 2009. 7 с.

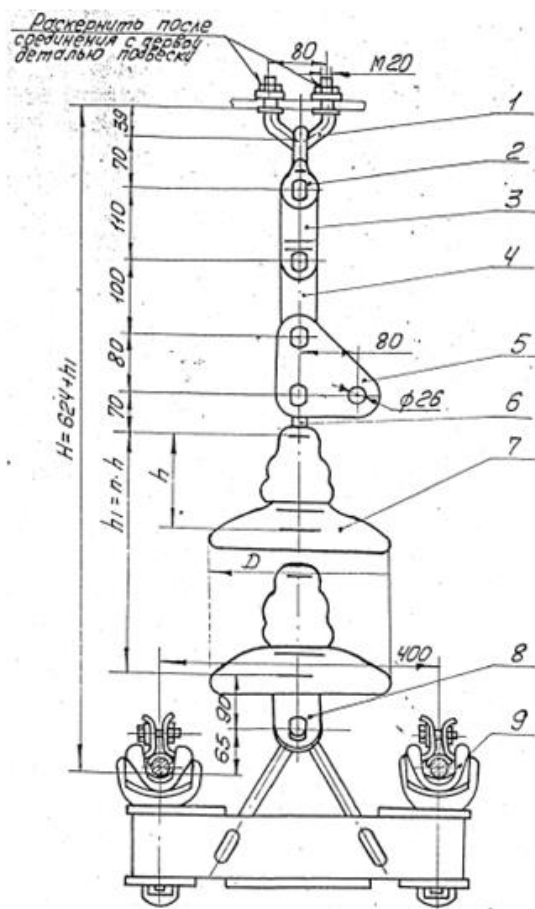
24. ГОСТ 12.4.172 – 2014. Комплект индивидуальный экранирующий для защиты от электрических полей промышленной частоты. Введ. 2015-01-12. Текст. М.: Изд-во стандартов, 2009. 37 с.
25. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.
26. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
27. РД 34.03.603. Правила применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках, технические требования к ним.– М: МОСЭНЕРГО, 1992.
28. Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок: приказ министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н. –М., 2013.– 99 с
29. 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.
30. НПБ 05-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Введ. 2003-08-01. 31 с.

## Приложение А



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, кг	Примечание
1	СК-16-1А	Скоба	1	1,22	
2	СК-12-1А	Скоба	1	0,91	
3	ПР-12-6	Звено промежуточное прямое	1	0,65	
4	ПТМ-12-3	Звено промежуточное монтажное	1	1,80	
5	СР-12-16	Серва	1	0,41	
6		Изолятор			
7	У2-12-16	Ушко двуклапчатое	1	1,52	
8	ЗНПК-30-2	Зажим натяжной	1	15,8	
Масса арматуры, кг				23,25	
Масса изолирующей подвески, кг					

Рисунок А.1 – Изображение подвесной гирлянды с арматурой



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, кг	Примечание
1	КГП-16-3	Узел крепления	1	0,81	
2	СК-16-1А	Скоба	1	1,22	
3	ПРТ-16-1	Звено промежуточное трехлапчатое	1	1,43	
4	ПР-16-6	Звено промежуточное прямое	1	0,89	
5	ПТМ-16-3	Звено промежуточное монтажное	1	2,40	
6	СР-16-20	Серва	1	0,55	
7		Изолятор			
8	УСК-16-20	Ушко специальное укороченное	1	3,30	
9	ЗПКН-5-13	Зажим поддерживающий глухой	1	15,38	
Масса арматуры, кг				26,0	
Масса изолирующей подвески, кг					

Рисунок А.2 – Изображение натяжной гирлянды с арматурой

## Приложение Б

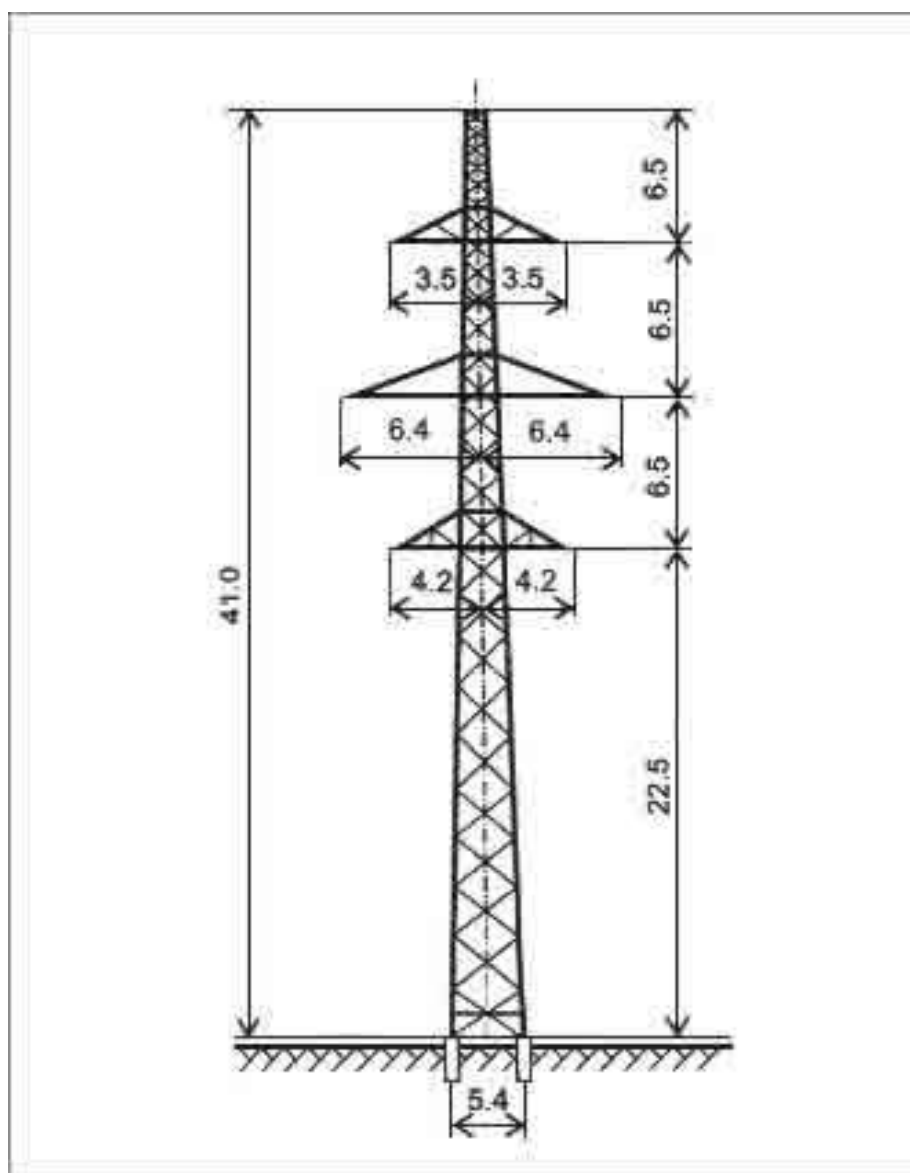


Рисунок Б.1 – Изображение промежуточной опоры П220-2



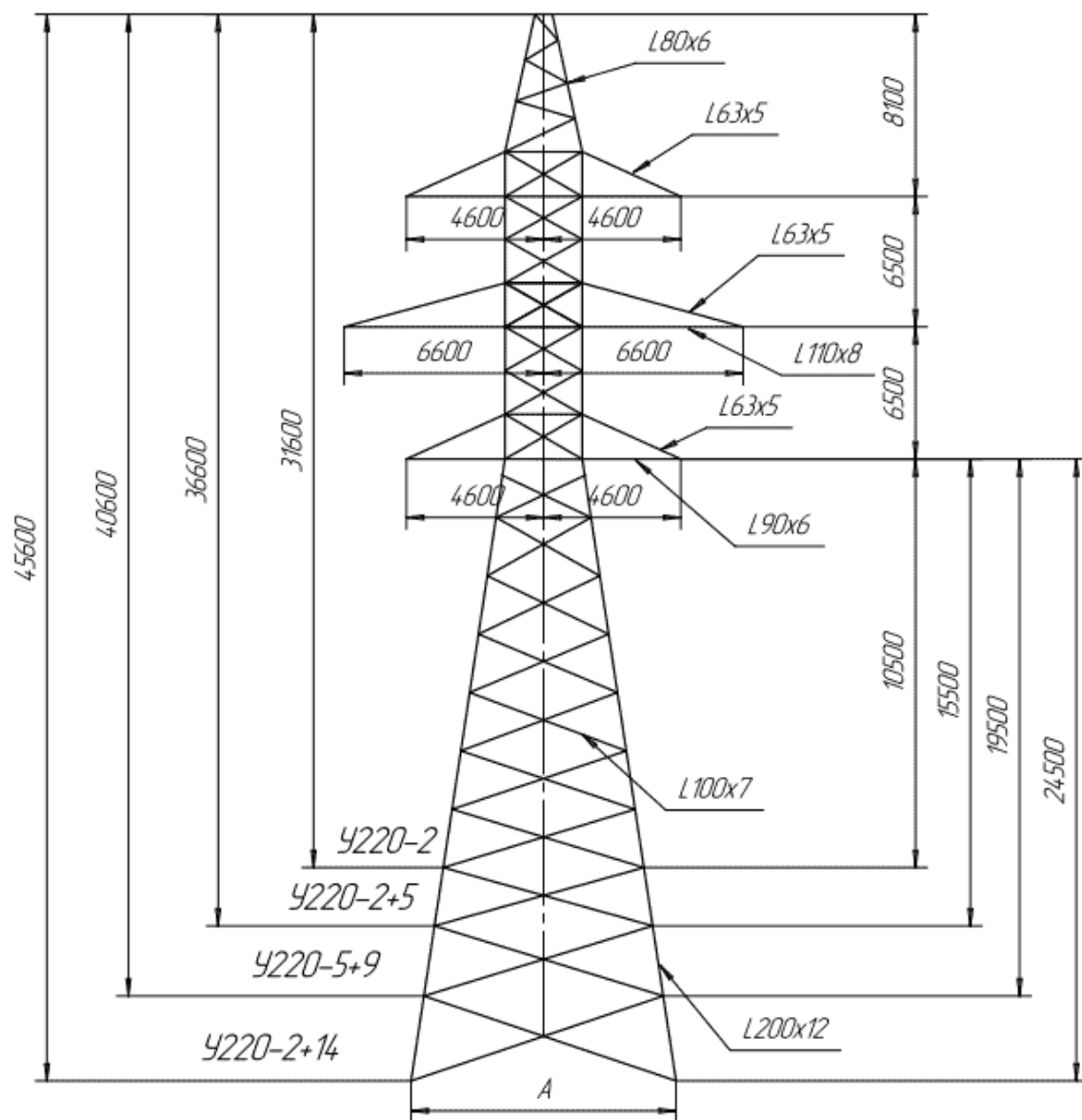


Рисунок Б.2 – Изображение анкерно-угловой опоры У220-1+14