

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«БРАТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ФАКУЛЬТЕТ МАГИСТЕРСКОЙ ПОДГОТОВКИ



Позтова Елена Васильевна

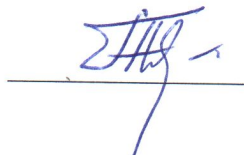
ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОТПАЙКИ ВЛ 220 КВ ОП.52 – «ЧУДНИЧНЫЙ»

Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Магистерская программа Оптимизация развивающихся систем электроснабжения

диссертация
магистра

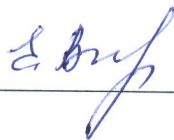
Научный руководитель:
доцент к.т.н.



Яковкина Т.Н.

Братск 2020

Декан ФМП:
доцент, к.т.н.



Видищева Е.А.

Ответственный за организацию
образовательного процесса:



Булатов Ю.Н.

Консультанты:

Охрана труда:
доцент, к.т.н.



Яковкина Т.Н.

Экономика:
доцент, к.э.н.



Игнатьева С.М.

Нормоконтроль:
доцент, к.т.н.



Струмяк А.В.

Допуск к защите:
доцент каф. ЭиЭ, к.т.н.



Булатов Ю.Н.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«БРАТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ФАКУЛЬТЕТ МАГИСТЕРСКОЙ ПОДГОТОВКИ

Направление 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Магистерская программа «Оптимизация развивающихся систем электроснабжения»

УТВЕРЖДАЮ

Ответственный за организацию
образовательного процесса
Булатов Ю.Н.


«06» апреля 2020 г.

**ЗАДАНИЕ
НА МАГИСТЕРСКУЮ ДИССЕРТАЦИЮ**

Магистранту Поэтовой Елене Васильевне

Тема магистерской диссертации «Проектирование отпайки 220 кВ ОП.52-
«Чудничный»»

утверждена приказом ректора № 319 сд от «06» апреля 2020 г.

Срок представления магистрантом законченной магистерской диссертации к защите
«21» июня 2020 г.

Исходные данные и материалы для магистерской диссертации:

Электрическая схема энергорайона, технические данные отпайки 220кВ «Якурим - Ния» и ВЛ
220 кВ – «Усть- Кут – Звездная « на ПС 220 кВ «Чудничный», данные о передаваемых
мощностях. Задание на проектирование.

Перечень рассматриваемых вопросов (разделов магистерской диссертации):

Постановка вопроса, актуальность темы, цель и задачи проектирования. Характеристика
объекта, анализ передаваемых мощностей, схемы электроснабжения. Электрический расчет

воздушной линии, выбор сечения проводов. Механический расчет воздушной линии, выбор физико-механических параметров провода и троса, опор, определение высоты приведенного центра тяжести провода, определение погонных и приведенных удельных нагрузок на элементы воздушной линии, вычисление критических пролетов, выбор изоляторов по условиям механической прочности и соединительной арматуры, расстановка опор по профилю трассы, заземление опор. Применение новых технологий при строительстве воздушной линии. Расчет воздушной линии с применением высокотемпературного провода и стальных многогранных опор. Сравнительная оценка высокотемпературного и сталеалюминиевого проводов. Технико-экономическое сравнение вариантов. Безопасность жизнедеятельности. Основные выводы.

Перечень графического (иллюстративного) материала с указанием основных чертежей:

Лист 1. Электрическая схема присоединения отпаяк ВЛ 220 кВ ОП. 52 – «Чудничный»

Лист 2. Реконструкция электрической сети 220 кВ для присоединения ПС 220 кВ «Чудничный».

Лист 3. Механический расчет отпаяк воздушной линии с использованием опор П 220-2 и провода АС 300/39.

Лист 4. Механический расчет отпаяк воздушной линии с использованием опор ПМ 220-2 и провода АСПТ АТ 1/20 АС 240/56.

Лист 5. Сводные таблицы результатов расчета.

Лист 6. Полимерные изоляторы и их паспортные данные.

Консультанты по разделам*:

Экономическая часть. Игнатъева С.М., к.э.н., доцент, ФГБОУ ВО «БрГУ».

Охрана труда. Яковкина Т.Н., к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «БрГУ».

Задание выдал
научный руководитель
к.т.н., доцент

 Яковкина Т.Н.

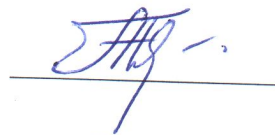
Задание принял к исполнению
магистрант группы ОРСЭМ-18

 Поэтова Е.В.

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН
выполнения магистерской диссертации

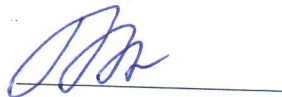
Наименование и содержание этапа (раздела)	Срок выполнения
Исходные данные для проектирования отпаяк ВЛ 220 кВ ОП. 52 - «Чудничный»	27.03.2020 – 05.04.2020
Электрический расчет отпаяк ВЛ 220 кВ ОП. 52 - «Чудничный»	06.04.2020 – 10.04.2020
Механический расчет отпаяк ВЛ 220 кВ ОП. 52 - «Чудничный»	11.04.2020 – 30.04.2020
Применение новых технологий при строительстве воздушной линии	01.05.2020 – 14.05.2020
Сравнительная оценка провода АС 300/39 и высокотемпературного провода АСПТ АТ 1/20 АS 240/56	15.05.2020 – 20.05.2020
Экономическая эффективность применения новых технологий	21.05.2020 – 27.05.2020
Основы электробезопасности при строительстве воздушной линии	28.05.2020 – 03.06.2020

Научный руководитель
к.т.н., доцент



Яковкина Т.Н.

Задание принял к исполнению
магистрант группы ОРСЭм-18

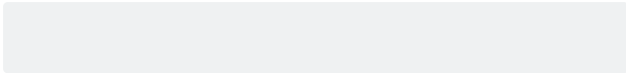
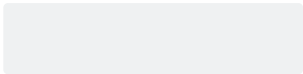


Поэтова Е.В.

СПРАВКА

о результатах проверки текстового документа на наличие заимствований

Проверка выполнена в системе Антиплагиат.ВУЗ

Автор работы	Поэтова Елена Васильевна
Подразделение	кафедра Электроэнергетики и электротехники
Тип работы	Магистерская диссертация
Название работы	Проектирование отпайки ВЛ 220 кВ ОП.52-ПС Чудничный
Название файла	Проектирование отпайки ВЛ 220 кВ ОП.52-ПС Чудничный.docx
Процент заимствования	27.09 %
Процент самоцитирования	0.00 %
Процент цитирования	11.74 %
Процент оригинальности	61.17 %
Дата проверки	13:17:27 29 июня 2020г.
Модули поиска	Модуль поиска ИПС "Адилет"; Модуль выделения библиографических записей; Модуль поиска "БрГУ"; Сводная коллекция ЭБС; Коллекция РГБ; Цитирование; Модуль поиска переводных заимствований; Модуль поиска переводных заимствований по elibrary (EnRu); Модуль поиска переводных заимствований по интернет (EnRu); Коллекция eLIBRARY.RU; Коллекция ГАРАНТ; Модуль поиска Интернет; Коллекция Медицина; Модуль поиска перефразирований eLIBRARY.RU; Модуль поиска перефразирований Интернет; Коллекция Патенты; Модуль поиска общеупотребительных выражений; Кольцо вузов
Работу проверил	Булатов Юрий Николаевич ФИО проверяющего
Дата подписи	  Подпись проверяющего



ВВЕДЕНИЕ

Актуальность исследования. Для удовлетворения быстрорастущих потребностей в электрической энергии электросетевые компании вынуждены постоянно модифицировать существующие сети.

Перспективным способом повышения пропускной способности линий электропередачи, а также улучшения их физико-механических характеристик в настоящее время является применение высокотемпературных проводов без изменения существующей инфраструктуры опор и трасс. В магистерской диссертации применение новых технологий рассмотрено на примере проектируемой двухцепной отпайки от ВЛ 220 кВ «Якурим – Ния» и от ВЛ 220кВ «Усть Кут – Звездная» на ПС 220 кВ «Чудничный».

Цель исследования. Рассмотрение экономически выгодных и технически целесообразных вариантов проектирования ВЛ ОП. 52 - «Чудничный». Для этого был произведен анализ различных видов проводов, опор, изоляторов и рассмотрена эффективность их использования в процессе проектирования отпайки от ВЛ 220 кВ «Якурим- Ния» и от ВЛ 220 кВ «Усть Кут – Звездная» на ПС «Чудничный».

Методы исследования. Теоретической и методологической базой диссертационных исследований послужили нормативные документы, научные труды отечественных и зарубежных ученых, а также материалы конференций.

С целью решения поставленных задач в данной диссертационной работе использовались методы анализа существующих высокотемпературных проводов и многогранных опор, применяемых на ВЛ, и объектно-ориентированные подходы.

Научная новизна. Научная новизна состоит в том, что при исследовании вариантов проектирования отпайки от ВЛ 220 кВ «Якурим – Ния» и от ВЛ 220кВ«Усть Кут – Звездная» на ПС 220 кВ «Чудничный»

протяженностью 1,170 км, была выявлена возможность использования современных технологий, а именно: высокотемпературного провода АСПТ АТ1/20АС 240/56 и стальных многогранных опор марки ПМ 220-2.

Объект и предмет диссертационного исследования. Объектом исследования является отпайка ВЛ 220 кВ от ВЛ «Якурим- Ния» и от ВЛ «Усть Кут – Звездная» на ПС «Чудничный».

Предметом исследования является оценка эффективности применения высокотемпературных проводов и многогранных опор при строительстве ЛЭП.

Содержание разделов диссертации. В первой главе проведен анализ инженерных и климатических условий для трассы прохождения проектируемой воздушной линии.

Во второй главе произведен электрический расчет, на основании которого выбрано сечение традиционного сталеалюминиевого провода марки АС 300/39.

В третьей главе произведен механический расчет, в ходе которого определены физико-механические параметры провода и троса, выбраны металлические опоры и решетчатые. Также рассчитаны: высота приведенного центра тяжести провода, погонные и приведенные удельные нагрузки на элементы ВЛ, критические пролеты, с помощью которых выбран исходный режим для расчета провода. Кроме того, для проектируемой воздушной линии выбраны изоляторы и соединительная арматура для их крепления, а также построены монтажные графики. В заключение механического расчета предложен вариант расстановки опор по профилю трассы и рассчитано заземление опор.

В качестве альтернативного варианта в магистерской диссертации предложена замена традиционных сталеалюминиевых проводов и стальных решетчатых опор на современные высокотехнологичные высокотемпературные провода и многогранные металлические опоры. В

рамках этого вопроса произведены электрический и механический расчеты для предложенных проводов и опор аналогично предыдущему варианту.

На основании полученных результатов произведена сравнительная техническая оценка сталеалюминового и высокотемпературного проводов. Также произведено технико-экономическое сравнение вариантов строительства ВЛ 220 кВ в целом.

В заключение проектирования рассмотрены основные мероприятия, обеспечивающие соблюдение требований по охране труда в процессе строительства и эксплуатации линии электропередачи высокого напряжения.

По теме магистерской диссертации в соавторстве были опубликованы следующие работы:

1) **Е.В. Поэтова**, М.А. Подлесская. Механизм возникновения наведенного напряжения и меры защиты от него. Рук. Яковкина Т.Н. «Молодая мысль – развитию энергетики». Материалы IV(XIX) Всероссийской научно-технической конференции студентов и магистрантов. – Братск: Изд-во БрГУ, С. 178-180;

2) М.А. Подлесская, **Е.В. Поэтова**. Опоры ЛЭП, их классификация, а так же возможности их модернизации для увеличения показателя надежности высоковольтных линий Рук. Яковкина Т.Н. «Молодая мысль – развитию энергетики». Материалы IV(XIX) Всероссийской научно-технической конференции студентов и магистрантов. – Братск: Изд-во БрГУ, С. 181 – 183.

1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Инженерные сведения

В административном отношении участок производства работ расположен в Усть-Кутском районе Иркутской области, в пределах железнодорожного разъезда Чудничный. В геоморфологическом отношении исследуемая территория расположена на юге Средне – Сибирского плоскогорья в пределах Приленского плато. Район работ представляет собой приподнятую пологоувалистую и холмисто – грядовую равнину с фрагментами поверхности выравнивания. Ландшафт на участке прокладки ВЛ низкогорный. Гидрографическая сеть принадлежит бассейну реки Лена с ее притоками. В состав проектирования входит двухцепная отпайка 220 кВ от ВЛ 220 кВ «Якурим – Ния» и ВЛ 220 кВ «Усть – Кут – Звездная» на ПС 220 кВ «Чудничный» – новое строительство, протяженностью 1,170 км. (рис 1.1).

Проектируемая ВЛ 220 кВ предназначена для повышения надежности электроснабжения потребителей Усть –Кутского, Казачинско – Ленского, Киренского районов Иркутской области, а так же для подключения намечаемых к сооружению новых потребителей.

Существующие ВЛ 220 кВ «Якурим –Ния» и ВЛ 220кВ «Усть Кут-Звездная» представляют собой воздушную линию электропередач, в двухцепном исполнении с расположением фазных проводов «бочкой».

Трасса проектируемой ВЛ 220 кВ расположена в восточнее г. Усть-Кута. ВЛ 220 кВ проходит по лесным массивам в ненаселенной местности. Начало трассы ВЛ 220 кВ – существующая опора № 56 ВЛ 220 кВ Якурим-Ния, далее трасса ВЛ следует на север и северо – запад, пересекая грунтовую дорогу по лесным массивам. Окончание трассы на портале ОРУ 220 кВ

проектируемой ПС 220 кВ Чудничный. Максимальный переток мощности в послеаварийном режиме равен 114 МВт. Токовая нагрузка составляет 280 А.

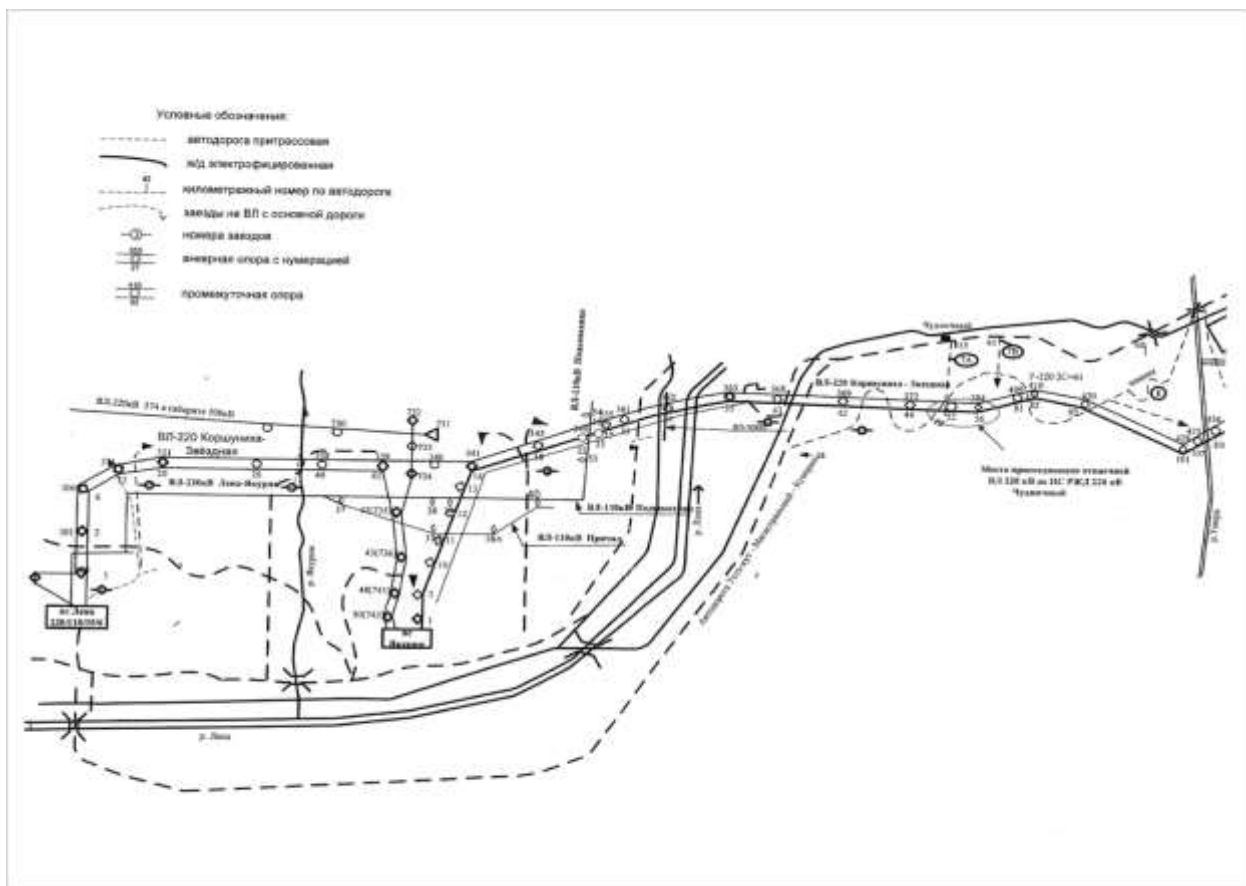


Рисунок 1.1 – Реконструкция электрической сети 220 кВ для присоединения ПС 220 кВ «Чудничный»

1.2 Природно-климатические условия района строительства воздушной линии

Климат рассматриваемой территории, расположенной в пределах южных областей Средне- Сибирского плоскогорья , резко континентальный.

В холодный период года над большей частью Восточной Сибири устанавливается область высокого давления воздуха – Сибирский антициклон. В это время преобладает малооблачная погода, и получают широкое развитие процессы выхолаживания. Развитию антициклона

достигающего своего максимума в январе- феврале, способствуют вторжения арктических воздушных масс. Зима на большей части территории малоснежная. В теплый период усиливается циклоническая деятельность. В этот период года выпадает 75 % годовой суммы осадков. Лето короткое, но теплое, а иногда и жаркое. Почвенный покров имеет дерново- подзолистый суглинистый состав. Абсолютные отметки поверхности участка исследования изменяются от 650,65 до 745,90 м.

Переходные сезоны года кратковременны и характеризуются большими суточными амплитудами температур.

Климатическая характеристика района работ приведена по данным наблюдений метеостанций Осетрово так же, использованы материалы с метеостанций Киренск, Ичера, Тангуй, Орлинга Иркутской области.

Средняя годовая температура воздуха составляет минус 4,2 С. Самым холодным месяцем является январь со среднемесячными температурами – минус 26,3 С.

Среднемесячные температуры июля – самого теплого месяца составляют 17,0 С.

Абсолютный минимум составляет минус 53 С.

Абсолютный максимум соответственно 36С.

Продолжительность периода с устойчивыми морозами составляет в среднем 146 дней.

Расчетные характеристики холодного периода приведены по м/с Киренск, при абсолютном минимуме на этой станции – минус 58 С.

Температура воздуха наиболее холодных суток, обеспеченностью 0,98 и 0,92 для Киренска составляет – минус 53 С, температура воздуха наиболее холодной пятидневки для Киренска – минус 49 С.

Наблюдающиеся на территории ветры, как правило, не отличаются значительными скоростями, особенно зимой. Над большей частью территории преобладают ветры юго-западного направления. Направление ветра у земли определяется особенностями орографии и защищенности

пункта наблюдений и обычно соответствует простиранию долин рек. В зимнее время при антициклональном характере погоды над рассматриваемой территорией наблюдается большая повторяемость штилей. Средние скорости зимой, как правило, не превышают одного метра в секунду. Лишь в отдельных пунктах в силу местных условий могут достигать 10-15, иногда даже 20 м/с.

Весной в связи с оживлением циклонической деятельности средние месячные скорости заметно возрастают и достигают наибольших в году значений. Летом средние скорости ветра на территории области вновь уменьшаются, возрастая вновь осенью.

Нормативное ветровое давление составляет 0,30 (300) кПа (кгс/м²) по СП 20.13330.2011, а по ПУЭ (издание 7). Нормативное ветровое давление может достигать на высоте 10 м над поверхностью земли 500 Па или 29 м/с(2).

Средняя годовая относительная влажность воздуха составляет по данным м/с Осетрово- 74 %

Наибольшие значения относительной влажности воздуха наблюдаются в августе – ноябре 79-81 %, наименьшие в мае 60 %.

Среднее годовое количество осадков в районе м/с Осетрово составляет 409 мм. В теплый период года выпадает в среднем 75 % осадков, в холодный период 25%.

На рассматриваемой территории, где зима длится около 5 месяцев, в течении года осадков в твердом виде выпадает порядка 25 % годового количества. Снежный покров появляется обычно 10 октября, устойчивый снежный покров образуется 23 октября.

Максимальной высоты снежный покров достигает в 3 декаде февраля. Наибольшая высота снежного покрова составляет 64 см. По снеговым нагрузкам район изысканий можно отнести в Шрайону с расчетным весом снегового покрова 1,8 (180) кПа (кгс/м²)(2).

Рассматриваемый район в отношении геокриологического районирования относится к островной мерзлой зоне мощностью до 50 м. Мощность слоя сезонного оттаивания может изменяться от 0,5 до 5,0 м.

Среднее число дней с грозами – 19, наибольшее – 32. Гололедно - изморозевые явления редки, наблюдаются в основном в виде кристаллической изморози – до 53 дней в году. На основании ПУЭ (издание 7), район изысканий по гололедным характеристикам относится в III району, с нормативной толщиной стенки гололеда для высоты 10 м над поверхностью земли 20 мм.

При проектировании, строительстве, реконструкции и эксплуатации ВЛ 220 кВ должны соблюдаться требования Постановления Правительства РФ от 24 февраля 2009 года №160 «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон» и действующих санитарно – эпидемиологических правил и нормативов».

Таблица 1.1 – Расчетные климатические условия

Наименование	Обозначение	Единицы измерения	Величина
Максимальная толщина стенки гололеда	b_{max}	мм	20
Максимальная скорость ветра	V_{max}	м/с	29
Сейсмичность, баллы			6
Расчетная температура воздуха:			
- максимальная;	t_{max}	$^{\circ}C$	+36
- минимальная;	t_{min}	$^{\circ}C$	-53
- среднегодовая	$t_{\bar{}}$	$^{\circ}C$	-4,2

2 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Целью электрического расчёта сети является определение тока нагрузки, который нужен для выбора сечения провода проектируемой ВЛ.

2.1 Выбор сечения проводов линии

Критерием для выбора сечения проводов ВЛ является минимум приведённых затрат. В практике проектирования линий массового строительства выбор сечения проводов производится не сопоставительным технико-экономическим расчётом, в каждом конкретном случае, а по нормируемым обобщённым показателям.

В качестве такого показателя при проектировании ВЛ 220 кВ используется экономическая плотность тока. Значения экономической плотности тока принимаются в пределах 1 – 1,5 А/мм² – в зависимости от региона страны и числа часов использования максимума нагрузки [2].

Максимальная расчётная мощность отпаяк от ВЛ 220 кВ «Якурим – Ния» и ВЛ 220 кВ «Усть-Кут – Звездная» на ПС 220 кВ «Чудный» составляет 32,5 МВт (91,9 А). Сечение провода отпаяк протяженностью 1,170 км определено по нормируемой экономической плотности тока:

$$F = \frac{I}{J_э}, \quad (2.1)$$

где I – значение тока, А;

$J_э$ – экономическая плотность тока, которая зависит от конструктивного исполнения линии, материала проводов и продолжительности использования максимальной нагрузки, А/мм² [2];

F – расчетное сечение провода, мм².

В соответствии с этим:

$$F = \frac{91,9}{1,1} = 83,5 \text{ мм}^2$$

В зависимости от расчётного сечения, напряжения, расчётной токовой нагрузки, района по гололёду, материала и цепности опор выбираем провод марки АС с сечением алюминиевой части 300 мм² [3]. Выбранное сечение провода проверяем по допустимой токовой нагрузке по нагреву:

$$I_p \leq I_{\text{доп}}, \quad (2.2)$$

где I_p – токовая нагрузка в максимальном режиме, в зимний период, А;

$I_{\text{доп}}$ – допустимая длительная токовая нагрузка [3], А.

Тогда:

$$91,9 \text{ А} \leq 710 \text{ А}$$

В нормальном режиме ток линии меньше длительно допустимого.

Максимально длительная мощность для выбранного провода – 32,5 МВт.

Проверке по допустимым потерям и отклонениям напряжения линии 220 кВ не подлежат, так как повышение уровня напряжения путем увеличения сечения проводов таких линий по сравнению с применением трансформаторов с РПН или средств компенсации реактивной мощности экономически не оправдывается.

Таким образом, окончательно выбираем к установке провод марки АС 300/39.

3 МЕХАНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

3.1 Краткие теоретические сведения

Основными элементами воздушных линий являются провода, изоляторы, линейная арматура, опоры и фундаменты. Дополнительными элементами, необходимыми на некоторых линиях для обеспечения надежности их работы, являются грозозащитные тросы, заземления, разрядники.

Для обеспечения удобства монтажа и надёжной работы в эксплуатации провода должны удовлетворять следующим основным требованиям [4]:

- 1) материал проводов должен иметь высокую электрическую проводимость;
- 2) провода должны обладать достаточно большой механической прочностью;
- 3) материал проводов и тросов должен выдерживать атмосферные воздействия, обладать коррозионной стойкостью.

Алюминиевые провода выпускаются по ГОСТ 839-80 Е. Они состоят из нескольких повивов проволок одного диаметра. В центре сечения провода расположена одна проволока, вокруг неё концентрически расположены шесть проволок второго повива, затем проволоки третьего повива и так далее. При этом число проволок в каждом повиве увеличивается на шесть по сравнению с предыдущим. Число проволок n в таком проводе с числом повивов N определяется формулой:

$$n = 3 \cdot N \cdot (N - 1) + 1, \quad (3.1)$$

где n – число проволок;

N – число повивов.

Центральная проволока в проводе считается первым повивом. Каждый следующий повив многопроволочного провода имеет противоположное направление скрутки [4].

Для защит линии электропередач от грозových перенапряжений используют грозовые тросы, которые подвешиваются на опорах выше проводов. Стальные тросы (канаты), применяемые на линиях электропередачи в качестве грозозащитных, а так же в качестве оттяжек опор, изготавливаются из оцинкованной и не оцинкованной проволоки. По установившейся практике на воздушных линиях 220 кВ и выше подвешиваются тросы ТК сечением 70 мм².

3.2 Выбор физико-механических параметров провода и троса

3.2.1 Конструкция и выбор физико-механических параметров провода марки АС 300/39

Комбинированные провода выпускаются по ГОСТ 839-80 Е марок АС. Такие провода состоят из стального многопроволочного сердечника и внешних алюминиевых повивов. Число алюминиевых повивов провода в зависимости от марки может быть от одного до четырёх. Проводящая способность комбинированных проводов обеспечивается наружными повивами проволок из проводящего материала, а его механическая прочность обеспечивается проволоками стального сердечника. В связи с этим коэффициент $\alpha_{АС}$ является важной характеристикой провода:

$$\alpha_{АС} = \frac{S_A}{S_C}, \quad (3.2)$$

где S_A – площадь поперечного сечения алюминиевой части провода, мм²;
 S_C – площадь его стальной части, мм².

Коэффициент $\alpha_{АС}$ характеризует электромеханические свойства сталеалюминиевого провода комбинированной конструкции.

Так, например, АС 300/39 обозначает сталеалюминевый провод с сечением алюминиевой части 301 мм² и сечением стального сердечника 38,6 мм² (рис. 3.1, табл. 3.1).

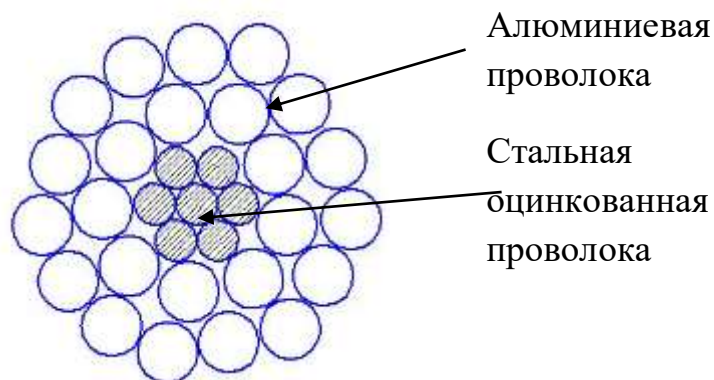


Рисунок 3.1 – Поперечный разрез провода АС 300/39

Таблица 3.1 – Характеристика сталеалюминевых проводов АС 300/39

Марка провода	Число и диаметр проволок, мм		Расчетное сечение, мм ²			Расчетный диаметр, мм	
	алюминиевая	стальная	А	С	всего провода	стальной сердечник	всего провода
АС 300/39	24x3	7x2,65	301	38,6	339,6	8	24

Отношение сечений алюминиевой части к стальной берется как отношение фактических сечений.

В соответствии с [5] для районов с толщиной стенки гололёда до 20 мм при сечениях провода 300 мм² на напряжении 220 кВ применяется провод марки АС.

Исходя из вышперечисленного, в качестве токоведущего проводника проектируемой ВЛ выбираем по [5] провод АС 300/39, физико-механические параметры которого приведены в табл. 3.2

Таблица 3.2 – Сводная таблица физико-механических характеристик провода АС 300/39

№	Наименование параметра	Обозначение	Единица измерения	Величина
1	Масса 1 км	M	кг/км	1132
2	Фактическое сечение:			
	а) алюминиевой части	A	мм ²	301
	б) стальной части	C	мм ²	38,6
	в) всего провода	S	мм ²	339,6
3	Отношение алюминиевой части к стальной	a=A/C	-	7,8
4	Диаметр:			
	а) стального сердечника	d _c	мм	8
	б) всего провода	d	мм	24
5	Приведенная нагрузка от собственного веса	γ	даН/(мм ² ·м)	3,34·10 ⁻³
6	Модуль упругости	E	даН/мм ²	7,7·10 ³
7	Температурный коэффициент линейного расширения	α	град ⁻¹	19,8·10 ⁻⁶
8	Предел прочности при растяжении	[σ]	даН/мм ²	27
9	Допускаемое напряжение:			
	а) при max нагрузке и min температуре	[σ _r]	даН/мм ²	12,2
	б) при среднегодовой температуре	[σ _{тб}]	даН/мм ²	8,1

3.2.2 Выбор физико-механических параметров грозозащитного троса

По установившейся практике на воздушных линиях 220 кВ подвешиваются грозозащитные тросы сечением 70 мм². В качестве грозотроса предусматриваем стальной оцинкованный канат марки ТК – 11,0 по ГОСТ – 3063 – 80.

Напряжение в тросе принято 31 даН/мм² при наибольших внешних нагрузках и минимальной температуре и 21,6 даН/мм² при среднеэксплуатационных условиях. Предел прочности при растяжении 62 даН/мм², температурный коэффициент линейного удлинения $12 \cdot 10^{-6}$ град⁻¹, приведенная нагрузка от собственного веса и модуль упругости, соответственно, $8 \cdot 10^{-3}$ даН/м·мм² и $20 \cdot 10^3$ даН/мм² [5].

3.3 Выбор опор

3.3.1 Общие сведения

Промежуточные прямые опоры устанавливаются на прямых участках линии. На промежуточных опорах с подвесными изоляторами провода закрепляются в поддерживающих гирляндах, висящих вертикально. В этом случае промежуточные опоры воспринимают горизонтальные нагрузки от давления ветра на провода и на опору и вертикальные — от веса проводов, изоляторов и собственного веса опоры [4].

При необорванных проводах и тросах промежуточные опоры, как правило, не воспринимают горизонтальной нагрузки от тяжения проводов и тросов в направлении линии и поэтому могут быть выполнены более легкой

конструкции, чем опоры других типов, например концевые, воспринимающие тяжение проводов и тросов. Однако для обеспечения надежной работы линии промежуточные опоры должны выдерживать некоторые нагрузки в направлении линии.

На анкерных опорах с подвесными изоляторами провода закрепляются в зажимах натяжных гирлянд; эти гирлянды являются как бы продолжением провода и передают его тяжение на опору.

При установке анкерных опор на прямых участках трассы и подвеске проводов с обеих сторон от опоры с одинаковыми тяжениями горизонтальные продольные нагрузки от проводов уравниваются, и анкерная опора работает так же, как и промежуточная, то есть воспринимает только горизонтальные поперечные и вертикальные нагрузки. В случае необходимости провода с одной и с другой стороны от опоры можно натягивать с различным тяжением, тогда анкерная опора будет воспринимать разность тяжения проводов. В этом случае, кроме горизонтальных поперечных и вертикальных нагрузок, на опору будет также воздействовать горизонтальная продольная нагрузка. При установке анкерных опор на углах (в точках поворота линии) анкерные угловые опоры воспринимают нагрузку также от поперечных составляющих тяжения проводов и тросов.

Промежуточные угловые опоры устанавливаются на углах поворота линии с подвеской проводов в поддерживающих гирляндах. Помимо нагрузок, действующих на промежуточные прямые опоры, промежуточные и анкерные угловые опоры воспринимают также нагрузки от поперечных составляющих тяжения проводов и тросов. При углах поворота линии электропередачи более 20° вес промежуточных угловых опор значительно возрастает. Поэтому в России промежуточные угловые опоры применяются для углов до $10\text{--}20^\circ$. При больших углах поворота устанавливаются анкерные угловые опоры [4].

Концевые опоры устанавливаются на концах линии. От этих опор отходят провода, подвешиваемые на порталах подстанций. При подвеске

проводов на линии до окончания сооружения подстанции концевые опоры воспринимают полное одностороннее тяжение проводов и тросов [4].

Стальные опоры. Они изготавливаются из стального уголкового проката, причём в подавляющем большинстве случаев применяется равнобокий уголок. Высокие переходные опоры могут быть изготовлены из стальных труб. В узлах соединения элементов применяется стальной лист разной толщины.

Помимо перечисленных типов опор, на линиях применяются также специальные опоры: транспозиционные, служащие для изменения порядка расположения проводов на опорах; ответвительные — для выполнения ответвлений от основной линии; опоры больших переходов через реки и водные пространства.

Основным типом опор на воздушных линиях являются промежуточные, число которых обычно составляет 85—90% общего числа опор.

По конструктивному выполнению опоры можно разделить на свободностоящие и опоры на оттяжках. Оттяжки обычно выполняются из стальных тросов [4].

На воздушных линиях 220 кВ применяются стальные опоры. Стальные опоры выполняются из малоуглеродистой или низколегированной стали в зависимости от назначения опор и расчетной температуры в районе сооружения ЛЭП.

Выбирая конструктивные схемы опор и подходящие профили проката можно получать конструкции стальных опор для любых условий и нагрузок, требующихся на линиях электропередачи. Достоинством стальных опор является их высокая прочность при малой массе. К числу недостатков стали следует отнести ее подверженность коррозии, что вызывает необходимость периодической окраски, требующей дополнительных затрат в эксплуатации. Этот недостаток можно устранить при оцинковке опор горячим способом, обеспечивающей надежную и долговечную защиту стали от коррозии.

3.3.2 Характеристики типовой промежуточной опоры

В соответствии с [5], для строительства линии в качестве массовой промежуточной опоры выбираем унифицированную стальную двухцепную свободностоящую решетчатую опору башенного типа П 220-2. Для заданных климатических условий и выбранного провода имеют место следующие данные, приведенные в табл. 3.3.

Таблица 3.3 – Физико-механические характеристики металлических решетчатых опор

Тип опоры	Заданные условия			Расчетные пролеты, м		
	провод	район по гололеду	район по ветровой нагрузке	габаритный	ветровой	весовой
П 220-2	АС 300/39	III	II	385	470	480

Конструкция опоры типа П 220-2 представлена на рис. 3.2.

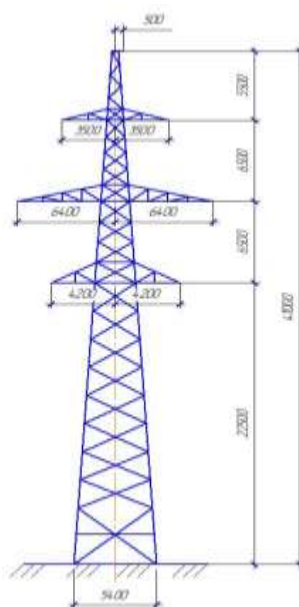


Рисунок 3.2 – Типовая промежуточная опора П 220-2

3.4 Определение высоты приведенного центра тяжести провода

3.4.1 Определение наибольшей стрелы провеса провода

Согласно ПУЭ [2] наименьшее допускаемое расстояние от проводов до земли в ненаселённой местности, доступной для транспорта и сельскохозяйственных машин, берется в зависимости от напряжения линии. При напряжении 220 кВ оно составляет $\Gamma=7$ м (Γ -габарит, наименьшее расстояние от нижнего провода до земли). Наименьшее расстояние по вертикали между тросом и проводом в середине пролета (Z_t) при температуре 15°C без ветра, требуемое ПУЭ [2], приводится ниже, в табл. 3.4.

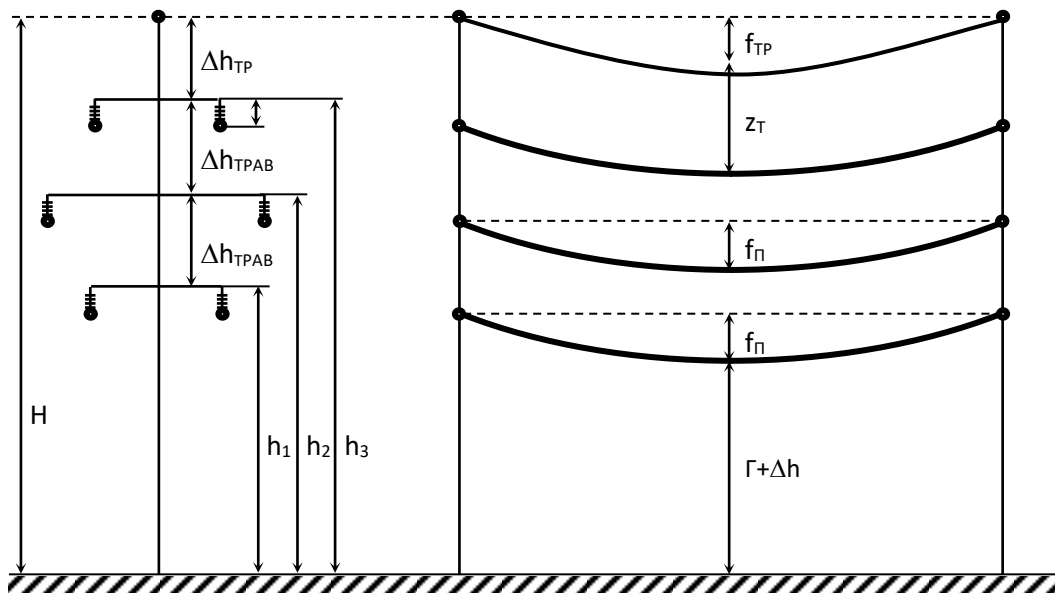


Рисунок 3.3 – Схема расположения проводов для определения стрел Провеса

Таблица 3.4 – Наименьшие расстояния между проводом и тросом

Длина пр., м	100	150	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
--------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------

$Z_t, \text{ м}$	2,0	3,2	4,0	5,5	7,0	8,5	10	11,5	13,0	14,6	16
------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	----	------	------	------	----

Подсчет допустимой $[Z_t]$ ведется для заданного габаритного пролета методом линейной интерполяции:

$$Z_t = 5,5 + (7,0 - 5,5)(385 - 300) / (400 - 300) = 6,8 \text{ м}$$

$H = 41 \text{ м}$ – высота промежуточной опоры;

$\Delta h_{\text{трав}} = 6,5 \text{ м}$ – расстояния между траверсами;

$\lambda = 2,4 \text{ м}$ – длина гирлянды изоляторов, принятая в соответствии с [6];

$\Delta h_{\text{тр}} = 5,5 \text{ м}$ – высота тросостойки;

$h_1 = 22,5 \text{ м}$ – расстояние от земли до нижней траверсы;

$h_2 = 29 \text{ м}$ – расстояние от земли до средней траверсы;

$h_3 = 35,5 \text{ м}$ – расстояние от земли до верхней траверсы;

$\Gamma = 7 \text{ м}$ – наименьшее расстояние от провода ВЛ до поверхности земли в ненаселённой местности, принятое по указаниям [2];

$\Delta h = 0,25 \text{ м}$ – поправка на неровности почвы;

$Z_t = 6,8 \text{ м}$ – расстояние в середине пролёта между проводом и грозозащитным тросом [2];

$f_{\text{п}}$ – наибольшая стрела провеса провода:

$$f_{\text{п}} = h_1 - \lambda - \Gamma - \Delta h \quad (3.3)$$

$$f_{\text{п}} = 22,5 - 2,4 - 7 - 0,25 = 12,85 \text{ м}$$

$f_{\text{тр}}$ – наибольшая стрела провеса грозозащитного троса:

$$f_{\text{тр}} = H - \Gamma - \Delta h - z_{\text{т}} - 2\Delta h_{\text{трав}}, \quad (3.4)$$

где H – высота опоры, м;

Γ – наименьшее расстояние провода до земли, м;

Δh – поправка на неровности почвы, м;

Z_t – расстояние между нижними точками подвеса провода и троса, м;

$\Delta h_{\text{трав}}$ – расстояния между траверсами, м.

Следовательно, по (3.4):

$$f_{mp} = 41 - 7 - 0,25 - 6,8 - 2 \cdot 6,5 = 13,95 \text{ м}$$

3.4.2 Средняя высота подвески провода

Для опор башенного типа [4] средняя высота подвески провода составляет:

$$h_{CP} = \frac{h_1 + h_2 + h_3}{3} - \lambda, \quad (3.5)$$

где h_1 – расстояние от земли до нижней траверсы, м;

h_2 – расстояние от земли до средней траверсы, м;

h_3 – расстояние от земли до верхней траверсы, м;

λ – длина поддерживающей гирлянды изолятора, м.

$$h_{CP} = \frac{22,5 + 29 + 35,5}{3} - 2,4 = 26,6 \text{ м}$$

3.4.3 Высота приведённого центра тяжести проводов и грозозащитного троса

Высота приведенного центра тяжести определяется в соответствии с [4] по следующим соотношениям:

- для провода:

$$h_{ц.т.}^{np} = h_{CP} - \frac{2}{3} \cdot f_{п}, \quad (3.6)$$

где h_{CP} – средняя высота подвески проводов, м;

$f_{п}$ – наибольшая стрела провеса провода, м.

$$h_{ц.т.}^{np} = 26,6 - \frac{2}{3} \cdot 12,85 = 18,033 \text{ м};$$

- для троса:

$$h_{ц.т.}^{mp} = H - \frac{2}{3} \cdot f_{mp}, \quad (3.7)$$

где H – высота опоры, м;

$f_{тр}$ – наибольшая стрела провеса грозозащитного троса, м.

$$h_{ч,м}^{mp} = 41 - \frac{2}{3} \cdot 13,95 = 31,7 \text{ м}$$

Результаты этих вычислений необходимы для определения ветровых нагрузок.

3.5 Определение погонных и приведённых удельных нагрузок на элементы воздушной линии

3.5.1 Расчетные климатические условия. Ветровые и гололедные нагрузки. Влияние температуры

Для обеспечения надежной работы воздушных линий в расчетах конструкций необходимо учитывать скорость ветра, гололёдоизморозевые отложения и температуру воздуха в зоне трассы сооружаемой линии. Значения максимальных ветровых давлений и толщин стенок гололеда для ВЛ определяются на высоте 10 м над поверхностью земли с повторяемостью 1 раз в 25 лет (нормативные значения). При определении ветровых нагрузок в расчетах удобно пользоваться величиной [4]:

$$q = \frac{V^2}{16}, \quad (3.8)$$

где q – скоростной напор, даН/м²;

V – скорость ветра, м/с.

Данные о скоростных напорах и приближенных скоростях ветра приведены в табл. 3.5[2].

Таблица 3.5 – Нормативные скоростные напоры и приближенные скорости ветра

Район по ветру	Q, даН/м ²	V, м/с
I	40	25
II	50	29
III	65	32
IV	80	36
V	100	40
VI	125	45
VII	150	49

Исходя из климатических условий, проектируемая отпайка 220 кВ проходит по II ветровому району при повторяемости 1 раз в 25 лет.

Скорость ветра возрастает с увеличением высоты. Ветровая нагрузка на провода и тросы определяется для высоты, соответствующей высоте расположения центра тяжести проводов и тросов в не отклоненном положении. За исключением участков больших переходов через реки, водохранилища и другие водные преграды, высота центра тяжести проводов или тросов воздушных линий определяется для габаритного пролета по формуле:

$$h_{cp} = \frac{h_1 + h_2}{2} + \frac{2}{3} \cdot f, \quad (3.9)$$

где h_1, h_2 – высота крепления проводов (тросов) к изоляторам на опорах,

отсчитываемая от поверхности земли в местах установки опор, м;

f – наибольшая стрела провеса провода или троса, м.

Гололедоизморозевые отложения на проводах и тросах имеют различную форму и вид. Наблюдаются отложения чистого гололеда, то есть плотно намерзшего льда, инея, зернистой изморози, мокрого снега, налипающего на провода, а также сочетания отложений различных видов.

Нормативную толщину стенки гололеда следует принимать по табл. 3.6 в соответствии с картой районирования территории России по толщине стенки гололеда или по региональным картам районирования [2].

Таблица 3.6 – Нормативная величина стенки гололеда

Район по гололеду	Нормативная величина стенки гололеда, мм
I	10
II	15
III	20
IV	25
V	30
VI	35
VII	40

Исходя из климатических условий, отпайка от ВЛ 220 кВ «Якурим – Ния» и ВЛ 220 кВ «Усть-Кут – Звездная» на ПС 220 кВ «Чудничный» относится к III району по гололеду.

3.5.2 Нагрузка от собственного веса

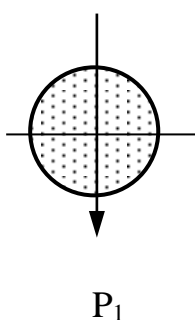


Рисунок 3.4 – Поперечное сечение провода

$$P_1 = \gamma_1 \cdot S, \quad (3.10)$$

где P_1 – единичная (погонная) нагрузка от собственного веса провода, даН/м;

γ_1 – приведенная (удельная) нагрузка от собственного веса провода, даН/(м·мм²);

S – фактическое сечение провода, мм².

Следовательно, для провода марки АС 300/39 единичная нагрузка от собственного веса:

$$P_1 = 3,34 \cdot 10^{-3} \cdot 339,6 = 1,134 \text{ даН/м}$$

3.5.3 Единичная нагрузка от веса гололеда

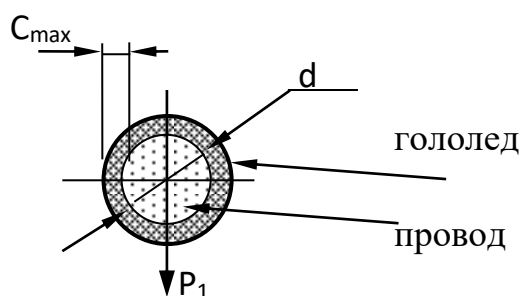


Рисунок 3.5 – Поперечный разрез провода с гололёдом

$$P_2 = 0,9 \cdot \pi \cdot C_{\max} \cdot (C_{\max} + d) \cdot 10^{-3}, \quad (3.11)$$

где 0,9 – плотность льда;

C_{\max} – максимальная толщина стенки гололёда (см. табл. 3.6), мм;

d – диаметр провода, мм;

P_2 – единичная нагрузка от веса с гололёдом, даН/м.

$$P_2 = 0,9 \cdot 3,14 \cdot 20 \cdot (20 + 24) \cdot 10^{-3} = 2,487 \text{ даН/м}$$

Удельная нагрузка от веса гололёда не может быть использована в расчетах проводов и тросов и поэтому не вычисляется.

3.5.4 Результативная весовая нагрузка провода с гололёдом

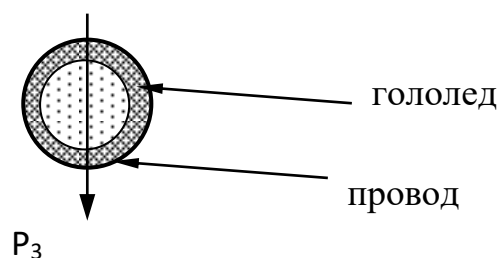


Рисунок 3.6 – Поперечный разрез провода

$$P_3 = P_1 + P_2, \quad (3.12)$$

где P_1 – единичная нагрузка от собственного веса провода, даН/м;

P_2 – единичная нагрузка от веса гололёда, даН/м.

$$\gamma_3 = \frac{P_3}{S}, \quad (3.13)$$

где P_3 – нагрузка от веса провода с гололёдом, даН/м;

S – фактическое сечение провода, мм^2 .

По данным формулам:

$$P_3 = 1,134 + 2,487 = 3,621 \text{ даН/м};$$

$$\gamma_3 = 3,621 / 339,6 = 0,01066 \text{ даН}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$$

3.5.5 Единичная ветровая нагрузка провода без гололёда

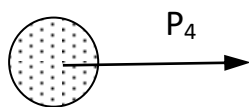


Рисунок 3.7 – Поперечный разрез провода

$$P_4 = \alpha(q) \cdot k_e \cdot k_h \cdot C_x \cdot q \cdot F \cdot \sin^2 \varphi, \quad (3.14)$$

где q – скоростной напор ветра (см. табл. 3.5), м/с;

F – площадь продольного сечения метрового отрезка провода, м²;

φ – угол между направлением ветра и проводом, град;

C_x – аэродинамический коэффициент или коэффициент лобового сопротивления, зависящий от плотности воздуха, от скорости ветра, от формы, протяженности и шероховатости обдуваемой поверхности.

Согласно ПУЭ [2]: $C_x=1,1$ для проводов и тросов с $d>20$ мм, $C_x=1,2$ для проводов и тросов с $d<20$ мм, а так же для любых проводов или тросов покрытых гололёдом;

$\alpha(q)$ – коэффициент, учитывающий неравномерность скоростного напора ветра (табл. 3.7);

k_1 – коэффициент, зависящий от длины габаритного пролета (табл. 3.8);

k_h – коэффициент, учитывающий увеличение скоростного напора ветра по высоте, зависит от приведенного центра тяжести провода или троса (табл. 3.9).

Таблица 3.7 – Зависимость $\alpha(q)$ от скоростного напора ветра

q , даН/м ²	До 27	40	55	76 и более
$\alpha(q)$	1	0,85	0,75	0,7

При нормативном скоростном напоре $q=50$ даН/м² находим $\alpha(q)$ методом линейной интерполяции:

$$\alpha_{50} = 0,75 + \left(\frac{0,85-0,75}{15} \right) \cdot 5 = 0,783$$

Таблица 3.8 – Зависимость k_1 от длины габаритного пролёта

l, м	50	100	150	Более 250
k_1	1,2	1,1	1,05	1

При длине габаритного пролёта $l=385$ м коэффициент $k_1= 1$.

Таблица 3.9 – Зависимость k_h от высоты приведенного центра тяжести

$h_{ц.т.},$ м	До 15	20	30	40	60	100	200	300 и более
k_h	1	1,25	1,4	1,55	1,75	2,1	2,6	3,1

Методом линейной интерполяции при высоте приведенного центра тяжести 18,033 м находим k_h :

$$k_h = 1,152$$

Следовательно, единичная нагрузка от ветра без гололёда:

$$P_4 = 0,783 \cdot 1 \cdot 1,152 \cdot 1,1 \cdot 50 \cdot 24 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 1,191 \text{ даН/м}$$

3.5.6 Единичная ветровая нагрузка на провод с гололёдом

$$P_5 = \alpha_5 \cdot k_l \cdot k_h \cdot C_x \cdot q_5 \cdot F^* , \quad (3.15)$$

где F^* – площадь продольного сечения метрового отрезка провода с гололёдом,

$$F^* = (d + 2 \cdot C_{\max}) \cdot 10^{-3}, \text{ м}^2;$$

q_5 – ветровой напор, $q_5 = 0,25 \cdot q = 12,5$ даН/м;

α_5 – коэффициент, учитывающий неравномерность скоростного напора

$$\text{ветра, } \alpha_5 = \alpha \cdot (0,25 \cdot q) = 1;$$

C_x – аэродинамический коэффициент.

$$P_5 = 1 \cdot 1,152 \cdot 1,1 \cdot 12,5 \cdot 64 \cdot 10^{-3} = 1,014 \text{ даН/м}$$

3.5.7 Результирующая нагрузка на провод при ветре без гололеда

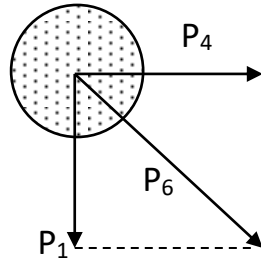


Рисунок 3.8 – Продольный разрез провода

$$P_6 = \sqrt{P_4^2 + P_1^2}, \quad (3.16)$$

где P_1 – нагрузка от собственного веса, даН/м;

P_4 – ветровая нагрузка на провод без гололёда, даН/м.

$$P_6 = \sqrt{1,191^2 + 1,134^2} = 1,645 \text{ даН/м}$$

$$\gamma_6 = \frac{P_6}{S}, \quad (3.17)$$

где P_2 – нагрузка от ветра и веса провода без гололёда, на Н/м;

S – фактическое сечение провода, мм^2 .

$$\gamma_6 = \frac{1,645}{339,6} = 0,00484 \text{ даН}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$$

3.5.8 Результирующая нагрузка на провод при ветре с гололёдом

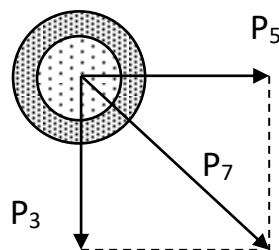


Рисунок 3.

9 – Продольный разрез провода с гололёдом

$$P_7 = \sqrt{P_5^2 + P_3^2}, \quad (3.18)$$

где P_3 – нагрузка от веса провода с гололёдом, даН/м;

P_5 – нагрузка от ветра на проводе с гололёдом, даН/м.

$$P_7 = \sqrt{1,014^2 + 3,621^2} = 3,760 \text{ даН/м}$$

$$\gamma_7 = \frac{P_7}{S}, \quad (3.19)$$

где P_7 – нагрузка от ветра и веса провода с гололёдом, даН/м;

S – фактическое сечение провода, мм².

$$\gamma_7 = \frac{3,760}{339,6} = 0,01107 \text{ даН/(м} \cdot \text{мм}^2)$$

Нагрузка	P, даН/м	γ , даН/(м · мм ²)
P ₁ , γ_1	1,134	0,00334
P ₂	2,487	-
P ₃ , γ_3	3,621	0,01066
P ₄	1,191	-
P ₅	1,014	-
P ₆ , γ_6	1,645	0,00484
P ₇ , γ_7	3,760	0,01107

По результатам расчётов заполняем табл. 3.10

Таблица 3.10 – Единичные и удельные нагрузки на провод

Вывод: Из табл. 3.10 видно, что наибольшей нагрузкой является нагрузка $P_7=3,760$ даН/м, то есть нагрузка от ветра и веса провода с гололёдом.

3.6 Вычисление критических пролетов. Выбор исходного режима для расчета провода

3.6.1 Уравнение состояния провода для опор П 220-2

Уравнение состояния провода – это зависимость напряжения в проводе от изменения нагрузки и температуры.

$$\sigma_{II} - \frac{\gamma_{II}^2 El^2}{24\sigma_{II}^2} = \sigma_I - \frac{\gamma_I^2 El^2}{24\sigma_I^2} - \alpha E(t_{II} - t_I), \quad (3.20)$$

где γ_I – удельная нагрузка (исходный режим), даН/(м·мм²);

σ_I – напряжение провода (исходный режим), даН/мм²;

t_I – температура (исходный режим), град;

γ_{II} – удельная нагрузка (реальный режим), даН/(м·мм²);

σ_{II} – напряжение провода (реальный режим), даН/мм²;

t_{II} – температура (реальный режим), град;

E – модуль упругости провода, даН/мм²;

α – температурный коэффициент, град⁻¹;

l – длина пролета, м.

3.6.2 Определение критических пролетов

Критическим пролетом называется пролёт, вычисляемый из уравнения состояния провода при заданных исходных и конечных данных:

$$l_{кр} = \frac{[\sigma_{t_3}]}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{[\sigma_{t_3}] - [\sigma_{t_{\min}}] + \alpha \cdot E \cdot (t_3 - t_{\min})}{\frac{E}{24} \cdot \left[1 - \left(\frac{\sigma_{t_3}}{\sigma_{t_{\min}}} \right) \right]}}, \quad (3.21)$$

где γ_1 – удельная нагрузка (исходный режим), даН/(м · мм²);

σ_1 – напряжение провода (исходный режим), даН/мм²;

t_1 – температура (исходный режим), град;

γ_{II} – удельная нагрузка (реальный режим), даН/(м · мм²);

σ_{II} – напряжение провода (реальный режим), даН/мм²;

t_{II} – температура (реальный режим), град;

E – модуль упругости провода, даН/мм²;

α – температурный коэффициент, град⁻¹;

l – длина пролета, м.

Первым критическим пролетом называется пролет такой длины, при которой напряжение в проводе в режиме среднегодовой температуры равно допускаемому напряжению в том же режиме ($\sigma_{II} = [\sigma_{t_3}]$), а в режиме наименьшей температуры равно допускаемому напряжению при наименьшей температуре ($\sigma_1 = [\sigma_{t_{\min}}]$).

$$l_{кр1} = \frac{[\sigma_{t_3}]}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{[\sigma_{t_3}] - [\sigma_{t_{\min}}] + \alpha \cdot E \cdot (t_3 - t_{\min})}{\frac{E}{24} \cdot \left[1 - \left(\frac{[\sigma_{t_3}]}{[\sigma_{t_{\min}}]} \right)^2 \right]}}, \quad (3.22)$$

где σ_{t_3} – допускаемое напряжение при среднегодовой температуре, даН/мм²;

$\sigma_{t_{\min}}$ – допускаемое напряжение при минимальной температуре, даН/мм²;

E – модуль упругости, даН/мм²;

γ_1 – удельная нагрузка, даН/(м · мм²);

γ_{II} – удельная нагрузка, даН/(м · мм²);

t_3 – среднегодовая температура, град;

t_{\min} – минимальная температура, град;

α – температурный коэффициент линейного удлинения, град⁻¹.

По формуле (3.21) сделаем расчёт первого критического пролёта:

$$l_{кр1} = \frac{8,1}{0,00334} \cdot \sqrt{\frac{8,1 - 12,2 + 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (-4,2 + 53)}{\frac{7,7 \cdot 10^3}{24} \cdot \left[1 - \left(\frac{8,1}{12,2}\right)^2\right]}} = 330,89 м$$

Вторым критическим пролетом называется пролет такой длины, при котором напряжение в проводе в режиме максимальной нагрузки и низшей температуре равно своим допустимым значениям в этих режимах ($\sigma_{II} = [\sigma_{\max}] = [\sigma_{\min}] = [\sigma_I]$).

$$l_{кр2} = [\sigma_{\max}] \cdot \sqrt{\frac{24 \cdot \alpha \cdot (t_{\Gamma} - t_{\min})}{\gamma_{\max}^2 - \gamma_1^2}}, \quad (3.23)$$

где σ_{\max} – допускаемое напряжение при максимальной нагрузке, даН/мм²;

E – модуль упругости, даН/мм²;

γ_1 – удельная нагрузка, даН/(м · мм²);

t_{Γ} – температура гололёдообразования, град;

t_{\min} – минимальная температура, град;

α – температурный коэффициент линейного удлинения, град⁻¹.

$$l_{кр2} = 12,2 \cdot \sqrt{\frac{24 \cdot 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot (-5 + 53)}{(0,01107)^2 - (0,00334)^2}} = 174,54 м$$

Третьим критическим пролетом называется пролет такой длины, при котором напряжение в проводе в режиме максимальной нагрузки и среднегодовой температуре равно своим допустимым значениям в этих режимах ($\sigma_{II} = [\sigma_{t_3}]; [\sigma_{\max}] = \sigma_{II}$).

$$l_{кр3} = \frac{[\sigma_{t3}]}{\gamma_{max}} \cdot \sqrt{\frac{[\sigma_{t3}] - [\sigma_{max}] + \alpha \cdot E \cdot (t_3 - t_r)}{\frac{E}{24} \cdot \left[\left(\frac{\gamma_1}{\gamma_{max}} \right)^2 - \left(\frac{[\sigma_{t3}]}{[\sigma_{max}]} \right)^2 \right]}}, \quad (3.24)$$

где σ_{max} – допускаемое напряжение при максимальной нагрузке, даН/мм²;

γ_{max} – максимальная удельная нагрузка, даН/(м·мм²).

$$l_{кр3} = \frac{8,1}{0,01107} \cdot \sqrt{\frac{8,1 - 12,2 + 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (-4,2 + 5)}{\frac{7,7 \cdot 10^3}{24} \cdot \left[\left(\frac{0,00334}{0,01107} \right)^2 - \left(\frac{8,1}{12,2} \right)^2 \right]} = 137,76 \text{ м}$$

Таблица 3.11 – Соотношение критических пролётов

Случай	Соотношение пролётов	Исходные напряжения	Расчетный критический пролёт
1	$l_{кр1} < l_{кр2} < l_{кр3}$	$[\sigma_{tmin}]; [\sigma_{t3}]; [\sigma_{max}]$	$l_{кр1}; l_{кр3}$
2	$l_{кр1} > l_{кр2} > l_{кр3}$	$[\sigma_{tmin}]; [\sigma_{max}]$	$l_{кр2}$
3	$l_{кр1}$ – мнимый $l_{кр2} < l_{кр3}$	$[\sigma_{t3}]; [\sigma_{max}]$	$l_{кр3}$
4	$l_{кр3}$ – мнимый $l_{кр1} < l_{кр2}$	$[\sigma_{tmin}]; [\sigma_{t3}]$	$l_{кр1}$

Из табл. 3.11 следует, что критическим пролётом является $l_{кр2}$., поэтому в качестве исходного режима примем: σ_r ; γ_7 ; t_r .

Уравнение состояния провода примет вид:

$$\sigma_i - \frac{\gamma_i^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_i^2} = \sigma_r - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_r^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_i - t_r), \quad (3.25)$$

где i – номер расчётного режима (табл. 3.12).

3.6.3 Расчет режимов провода для опоры П 220-2

Расчет режимов провода произведен для разных сочетаний климатических условий (см. табл. 3.12). Параллельно с определением напряжений производится расчёт стрелы провеса по формуле:

$$f_i = \frac{\gamma_i}{\sigma_i} \cdot \frac{l^2}{8} \quad (3.26)$$

Основываясь на рекомендациях [4], примем длину рассчитываемого пролета $l = 385$ м.

Таблица 3.12 – Расчетные режимы проводов

Расчетные режимы	Сочетание климатических условий	Номер нагрузки
1	Провода и тросы покрыты гололёдом, $t_i = -5^\circ$, скоростной напор ветра $0,25q$	$\gamma_i = 0,01107$
2	Провода и тросы покрыты гололёдом, $t_i = -5^\circ$, ветра нет $q=0$	$\gamma_i = 0,01066$
3	Скоростной напор ветра q , $t_i = -5^\circ$	$\gamma_i = 0,00484$
4	Среднегодовая температура t_s , ветра и гололёда нет $t_i = -4,2^\circ$	$\gamma_i = 0,00334$
5	$t_i = 15^\circ$, ветра и гололеда нет	$\gamma_i = 0,00334$
6	Низшая температура $t_i = -53^\circ$, ветра и гололеда нет	$\gamma_i = 0,00334$
7	Максимальная температура $t_i = 36^\circ$, ветра и гололеда нет	$\gamma_i = 0,00334$

Расчётный режим 1:

$$\sigma_1 = \frac{(0,01107)^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 385^2}{24 \cdot \sigma_1^2} =$$

$$= 12,2 - \frac{(0,01107)^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 385^2}{24 \cdot 12,2^2} - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (-5 + 5);$$

$$\sigma_1 = 12,20 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2};$$

$$f_1 = \frac{0,01107}{12,2} \cdot \frac{385^2}{8} = 16,81 \text{ м}$$

Расчётный режим 2:

$$\sigma_2 - \frac{(0,01066)^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 385^2}{24 \cdot \sigma_2^2} =$$

$$= 12,2 - \frac{(0,01107)^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 385^2}{24 \cdot 12,2^2} - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (-5 + 5);$$

$$\sigma_2 = 11,83 \frac{\partial aH}{\text{мм}^2};$$

$$f_2 = \frac{0,01066}{11,83} \cdot \frac{385^2}{8} = 16,69 \text{ м}$$

Расчётный режим 3:

$$\sigma_3 - \frac{(0,00484)^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 385^2}{24 \cdot \sigma_3^2} =$$

$$= 12,2 - \frac{(0,01107)^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 385^2}{24 \cdot 12,2^2} - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (-5 + 5);$$

$$\sigma_3 = 5,83 \frac{\partial aH}{\text{мм}^2};$$

$$f_3 = \frac{0,00484}{5,83} \cdot \frac{385^2}{8} = 15,38 \text{ м}$$

Расчётный режим 4:

$$\sigma_4 - \frac{(0,00334)^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 385^2}{24 \cdot \sigma_4^2} =$$

$$= 12,2 - \frac{(0,01107)^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 385^2}{24 \cdot 12,2^2} - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (-4,2 + 5);$$

$$\sigma_4 = 4,12 \frac{\partial aH}{\text{мм}^2};$$

$$f_4 = \frac{0,00334}{4,12} \cdot \frac{385^2}{8} = 15,02 \text{ м}$$

Расчётный режим 5:

$$\sigma_5 - \frac{(0,00334)^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 385^2}{24 \cdot \sigma_5^2} =$$

$$= 12,2 - \frac{(0,01107)^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 385^2}{24 \cdot 12,2^2} - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (15 + 5);$$

$$\sigma_5 = 3,96 \frac{\partial aH}{\text{мм}^2};$$

$$f_5 = \frac{0,00334 \cdot 385^2}{3,96 \cdot 8} = 15,62 \text{ м}$$

Расчётный режим 6:

$$\begin{aligned} \sigma_6 &= \frac{(0,00334)^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 385^2}{24 \cdot \sigma_6^2} = \\ &= 12,2 - \frac{(0,01107)^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 385^2}{24 \cdot 12,2^2} - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (-53 + 5); \end{aligned}$$

$$\sigma_6 = 4,66 \frac{\partial aH}{\text{мм}^2};$$

$$f_6 = \frac{0,00334 \cdot 385^2}{4,66 \cdot 8} = 13,27 \text{ м}$$

Расчётный режим 7:

$$\begin{aligned} \sigma_7 &= \frac{(0,00334)^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 385^2}{24 \cdot \sigma_7^2} = \\ &= 12,2 - \frac{(0,01107)^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 385^2}{24 \cdot 12,2^2} - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (36 + 5); \end{aligned}$$

$$\sigma_7 = 4,58 \frac{\partial aH}{\text{мм}^2};$$

$$f_7 = \frac{0,00334 \cdot 385^2}{4,58 \cdot 8} = 13,51 \text{ м}$$

Таблица 3.13 – Результаты расчета режимов провода

Номер режима	$\sigma_i \leq [12,2] \frac{\partial aH}{\text{мм}^2}$	$f_i \leq [12,85] \text{ м}$
1	12,20	16,81
2	11,83	16,69
3	5,83	15,38
4	4,12	15,02
5	3,96	15,62

6	4,66	13,27
7	4,58	13,51

Согласно результатам расчета стрелы провеса провода превышают предельно допустимое значение во всех режимах. Механические напряжения соответствуют нормативному значению. Для уменьшения стрел провеса были изменены габаритный, весовой и ветровой пролеты для опор П 220-2 (табл. 3.14) и сделан соответствующий перерасчет.

Таблица 3.14 – Физико-механические характеристики металлических решетчатых опор

Тип опоры	Заданные условия			Расчетные пролеты, м		
	провод	район по гололеду	район по ветровой нагрузке	габаритный	ветровой	весовой
П 220-2	АС 300/39	IV	IV	345	470	430

3.7 Определение высоты приведенного центра тяжести провода

3.7.1 Определение наибольшей стрелы провеса провода

Согласно ПУЭ [2] наименьшее допускаемое расстояние от проводов до земли в ненаселённой местности доступной для транспорта и сельскохозяйственных машин при напряжении 220 кВ составляет $\Gamma=7$ м. Наименьшее расстояние по вертикали между тросом и проводом в середине пролета (Z_t) при температуре 15° С без ветра, требуемое ПУЭ [2], приводится в табл. 3.4, и для опор П 220-2 составляет:

$$Z_t=5,5+(7,0-5,5)(400-345)/(400-300)=6,3 \text{ м}$$

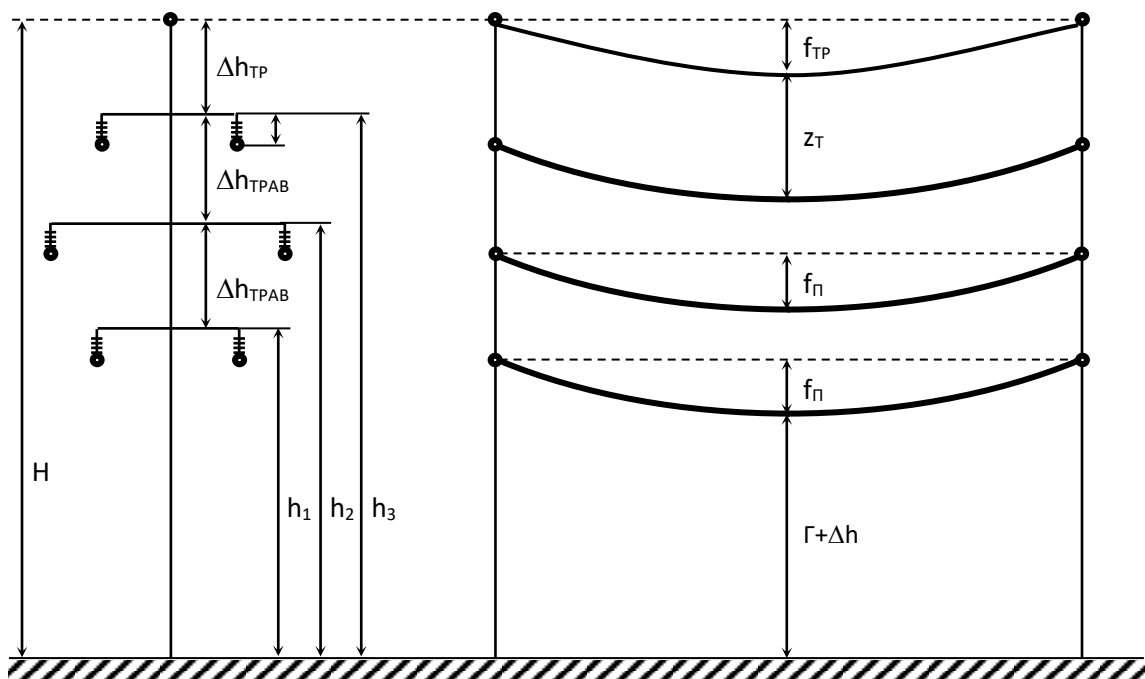


Рисунок 3.10 – Схема расположения проводов для определения стрел провеса

$H=41$ м – высота промежуточной опоры;

$\Delta h_{\text{ТРАВ}}=6,5$ м – расстояния между траверсами;

$\lambda=2,045$ м – длина гирлянды изоляторов принятая в соответствии с [6];

$\Delta h_{\text{ТР}}=5,5$ м – высота тросостойки;

$h_1=22,5$ м – расстояние от земли до нижней траверсы;

$h_2=29$ м – расстояние от земли до средней траверсы;

$h_3=35,5$ м – расстояние от земли до верхней траверсы;

$\Gamma=7$ м – наименьшее расстояние от провода ВЛ до поверхности земли в

ненаселённой местности, принятое по указаниям [2];

$\Delta h=0,25$ м – поправка на неровности почвы;

$Z_t=6,3$ м – расстояние в середине пролёта между проводом и

Грозозащитным тросом [2];

f_{II} – наибольшая стрела провеса провода по формуле (3.3):

$$f_{II} = 22,5 - 2,045 - 7 - 0,25 = 13,205 \text{ м}$$

$f_{тр}$ – наибольшая стрела провеса грозозащитного троса по формуле (3.4):

$$f_{тр} = 41 - 7 - 0,25 - 6,3 - 2 \cdot 6,5 = 14,45 \text{ м}$$

3.7.2 Средняя высота подвески провода

Для опор башенного типа [4] средняя высота подвески провода составляет по формуле (3.5):

$$h_{CP} = \frac{22,5 + 29 + 35,5}{3} - 2,045 = 26,955 \text{ м}$$

3.7.3 Высота приведенного центра тяжести проводов и грозозащитного троса

Высота приведенного центра тяжести определяется в соответствии с [4] по соотношениям (3.6), (3.7):

- для провода:

$$h_{ц.т.}^{пр} = 26,955 - \frac{2}{3} \cdot 13,205 = 18,152 \text{ м}$$

- для троса:

$$h_{y,m}^{mp} = 41 - \frac{2}{3} \cdot 14,45 = 31,3 \text{ м}$$

3.8 Определение погонных и приведённых удельных нагрузок на элементы воздушной линии

3.8.1 Расчетные климатические условия. Ветровые и гололедные нагрузки

При определении ветровых нагрузок в расчетах удобно пользоваться величиной, представленной в формуле (3.8).

Нормативные скоростные напоры и приближенные скорости ветра приведены в табл. 3.5.

Нормативная величина стенки гололеда приведена в табл. 3.6.

3.8.2 Нагрузка от собственного веса

Для провода марки АС 300/39 единичная нагрузка от собственного веса по формуле (3.10):

$$P_1 = 3,34 \cdot 10^{-3} \cdot 339,6 = 1,134 \text{ даН/м}$$

3.8.3 Единичная нагрузка от веса гололеда

Единичная нагрузка от веса гололеда по формуле (3.11):

$$P_2 = 0,9 \cdot 3,14 \cdot 20 \cdot (20 + 24) \cdot 10^{-3} = 2,487 \text{ даН/м}$$

3.8.4 Результирующая весовая нагрузка провода с гололедом

Результирующая весовая нагрузка на провод с гололедом по формуле (3.12):

$$P_3 = 1,134 + 2,487 = 3,621 \text{ даН/м};$$

Удельная нагрузка на провод с гололедом по формуле (3.13):

$$\gamma_3 = 3,621 / 339,6 = 0,01066 \text{ да Н/(м} \cdot \text{мм}^2)$$

3.8.5 Единичная ветровая нагрузка провода без гололеда

Единичная нагрузка от ветра без гололеда по формуле (3.14):

$$P_4 = 0,783 \cdot 1 \cdot 1,158 \cdot 1,1 \cdot 50 \cdot 24 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 1,197 \text{ даН/м}$$

3.8.6 Единичная ветровая нагрузка на провод с гололедом

Единичная ветровая нагрузка на провод с гололедом по формуле (3.15):

$$P_5 = 1 \cdot 1 \cdot 1,158 \cdot 1,1 \cdot 12,5 \cdot 64 \cdot 10^{-3} = 1,019 \text{ даН/м}$$

3.8.7 Результирующая нагрузка на провод при ветре без гололеда

Результирующая нагрузка на провод при ветре без гололеда по формуле (3.16):

$$P_6 = \sqrt{1,197^2 + 1,134^2} = 1,649 \text{ даН/м}$$

Удельная нагрузка на провод при ветре без гололеда по формуле (3.17):

$$\gamma_6 = \frac{1,649}{339,6} = 0,00486 \text{ даН/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}$$

3.8.8 Результирующая нагрузка на провод при ветре с гололедом

Результирующая нагрузка на провод при ветре с гололедом по формуле (3.18):

$$P_7 = \sqrt{1,019^2 + 3,621^2} = 3,761 \text{ даН/м}$$

Нагрузка	P, даН/м	γ , даН/(м·мм ²)
P ₁ , γ_1	1,134	0,00334
P ₂	2,487	-

Удельная нагрузка на провод при ветре с гололедом по формуле (3.19):

$$\gamma_7 = \frac{3,761}{339,6} = 0,01107 \text{ даН/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}$$

По результатам расчетов заполняем табл. 3.15.

Таблица 3.15 – Единичные и удельные нагрузки на провод

P_3, γ_3	3,621	0,01066
P_4	1,197	-
P_5	1,019	-
P_6, γ_6	1,649	0,00486
P_7, γ_7	3,761	0,01107

Вывод: Из табл. 3.15 видно, что наибольшей нагрузкой является нагрузка $P_7=3,761$ даН/м, то есть нагрузка от ветра и веса провода с гололёдом.

3.9 Вычисление критических пролетов. Выбор исходного режима для расчета провода

3.9.1 Определение критических пролетов

По формуле (3.22) сделаем расчёт первого критического пролёта:

$$l_{кр1} = \frac{8,1}{0,00334} \cdot \sqrt{\frac{8,1 - 12,2 + 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (-4,2 + 53)}{\frac{7,7 \cdot 10^3}{24} \cdot \left[1 - \left(\frac{8,1}{12,2} \right)^2 \right]}} = 330,89 м$$

По формуле (3.23) сделаем расчёт второго критического пролёта:

$$l_{кр2} = 12,2 \cdot \sqrt{\frac{24 \cdot 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot (-5 + 53)}{(0,01107)^2 - (0,00334)^2}} = 174,54 м$$

По формуле (3.24) сделаем расчёт третьего критического пролёта:

$$l_{кр3} = \frac{8,1}{0,01107} \cdot \sqrt{\frac{8,1 - 12,2 + 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (-4,2 + 5)}{\frac{7,7 \cdot 10^3}{24} \cdot \left[\left(\frac{0,00334}{0,01107} \right)^2 - \left(\frac{8,1}{12,2} \right)^2 \right]}} = 137,76 м$$

Из табл. 3.11 следует, что критическим пролётом является $l_{кр2.}$, поэтому в качестве исходного режима примем: $\sigma_Г$; $\gamma_Г$; $t_Г$.

Уравнение состояния провода представлено формулой (3.25).

3.9.2 Расчет режимов провода для опоры П 220-2

Расчет режимов провода произведен для разных сочетаний климатических условий (табл. 3.16). Параллельно с определением напряжений производится расчёт стрелы провеса по формуле (3.26).

Основываясь на рекомендациях [4], примем длину рассчитываемого пролета $l = 345$ м.

Таблица 3.16 – Расчетные режимы проводов

Расчетные режимы	Сочетание климатических условий	Номер нагрузки
1	Провода и тросы покрыты гололёдом, $t_i = -5^\circ$, скоростной напор ветра $0,25q$	$\gamma_i = 0,01107$
2	Провода и тросы покрыты гололёдом, $t_i = -5^\circ$, ветра нет $q=0$	$\gamma_i = 0,01066$
3	Скоростной напор ветра q , $t_i = -5^\circ$	$\gamma_i = 0,00486$
4	Среднегодовая температура t_s , ветра и гололёда нет $t_i = -4,2^\circ$	$\gamma_i = 0,00334$
5	$t_i = 15^\circ$, ветра и гололеда нет	$\gamma_i = 0,00334$
6	Низшая температура $t_i = -53^\circ$, ветра и гололеда нет	$\gamma_i = 0,00334$
7	Максимальная температура $t_i = 36^\circ$, ветра и гололеда нет	$\gamma_i = 0,00334$

Расчётный режим 1:

$$\sigma_1 = \frac{(0,01107)^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 345^2}{24 \cdot \sigma_1^2} =$$

$$= 12,2 - \frac{(0,01107)^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 345^2}{24 \cdot 12,2^2} - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (-5 + 5);$$

$$\sigma_1 = 12,20 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2};$$

$$f_1 = \frac{0,01107}{12,2} \cdot \frac{345^2}{8} = 13,20_m$$

Расчётный режим 2:

$$\begin{aligned} \sigma_2 &= \frac{(0,01066)^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 345^2}{24 \cdot \sigma_2^2} = \\ &= 12,2 - \frac{(0,01107)^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 345^2}{24 \cdot 12,2^2} - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (-5 + 5); \end{aligned}$$

$$\sigma_2 = 11,82 \frac{\partial aH}{\text{мм}^2};$$

$$f_2 = \frac{0,01066}{11,82} \cdot \frac{345^2}{8} = 13,11_m$$

Расчётный режим 3:

$$\begin{aligned} \sigma_3 &= \frac{(0,00486)^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 345^2}{24 \cdot \sigma_3^2} = \\ &= 12,2 - \frac{(0,01107)^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 345^2}{24 \cdot 12,2^2} - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (-5 + 5); \end{aligned}$$

$$\sigma_3 = 5,98 \frac{\partial aH}{\text{мм}^2};$$

$$f_3 = \frac{0,00484}{5,98} \cdot \frac{345^2}{8} = 12,04_m$$

Расчётный режим 4:

$$\begin{aligned} \sigma_4 &= \frac{(0,00334)^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 345^2}{24 \cdot \sigma_4^2} = \\ &= 12,2 - \frac{(0,01107)^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 345^2}{24 \cdot 12,2^2} - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (-4,2 + 5); \end{aligned}$$

$$\sigma_4 = 4,23 \frac{\partial aH}{\text{мм}^2};$$

$$f_4 = \frac{0,00334}{4,23} \cdot \frac{345^2}{8} = 11,74_m$$

Расчётный режим 5:

$$\sigma_5 - \frac{(0,00334)^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 345^2}{24 \cdot \sigma_5^2} =$$
$$= 12,2 - \frac{(0,01107)^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 345^2}{24 \cdot 12,2^2} - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (15 + 5);$$

$$\sigma_5 = 4,01 \frac{\partial aH}{\text{мм}^2};$$

$$f_5 = \frac{0,00334}{4,01} \cdot \frac{345^2}{8} = 12,39 \text{ м}$$

Расчётный режим 6:

$$\sigma_6 - \frac{(0,00334)^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 345^2}{24 \cdot \sigma_6^2} =$$
$$= 12,2 - \frac{(0,01107)^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 345^2}{24 \cdot 12,2^2} - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (-53 + 5);$$

$$\sigma_6 = 5,01 \frac{\partial aH}{\text{мм}^2};$$

$$f_6 = \frac{0,00334}{5,01} \cdot \frac{345^2}{8} = 9,91 \text{ м}$$

Расчётный режим 7:

$$\sigma_7 - \frac{(0,00334)^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 345^2}{24 \cdot \sigma_7^2} =$$
$$= 12,2 - \frac{(0,01107)^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 345^2}{24 \cdot 12,2^2} - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (36 + 5);$$

$$\sigma_7 = 3,81 \frac{\partial aH}{\text{мм}^2};$$

$$f_7 = \frac{0,00334}{3,81} \cdot \frac{345^2}{8} = 13,04_m$$

Таблица 3.17 – Результаты расчета режимов провода

Номер режима	$\sigma_i \leq [12,2] \frac{\partial aH}{\text{мм}^2}$	$f_i \leq [13,205]_m$
1	12,20	13,20
2	11,82	13,11
3	5,98	12,04
4	4,23	11,74
5	4,01	12,39
6	5,01	9,91
7	3,81	13,04

Согласно результатам расчета механические напряжения и стрелы провеса провода не превышают предельно допустимых значений во всех режимах, то есть при всех сочетаниях климатических условий условия жёсткости и прочности выполняются.

3.9.3 Определение критической температуры проводов

Критическая температура провода – такая температура, при которой стрела провеса провода, находящегося под воздействием собственного веса, достигнет такого же значения, как при наличии гололеда.

$$t_{KP} = t_r + \frac{\sigma_r}{E \cdot \alpha} \cdot \left(1 - \frac{\gamma_1}{\gamma_3} \right), \quad (3.27)$$

где t_r – температура гололёдообразования, град;

E – модуль упругости, даН/мм²;

$\sigma_r = \sigma_{\max}$ – допускаемое напряжение при максимальной нагрузке, даН/мм²;

γ_1 – удельная нагрузка от собственного веса, даН/(м · мм²);

γ_3 – удельная нагрузка от веса провода с гололёдом, даН/(м · мм²).

$$t_{кр} = -5 + \frac{12,2}{7,7 \cdot 10^3 \cdot 19,8 \cdot 10^{-6}} \cdot \left(1 - \frac{3,34 \cdot 10^{-3}}{10,66 \cdot 10^{-3}} \right) = 49,95^{\circ}$$

Так как $t_{\max} < t_{кр}$, то в соответствии с [4] наибольшая стрела провеса будет при гололеде.

3.10 Выбор изоляторов по условиям механической прочности

Изоляторы относятся к ответственным элементам воздушных линий. Правильный выбор изоляции и её высокое качество является одним из основных условий, выполнение которых обеспечивает надежную эксплуатацию линий.

При выборе типов изоляторов необходимыми исходными данными являются [4]:

- напряжение линии;
- район прохождения линии (наличие или отсутствие участков с загрязненной атмосферой);
- нормативные механические нагрузки на изоляторы.

Линейные изоляторы предназначаются для подвески проводов и грозозащитных тросов к опорам линии электропередачи. В зависимости от напряжения линий электропередачи применяются штыревые или подвесные изоляторы, изготовленные из стекла, фарфора или полимеров.

Полимерные изоляторы представляют собой комбинированную конструкцию, состоящую из высокопрочных стержней из стеклопластика с полимерным защитным покрытием, тарелок и металлических наконечников. Стеклопластиковый стержень защищается от внешних воздействий защитной оболочкой, стойкой к ультрафиолетовому излучению и химическим воздействиям. Полимерные изоляторы позволяют заменить целые гирлянды стеклянных и фарфоровых изоляторов. Кроме того, полимерные изоляторы значительно легче, чем гирлянды из стекла и фарфора.

Эксплуатационные характеристики изоляторов зависят от аэродинамических характеристик изолирующей детали изолятора. Это связано с тем, что при хорошем обтекании изолятора воздушным потоком на нем остается меньше загрязнений, лучше происходит самоочистка его ветром и дождем и не происходит значительного снижения уровня изоляции гирлянды.

Основными характеристиками изолятора являются его механическая разрушающая сила, кН, электромеханическая разрушающая сила, кН, а также соотношение длины пути утечки изолятора, мм, к строительной высоте изолятора, мм.

Механическая разрушающая сила – наименьшее значение силы, приложенной к изолятору в определенных условиях, при которой он разрушается.

Электромеханическая разрушающая сила – наименьшее значение силы, приложенной к изолятору в определенных условиях, находящемся под действием разности электрических потенциалов, при которой он разрушается.

Длина пути утечки изолятора – это кратчайшее расстояние или сумма расстояний по контуру наружной изоляционной поверхности между частями, находящимися под разными электрическими потенциалами. От этой величины зависит надежность работы изолятора при загрязнении и увлажнении.

3.10.1 Выбор изоляторов для поддерживающих гирлянд провода

Поддерживающие гирлянды воспринимают нагрузку от веса провода и от собственного веса, и в соответствии с [4] выбираются по формулам:

$$A_1 = 2,7 \cdot (P_7 \cdot l_{BEC} + G_G) \leq P, \quad (3.28)$$

$$A_2 = 5 \cdot (P_1 \cdot l_{BEC} + G_G) \leq P, \quad (3.29)$$

где A_1 и A_2 – расчетные значения электромеханической разрушающей нагрузки при наибольшей нагрузке и среднегодовой температуре соответственно;

$l_{\text{вЕС}}$ – паспортное значение длины весового пролета;

$G_{\text{Г}}$ – вес гирлянды изоляторов, принимается по [4] для линий 220 кВ равным 80 даН.

Тогда:

$$A_1 = 2,7 \cdot (3,761 \cdot 430 + 80) = 4582,521 \text{ даН};$$

$$A_2 = 5 \cdot (1,134 \cdot 430 + 80) = 2838,1 \text{ даН}$$

Выбираем полимерный изолятор марки ЛК 70/220-И-2СП, предназначенный для крепления и изоляции проводов ВЛ переменного тока напряжением 220 кВ частотой до 100 Гц при температуре окружающего воздуха от – 60 до + 50 °С (рис. 3.11), параметры которого указаны в табл. 3.18.

Таблица 3.18 – Паспортные данные изолятора ЛК 70/220-И-2СП

Показатель	ЛК 70/220-И-2СП
Номинальное напряжение, кВ	220
Механическая разрушающая сила при растяжении, не менее, кН	70
Строительная высота Н, мм	2045
Длина изоляционной части L, мм	1830
Длина пути утечки, см	472
Масса, не более, кг	5
Допустимая степень загрязнения (СЗ) по ПУЭ	2
Выдерживаемое напряжение промышленной частоты для изоляторов:	
- в сухом состоянии, кВ	655
- под дождём, кВ	620
Значение напряжения полного грозового импульса, не менее, кВ	1005

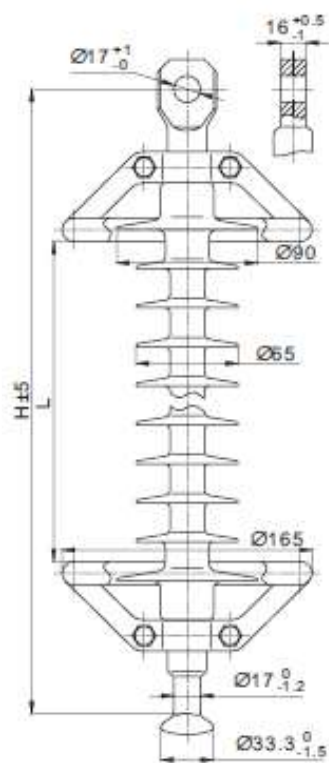


Рисунок 3.11 – Полимерный изолятор ЛК 70/220-И-2СП

3.10.2 Выбор изоляторов для натяжных гирлянд провода

Выбор типа изоляторов для натяжных гирлянд, воспринимающих нагрузку от тяжения проводов и собственного веса гирлянды, производится по формулам:

$$A_1 = 2,7 \cdot \sqrt{(\sigma_r \cdot F)^2 + \left(\frac{P_7 \cdot l_{BEC}}{2} + G_r\right)^2} \leq P, \quad (3.30)$$

$$A_2 = 5 \cdot \sqrt{(\sigma_9 \cdot F)^2 + \left(\frac{P_1 \cdot l_{BEC}}{2} + G_r\right)^2} \leq P, \quad (3.31)$$

где σ_r, σ_9 – напряжения в проводе при наибольшей нагрузке и при среднегодовой температуре;

F – сечение провода.

Тогда:

$$A_1 = 2,7 \cdot \sqrt{(12,2 \cdot 339,6)^2 + \left(\frac{3,761 \cdot 430}{2} + 80\right)^2} = 11440,82 \text{ даН};$$

$$A_2 = 5 \cdot \sqrt{(8,1 \cdot 339,6)^2 + \left(\frac{1,134 \cdot 430}{2} + 80\right)^2} = 13848,766 \text{ даН}$$

Выбираем полимерный изолятор марки ЛК 160/220-А-2 (рис. 3.12), параметры которого указаны в табл. 3.19.

Таблица 3.19 – Паспортные данные изолятора ЛК 160/220-А-2

Показатель	ЛК 160/220-А-2
Номинальное напряжение, кВ	220
Механическая разрушающая сила при растяжении, не менее, кН	160
Строительная высота Н, мм	2410
Длина изоляционной части L, мм	1965
Длина пути утечки, см	590
Масса, не более, кг	9,2
Допустимая степень загрязнения (СЗ) по ПУЭ	2
Выдерживаемое напряжение промышленной частоты для изоляторов: - в сухом состоянии, кВ	440

- под дождём, кВ	395
Значение напряжения полного грозового импульса, не менее, кВ	950

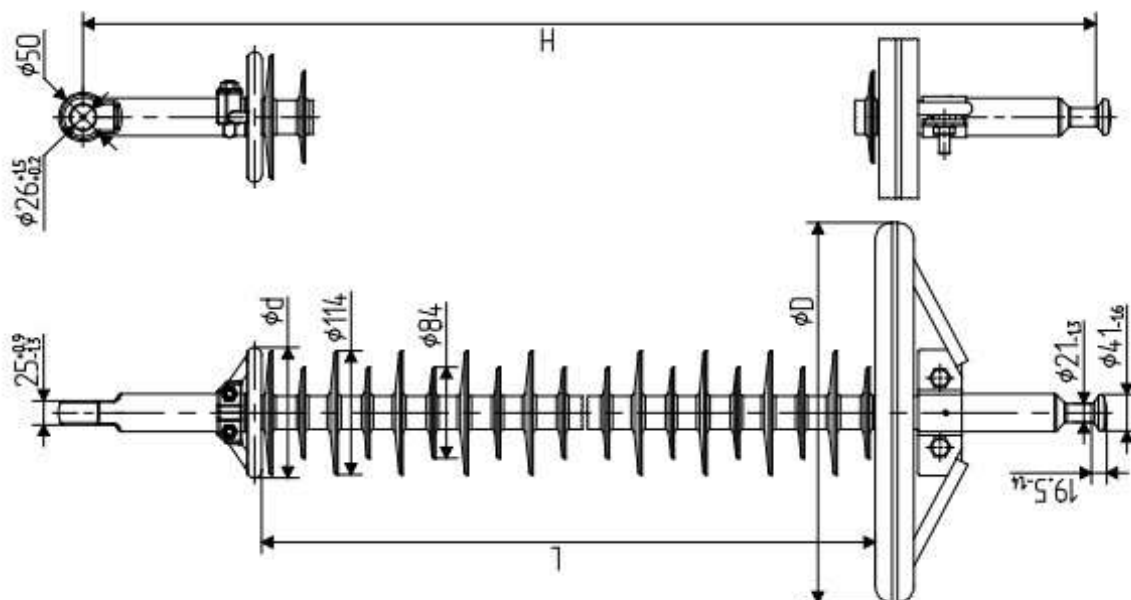


Рисунок 3.12 – Полимерный изолятор ЛК 160/220-А-2

3.11 Выбор соединительной арматуры

Крепление гирлянд изоляторов к опорам, подвеска проводов к гирляндам, крепление тросов обеспечивается набором узлов и деталей линейной арматуры. Линейную арматуру, применяемую при закреплении проводов в гирляндах подвесных изоляторов, подразделяют на следующие группы [4]:

- 1) зажимы, служащие для закрепления проводов и тросов, подразделяющиеся на поддерживающие, подвешиваемые на промежуточных опорах, и натяжные, применяемые на опорах анкерного типа;
- 2) сцепная арматура (скобы, серьги, ушки, коромысла), служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом;

3) защитная арматура (кольца), осуществляющая управление электрическими полями гирлянд изоляторов.

Гирлянды изоляторов состоят из совокупности соединенных между собой элементов, арматуры и изоляторов. Шарнирные соединения элементов гирлянды изоляторов между собой обеспечивают заданные условия нагружения этих элементов растягивающими нагрузками.

Выбор арматуры производится в соответствии с принятым типом изоляции. Согласно [5] в арматуре требуются несколько меньшие коэффициенты запаса, чем в изоляторах. Поэтому прочность арматуры следует проверять лишь в тех случаях, когда по каким-либо причинам приходится применять арматуру, прочность которой меньше разрушающей нагрузки выбранного типа изолятора, однако такого случая не наблюдается.

3.11.1 Выбор арматуры для поддерживающих гирлянд

В состав поддерживающей гирлянды входят элементы, указанные в табл. 3.20.

Таблица 3.20 – Соединительная арматура для поддерживающих гирлянд изоляторов

№	Наименование	Тип	Количество в гирлянде, шт.
1	Узел крепления	КГП-7-3	1
2	Серьга	СРС-7-16	1
3	Ушко двухлапчатое укороченное	У2К-7-16	1
4	Изолятор полимерный	ЛК70/220-И-2СП	1
5	Ушко однолапчатое укороченное	У1К-7-16	1
6	Зажим поддерживающий	ПГ-3-12	1
Масса арматуры, кг			4,15

Общий вес гирлянды, кг	9,15
------------------------	------

3.12 Построение монтажного графика

Подвеска проводов к гирляндам изоляторов, монтаж их на траверсы опор производятся обычно в безветренные дни, когда нет гололеда, но при любой температуре, то есть монтажный режим характеризуется воздействиями: $\gamma_m = \gamma_1; t_m$.

Основная задача монтажа провода заключается в том, что при температуре монтажа t_m и нагрузке γ_1 нужно обеспечить такой монтажный провес провода f_m , а, следовательно, и σ_m , чтобы в самых наихудших условиях эксплуатации воздушных линий напряжения в проводе не превосходили бы допустимых.

Ранее было выяснено, что наихудшим условиям эксплуатации соответствует исходный режим.

Уравнение связи состояний провода примет вид[4]:

$$\sigma_{\text{монт}} - \frac{\gamma_1^2 \cdot \ell^2 \cdot E}{24\sigma_{\text{монт}}^2} = \sigma_{\text{исх}} - \frac{\gamma_{\text{исх}}^2 \cdot \ell^2 \cdot E}{24\sigma_{\text{исх}}^2} - \alpha E(t_{\text{монт}} - t_{\text{исх}}), \quad (3.32)$$

где $\sigma_{\text{монт}}$ – значение напряжения в проводе в условиях монтажа, даН/мм²;

$t_{\text{монт}}$ – температура, при которой производится монтаж проводов, град;

$\gamma_{\text{исх}}, \sigma_{\text{исх}}, t_{\text{исх}}$ – параметры исходного режима.

Задаваясь значениями монтажной температуры $t_{\text{монт}}$ в пределах от t_{min} до t_{max} , необходимо решить уравнение относительно $\sigma_{\text{монт}}$.

Расчет монтажных стрел провеса следует вычислять по формуле [4]:

$$f_{\text{монт}} = \frac{\gamma_1 \cdot \ell^2}{8\sigma_{\text{монт}}} \quad (3.33)$$

Тяжение провода при монтаже определяется из формулы [4]: $T_{\text{монт}} = \sigma_{\text{монт}} \cdot F_{\text{общ}}$ (3.34)

где $F_{\text{общ}}$ – фактическое сечение провода, мм².

Общие уравнения для всех режимов:

$$\sigma_{\text{монт}} - \frac{(3,34 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 345^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3}{24 \cdot \sigma_{\text{монт}}^2} = 12,2 - \frac{0,01107^2 \cdot 345^2 \cdot 7,7 \cdot 10^3}{24 \cdot 12,2^2} - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (t_{\text{монт}} + 5),$$

$$\sigma_{\text{монт}} - \frac{426,001}{\sigma_{\text{монт}}^2} = -19,240 - 0,152 \cdot (t_{\text{монт}} + 5);$$

$$T_{\text{монт}} = \sigma_{\text{монт}} \cdot 339,6;$$

$$f_{\text{монт}} = \frac{3,34 \cdot 10^{-3} \cdot 345^2}{8\sigma_{\text{монт}}} = \frac{49,69}{\sigma_{\text{монт}}}$$

Режим 1: $t = -40^\circ\text{C}$

$$\sigma_{\text{монт1}} - \frac{426,001}{\sigma_{\text{монт1}}^2} = -19,240 - 0,152 \cdot (-40 + 5);$$

$$\sigma_{\text{монт1}} = 4,77 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2};$$

$$T_{\text{монт1}} = 4,77 \cdot 339,6 = 1619,8 \text{ даН};$$

$$f_{\text{монт1}} = \frac{49,69}{4,77} = 10,41 \text{ м}$$

Режим 2: $t = -30^\circ\text{C}$

$$\sigma_{\text{монт2}} - \frac{426,001}{\sigma_{\text{монт2}}^2} = -19,240 - 0,152 \cdot (-30 + 5);$$

$$\sigma_{\text{монт2}} = 4,61 \frac{\partial aH}{\text{мм}^2};$$

$$T_{\text{монт2}} = 4,61 \cdot 339,6 = 1565,5 \text{ } \partial aH;$$

$$f_{\text{монт2}} = \frac{49,69}{4,61} = 10,77 \text{ м}$$

Режим 3: $t = -20^{\circ}\text{C}$

$$\sigma_{\text{монт3}} - \frac{426,001}{\sigma_{\text{монт3}}^2} = -19,240 - 0,152 \cdot (-20 + 5);$$

$$\sigma_{\text{монт3}} = 4,46 \frac{\partial aH}{\text{мм}^2};$$

$$T_{\text{монт3}} = 4,46 \cdot 339,6 = 1514,6 \text{ } \partial aH;$$

$$f_{\text{монт3}} = \frac{49,69}{4,46} = 11,14 \text{ м}$$

Режим 4: $t = -10^{\circ}\text{C}$

$$\sigma_{\text{монт4}} - \frac{426,001}{\sigma_{\text{монт4}}^2} = -19,240 - 0,152 \cdot (-10 + 5);$$

$$\sigma_{\text{монт4}} = 4,32 \frac{\partial aH}{\text{мм}^2};$$

$$T_{\text{монт4}} = 4,32 \cdot 339,6 = 1467,1 \text{ } \partial aH;$$

$$f_{\text{монт4}} = \frac{49,69}{4,32} = 11,50 \text{ м}$$

Режим 5: $t = -4,2^{\circ}\text{C}$

$$\sigma_{\text{монт5}} - \frac{426,001}{\sigma_{\text{монт5}}^2} = -19,240 - 0,152 \cdot (-4,2 + 5);$$

$$\sigma_{\text{монт5}} = 4,25 \frac{\partial aH}{\text{мм}^2};$$

$$T_{\text{монт5}} = 4,25 \cdot 339,6 = 1443,3 \text{ } \partial aH;$$

$$f_{\text{монт5}} = \frac{49,69}{4,25} = 11,69 \text{ м}$$

Режим 6: $t = 10^\circ\text{C}$

$$\sigma_{\text{монт6}} - \frac{426,001}{\sigma_{\text{монт6}}^2} = -19,240 - 0,152 \cdot (10 + 5);$$

$$\sigma_{\text{монт6}} = 4,08 \frac{\partial aH}{\text{мм}^2};$$

$$T_{\text{монт6}} = 4,08 \cdot 339,6 = 1385,5 \text{ } \partial aH;$$

$$f_{\text{монт6}} = \frac{49,69}{4,08} = 12,17 \text{ м}$$

Режим 7: $t = 15^\circ\text{C}$

$$\sigma_{\text{монт7}} - \frac{426,001}{\sigma_{\text{монт7}}^2} = -19,240 - 0,152 \cdot (15 + 5);$$

$$\sigma_{\text{монт7}} = 4,03 \frac{\partial aH}{\text{мм}^2};$$

$$T_{\text{монт7}} = 4,03 \cdot 339,6 = 1368,5 \text{ } \partial aH;$$

$$f_{\text{монт7}} = \frac{49,69}{4,03} = 12,33 \text{ м}$$

Режим 8: $t = 20^\circ\text{C}$

$$\sigma_{\text{монт8}} - \frac{426,001}{\sigma_{\text{монт8}}^2} = -19,240 - 0,152 \cdot (20 + 5);$$

$$\sigma_{\text{монт}8} = 3,97 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2};$$

$$T_{\text{монт}8} = 3,97 \cdot 339,6 = 1348,2 \text{ даН};$$

$$f_{\text{монт}8} = \frac{49,69}{3,97} = 12,51 \text{ м}$$

Режим 9: $t = 30^\circ\text{C}$

$$\sigma_{\text{монт}9} - \frac{426,001}{\sigma_{\text{монт}9}^2} = -19,240 - 0,152 \cdot (30 + 5);$$

$$\sigma_{\text{монт}9} = 3,87 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2};$$

$$T_{\text{монт}9} = 3,87 \cdot 339,6 = 1314,2 \text{ даН};$$

$$f_{\text{монт}9} = \frac{49,69}{3,87} = 12,84 \text{ м}$$

Режим 10: $t = 40^\circ\text{C}$

$$\sigma_{\text{монт}10} - \frac{426,001}{\sigma_{\text{монт}10}^2} = -19,240 - 0,152 \cdot (40 + 5);$$

$$\sigma_{\text{монт}10} = 3,78 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2};$$

$$T_{\text{монт}10} = 3,78 \cdot 339,6 = 1283,6 \text{ даН};$$

$$f_{\text{монт}10} = \frac{49,69}{3,78} = 13,14 \text{ м}$$

Результаты расчетов заносятся в табл. 3.21.

Таблица 3.21 – Монтажная таблица провода АС 300/39

Температура монтажа, $t_{\text{монт}}$,	Напряжение монтажа, $\sigma_{\text{монт}}$,	Тяжение при монтаже, $T_{\text{монт}}$,	Стрела провеса при монтаже, $f_{\text{монт}}$, м
--	--	--	---

°C	даН/мм ²	даН	
-40	4,77	1619,8	10,41
-30	4,61	1565,5	10,77
-20	4,46	1514,6	11,14
-10	4,32	1467,1	11,50
-10,2	4,25	1443,3	11,69
10	4,08	1385,5	12,17
15	4,03	1368,5	12,33
20	3,97	1348,2	12,51
30	3,87	1314,2	12,84
40	3,78	1283,6	

По данным этой таблицы строят монтажные графики (рис. 3.13). Для большей выразительности графиков желательно начало вертикальной шкалы каждого из них начинать не с нуля.

В условиях монтажа величина $f_{\text{монт}}$ в пролете устанавливается с помощью либо мерных реек, либо геодезических приборов. Другим способом обеспечения заданной величины $\sigma_{\text{монт}}$ в проводе является растяжка его лебедкой или трактором через динамометр, по которому определяется величина натяжения провода $T_{\text{монт}}$, соответствующая $f_{\text{монт}}$ и $\sigma_{\text{монт}}$ для данной $t_{\text{монт}}$.

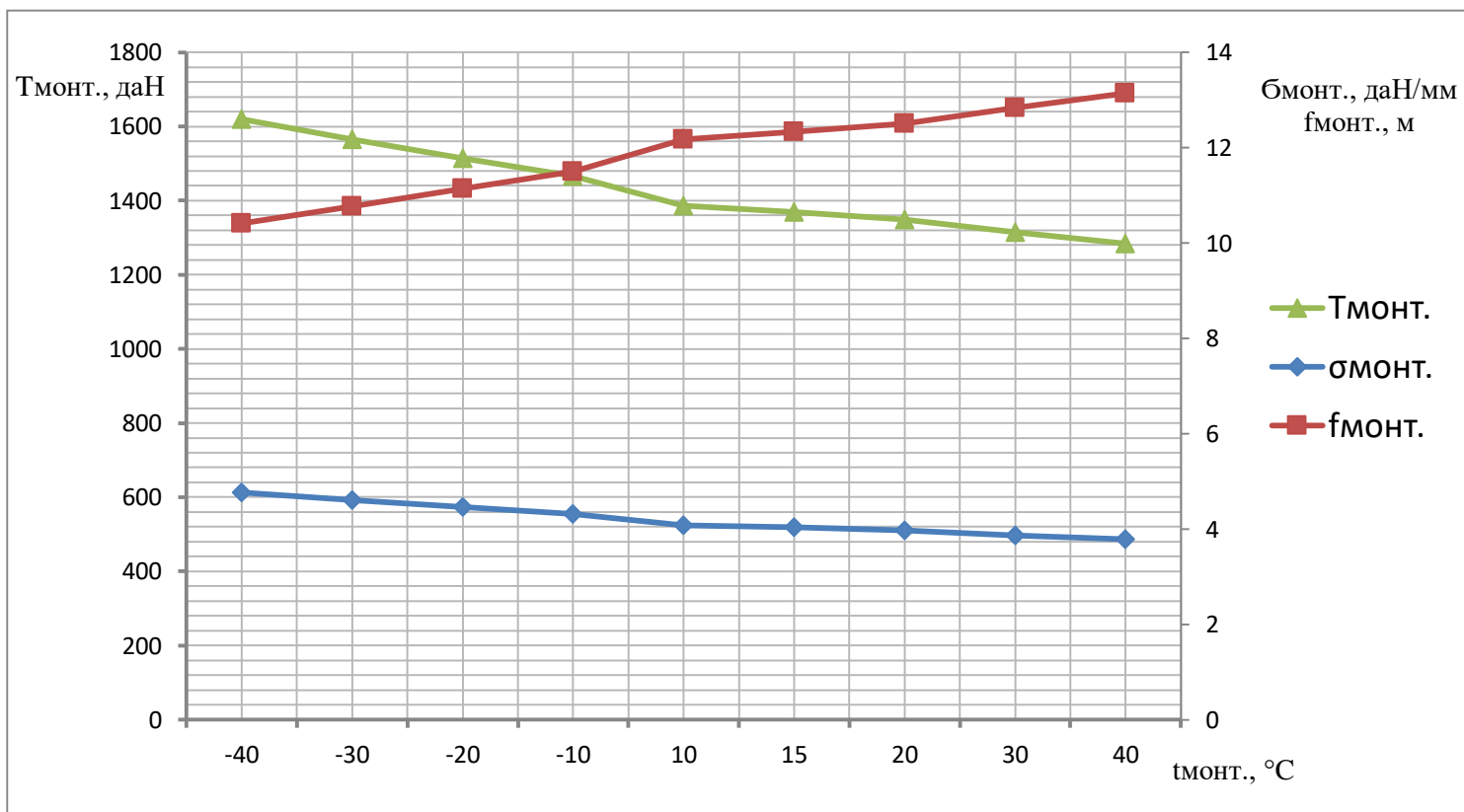


Рисунок 3.13 – Монтажный график для провода АС 300/39

3.13 Расстановка опор по профилю трассы

При расстановке опор по профилю необходимо учесть два основных условия:

- 1) расстояние от проводов до земли и пересекаемых объектов должны быть в ненаселенной местности не более 7 м для напряжения 220 кВ [2];
- 2) нагрузка, воспринимаемая опорами, не должна превышать предельных значений.

Расстановка опор по профилю трассы будет производиться при помощи разбивочного шаблона.

3.13.1 Построение разбивочного шаблона

Разбивочный шаблон представляет собой три одинаковых квадратичных параболы, сдвинутых по вертикали (рис. 3.14).

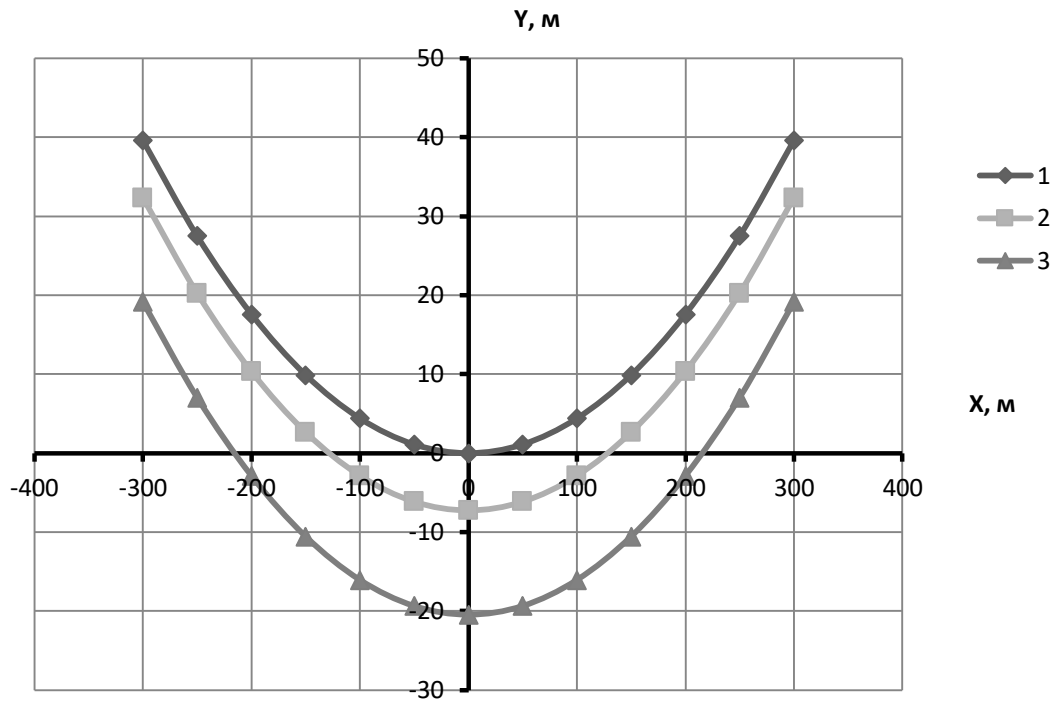


Рисунок 3.14 – Разбивочный шаблон

1 – кривая максимального провисания провода в вертикальной плоскости;

2 – габаритная кривая;

3 – земляная кривая.

Кривая 1 строится по следующему уравнению:

$$Y = K_{ш} \cdot \left(\frac{X}{100} \right)^2, \quad (3.35)$$

где $K_{ш}$ – коэффициент шаблона, определяемый по соотношению:

$$K_{ш} = \frac{4 \cdot f_{MAX} \cdot 10^4}{l^2}, \quad (3.36)$$

$$K_{ш} = \frac{4 \cdot 13,205 \cdot 10^4}{345^2} = 4,4\text{м}$$

Габаритная кривая сдвинута относительно кривой 1 по вертикали вниз на величину $h_{ГАБ}$.

$$h_{ГАБ} = \Gamma + \Delta h, \quad (3.37)$$

где Γ – наименьшее расстояние от провода до поверхности земли в ненаселенной местности, 7 м для линии напряжением 220 кВ [2];

Δh – поправка на неровности почвы.

$$h_{ГАБ} = 7 + 0,25 = 7,25 \text{ м}$$

Земляная кривая сдвинута по вертикали вниз относительно кривой 1 на величину h_0 .

$$h_0 = h_1 - \lambda, \quad (3.38)$$

$$h_0 = 22,5 - 2,045 = 20,45 \text{ м}$$

Разбивочный шаблон строится по данным, представленным в табл. 3.22.

Таблица 3.22 – Данные для построения разбивочного шаблона

X	0	50	100	150	200	250	300
Y	0	1,1	4,4	9,9	17,6	27,5	39,6

На рис. 3.15 представлен вариант расстановки опор, который выполнен по следующим правилам:

- 1) шаблон устанавливается строго вертикально (первая анкерная опора устанавливается в начале трассы);
- 2) левая ветвь земляной кривой пересекает точку установки первой опоры и профиля трассы;
- 3) шаблон устанавливается таким образом, чтобы габаритная кривая касалась профиля трассы, тогда точка пересечения правой ветви земляной кривой с профилем трассы будет местом установки следующей опоры;

- 4) эта опора принимается за начальную и определяется место установки следующей опоры;
- 5) если последний пролет получился слишком маленьким, то необходимо уменьшить предыдущие пролеты;
- 6) смежные пролеты не должны отличаться друг от друга более чем в два раза.

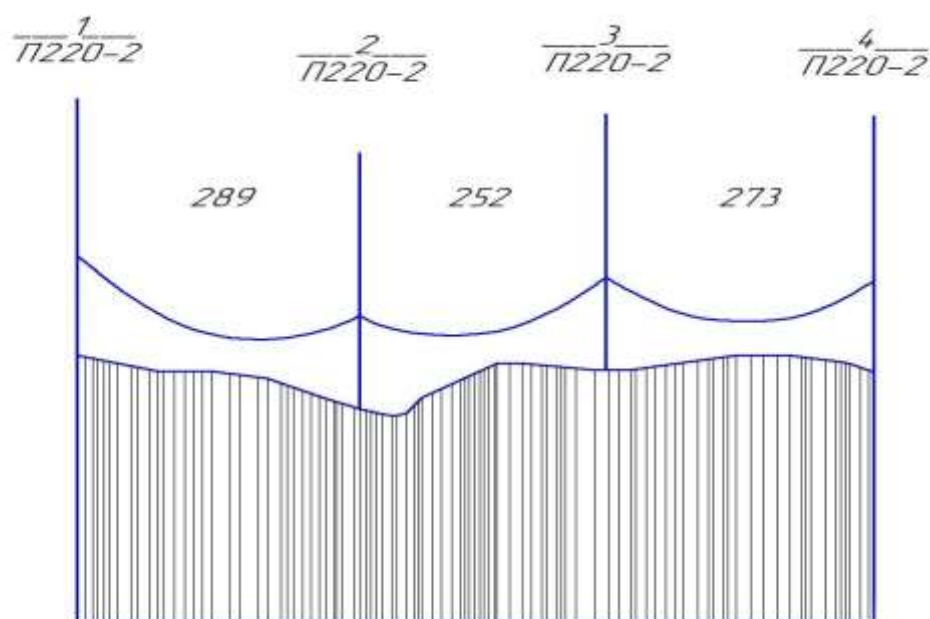


Рисунок 3.15 – Расстановка опор по профилю трассы

3.13.2 Проверка правильности расстановки опор

При правильной расстановке опор по профилю трассы должны выполняться следующие условия [4]:

– ветровой пролет не должен превышать паспортного значения для выбранного типа опоры, то есть:

$$l_{\text{ВЕТР}} \leq [l_{\text{ВЕТР}}], \quad (3.39)$$

где $l_{\text{ВЕТР}}$ – пролет равный полусумме габаритных пролетов, прилегающих к одной опоре;

$[l_{\text{ВЕТР}}]$ – расчетный ветровой пролет, для опоры П 220-2 равен 470 м.

Например, для опоры П 220-2 № 2:

$$l_{\text{1ВЕТР}} = \frac{l_1 + l_2}{2},$$

$$l_{\text{1ВЕТР}} = \frac{289 + 252}{2} = 270,5 \text{ м}$$

Видим, что условие (3.39) выполняется.

– весовой пролет также не должен превышать паспортного значения для выбранного типа опор, то есть:

$$l_{\text{ВЕС}} \leq [l_{\text{ВЕС}}], \quad (3.40)$$

где $l_{\text{ВЕС}}$ – расстояние между нижними точками провеса проводов соседних пролетов;

$[l_{\text{ВЕС}}]$ – расчетный весовой пролет, для опоры П 220-2 равен 430 м.

Значение $l_{\text{ВЕС}} = 51,35$ м для опоры П 220-2 № 2, поэтому условие (3.40) выполняется.

При различных значениях пролетов в пределах анкерного участка линии в проводах устанавливается напряжение, соответствующее значению приведенного пролета:

$$l_{\text{ПР}} = \sqrt{\frac{\sum l_i^3}{\sum l_i}}, \quad (3.41)$$

$$l_{\text{ПР}} = 272,59 \text{ м}$$

Причем разница между приведенным пролетом и заданным не должна превышать 10 %:

$$\Delta = \left| \frac{l_{\text{ПП}} - l}{l_{\text{ПП}}} \right| \cdot 100, \quad (3.42)$$

$$\Delta = \left| \frac{272,59 - 345}{272,59} \right| \cdot 100 = 2,6\%$$

Следовательно, расстановка опор произведена правильно.

3.14 Заземление опор

Заземляющим устройством называется совокупность заземлителя и заземляющих проводников. На линиях электропередачи заземляются опоры и грозозащитные тросы. На металлических опорах соединения тросов с заземляющими устройствами опор всегда осуществляется с использованием металла опор, включая траверсы или арматуру.

На ВЛ заземлению подлежат металлические опоры без тросов и других устройств грозозащиты, если это необходимо по условиям обеспечения релейной защиты и автоматики.

Заземление опор служит для уменьшения вероятности обратных перекрытий за счет напряжения, возникающего при протекании тока молнии, ударившей в трос или опору, по сопротивлению заземления. Таким образом, оно имеет чисто грозозащитный характер.

Сопротивления заземляющих устройств ВЛ не должны превосходить расчетные значения при измерениях на промышленной частоте в период их наибольших значений в летнее время при отсоединенных тросах, но с использованием всех других естественных заземлителей.

С точки зрения эффективности грозозащиты желательно, чтобы сопротивление заземления было как можно меньше.

Типы и конструкции заземляющих устройств выбираются в зависимости от типа фундаментов или способа закрепления опор в грунте.

Заземляющие устройства выполняются вертикальными заземлителями из круглой стали. Соединение заземляющего устройства с металлической опорой проектом предусматривается болтовое и сваркой. В соответствии с [4], для грунтов с удельным сопротивлением от 100 до 500 Ом · м сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 15 Ом.

4 ПРИМЕНЕНИЕ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

4.1. Применение высокотемпературных проводов

Перспективным способом повышения пропускной способности линий электропередачи в настоящее время является применение высокотемпературных проводов.

В рамках этого вопроса был произведен анализ эффективности различных вариантов проводов по условиям: напряжения, расчётной токовой нагрузки, района по гололёду, материала и цепности опор.

В практике строительства современных ВЛ все более широкое применение находят высокотемпературные провода специального типа [7]: ACCR (США) [8, 9], TACSR/ACS, TACSR/HACIN (Австрия) [10-12], GTACSR (Япония) [13-15], AERO-Z (Бельгия) [16,17].

При значительном увеличении пропускной способности указные марки проводов удовлетворяют высокой электропроводности и механической прочности, малому температурному удлинению, высокой устойчивости к ветровому воздействию и старению, отличаются небольшой погонной массой. Опыт применения в Европе, Японии, Америке проводов с повышенной пропускной способностью насчитывает около двух десятков лет. Датой выхода на российский рынок таких проводов можно считать 2008 год.

Одним из наиболее успешных решений задачи повышения пропускной способности воздушных линий является применение проводов марок TACSR/ACS, ZTACSR/ACS, TACSR/HACIN, ZTACSR/HACIN, производящихся компанией Lumpi–Berndorf (Австрия).

Устойчивость к высокой температуре и повышенной токовой нагрузке обеспечивается выполнением токопроводящих повивов из специальных термостойких сплавов TAL или ZTAL. Термостойкий сплав TAL состоит из алюминия и циркония. Добавка циркония повышает температуру кристаллизации алюминия и позволяет при высоких нагревах провода токопроводящим проволокам сохранять практически без изменения электрические и механические характеристики (табл. 4.1).

Конструктивное исполнение проводов TACSR/ACS аналогично исполнению классического провода марки AC. Структуру провода TACSR/ACS образуют внешние токопроводящие повивы и внутренний стальной сердечник [7, 18].

Таблица 4.1 – Сравнение характеристик материалов токопроводящих повивов

Характеристика	Материал токопроводящего слоя		
	Al	TAL	ZTAL
Рабочая температура, °C	80	150	210
Краткосрочный (до 30 мин.) нагрев, °C	110	180	240

Температура при КЗ, °С	120	220	280
Удельное разрывное усилие, Н/мм ²	160-180	160-180	160-180
Модуль упругости, Н/мм ²	6·10 ⁴	6·10 ⁴	6·10 ⁴
Коэффициент линейного расширения, 1/°С	2,3·10 ⁻⁵	2,3·10 ⁻⁵	2,3·10 ⁻⁵

Сверхтермостойкий сплав ZTAL, который используется в проводах ZTACSR/ACS и ZTACSR/HACIN, отличается от сплава TAL (провода TACSR/ACS и TACSR/HACIN) еще большим содержанием циркония.

Сердечник проводов марки TACSR/ACS и ZTACSR/ACS сделан из стальной проволоки, которая плакирована алюминием. С целью уменьшения стрелы провеса и повышения прочности в проводах марки TACSR/HACIN и ZTACSR/HACIN вместо простой стальной проволоки (провода TACSR/ACS и ZTACSR/ACS) используется проволока из специального сплава «Инвар» (табл. 4.2) [7, 18].

Таблица 4.2 – Сравнение характеристик сплавов сердечника высокотемпературных проводов

Характеристика	Материал сердечника		
	Оцинкованная сталь	Сталь, плакированная алюминием	«Инвар»
Модуль упругости, Н/мм ²	207000	162000	155000
Коэффициент линейного расширения, 1/°С	11·10 ⁻⁶	13·10 ⁻⁶	3,7·10 ⁻⁶ (менее 230 °С) 10,8·10 ⁻⁶ (более 230 °С)
Напряжение при 1%-ной деформации, Н/мм ²	1100-1170	1100-1200	990-1070
Удельное разрывное усилие, Н/мм ²	1300-1400	1070-1340	1125-1225
Удлинение, %	3-4	-	1,5
Плотность, г/см ³	7,78	6,59	7,1

Похожесть конструкций проводов TACSR/ACS, ZTACSR/ACS, TACSR/HACIN, ZTACSR/HACIN с классическими проводами AC, позволяет использовать отработанные с традиционными проводами методики работы и монтажа, а также применять известные виды арматуры. Необходимым условием применения последних с высокотемпературными проводами является удовлетворение более высоким температурам эксплуатации.

Указанная особенность не единственное преимущество рассматриваемых проводов фирмы Lumpi–Berndorf.

К достоинствам проводов компании Lumpi–Berndorf следует отнести также и то, что они аттестованы межведомственной комиссией ОАО «ФСК ЕЭС».

Аналогом проводов марок TACSR/ACS, ZTACSR/ACS, TACSR/HACIN, ZTACSR/HACIN в России являются отечественные провода АСПТ АТ1/20АС [19]. По сравнению с проводом марки АС провод АСПТ АТ1/20АС может эксплуатироваться при температуре 150 °С.

Провод АСПТ АТ1/20АС 240/56 является неизолированным проводом, который состоит из сердечника и внешних токоведущих жил. Сердечник провода АСПТ выполнен из высокоуглеродистой стали, плакированной алюминием, что полностью исключает коррозионные процессы сердечника и позволяет увеличить срок службы провода по сравнению с традиционными проводами, даже в особо тяжёлых условиях эксплуатации. Технология плакирования производится с помощью комформ-процесса (экструдирования холодного алюминия на стальную заготовку), причём давление, с которым алюминий давит на сталь, заставляет его молекулы диффузировать в поверхностные слои стали на глубину до 5 мкм. Плакированная проволока, полученная таким способом, не подвержена электрокоррозии [20].

Сетевые компании должны следить за соблюдением габарита между землей и фазными проводами ВЛ. При передаче электрического тока металл нагревается и расширяется, что приводит к провисанию провода. Провисание линии допустимо пока расстояние от провода до земли не нарушает

установленных требований [2], таким образом, имеет место ограничение в плане тепловых характеристик линии и соответственно ее пропускной способности. Коэффициент теплового расширения высокотемпературного провода ниже, чем у проводов со стальным сердечником и это обеспечивает меньшее провисание. Кроме того, характеристики провода сохраняются при температуре до 180⁰С.

Изготовление высокотемпературных проводов освоено современным заводом «ЭМ-КАБЕЛЬ», расположенным в Саранске.

4.2. Расчет отпаяк от ВЛ 220 кВ «Якурим – Ния» и ВЛ 220 кВ «Усть-Кут – Звездная» на ПС 220 кВ «Чудничный» с применением высокотемпературного провода АСПТ АТ1/20АS

С учетом вышеизложенного рассчитаем вариант подвески на отпайках от ВЛ 220 кВ «Якурим – Ния» и ВЛ 220 кВ «Усть-Кут – Звездная» на ПС 220 кВ «Чудничный» высокотемпературного провода АСПТ АТ1/20АS 240/56. Сравнение характеристик проводов марки АС 300/39 и АСПТ АТ1/20АS 240/56 представлено в табл. 4.3.

Таблица 4.3 – Сравнительная характеристика проводов АС 300/39 и АСПТ АТ1/20АS 240/56

Провод	АС 300/39	АСПТ АТ1/20АS 240/56
Вес, кг/км	1132	1037,7
Сечение алюминия, мм ²	301	241,2
Сечение стали, мм ²	38,6	56,3

Диаметр, мм	24	22,4
Разрывное усилие, кН	90,574	106,603
Длительно допустимый ток, А	705	1096,5
Температурный коэффициент линейного расширения, град ⁻¹	$19,8 \cdot 10^{-6}$	$18,3 \cdot 10^{-6}$
Предел прочности при растяжении, даН/мм ²	27	33
Допускаемое напряжение, даН/мм ² :		
а) при max нагрузке и min температуре	12,2	14,9
б) при среднегодовой температуре	8,1	9,9

Как видно из табл. 4.3 высокотемпературный провод АСПТ АТ1/20АS 240/56 по всем параметрам превосходит сталеалюминиевый провод марки АС.

4.3. Выбор физико-механических параметров провода АСПТ АТ1/20АS

Внешний покров высокотемпературного провода АСПТ АТ1/20АS 240/56 выполнен из алюминиево-циркониевых (Al-Zn) проволок, стойких к воздействию высокой температуры. Сердечник выполнен из высокоуглеродистой стали, плакированной алюминием, что полностью исключает коррозионные процессы сердечника и позволяет увеличить срок службы провода по сравнению с традиционными проводами. Как сердечник из высокоуглеродистой стали, так и внешние покровы алюминиево-циркониевых проволок стойки к растягивающей нагрузке (рис. 4.1, табл. 4.4).



Рисунок 4.1 – Поперечный разрез провода АСПТ АТ1/20АС 240/56

Таблица 4.4 – Характеристика высокотемпературного провода АСПТ АТ1/20АС 240/56

Марка провода	Число и диаметр проволок, мм		Расчетное сечение, мм ²			Расчетный диаметр, мм	
	алюминиевая	стальная	А	С	Всего провода	Стальной сердечник	Всего провода
АСПТ АТ1/20АС 240/56	30x3,20	7x3,20	241,2	56,3	297,5	9,6	22,4

Благодаря использованию сердечника из стальной проволоки, плакированной алюминием, структура проводника получает существенные преимущества перед проводниками со стальным сердечником: повышается температурный номинал, уменьшается масса, сохраняется прочность и сокращается тепловое удлинение (табл. 4.5).

Таблица 4.5 – Сводная таблица физико-механических характеристик провода АСПТ АТ1/20АС 240/56

№	Наименование параметра	Обозначение	Единица измерения	Величина
1	Масса 1 км	М	кг/км	1037,7
2	Фактическое сечение: а) алюминиевой части б) стальной части в) всего провода	А С S	мм ² мм ² мм ²	241,2 56,3 297,5
3	Отношение алюминиевой части к стальной	a=A/C	-	4,28
4	Диаметр:			

	а) стального сердечника б) всего провода	d_c d	мм мм	9,6 22,4
5	Приведенная нагрузка от собственного веса	γ	даН/(мм ² ·м)	$3,71 \cdot 10^{-3}$
6	Модуль упругости	E	даН/мм ²	$7,524 \cdot 10^3$
7	Температурный коэффициент линейного расширения	α	град ⁻¹	$18,3 \cdot 10^{-6}$
8	Предел прочности при растяжении	$[\sigma]$	даН/мм ²	33
9	Допускаемое напряжение: а) при max нагрузке и min температуре	$[\sigma_r]$	даН/мм ²	14,9
	б) при среднегодовой температуре	$[\sigma_{т3}]$	даН/мм ²	9,9

4.4. Применение стальных многогранных опор

Стальные многогранные опоры предназначены для установки на высоковольтных линиях электропередачи. Опоры ЛЭП эксплуатируются в I-V ветровых и гололедных районах в населенной и ненаселенной местности в соответствии с ПУЭ [2], в районах с расчетной температурой воздуха до – 65°С и выше.

Многогранные металлические опоры выполнены из стоек в виде полых усеченных пирамид из стального листа с поперечным сечением в форме правильного многогранника. Секции стоек соединены между собой телескопическим или фланцевым соединениями. Траверсы таких опор выполнены многогранными, решетчатыми или изолирующими.

Опоры изготавливают из стали марки С 345. Антикоррозионная защита выполняется при помощи горячего оцинкования и цинконаполненного композитного покрытия.

Преимущества многогранных опор ЛЭП [21]:

1) сроки строительства ВЛ на многогранных опорах имеют двух-четырёхкратное преимущество перед ВЛ на железобетонных и решетчатых опорах. Это обусловлено снижением трудозатрат за счет простоты установки многогранных опор, а также малого количества сборочных элементов;

2) с использованием дисконтированного денежного дохода, экономический эффект при строительстве ЛЭП на многогранных опорах составляет 12-15% по сравнению с бетонными и 40-45% по сравнению с решетчатыми. Это обусловлено снижением затрат на транспортировку и строительно-монтажные работы, а также более низкими затратами на эксплуатацию, более длительным сроком службы, низкими затратами на ликвидацию и утилизацию. Преимущества стальных многогранных опор (СМО) возрастают при строительстве ЛЭП в северных и отдаленных районах;

3) многогранные опоры отличает низкая стоимость транспортировки: в 1,5-2 раза дешевле решетчатых, и в 3-4 раза дешевле железобетонных опор. Длина секций 12 м позволяет использовать для перевозок стандартный габаритный транспорт. Телескопическая конструкция опор позволяет при транспортировке размещать одни секции внутри других;

4) при применении многогранных опор затраты на постоянный землеотвод ниже примерно в 2 раза. Сокращаются затраты и на временный землеотвод;

5) надежность многогранных опор является комплексным свойством, которое включает в себя безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохранность. По всем этим характеристикам многогранные опоры лучше традиционных. Долговечность, в среднем составляет для бетонных опор 30 лет, для решетчатых – 40 лет, а для многогранных – 50 лет. На линиях отсутствуют катастрофические разрушения, типичные для железобетонных и металлических решётчатых опор. Многогранные опоры практически не

нуждаются в ремонте, который при необходимости осуществляется в кратчайшие сроки.

Для заданных климатических условий и провода имеют место следующие данные СМО, которые приведены в табл. 4.6.

Таблица 4.6 – Физико-механические характеристики многогранной опоры

Тип опоры	Заданные условия			Расчетные пролеты, м		
	Провод	Район по гололеду	Район по ветровой нагрузке	Габаритный	Ветровой	Весовой
ПМ 220-2	АСПТ АТ1/20АS 240/56	III	II	280	401	350

Конструкция многогранной опоры типа ПМ 220-2 представлена на рис. 4.2.

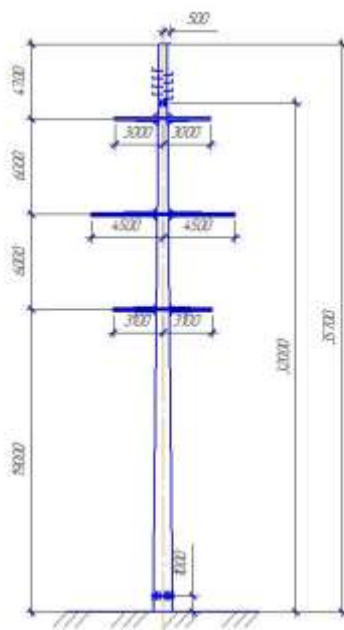


Рисунок 4.2 – Стальная многогранная опора ПМ 220-2

4.5. Определение высоты приведенного центра тяжести провода

4.5.1. Определение наибольшей стрелы провеса провода

Согласно ПУЭ [2] наименьшее допускаемое расстояние от проводов до земли в ненаселённой местности доступной для транспорта и сельскохозяйственных машин при напряжении 220 кВ составляет $\Gamma=7$ м. Наименьшее расстояние по вертикали между тросом и проводом в середине пролета (Z_t) при температуре 15°C без ветра, требуемое ПУЭ [2], приводится в табл. 3.4, и для опор ПМ 220-2 составляет:

$$Z_t=4,0+(5,5-4,0)(280-200)/(300-200)=5,2 \text{ м}$$

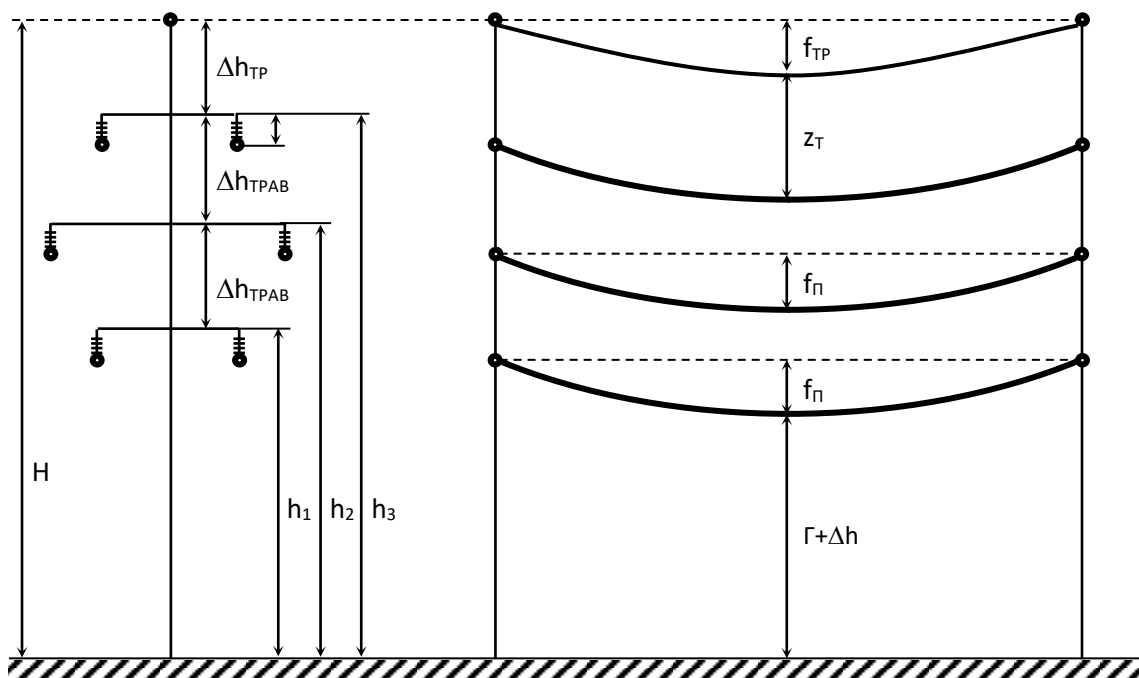


Рисунок 4.3 – Схема расположения проводов для определения стрел провеса

$H=35,7$ м – высота промежуточной опоры;

$\Delta h_{\text{трав}}=6$ м – расстояния между траверсами;

$\lambda=2,045$ м – длина гирлянды изоляторов принятая в соответствии с [6];

$\Delta h_{\text{тр}}=4,7$ м – высота тросостойки;

$h_1=19$ м – расстояние от земли до нижней траверсы;

$h_2=25$ м – расстояние от земли до средней траверсы;

$h_3=31$ м – расстояние от земли до верхней траверсы;

$\Gamma=7$ м – наименьшее расстояние от провода ВЛ до поверхности земли в ненаселённой местности, принятое по указаниям [2];

$\Delta h=0,25$ м – поправка на неровности почвы;

$Z_t=5,2$ м – расстояние в середине пролёта между проводом и грозозащитным тросом [2];

$f_{\text{п}}$ – наибольшая стрела провеса провода по формуле (3.3):

$$f_{\text{п}} = 19 - 2,045 - 7 - 0,25 = 9,705 \text{ м}$$

$f_{\text{тр}}$ – наибольшая стрела провеса грозозащитного троса по формуле (3.4):

$$f_{\text{тр}} = 35,7 - 7 - 0,25 - 5,2 - 2 \cdot 6 = 11,25 \text{ м}$$

4.5.2. Средняя высота подвески провода

Для опор башенного типа [4] средняя высота подвески провода составляет по формуле (3.5):

$$h_{\text{ср}} = \frac{19 + 25 + 31}{3} - 2,045 = 22,955 \text{ м}$$

4.5.3. Высота приведенного центра тяжести проводов и

грозозащитного троса

Высота приведенного центра тяжести определяется в соответствии с [4] по соотношениям (3.6), (3.7):

- для провода:

$$h_{ц.т.}^{np} = 22,955 - \frac{2}{3} \cdot 9,705 = 16,485 м;$$

- для троса:

$$h_{ц.т.}^{тр} = 35,7 - \frac{2}{3} \cdot 11,25 = 28,2 м$$

4.6. Определение погонных и приведённых удельных нагрузок на элементы воздушной линии

4.6.1. Расчетные климатические условия. Ветровые и гололедные нагрузки

При определении ветровых нагрузок в расчетах удобно пользоваться величиной, представленной в формуле (3.8).

Нормативные скоростные напоры и приближенные скорости ветра приведены в табл. 3.5.

Нормативная величина стенки гололеда приведена в табл. 3.6.

4.6.2. Нагрузка от собственного веса

Для провода марки АСПТ АТ1/20АS 240/56 единичная нагрузка от собственного веса по формуле (3.10):

$$P_1 = 3,71 \cdot 10^{-3} \cdot 297,5 = 1,104 \text{ даН/м}$$

4.6.3. Единичная нагрузка от веса гололеда

Единичная нагрузка от веса гололеда по формуле (3.11):

$$P_2 = 0,9 \cdot 3,14 \cdot 20 \cdot (20 + 22,4) \cdot 10^{-3} = 2,3964 \text{ даН/м}$$

4.6.4. Результирующая весовая нагрузка провода с гололедом

Результирующая весовая нагрузка на провод с гололедом по формуле (3.12):

$$P_3 = 1,104 + 2,3964 = 3,5004 \text{ даН/м}$$

Удельная нагрузка на провод с гололедом по формуле (3.13):

$$\gamma_3 = 3,5004 / 297,5 = 0,01177 \text{ даН/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}$$

4.6.5. Единичная ветровая нагрузка провода без гололеда

Единичная нагрузка от ветра без гололеда по формуле (3.14):

$$P_4 = 0,783 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1 \cdot 50 \cdot 22,4 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 0,965 \text{ даН/м}$$

4.6.6. Единичная ветровая нагрузка на провод с гололедом

Единичная ветровая нагрузка на провод с гололедом по формуле (3.15):

$$P_5 = 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1 \cdot 12,5 \cdot 52,4 \cdot 10^{-3} = 0,7205 \text{ даН/м}$$

4.6.7. Результирующая нагрузка на провод при ветре без гололеда

Результирующая нагрузка на провод при ветре без гололеда по формуле (3.16):

$$P_6 = \sqrt{0,965^2 + 1,104^2} = 1,4663 \text{ даН/м}$$

Удельная нагрузка на провод при ветре без гололеда по формуле (3.17):

$$\gamma_6 = \frac{1,4663}{297,5} = 0,00493 \text{ даН/(м} \cdot \text{мм}^2)$$

4.6.8. Результирующая нагрузка на провод при ветре с гололедом

Результирующая нагрузка на провод при ветре с гололедом по формуле (3.18):

$$P_7 = \sqrt{0,7205^2 + 3,5004^2} = 3,5738 \text{ даН/м}$$

Удельная нагрузка на провод при ветре с гололедом по формуле (3.19):

$$\gamma_7 = \frac{3,5738}{297,5} = 0,01201 \text{ даН/(м} \cdot \text{мм}^2)$$

По результатам расчетов заполняем табл. 4.7.

Таблица 4.7 – Единичные и удельные нагрузки на провод

Вывод: Из табл. 4.7 видно, что наибольшей нагрузкой является нагрузка $P_7=3,5738$ даН/м, то есть нагрузка от ветра и веса провода с гололёдом.

4.7. Вычисление критических пролетов. Выбор исходного режима для расчета провода

4.7.1. Определение критических пролетов

По формуле (3.22) сделаем расчёт первого критического пролёта:

$$l_{кр1} = \frac{9,9}{0,00371} \cdot \sqrt{\frac{9,9 - 14,9 + 18,3 \cdot 10^{-6} \cdot 7,524 \cdot 10^3 \cdot (-4,2 + 53)}{\frac{7,524 \cdot 10^3}{24} \cdot \left[1 - \left(\frac{9,9}{14,9}\right)^2\right]}} = 264,42 м$$

Нагрузка	P, даН/м	γ , даН/(м·мм ²)
P ₁ , γ_1	1,1040	0,00371
P ₂	2,3964	-
P ₃ , γ_3	3,5004	0,01177
P ₄	0,9650	-
P ₅	0,7205	-
P ₆ , γ_6	1,4663	0,00493
P ₇ , γ_7	3,5738	0,01201

По формуле (3.23) сделаем расчёт второго критического пролёта:

$$l_{кр2} = 14,9 \cdot \sqrt{\frac{24 \cdot 18,3 \cdot 10^{-6} \cdot (-5 + 53)}{(0,01201)^2 - (0,00371)^2}} = 189,39 м$$

По формуле (3.24) сделаем расчёт третьего критического пролёта:

$$l_{кр3} = \frac{9,9}{0,01201} \cdot \sqrt{\frac{9,9 - 14,9 + 18,3 \cdot 10^{-6} \cdot 7,524 \cdot 10^3 \cdot (-4,2 + 5)}{\frac{7,524 \cdot 10^3}{24} \cdot \left[\left(\frac{0,00371}{0,01201} \right)^2 - \left(\frac{9,9}{14,9} \right)^2 \right]} = 175,01 м$$

Из табл. 3.11 следует, что критическим пролётом является $l_{кр2}$., поэтому в качестве исходного режима примем: $\sigma_{Г}$; $\gamma_{Г}$; $t_{Г}$.

Уравнение состояния провода представлено формулой (3.25).

4.7.2. Расчет режимов провода для опоры ПМ 220-2

Расчет режимов провода произведен для разных сочетаний климатических условий (табл. 4.8). Параллельно с определением напряжений производится расчёт стрелы провеса по формуле (3.26).

Основываясь на рекомендациях [4], примем длину рассчитываемого пролета $l = 280$ м.

Таблица 4.8 – Расчетные режимы проводов

Расчетные режимы	Сочетание климатических условий	Номер нагрузки
1	Провода и тросы покрыты гололёдом, $t_i = -5^\circ$, скоростной напор ветра $0,25q$	$\gamma_i = 0,01201$
2	Провода и тросы покрыты гололёдом, $t_i = -5^\circ$, ветра нет $q=0$	$\gamma_i = 0,01177$
3	Скоростной напор ветра q , $t_i = -5^\circ$	$\gamma_i = 0,00493$
4	Среднегодовая температура $t_{с}$, ветра и гололёда нет $t_i = -4,2^\circ$	$\gamma_i = 0,00371$
5	$t_i = 15^\circ$, ветра и гололеда нет	$\gamma_i = 0,00371$
6	Низшая температура $t_i = -53^\circ$, ветра и гололеда нет	$\gamma_i = 0,00371$
7	Максимальная температура $t_i = 36^\circ$, ветра и гололеда нет	$\gamma_i = 0,00371$

Расчётный режим 1:

$$\sigma_1 - \frac{(0,01201)^2 \cdot 7,524 \cdot 10^3 \cdot 280^2}{24 \cdot \sigma_1^2} =$$

$$= 14,9 - \frac{(0,01201)^2 \cdot 7,524 \cdot 10^3 \cdot 280^2}{24 \cdot 14,9^2} - 18,3 \cdot 10^{-6} \cdot 7,524 \cdot 10^3 \cdot (-5 + 5);$$

$$\sigma_1 = 14,90 \frac{\partial aH}{\text{мм}^2};$$

$$f_1 = \frac{0,01201}{14,90} \cdot \frac{280^2}{8} = 7,899 \text{ м}$$

Расчётный режим 2:

$$\sigma_2 - \frac{(0,01177)^2 \cdot 7,524 \cdot 10^3 \cdot 280^2}{24 \cdot \sigma_2^2} =$$

$$= 14,9 - \frac{(0,01201)^2 \cdot 7,524 \cdot 10^3 \cdot 280^2}{24 \cdot 14,9^2} - 18,3 \cdot 10^{-6} \cdot 7,524 \cdot 10^3 \cdot (-5 + 5);$$

$$\sigma_2 = 14,70 \frac{\partial aH}{\text{мм}^2};$$

$$f_2 = \frac{0,01177}{14,70} \cdot \frac{280^2}{8} = 7,847 \text{ м}$$

Расчётный режим 3:

$$\sigma_3 - \frac{(0,00493)^2 \cdot 7,524 \cdot 10^3 \cdot 280^2}{24 \cdot \sigma_3^2} =$$

$$= 14,9 - \frac{(0,01201)^2 \cdot 7,524 \cdot 10^3 \cdot 280^2}{24 \cdot 14,9^2} - 18,3 \cdot 10^{-6} \cdot 7,524 \cdot 10^3 \cdot (-5 + 5);$$

$$\sigma_3 = 8,08 \frac{\partial aH}{\text{мм}^2};$$

$$f_3 = \frac{0,00493}{8,08} \cdot \frac{280^2}{8} = 5,979 \text{ м}$$

Расчётный режим 4:

$$\sigma_4 - \frac{(0,00371)^2 \cdot 7,524 \cdot 10^3 \cdot 280^2}{24 \cdot \sigma_4^2} =$$

$$= 14,9 - \frac{(0,01201)^2 \cdot 7,524 \cdot 10^3 \cdot 280^2}{24 \cdot 14,9^2} - 18,3 \cdot 10^{-6} \cdot 7,524 \cdot 10^3 \cdot (-4,2 + 5);$$

$$\sigma_4 = 6,60 \frac{\partial aH}{\text{мм}^2};$$

$$f_4 = \frac{0,00371}{6,60} \cdot \frac{280^2}{8} = 5,509 \text{ м}$$

Расчётный режим 5:

$$\begin{aligned} \sigma_5 - \frac{(0,00371)^2 \cdot 7,524 \cdot 10^3 \cdot 280^2}{24 \cdot \sigma_5^2} = \\ = 14,9 - \frac{(0,01201)^2 \cdot 7,524 \cdot 10^3 \cdot 280^2}{24 \cdot 14,9^2} - 18,3 \cdot 10^{-6} \cdot 7,524 \cdot 10^3 \cdot (15 + 5); \end{aligned}$$

$$\sigma_5 = 5,89 \frac{\partial aH}{\text{мм}^2};$$

$$f_5 = \frac{0,00371}{5,89} \cdot \frac{280^2}{8} = 6,17 \text{ м}$$

Расчётный режим 6:

$$\begin{aligned} \sigma_6 - \frac{(0,00371)^2 \cdot 7,524 \cdot 10^3 \cdot 280^2}{24 \cdot \sigma_6^2} = \\ = 14,9 - \frac{(0,01201)^2 \cdot 7,524 \cdot 10^3 \cdot 280^2}{24 \cdot 14,9^2} - 18,3 \cdot 10^{-6} \cdot 7,524 \cdot 10^3 \cdot (-53 + 5); \end{aligned}$$

$$\sigma_6 = 9,39 \frac{\partial aH}{\text{мм}^2};$$

$$f_6 = \frac{0,00371}{9,39} \cdot \frac{280^2}{8} = 3,872 \text{ м}$$

Расчётный режим 7:

$$\begin{aligned} \sigma_7 - \frac{(0,00371)^2 \cdot 7,524 \cdot 10^3 \cdot 280^2}{24 \cdot \sigma_7^2} = \\ = 14,9 - \frac{(0,01201)^2 \cdot 7,524 \cdot 10^3 \cdot 280^2}{24 \cdot 14,9^2} - 18,3 \cdot 10^{-6} \cdot 7,524 \cdot 10^3 \cdot (36 + 5); \end{aligned}$$

$$\sigma_7 = 8,88 \frac{\partial aH}{\text{мм}^2};$$

$$f_7 = \frac{0,00371}{8,88} \cdot \frac{280^2}{8} = 4,09 м$$

Таблица 4.9 – Результаты расчета режимов провода

Номер режима	$\sigma_i \leq [14,90] \frac{\partial aH}{мм^2}$	$f_i \leq [9,705] м$
1	14,90	7,899
2	14,70	7,847
3	8,08	5,979
4	6,60	5,509
5	5,89	6,170
6	9,39	3,872
7	8,88	4,090

Согласно результатам расчета механические напряжения и стрелы провеса провода не превышают предельно допустимых значений во всех режимах, то есть при всех сочетаниях климатических условий условия жёсткости и прочности выполняются.

4.7.3. Определение критической температуры проводов

Критическая температура провода по формуле (3.27):

$$t_{кр} = -5 + \frac{14,9}{7,524 \cdot 10^3 \cdot 18,3 \cdot 10^{-6}} \cdot \left(1 - \frac{3,71 \cdot 10^{-3}}{11,77 \cdot 10^{-3}} \right) = 69,10^0$$

Так как $t_{max} < t_{кр}$, то в соответствии с [4] наибольшая стрела провеса будет при гололеде.

4.8. Выбор изоляторов по условиям механической прочности

4.8.1. Выбор изоляторов для поддерживающих гирлянд провода

Поддерживающие гирлянды воспринимают нагрузку от веса провода и от собственного веса, и в соответствии с [4] выбираются по формулам (3.28), (3.29):

$$A_1 = 2,7 \cdot (3,5738 \cdot 350 + 80) = 3593,241 \text{ даН};$$

$$A_2 = 5 \cdot (1,104 \cdot 350 + 80) = 2332,000 \text{ даН}$$

Выбираем полимерный изолятор марки ЛК 70/220-И-2СП (рис. 3.11), параметры которого указаны в табл. 3.18.

4.8.2. Выбор изоляторов для натяжных гирлянд провода

Выбор типа изоляторов для натяжных гирлянд, воспринимающих нагрузку от тяжения проводов и собственного веса гирлянды, производится по формулам (3.30), (3.31):

$$A_1 = 2,7 \cdot \sqrt{(14,9 \cdot 297,5)^2 + \left(\frac{3,5738 \cdot 350}{2} + 80 \right)^2} = 12119,025 \text{ даН};$$

$$A_2 = 5 \cdot \sqrt{(9,9 \cdot 297,5)^2 + \left(\frac{1,104 \cdot 350}{2} + 80 \right)^2} = 14789,469 \text{ даН}$$

Выбираем полимерный изолятор марки ЛК 160/220-А-2 (рис. 3.12), параметры которого указаны в табл. 3.19.

4.9. Выбор соединительной арматуры

В состав поддерживающей гирлянды входят элементы, указанные в табл. 3.20.

4.10. Построение монтажного графика

Задаваясь значениями монтажной температуры $t_{\text{монт}}$ в пределах от t_{min} до t_{max} , необходимо решить уравнение (3.32) относительно $\sigma_{\text{монт}}$.

Расчет монтажных стрел провеса следует вычислять по формуле (3.33). Тяжение провода при монтаже определяется из формулы (3.34).

Общие уравнения для всех режимов:

$$\begin{aligned}\sigma_{\text{монт}} - \frac{(3,71 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 280^2 \cdot 7,524 \cdot 10^3}{24 \cdot \sigma_{\text{монт}}^2} = \\ = 14,9 - \frac{0,01201^2 \cdot 280^2 \cdot 7,524 \cdot 10^3}{24 \cdot 14,9^2} - \\ - 18,3 \cdot 10^{-6} \cdot 7,524 \cdot 10^3 \cdot (t_{\text{монт}} + 5),\end{aligned}$$

$$\sigma_{\text{монт}} - \frac{338,29}{\sigma_{\text{монт}}^2} = -1,07 - 0,138 \cdot (t_{\text{монт}} + 5);$$

$$T_{\text{монт}} = \sigma_{\text{монт}} \cdot 297,5;$$

$$f_{\text{монт}} = \frac{3,71 \cdot 10^{-3} \cdot 280^2}{8\sigma_{\text{монт}}} = \frac{36,358}{\sigma_{\text{монт}}}$$

Режим 1: $t = -40^\circ\text{C}$

$$\sigma_{\text{монт}1} - \frac{338,29}{\sigma_{\text{монт}1}^2} = -1,07 - 0,138 \cdot (-40 + 5);$$

$$\sigma_{\text{монт}1} = 8,48 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2};$$

$$T_{\text{монт}1} = 8,48 \cdot 297,5 = 2522,8 \text{ даН};$$

$$f_{\text{монт}1} = \frac{36,358}{8,48} = 4,29 \text{ м}$$

Режим 2: $t = -30^{\circ}\text{C}$

$$\sigma_{\text{монт2}} - \frac{338,29}{\sigma_{\text{монт2}}^2} = -1,07 - 0,138 \cdot (-30 + 5);$$

$$\sigma_{\text{монт2}} = 7,86 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2};$$

$$T_{\text{монт2}} = 7,86 \cdot 297,5 = 2338,35 \text{ даН};$$

$$f_{\text{монт2}} = \frac{36,358}{7,86} = 4,63 \text{ м}$$

Режим 3: $t = -20^{\circ}\text{C}$

$$\sigma_{\text{монт3}} - \frac{338,29}{\sigma_{\text{монт3}}^2} = -1,07 - 0,138 \cdot (-20 + 5);$$

$$\sigma_{\text{монт3}} = 7,32 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2};$$

$$T_{\text{монт3}} = 7,32 \cdot 297,5 = 2177,7 \text{ даН};$$

$$f_{\text{монт3}} = \frac{36,358}{7,32} = 4,97 \text{ м}$$

Режим 4: $t = -10^{\circ}\text{C}$

$$\sigma_{\text{монт4}} - \frac{338,29}{\sigma_{\text{монт4}}^2} = -1,07 - 0,138 \cdot (-10 + 5);$$

$$\sigma_{\text{монт4}} = 6,84 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2};$$

$$T_{\text{монт4}} = 6,84 \cdot 297,5 = 2034,9 \text{ даН};$$

$$f_{\text{монт4}} = \frac{36,358}{6,84} = 5,32 \text{ м}$$

Режим 5: $t = -10,2^{\circ}\text{C}$

$$\sigma_{\text{монт5}} - \frac{338,29}{\sigma_{\text{монт5}}^2} = -1,07 - 0,138 \cdot (-10,2 + 5);$$

$$\sigma_{\text{монт5}} = 6,85 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2};$$

$$T_{\text{монт}5} = 6,85 \cdot 297,5 = 2037,9 \text{ даН};$$

$$f_{\text{монт}5} = \frac{36,358}{6,85} = 5,31 \text{ м}$$

Режим 6: $t = 10^\circ\text{C}$

$$\sigma_{\text{монт}6} - \frac{338,29}{\sigma_{\text{монт}6}^2} = -1,07 - 0,138 \cdot (10 + 5);$$

$$\sigma_{\text{монт}6} = 6,06 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2};$$

$$T_{\text{монт}6} = 6,06 \cdot 297,5 = 1802,85 \text{ даН};$$

$$f_{\text{монт}6} = \frac{36,358}{6,06} = 5,99 \text{ м}$$

Режим 7: $t = 15^\circ\text{C}$

$$\sigma_{\text{монт}7} - \frac{338,29}{\sigma_{\text{монт}7}^2} = -1,07 - 0,138 \cdot (15 + 5);$$

$$\sigma_{\text{монт}7} = 5,90 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2};$$

$$T_{\text{монт}7} = 5,90 \cdot 297,5 = 1755,3 \text{ даН};$$

$$f_{\text{монт}7} = \frac{36,358}{5,90} = 6,16 \text{ м}$$

Режим 8: $t = 20^\circ\text{C}$

$$\sigma_{\text{монт}8} - \frac{338,29}{\sigma_{\text{монт}8}^2} = -1,07 - 0,138 \cdot (20 + 5);$$

$$\sigma_{\text{монт}8} = 5,74 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2};$$

$$T_{\text{монт}8} = 5,74 \cdot 297,5 = 1707,65 \text{ даН};$$

$$f_{\text{монт}8} = \frac{36,358}{5,74} = 6,33 \text{ м}$$

Режим 9: $t = 30^\circ\text{C}$

$$\sigma_{\text{монт}9} - \frac{338,29}{\sigma_{\text{монт}9}^2} = -1,07 - 0,138 \cdot (30 + 5);$$

$$\sigma_{\text{монт}9} = 5,45 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2};$$

$$T_{\text{монт}9} = 5,45 \cdot 297,5 = 1621,4 \text{ даН};$$

$$f_{\text{монт}9} = \frac{36,358}{5,45} = 6,67 \text{ м}$$

Режим 10: $t = 40^\circ\text{C}$

$$\sigma_{\text{монт}10} - \frac{338,29}{\sigma_{\text{монт}10}^2} = -1,07 - 0,138 \cdot (40 + 5);$$

$$\sigma_{\text{монт}10} = 5,20 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2};$$

$$T_{\text{монт}10} = 5,20 \cdot 297,5 = 1547,0 \text{ даН};$$

$$f_{\text{монт}10} = \frac{36,358}{5,20} = 6,99 \text{ м}$$

Результаты расчетов заносятся в табл. 4.10.

Таблица 4.10 – Монтажная таблица провода АСПТ АТ1/20АС 240/56

Температура монтажа, $t_{\text{монт}}$, °С	Напряжение монтажа, $\sigma_{\text{монт}}$, даН/мм ²	Тяжение при монтаже, $T_{\text{монт}}$, даН	Стрела провеса при монтаже, $f_{\text{монт}}$, М
-40	8,48	2522,8	4,29
-30	7,86	2338,4	4,63
-20	7,32	2177,7	4,97
-10	6,84	2034,9	5,32
-10,2	6,85	2037,9	5,31
10	6,06	1802,9	5,99
15	5,90	1755,3	6,16
20	5,74	1707,7	6,33
30	5,45	1621,4	6,67
40	5,20	1547,0	6,99

По данным этой таблицы строят монтажные графики (рис. 4.4). Для большей выразительности графиков желательно начало вертикальной шкалы каждого из них начинать не с нуля.

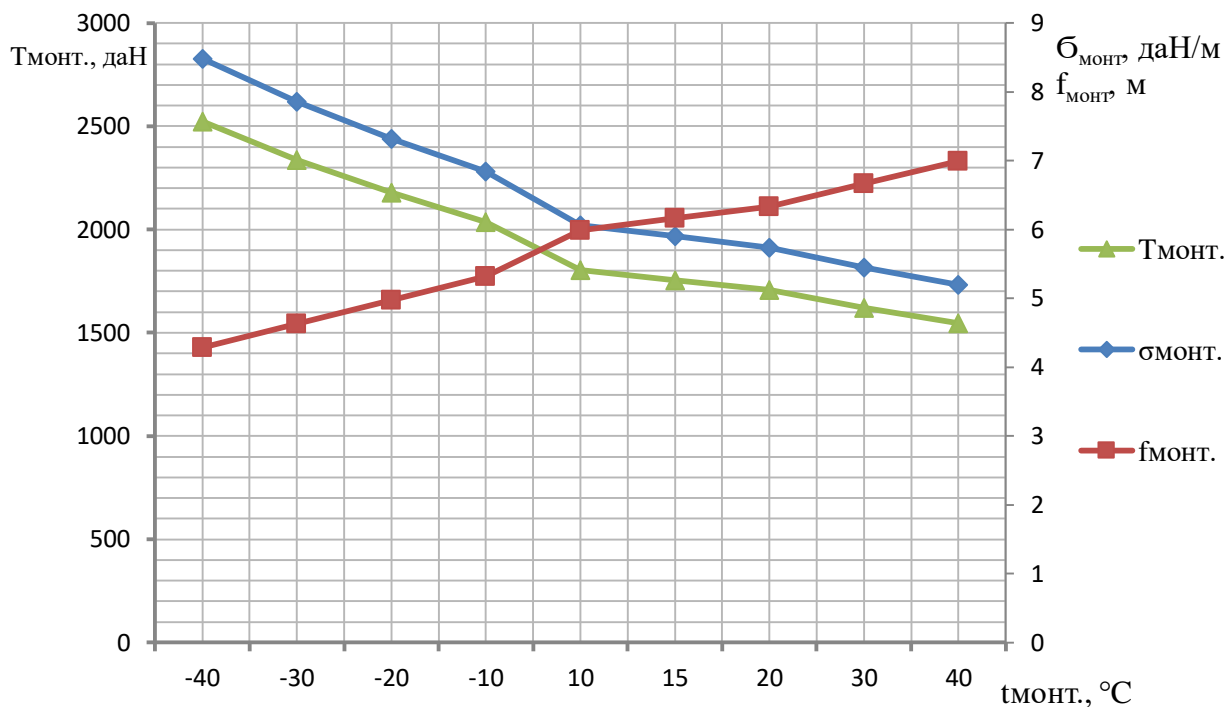


Рисунок 4.4 – Монтажный график для провода АСПТ АТ1/20АС 240/56

4.11. Расстановка опор по профилю трассы

4.11.1. Построение разбивочного шаблона

Разбивочный шаблон представляет собой три одинаковых квадратичных параболы, сдвинутых по вертикали (рис. 4.5)

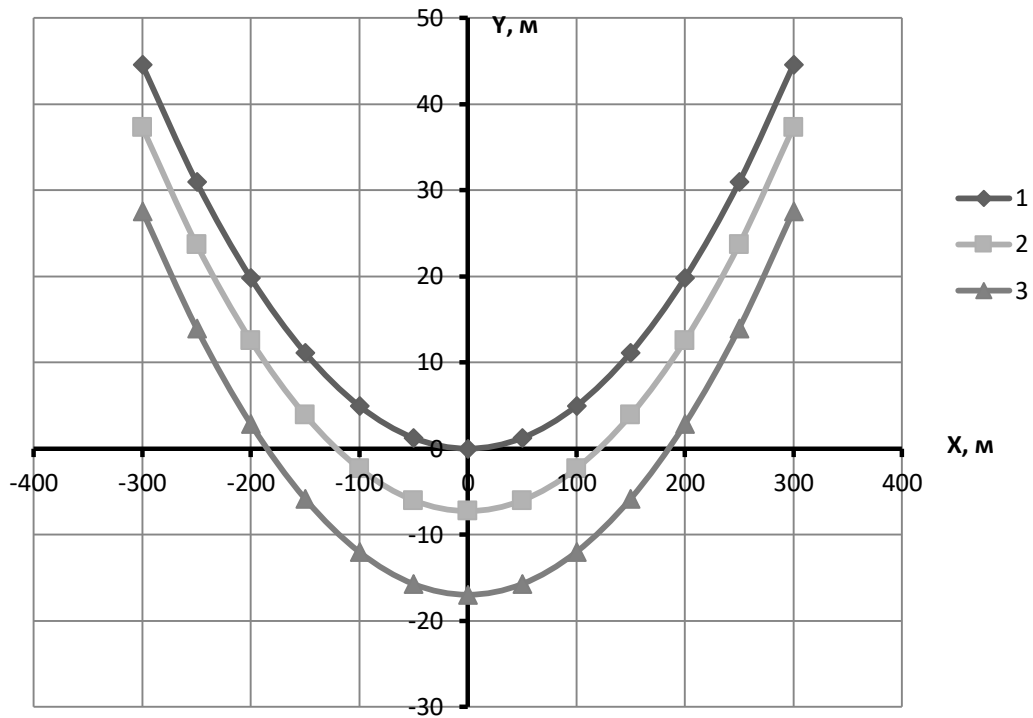


Рисунок 4.5 – Разбивочный шаблон

1 – кривая максимального провисания провода в вертикальной плоскости;

2 – габаритная кривая;

3 – земляная кривая.

Кривая 1 строится по формуле (3.35).

Коэффициент шаблона определяется по формуле (3.36):

$$K_{III} = \frac{4 \cdot 9,705 \cdot 10^4}{280^2} = 4,95 \text{ м}$$

Габаритная кривая сдвинута относительно кривой 1 по вертикали вниз на величину $h_{ГAB}$, определяемую по формуле (3.37):

$$h_{ГAB} = 7 + 0,25 = 7,25 \text{ м}$$

Земляная кривая сдвинута по вертикали вниз относительно кривой 1 на величину h_0 , определяемую по формуле (3.38):

$$h_0 = 19 - 2,045 = 16,955 \text{ м}$$

Разбивочный шаблон строится по данным, представленным в табл. 4.11.

Таблица 4.11 – Данные для построения разбивочного шаблона

X	0	50	100	150	200	250	300
Y	0	1,24	4,95	11,14	19,80	30,94	44,55

На рис. 4.6 представлен вариант расстановки опор для того же участка трассы, что и в пункте 3.13.

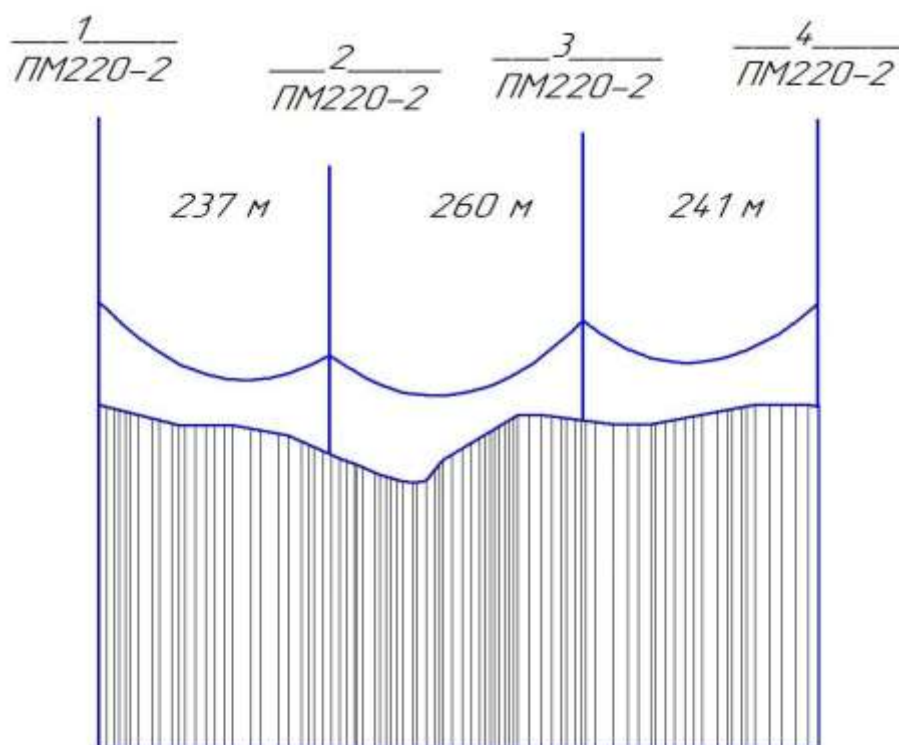


Рисунок 4.6 – Расстановка опор по профилю трассы

4.11.2. Проверка правильности расстановки опор

При правильной расстановке опор по профилю трассы должны выполняться следующие условия:

– ветровой пролет не должен превышать паспортного значения для выбранного типа опоры по формуле (3.39).

Например, для опоры ПМ 220-2 № 2:

$$l_{1ВЕТР} = \frac{l_1 + l_2}{2},$$

$$l_{1ВЕТР} = \frac{239 + 264}{2} = 251,5 \text{ м}$$

Видим, что условие (3.39) выполняется.

– весовой пролет также не должен превышать паспортного значения для выбранного типа опор по формуле (3.40).

Значение $l_{ВЕС} = 200,25$ м для опоры ПМ 220-2 № 2, поэтому условие (3.40) выполняется.

При различных значениях пролетов в пределах анкерного участка линии в проводах устанавливается напряжение, соответствующее значению приведенного пролета по формуле (3.41):

$$l_{ПР} = 262,96 \text{ м}$$

Причем разница между приведенным пролетом и заданным не должна превышать 10 % по формуле (3.42):

$$\Delta = \left| \frac{262,96 - 280}{262,96} \right| \cdot 100 = 6,5\%$$

Следовательно, расстановка опор произведена правильно.

5. СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ПРОВОДА АС 300/39 И ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОГО ПРОВОДА АСПТ АТ1/20АС 240/56

Провод АСПТ АТ1/20АS 240/56 имеет ту же прочность, что и провод со стальным сердечником, но при этом меньшую массу (табл. 5.1). Этот провод можно использовать в качестве замены проводов существующих линий, что позволит увеличить производительность с минимальными затратами на новые опоры и трассы. Повышается пропускная способность (рис. 5.1), а расстояние от проводов до земли сохраняется или становится больше.

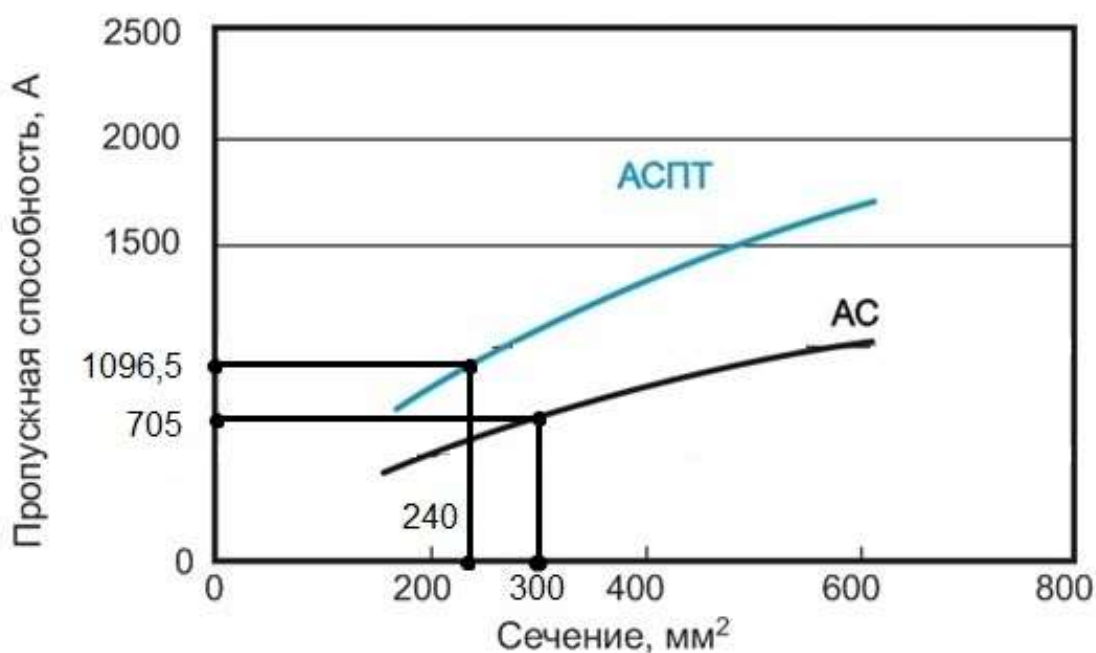


Рисунок 5.1 – Сравнительная характеристика пропускной способности проводов АС и АСПТ

Таблица 5.1 – Сравнительная характеристика проводов АС 300/39 и АСПТ АТ1/20АS 240/56

Провод	АС 300/39	АСПТ АТ1/20АS 240/56

Вес, кг/км	1132	1037,7
Сечение алюминия, мм ²	301	241,2
Сечение стали, мм ²	38,6	56,3
Диаметр, мм	24	22,4
Разрывное усилие, кН	90,574	106,603
Длительно допустимый ток, А	705	1096,5
Температурный коэффициент линейного расширения, град ⁻¹	$19,8 \cdot 10^{-6}$	$18,3 \cdot 10^{-6}$
Предел прочности при растяжении, даН/мм ²	27	33
Допускаемое напряжение, даН/мм ² :		
а) при max нагрузке и min температуре	12,2	14,9
б) при среднегодовой температуре	8,1	9,9

Высокотемпературный провод АСПТ АТ1/20АС 240/56 по всем параметрам превосходит сталеалюминиевый провод марки АС.

Результаты расчетов напряжений и стрел провеса проводов представлены в табл. 5.2.

Таблица 5.2 – Результаты расчета режимов проводов

Номер режима	Марка провода и опоры			
	АСПТ АТ1/20АС 240/56, ПМ220-2		АС 300/39, П220-2	
	$\sigma_i \leq 14,9 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$	$f_i \leq 9,705\text{м}$	$\sigma_i \leq 12,2 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$	$f_i \leq 13,205\text{м}$
1	14,90	7,899	12,2	13,20
2	14,70	7,847	11,82	13,11
3	8,08	5,979	5,98	12,04
4	6,60	5,509	4,23	11,74
5	5,89	6,170	4,01	12,39
6	9,39	3,872	5,01	9,91
7	8,88	4,090	3,81	13,04

Как наглядно видно на рис. 5.2 стрелы провеса для высокотемпературного провода значительно меньше, чем для традиционного сталеалюминиевого провода даже при повышенных температурах.

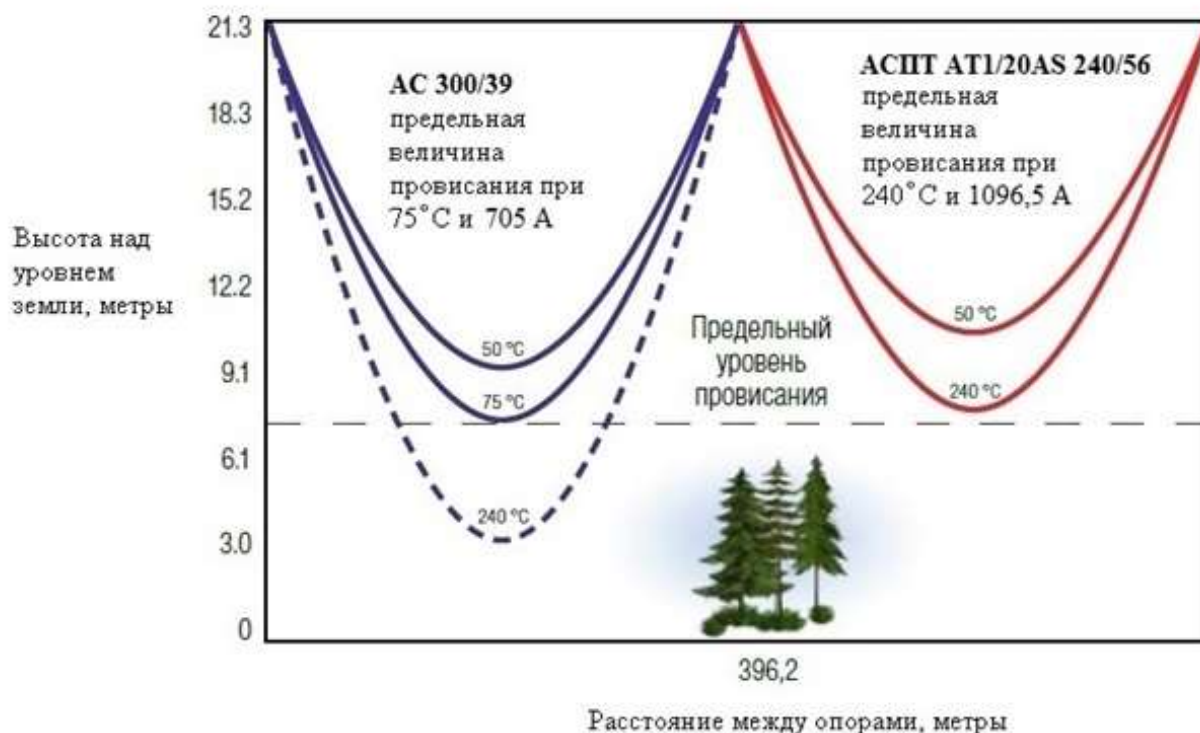


Рисунок 5.2 – Сравнительная оценка стрел провеса проводов

Таким образом, результаты проведенных расчетов показали, что применение провода АСПТ АТ1/20АС 240/56 позволит значительно улучшить механические и физические свойства проектируемой ВЛ.

6. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

6.1. Укрупненные стоимостные показатели воздушных линий

Укрупненные стоимостные показатели (УСП) электрических сетей применяются при выполнении проектных работ по развитию энергосистем и электрических сетей напряжением 35 – 1150 кВ.

Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей напряжением 35 кВ и выше предназначены для выполнения [22]:

- 1) технико-экономических расчетов при сопоставлении вариантов решений выбора схем электрических сетей;
- 2) разработки обоснований инвестиций и бизнес-планов;
- 3) оценки объема инвестиций при планировании нового строительства, а в отдельных случаях и при осуществлении реконструкции электросетевых объектов.

Базисные УСП учитывают стоимостные показатели на 1 км воздушных и кабельных линий, а также на ПС в целом и по их основным элементам для нормальных условий строительства в европейской части страны. Для определения стоимости строительства электрических сетей в других районах централизованного электроснабжения рекомендуется применять повышающие зональные коэффициенты к базисной стоимости электросетевых объектов. Для Восточной Сибири значения этих коэффициентов равно 1,4-1,7.

Укрупненные стоимостные показатели представлены для ВЛ 10 – 500 кВ на унифицированных стальных решетчатых и многогранных и железобетонных опорах [22].

УСП ВЛ составлены с учетом гололедных и ветровых нагрузок, соответствующих требованиям ПУЭ 7-го издания [2].

УСП ВЛ составлены с учетом использования сталеалюминиевых проводов марки АС с учетом последующих дополнений.

Базисные показатели стоимости ВЛ переменного тока напряжением 220 кВ приведены в табл. 6.1. Эти показатели учитывают все затраты

производственного назначения. Для получения полной стоимости ВЛ к показателям табл. 6.1 добавляются затраты, сопутствующие строительству, которые составляют:

- 1) 3,3% – временные здания и сооружения;
- 2) 5,0–6,0% – прочие работы и затраты;
- 3) 2,6–3,18% – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;
- 4) 7,5–8,5% – проектно-изыскательские работы и авторский надзор.

Добавляя к базовым показателям стоимость постоянного отвода земельного участка под строительство, а при необходимости – стоимость вырубки просеки и устройства лежневых дорог, получаем необходимый объем капитальных вложений для строительства ВЛ.

Затраты на отвод земельного участка (изъятие, предоставление и передача его в собственность или аренду, а также затраты по аренде земельного участка в период строительства) определяются в соответствии с земельным законодательством РФ, а также положениями, утвержденными соответствующей территориальной администрацией субъектов РФ [22]. Средства на оплату за землю при изъятии земельного участка для строительства ПС и ВЛ определяются исходя из нормативной цены земли. Нормативная цена земли ежегодно определяется органами исполнительной власти субъектов РФ для земель различного целевого назначения по оценочным зонам, административным районам и поселениям. Нормативные значения цены земли для Иркутской области (максимальные и минимальные) в соответствии с государственной кадастровой оценкой земель равны 7–25руб./м².

Таблица 6.1 – Базисные показатели стоимости ВЛ 220 кВ переменного тока на стальных и железобетонных опорах

Напря- жение	Характеристика промежуточных	Провода сталеалю-	Коли- чество	Базовые показатели стоимости ВЛ, тыс. руб./км
-----------------	---------------------------------	----------------------	-----------------	--

ВЛ, кВ	опор	миниевые сечением, шт. x мм ²	цепей на опоре, шт.	Стальные опоры		железобетонные опоры
				решетчатые	многогранные	
220	Свободностоящие	300	1	1485	-	1053
			2	1746	2007	-
		400	1	1667	-	1175
			2	1926	-	-
		высокотемпературный	1	-	2143	-
			2	-	8857***	-
	500	2	2036,7	-	-	
	Двухстоечные, свободностоящие	300	1	-	-	1072,0
			2	-	-	1598,0
		400	1	-	-	1217,0
2			2384,16	-	2026,5	

Примечания

*** - высокотемпературный провод, многогранные опоры с повышенной высотой подвеса провода.

При учете затрат на установку выключателей по концам электропередачи добавляются затраты на противоаварийную автоматику (табл. 6.2).

Таблица 6.2 – Укрупненные показатели стоимости противоаварийной автоматики

№	Объект	Стоимость, тыс. руб.				
		Проектирование	Оборудование	Монтаж	Наладка	Итого:
ПА подстанции с высшим напряжением 220 кВ при количестве присоединений 220 кВ:						
1	до 2	201	478	106	222	1007
2	более 2	239	553	138	319	1249

Стоимость постоянного отвода земли принимается с учетом расчетных значений площади отвода под опоры ВЛ и стоимости земли. Площади постоянного отвода земли под опоры ВЛ зависят от типа и материала опор,

использования расчетного пролета [22]. При использовании типовых опор ВЛ и средних условий сооружения ВЛ площадь постоянного отвода земли может быть принята по данным табл. 6.3.

Таблица 6.3 – Площадь постоянного отвода земли для типовых опор ВЛ

Характеристика промежуточной опоры	Напряжение ВЛ, кВ	Размер постоянного отвода земли на 1 км ВЛ, м ²	
		стальные опоры	железобетонные опоры
Свободностоящая	220 – 330	80 – 115	35 – 90

Для участков ВЛ, проходящих по лесу, стоимость вырубki просеки определена для леса со средними показателями крупности, высоты и твердости пород древесины с учетом корчевки пней под дороги и площадки опор [22]. Затраты на вырубку просеки и устройство лежневых дорог по болотистым участкам трассы при отсутствии более подробных данных могут быть приняты по данным табл. 6.4.

Таблица 6.4 – Затраты на вырубку просеки и устройство лежневых дорог

Наименование работ	Напряжение ВЛ, кВ					
	35	110	220	330	500	750
Вырубка просеки, тыс. руб./км	165	220	275	330	389	550
Устройство лежневых дорог, тыс. руб./км	726					

6.2. Расчет стоимости строительства отпаяк от ВЛ 220 кВ «Якурим – Ния» и от ВЛ 220 кВ «Усть-Кут – Звездная» на ПС «Чудничный» для первого варианта

В первом варианте проектирования было предложено использование провода АС 300/39 и стальных решетчатых опор.

Общая характеристика района прохождения ВЛ 220 кВ:

1. Месторасположение отпаяк от ВЛ Иркутская область
2. Длина отпаяк от ВЛ 1,170 км, в т.ч.
залесенность трассы 1,170 км
3. Рельеф местности Горный

Технические показатели ВЛ:

1. Количество цепей 2
2. Характеристика опор Свободностоящие
3. Материал опор Металл
4. Марка и сечение А1 и стальной
Части АС 300/39
5. Нормативный скоростной
напор ветра 500 Па
6. ПА принята для ПС с высшим
напряжением 220 кВ при количестве
присоединений до двух
7. Концевые устройства предусматривают
установку двух комплектов элегазовых
выключателей с одной стороны отпаяк от ВЛ (табл. 6.5)

Таблица 6.5 – Стоимость ячейки одного комплекта выключателя в РУ

Напряжение, кВ	Стоимость ячейки одного комплекта выключателя, тыс. руб.				
	Воздушный	Масляный	Ваку- умный	Элегазовый	
				ОРУ	КРУЭ
220	8710	9523	–	14698	21096

Произведем расчет экономических затрат на строительство отпаяк от ВЛ 220 кВ «Якурим – Ния» и от ВЛ 220 кВ «Усть-Кут – Звездная» на ПС 220 кВ «Чудничный» при использовании провода АС 300/39 и стальных решетчатых опор, результаты расчета представлены в табл. 6.6.

Таблица 6.6 – Расчет затрат на строительство отпаяк 220кВ по первому варианту

Составляющие затрат	Номер таблицы	Расчет затрат	Величина затрат, млн. руб.
Стоимость ВЛ 220 кВ по базисным показателям с учетом территориального коэффициента ($K_{тер}$)	6.1; 6.2	$1,170 \times 1746 \times 10^{-3} \times 1,7$	3,473
Вырубка просеки, с учетом $K_{тер}$	6.6; 6.1	$1,170 \times 275 \times 10^{-3} \times 1,7$	0,547
Установка выключателей с одной стороны электропередачи с учетом $K_{тер}$	6.7; 6.1	$2 \times 14,698 \times 1,7$	49,973
Противоаварийная автоматика (при числе ВЛ 220 кВ до двух), с учетом $K_{тер}$	6.3	$1,007 \times 1,7$	1,712
Итого			55,705
Стоимость постоянного отвода земельного участка	6.4; 6.5	$1,170 \times 80 \times 25 \times 10^{-6}$	0,002
Стоимость строительства ВЛ 220 кВ (с учетом затрат, сопутствующих строительству 20,61%)		$55,705 \times 1,2061 + 0,002$	67,188

Стоимость строительства отпаяк от ВЛ 220 кВ «Якурим – Ния» и от ВЛ 220 кВ «Усть-Кут – Звездная» на ПС «Чудничный» с применением провода АС 300/39 и стальных решетчатых опор составит 67,188 млн. руб.

6.3. Расчет стоимости строительства отпаяк от ВЛ 220 кВ «Якурим – Ния» и ВЛ 220 кВ «Усть-Кут – Звездная» на ПС 220 кВ «Чудничный» для второго варианта

Во втором варианте проектирования было предложено использование высокотемпературного провода АСПТ АТ1/20АС 240/56, подвешенного на стальных многогранных опорах.

Расчет производим аналогично предыдущему пункту, результаты расчета представлены в табл. 6.7.

Таблица 6.7 – Расчет затрат на строительство отпаек по второму варианту

Составляющие затрат	Величина затрат, млн. руб.
Стоимость ВЛ 220 кВ по базисным показателям с учетом территориального коэффициента ($K_{тер}$)	8,525
Вырубка просеки, с учетом $K_{тер}$	0,547
Установка выключателей с одной стороны электропередачи с учетом $K_{тер}$	49,973
Противоаварийная автоматика (при числе ВЛ 220 кВ до двух), с учетом $K_{тер}$	1,712
Итого	60,757
Стоимость постоянного отвода земельного участка	0,244
Стоимость строительства ВЛ 220 кВ (с учетом затрат, сопутствующих строительству 20,61%)	73,523

Стоимость строительства отпаек от ВЛ 220 кВ «Якурим – Ния» и от ВЛ 220 кВ «Усть-Кут – Звездная» на ПС 220 кВ «Чудничный» с применением высокотемпературного провода АСПТ АТ1/20АС240/56 и многогранных опор составит 73,523 млн. руб.

Экономическая разница составляет 9,43%, следовательно, вариант с применением сталеалюминиевого провода АС 300/39 и стальных решетчатых опор П 220-2 экономически целесообразнее, несмотря на все кажущиеся преимущества альтернативного варианта. Однако, если в будущем планируется увеличение передаваемой мощности, то нужно отдать предпочтение высокотемпературным проводам и многогранным опорам, так как они позволят повысить надежность и достичь экономии за счет более низких потерь около 98 тыс. руб. на 1 км линии в год и за счет дополнительной передаваемой мощности 150 - 250 млн. руб. на линию в год [23].

7. ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

7.1. Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации отпаяк от ВЛ 220 кВ «Якурим – Ния» и ВЛ 220 кВ «Усть-Кут – Звездная» на ПС «Чудничный»

Все работы в процессе эксплуатации ВЛ должны производиться с соблюдением мероприятий по охране труда и выполнению требований охраны труда, приведенных в следующих нормативных материалах:

- РД 153-34.4-03.220-2003 «Руководящий документ по безопасному производству работ электромонтерам-линейщикам при строительстве воздушных линий электропередач» [24];

- РД 34.03.303-89 «Организация пожарной охраны на объектах Минэнерго СССР» [25];

- Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-ое издание [2];

- Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ РД 153-34.3-03.285-2002 [26];

- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок от 24.07.2013 N 328н (с изменениями на 15 ноября 2018 года)[27];

- Правила безопасности при работе с инструментом и приспособлениями (Москва, 1993 г.) [28];

- Правила по охране труда при работе на высоте от 28.03.2014 N 155н [29];

- Санитарно-эпидемиологические правила «Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту» СП 2.2.2.1327-03 [30];

- Санитарные правила и нормативные «Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ» СанПин 2.2.31384-03 [31].

Средства индивидуальной защиты работающих, применяемые в процессе выполнения электромонтажных (наладочных) работ (специальная защитная одежда, обувь и другие средства безопасности), должны соответствовать требованиям государственных стандартов.

Установка, регистрация, освидетельствование, прием в эксплуатацию и работа грузоподъемных кранов и подъемников (вышек) должны осуществляться согласно требованиям «Правил устройства и безопасной

эксплуатации грузоподъемных кранов», «Правил устройства и безопасной эксплуатации подъемников (вышек)», грузоподъемных машин, на которые не распространяются эти правила, согласно инструкции заводов-изготовителей.

Производство работ по сооружению линий электропередачи, специальные электромонтажные и наладочные работы должны осуществляться с учетом требований СНиП 12-03-2001 и СНиП 12-04-2002 . Разрешается выполнять только при наличии проектов производства работ (ППР) или технологических карт (ТК), утвержденных главным инженером электромонтажной (наладочной) организации; в ППР и ТК для каждого из выполняемых видов работ должны быть предусмотрены конкретные мероприятия по технике безопасности.

Непосредственные руководители и исполнители электромонтажных работ перед допуском к их выполнению должны быть ознакомлены с требованиями безопасности на месте работ с фактическими условиями труда, знать и выполнять нормы безопасности в объеме порученных работ.

Работникам, занятым на электромонтажных (наладочных) работах, запрещается выполнять работы, относящиеся к эксплуатации электрохозяйства заказчика или генерального подрядчика.

Не допускается использовать находящиеся в стадии монтажа электрические установки в качестве временных установок для электроснабжения электромонтажных (наладочных) работ, а также объектов генподрядчика или заказчика.

Запрещается загромождать материалами и оборудованием проходы, проезды, двери и ворота зданий и сооружений, подходы к действующему оборудованию, электроустановкам, противопожарному инвентарю.

Производственные помещения и площадки для выполнения электромонтажных работ должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.009-83, Правил пожарной безопасности в РФ ППБ01-93 и РД 153-34.0-03.301-00 .

Искусственное освещение рабочих мест, а также проходов и проездов должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.046-85. Запрещается работа в неосвещенных местах или в местах с освещенностью ниже нормируемого уровня.

При работах на высоте более 1,3 м рабочие места должны иметь ограждения высотой не менее 1,1 м, а при необходимости - защитные и предохранительные устройства (сетки, козырьки, настилы и др.), соответствующие ГОСТ 12.4.059-89 и ГОСТ 23407-78. При отсутствии ограждений; защитных и предохранительных устройств работники должны использовать предохранительные пояса.

Площадки, люльки, леса, подмости и другие средства подмащивания, лестницы должны соответствовать ГОСТ 24258-88, ГОСТ 26887-87, ГОСТ 27321-87, ГОСТ 27372-87.

Леса и подмости высотой до 4 м допускаются к эксплуатации только после их приемки производителем работ или мастером и регистрации в журнале работ, а выше 4 м - после приемки комиссией, назначенной руководителем строительно-монтажной организации, и оформления акта.

Леса в процессе эксплуатации должны осматриваться прорабом или мастером перед началом работы, а также не реже, чем через каждые 10 дней с регистрацией в журнале.

Подвесные леса и подмости могут быть допущены к эксплуатации только после их испытания в течение одного часа статической нагрузкой, превышающей нормативную на 20 %.

Подъемные подмости, кроме того, должны быть испытаны на динамическую нагрузку, превышающую нормативную на 10 %.

Результаты испытаний подвесных лесов и подмостей должны быть отражены в акте их приемки или в общем журнале работ.

В процессе эксплуатации деревянные лестницы необходимо испытывать каждые полгода, а металлические - один раз в год, испытания

проводить статической нагрузкой 1200 Н, приложенной к одной из ступеней в середине пролета лестницы, установленной под углом 75° к горизонту.

Запрещается перемещение лесов при ветре скоростью более 10 м/с.

Запрещается устанавливать (крепить) какие-либо средства подмащивания на смонтированные, находящиеся в стадии монтажа или подготовленные к монтажу конструкции (оборудование), если это не предусмотрено ППР или не подтверждено расчетом, согласованным с проектной организацией.

Нагрузки на настилы лесов и подмостей не должны превышать величин, установленных проектом производства работ или техническим паспортом.

Запрещается производство работ, а также нахождение рабочих под монтируемыми конструкциями и оборудованием.

Съемные, раздвижные и откидные ограждения вращающихся и подвижных узлов и частей производственного оборудования, а также дверцы и крышки, установленные на технологических проемах в корпусах этого оборудования, должны иметь запорные устройства, исключающие их случайное открывание. Ограждения, дверцы и крышки должны быть оборудованы блокировочными устройствами, обеспечивающими остановку оборудования при их съеме или открывании, если это оговорено требованиями действующих норм, правил по технике безопасности для этих устройств и инструкций по эксплуатации.

Складирование оборудования и материалов на месте производства электромонтажных работ должно производиться в соответствии с проектом производства работ.

Складирование материалов и оборудования в охранной зоне ВЛ запрещается.

В случае возникновения на месте производства работ условий, угрожающих жизни и здоровью людей, работы должны быть немедленно

прекращены, работники выведены из опасной зоны, о чем должно быть сообщено руководству электромонтажной организации.

Работы можно возобновить только по письменному разрешению руководителя после устранения угрожающих факторов.

Перед началом выполнения строительно-монтажных работ на территории организации заказчик, генеральный подрядчик и администрация организаций, эксплуатирующие эти объекты, обязаны оформить акт-допуск.

На работы повышенной опасности и в зоне действия опасных производственных факторов, возникновение которых не связано с характером выполняемых работ, должен быть выдан наряд-допуск. Наряд-допуск регистрируется в журнале учета и хранится у производителя работ.

К зонам постоянно действующих опасных производственных факторов, в соответствии с СНиП 12-03-2001, относятся: места вблизи неизолированных токоведущих частей электроустановок; места вблизи неогражденных перепадов по высоте 1,3 м и более; места, где возможно превышение предельно допустимых концентраций вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

К зонам потенциально опасных производственных факторов следует относить: участки территорий вблизи строящегося здания (сооружения); этажи (ярусы) зданий и сооружений в одной захватке, под которыми происходит монтаж (демонтаж) конструкций или оборудования; зоны перемещения машин, оборудования или их частей, рабочих органов; места, над которыми происходит перемещение грузов кранами.

На каждом предприятии исходя из перечня видов работ и мест их производства должен быть разработан и утвержден свой перечень работ, на выполнение которых выдается наряд-допуск.

К работникам, выполняющим работы в условиях действия опасных производственных факторов, связанных с характером работы, предъявляются дополнительные требования безопасности. Перечень таких профессий должен быть утвержден в организации на основе перечня.

К выполнению работ, к которым предъявляются дополнительные требования по безопасности труда, допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинский осмотр и признанные годными, имеющие профессиональные навыки, после прохождения обучения безопасным методам работ и получения соответствующего удостоверения.

К самостоятельным верхолазным работам допускаются рабочие и специалисты не моложе 18 лет, прошедшие медицинский осмотр и признанные годными, имеющие стаж верхолазных работ не менее одного года и тарифный разряд не ниже III.

Работники, впервые допускаемые к верхолазным работам, в течение одного года должны работать под непосредственным надзором опытных рабочих, назначенных приказом руководителя организации.

Весь персонал, участвующий в строительных, монтажных и наладочных работах по сооружению кабельных и высоковольтных линий электропередачи, должен пользоваться защитными касками.

При работе ручными электрическими машинами класса I следует применять индивидуальные средства защиты (диэлектрические перчатки, галоши, коврики и т.п.).

Работы с машинами класса II и III (согласно ГОСТ 12.2.013.0-87) разрешается производить без применения индивидуальных средств защиты.

Для питания переносных светильников в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных должно применяться напряжение не выше 50 В.

При наличии особо неблагоприятных условий, а именно когда опасность поражения электрическим током усугубляется теснотой, неудобным положением работающего, соприкосновением с большими металлическими, хорошо заземленными поверхностями, и в наружных установках для питания ручных светильников должно применяться напряжение не выше 12 В.

Для сохранения и нормального содержания линий электропередачи вдоль каждой из них установлена охранная зона и габарит линии.

Охранная зона – это участок земли, ограниченный параллельными прямыми – проекцией крайнего провода ЛЭП на поверхность земли и линией, проходящей на расстоянии, установленном в зависимости от напряжения ЛЭП. Для воздушных линий напряжением 220 кВ ширина зоны (А) составляет 25 м.

Габарит воздушной линии электропередачи – это минимально допустимое расстояние от проводов ВЛ при наибольшем их провисании до земли. Для ЛЭП напряжением 220 кВ габариты (Б) равны: до полотна автомобильной дороги – 8 м; до земли (вне дорог), ненаселенная местность – 7 м; населенная местность – 8 м.

При выполнении сельскохозяйственных работ в охранной зоне ЛЭП на металлических корпусах машин и механизмов, а также металлических трубопроводах, электроизгородях, проволочных заборах и других металлических сооружениях находятся опасные для человека электрические потенциалы. Опасность поражения током может появиться и при искусственном дождевании в охранной зоне ЛЭП, когда сплошная струя дождевальной воды соприкасается с проводами линии или с поверхностью изоляторов. В первом случае опасные потенциалы могут появиться на дождевальной установке, а во втором – может произойти электрический пробой изолятора, обрыв и падение провода на землю, появляется опасность поражения шаговым напряжением.

Отрицательное действие электромагнитного поля проявляется под ЛЭП напряжением 330 кВ и выше. Внешне эти линии от других линий напряжением выше 1000 В легко отличить по расщепленным фазам. Наиболее опасное место на ЛЭП – середина пролета линии под крайним проводом. Под средним проводом при приближении к опорам и удалении от крайнего провода в сторону от линии действие электромагнитного поля линии уменьшается. Для людей напряженность электрического поля величиной 5 кВ/м является допустимой при длительном воздействии.

Гигиеническими нормами (ГОСТ 12.1.002-72 ССБТ) установлено, что в поле напряженностью от 5 до 10 кВ/м допускается работать в течение не более 3 ч, при напряженности от 10 до 15 кВ/м – не более 1,5 ч в сутки.

Особенно опасно соприкосновение машин и механизмов непосредственно с находящимися под напряжением проводами ЛЭП.

В соответствии с указаниями по обеспечению электробезопасности при выполнении сельскохозяйственных работ вблизи воздушных линий электропередачи запрещается выполнять работу в пролетах, имеющих оборванные провода, и приближаться к ним на расстояние менее 20 м; проводить сельскохозяйственные работы с применением ручного труда на расстоянии 3 м от внешней границы опоры предпринимать самостоятельно какие-либо меры по снятию провода с машины вручную или с помощью каких-либо предметов; прикасаться к опорам, влезать на них или привязывать к ним животных; работать на высокогабаритных машинах под проводами ЛЭП на участках, имеющих резко неровный рельеф (бугры выше 0,5 м); находиться обслуживающему персоналу вне кабины; выполнять какие-либо профилактические работы на машине; работать во время грозы.

В соответствии с требованиями правил охраны воздушных ЛЭП в охранной зоне линии запрещается ставить скирды, ометы соломы, стога сена, располагать полевые станы, вагоны, коновязи и разводить костер.

В случае падения провода ЛЭП на машину водитель должен немедленно остановить ее, сигналом привлечь внимание водителя ближайшей машины, который, оценив обстановку, должен сообщить о случившемся в энергоснабжающую организацию. До прибытия аварийной бригады ни водитель, ни наблюдающий не должны предпринимать никаких самостоятельных действий. Приближаться к такой машине на расстояние менее 20 м запрещается. Если при этом машина загорелась, то обслуживающий персонал должен немедленно покинуть машину, причем так, чтобы одновременно не касаться машины и земли. Лучше всего спрыгнуть на обе сомкнутые ноги, не держась за машину, и удалиться от нее

мелкими шагами (в полступни), чтобы не попасть под действие шагового напряжения. Тушить загоревшуюся машину под напряжением можно только углекислотными огнетушителями ОУ-22, ОУ-5, но ни в коем случае не пенными огнетушителями ОХП-10.

Автокранами, стогометателем, дождевальными машинами строго запрещается работать непосредственно под проводами ЛЭП.

К машинам, которые используются для работы в охранной зоне ЛЭП напряжением 300-750 кВ, предъявляются такие требования: они должны быть исправными, полностью заправлены, укомплектованы противопожарным инвентарем, оборудованы заземлителем типа «груша», иметь металлическую застекленную кабину для водителя. Высокогабаритные машины и механизмы обязательно снабжают специальными сигнализаторами опасного приближения к проводам ЛЭП и наносят надпись «При работе в охранной зоне ЛЭП не поднимайся на верх машины».

Машины и механизмы на колесах с пневматическими шинами следует надежно заземлить приваренной к корпусу машины стальной, волочащейся по земле цепью (диаметр кольца – 8 мм, длина соприкосновения с землей 20-30 см). Гусеничные тракторы заземлению не подлежат.

При аварийной остановке в охранной зоне ЛЭП машины и механизмы на колесах с пневматическими шинами необходимо дополнительно заземлить с помощью инвентарного заземлителя типа «груша». Он представляет собой грушевидную гирю со штырем, прикрепленную к машине гибким стальным тросом, сечением не менее 6 мм². Для заземления машины водитель выбрасывает «грушу» непосредственно из кабины на землю. Только после этого он может покинуть машину. Чтобы обеспечить более надежное заземление машины, нужно воткнуть в ЛЭП землю штырь «груши».

Искусственное дождевание в охранной зоне ЛЭП выполняется только машинами, обеспечивающими прерывистую струю воды. При этом

необходимо следить, чтобы последние капли струи воды не пересекли ось трассы ЛЭП напряжением 110 кВ и выше.

Работы в охранной зоне ЛЭП следует выполнять не менее чем двум лицам, один из них – наблюдающий.

В каждом хозяйстве назначают ответственного за обеспечение электробезопасности при выполнении работ вблизи ЛЭП.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются [27]:

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе в случаях, определенных в пункте 5.14 Правил [27];
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Ответственными за безопасное ведение работ являются [27]:

- выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдающий разрешение на подготовку рабочего места и на допуск в случаях, определенных в пункте 5.14 Правил [27];
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;
- член бригады.

При подготовке рабочего места со снятием напряжения, при котором с токоведущих частей электроустановки, на которой будут проводиться работы, снято напряжение отключением коммутационных аппаратов, отсоединением шин, кабелей, проводов и приняты меры, препятствующие

подаче напряжения на токоведущие части к месту работы, должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия [27]:

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;
- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;
- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
- установлено заземление;
- вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В магистерской диссертации рассмотрено проектирование отпаяк от ВЛ 220 кВ «Якурим – Ния» и от ВЛ 220 кВ «Усть-Кут – Звездная» на ПС «Чудничный». Длина проектируемых отпаяк от воздушных линий составляет 1,170 км, мощность, передаваемая по отпайкам, равна 32,5 МВт.

В процессе проектирования был произведен механический и электрический расчет двух вариантов строительства отпаяк от ВЛ 220 кВ

«Якурим – Ния» и ВЛ 220 кВ «Усть-Кут – Звездная» на ПС 220 кВ «Чудничный»:

1) с применением стальных решетчатых опор и сталеалюминиевого провода;

2) с применением стальных многогранных опор и высокотемпературного провода.

В соответствии с результатами электрического расчета для первого варианта был выбран сталеалюминиевый провод марки АС 300/39, а для второго варианта – высокотемпературный провод АСПТ АТ1/20АС 240/56. В качестве грозозащитного троса был выбран стальной оцинкованный канат марки ТК – 11,0. В процессе механического расчета ВЛ были выбраны стальные решетчатые опоры П 220-2 для сталеалюминиевого провода и стальные многогранные опоры ПМ 220-2 для высокотемпературного провода. Далее были определены погонные и приведенные удельные нагрузки на элементы воздушной линии. Наибольшими являются единичная и удельная нагрузки от ветра и веса провода с гололедом, для первого варианта они составили: 3,761 даН/м и 0,01107 даН/(м·мм²), для второго варианта - 3,574 даН/м и 0,01201 даН/(м·мм²). Также были вычислены критические пролеты для двух вариантов проектирования, для первого варианта они составили: 330,89 м, 174,54 м, 137,76 м, а для второго – 264,42 м, 189,39 м, 175,01 м. Далее были определены напряжения и стрелы провиса для различных сочетаний климатических условий. Стрелы провиса для высокотемпературного провода ($\leq 9,705$ м) значительно меньше, чем для традиционного сталеалюминиевого провода ($\leq 13,205$ м) даже при повышенных температурах. Кроме того, для проектируемой ВЛ выбраны полимерные изоляторы марки ЛК 70/220-И-2СП для поддерживающих гирлянд провода и изоляторы типа ЛК 160/220-А-2 для натяжных гирлянд провода. Для крепления гирлянд изоляторов к опорам, подвески проводов к гирляндам был произведен выбор соединительной арматуры. В

заключение проектирования был предложен вариант расстановки опор по профилю трассы.

Результаты проведенных расчетов показали, что замена проводов старых конструкций на новейшие и применение инновационных технологий позволяют линиям работать в штатном режиме при температуре проводов 180°C. Эти линии не подвержены отложению гололеда, что означает как резкое снижение вероятности возникновения пляски, так и уменьшение пиковых нагрузок на опоры. Провод АСПТ АТ1/20АС 240/56 по конструкции не отличается от классических проводов, это позволяет использовать все известные типы кабельной арматуры. Методики работы и монтажа этого провода идентичны методикам для классического провода АС, поэтому не требуется новых технологий, устройств и обучения персонала.

И, хотя новые высокотемпературные провода достаточно дороги сейчас, оценочные расчеты доказывают, что замена типовых проводов на провода нового поколения не только позволяют снизить риски аварий на высоковольтных линиях, вызванные непогодой, но и позволяют получить неплохой экономический эффект.

Применение высокотемпературных проводов позволяет решать основные проблемы электросетей: повышение надежности, бесперебойности энергоснабжения, сокращение потерь и увеличения пропускной способности. Использование высокотемпературных проводов приводит к снижению потерь линий электропередач до 30% и увеличению их пропускной способности в 1,5-2 раза. Замена имеющихся проводов на высокотемпературные провода позволяет достичь экономии за счет более низких потерь около 98 тыс. руб. на 1 км линии в год и за счет дополнительной передаваемой мощности 150 - 250 млн. руб. на линию в год.

Применение многогранных опор позволит уменьшить сроки строительства в 2-4 раза, снизить стоимость транспортировки в 1,5-2,5 раза. Экономический эффект при строительстве ЛЭП на многогранных опорах составляет 40-45% по сравнению с решетчатыми. Многогранные опоры

позволят повысить надежность работы воздушной линии и увеличить срок службы до 50 лет.

Также в процессе проектирования было произведено технико-экономическое сравнение двух вариантов строительства воздушной линии. Стоимость строительства ВЛ с применением стальных многогранных опор ПМ 220-2 и высокотемпературного провода АСПТ АТ1/20АС 240/56 больше первого варианта проектирования на 9,43%. Следовательно, вариант с применением сталеалюминиевого провода АС 300/39 и стальных решетчатых опор П 220-2 экономически целесообразнее, несмотря на все кажущиеся преимущества альтернативного варианта.

В заключение магистерской диссертации был разработан раздел Основы электробезопасности при строительстве воздушной линии, в котором указаны основные мероприятия, обеспечивающие соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации отпаяк от ВЛ 220 кВ «Якурим – Ния» и от ВЛ 220 кВ «Усть-Кут – Звездная» на ПС 220 кВ «Чудничный».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральная служба по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.meteorf.ru/>, свободный. – (Дата обращения: 27.03.2020).
1. Правила устройства электроустановок/Минэнерго [Текст].– 7-е изд.,

- перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 648 с.
2. Рокотян С.С. Шапиро И.М. Справочник по проектированию электроэнергетических систем [Текст]. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
 3. Крюков К.П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи [Текст]. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергия, 1979. – 312 с.
 4. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / Под ред. Баумштейна И.А., Бажанова С.А. [Текст]. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 768 с.
 5. Крылов С.В. и др. Справочник по сооружению линий электропередачи напряжением 35 – 750 кВ [Текст]: Справ. Мастера. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 496 с.
 6. Анализ распределения температуры по сечению самонесущих изолированных проводов / А. А. Бубенчиков и др. [Текст] // Омский научный вестник. – 2009. – № 3(83). – С. 171–175.
 7. 3М. Электротехническое оборудование. Алюминиевый композитный усиленный провод 3М™ АССР для ЛЭП свыше 1000 В [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://solutions.3mrussia.ru/3MContentRetrievalAPI/BlobServlet?lmd=1351576894000&locale=ru_RU&assetType=MMM_Image&assetId=1319240836570&blobAttribute=ImageFile, свободный. – (Дата обращения: 01.05.2020).
 8. Алюминиевый композитный усиленный провод (АССР) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.ruscable.ru/news/2007/04/24/alyuminievyy_kompozitnyj/, свободный. – (Дата обращения: 01.05.2020).

9. Высокотемпературные провода[Электронный ресурс].– Режим доступа:<http://www.essp.ru/production/catalog/partners/CROSSY/provoda%20lumpi.php/>, свободный. – (Дата обращения: 02.05.2020).
10. Lumpi - BerndorfSupplyReferenceList [Электронныйресурс]. – Режим доступа: <http://www.lumpi-berndorf.at/en/>, свободный. – (Дата обращения: 02.05.2020).
11. High Temperature Resistant Overhead Conductor, Lumpi-Berndorf [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.lumpi-berndorf.at/en/products/high-temperature-resistant-overhead-conductors-150/>, свободный. – (Дата обращения: 03.05.2020).
12. Mazon A. J., Zamora I., Criado R., Alonso C., Medina R., Albizu I. Pilot installation of GTACSR conductors in the Spanish power system / A. J. Mazon, I. Zamora, Criado, C. Alonso, R. Medina, I. Albizu // 18th International Conference on Electricity Distribution CIRED 2005. – Turin, 6–9 June [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.researchgate.net/publication/224123019_Pilot_installation_of_GTACSR_conductors_in_the_Spanish_power_system, свободный. – (Дата обращения: 03.05.2020).
13. J-Power Systems Technical Data JTD 80-1876A Supply Record of Gap Conductor [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/VortraegeVeranstaltungen/WorkshopPink.pdf?__blob=publicationFile&v=1, свободный. – (Дата обращения: 04.05.2020).
14. J-Power Systems Official Catalogue CAT.NO.TL-101A [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.jpowers.co.jp/english/product/pdf/gap_c1.pdf, свободный. – (Дата обращения: 04.05.2020).

15. Nexans. Референс лист [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.nexans.com/eservice/Corporate-en/navigate_-10/Global_expert_in_cables_and_cabling_systems.html, свободный. – (Дата обращения: 05.05.2020).
16. NBNC 34-100 Conducteurs nus pour les lignes aérie. Comité ElectrotechniqueBelgeasbl [Электронныйресурс]. – Режим доступа: https://www.ceb-bec.be/sites/default/files/u4/RAPPORT_ANNUEL_2007_FR.pdf, свободный. – (Дата обращения: 05.05.2020).
17. Электрические системы. Электрические сети [Текст]: Учебник для вузов. – 2-е изд. – М.: Высш. школа, 1998.
18. Проводнеизолированный из термостойкого алюминиевого сплава с сердечником из стальной проволоки, плакированной алюминием (Провод АСПТ) [Электронный ресурс].– Режим доступа: <http://n-er.ru/shop/provod/provod-aspt/>, свободный. – (Дата обращения: 05.05.2020).
19. Горюнов В. Н. Эффективность применения самонесущих изолированных проводов в современных электроэнергетических системах / В. Н. Горюнов, А. А. Бубенчиков [Текст] // Омский научный вестник. – 2009. – № 1 (77). – С. 106–108.
20. Стальные многогранные опоры ЛЭП[Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://elektropostavka.ru/stal-mnogogran-opor/>, свободный. – (Дата обращения: 08.05.2020).
21. Справочникпо проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича[Текст]. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.
22. Энергоэффективность в электрических сетях. Провода ЛЭП пора менять[Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://portal.energo.ru/articles/details/id/621>, свободный. – (Дата обращения: 11.05.2020).

23. РД 153-34.4-03.220-2003 «Руководящий документ по безопасному

производству работ электромонтерам-линейщикам при строительстве воздушных линий электропередач»[Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/Data1/45/45996/>, свободный. – (Дата обращения: 12.05.2020).

24. РД 34.03.303-89 «Организация пожарной охраны на объектах МинэнергоСССР» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200037124>, свободный. – (Дата обращения: 12.05.2020).

25. Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ РД 153-34.3-03.285-2002 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/Data1/40/40340/>, свободный. – (Дата обращения: 13.05.2020).

26. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок от 24.07.2013 N 328н (с изменениями на 19 февраля 2016 года) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/499037306>, свободный. – (Дата обращения: 13.05.2020).

27. Правила безопасности при работе с инструментом и приспособлениями[Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/Data1/10/10714/>, свободный. – (Дата обращения: 14.05.2020).

28. Правила по охране труда при работе на высоте от 28.03.2014 N 155н

[Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://base.garant.ru/70736920/>, свободный. – (Дата обращения: 14.05.2020).




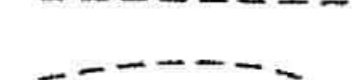

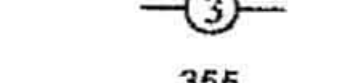
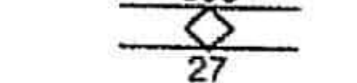
29. Санитарно-эпидемиологические правила«Гигиенические требования корганизации технологических процессов, производственному

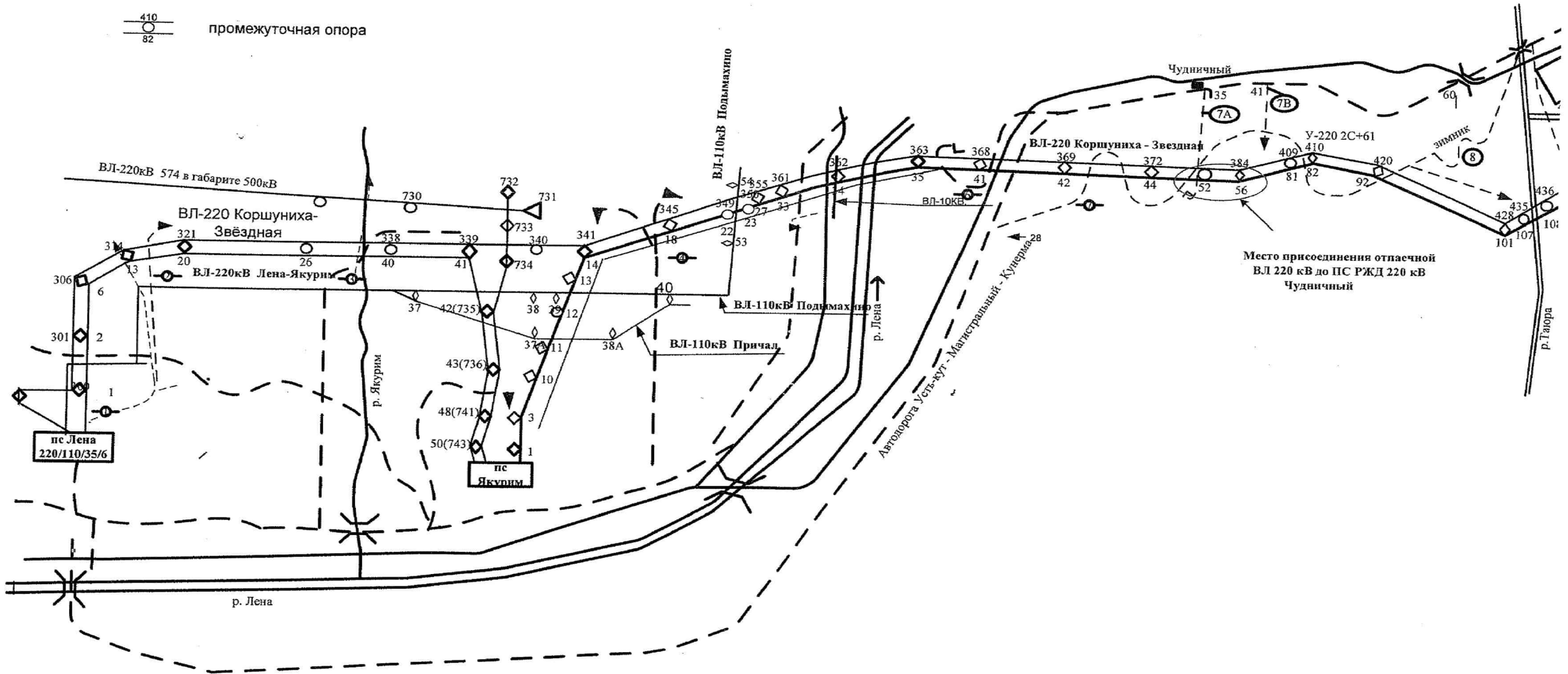
оборудованию и рабочему инструменту» СП 2.2.2.1327-03 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/901865870>, свободный. – (Дата обращения: 15.05.2020).

30. Санитарные правила и нормативные «Гигиенические требования корганизации строительного производства и строительных работ» СанПин 2.2.31384-03 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/Data1/41/41669/>, свободный. – (Дата обращения: 15.05.2020).

Реконструкция электрической сети 220 кВ для присоединения ПС 220 кВ "Чудничный"

Условные обозначения:

-  автодорога притрассовая
-  ж/д электрофицированная
-  километражный номер по автодороге
-  заезды на ВЛ с основной дороги
-  номера заездов
-  анкерная опора с нумерацией
-  промежуточная опора



13.04.02-ОРСЭМ-04-ВКР-016-18-ГЧ				Лист	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Реконструкция электрической сети 220 кВ для присоединения ПС 220 кВ "Чудничный"	
Разраб.	Лозова Е. В.				Лист	1
Проб.	Яковина Т. Н.				Листов	6
Т.контр.					Проектирование отпайки ВЛ 220 кВ ОП.52 - "Чудничный"	
И.контр.	Струмельж А. В.				Ф.И.П. каф. ЭиЭ ОРСЭМ-18	
Утв.	Будитов В. Н.				Копировал Формат А1	

Электрическая схема присоединения отпайек ВЛ 220 кВ ОП.52 – "Чудничный"

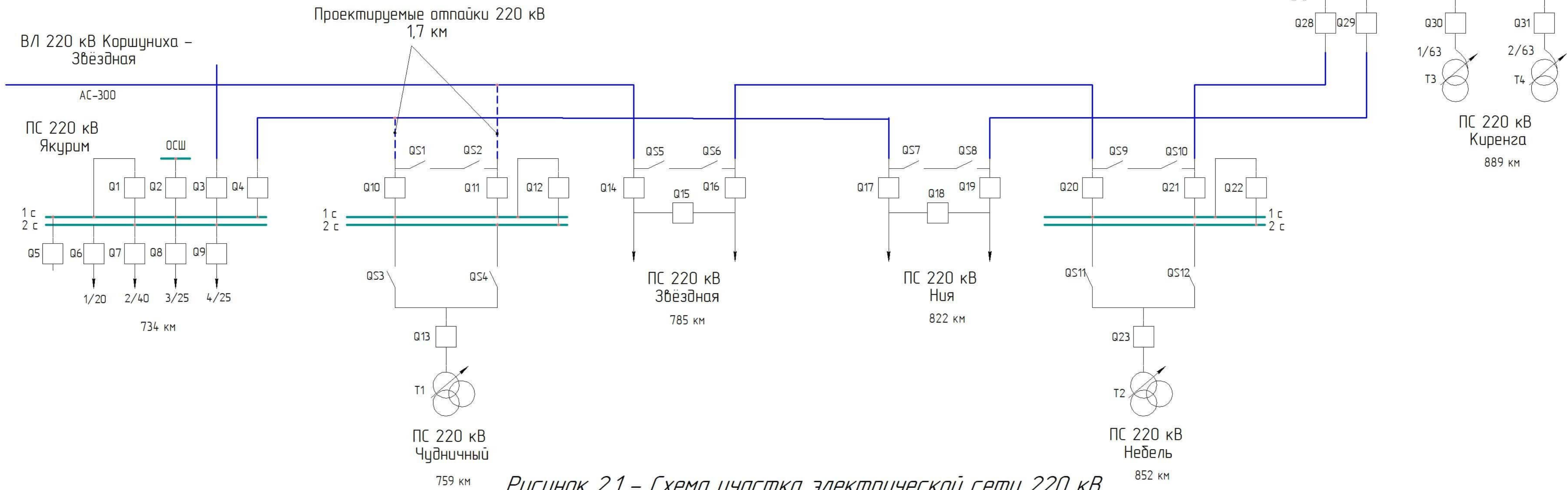


Рисунок 2.1 – Схема участка электрической сети 220 кВ

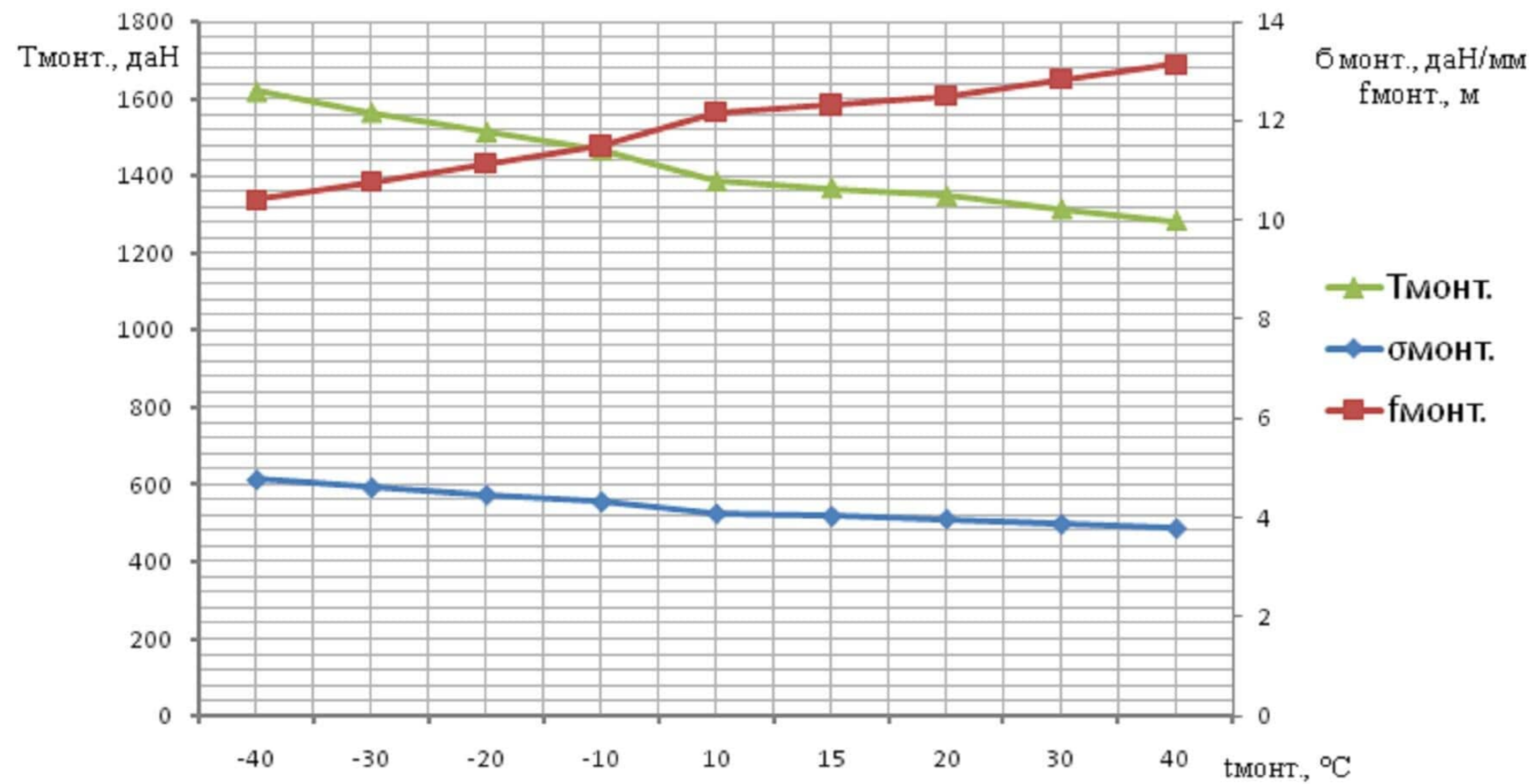


Рисунок 2.2 – Монтажный график для провода АС 300/39

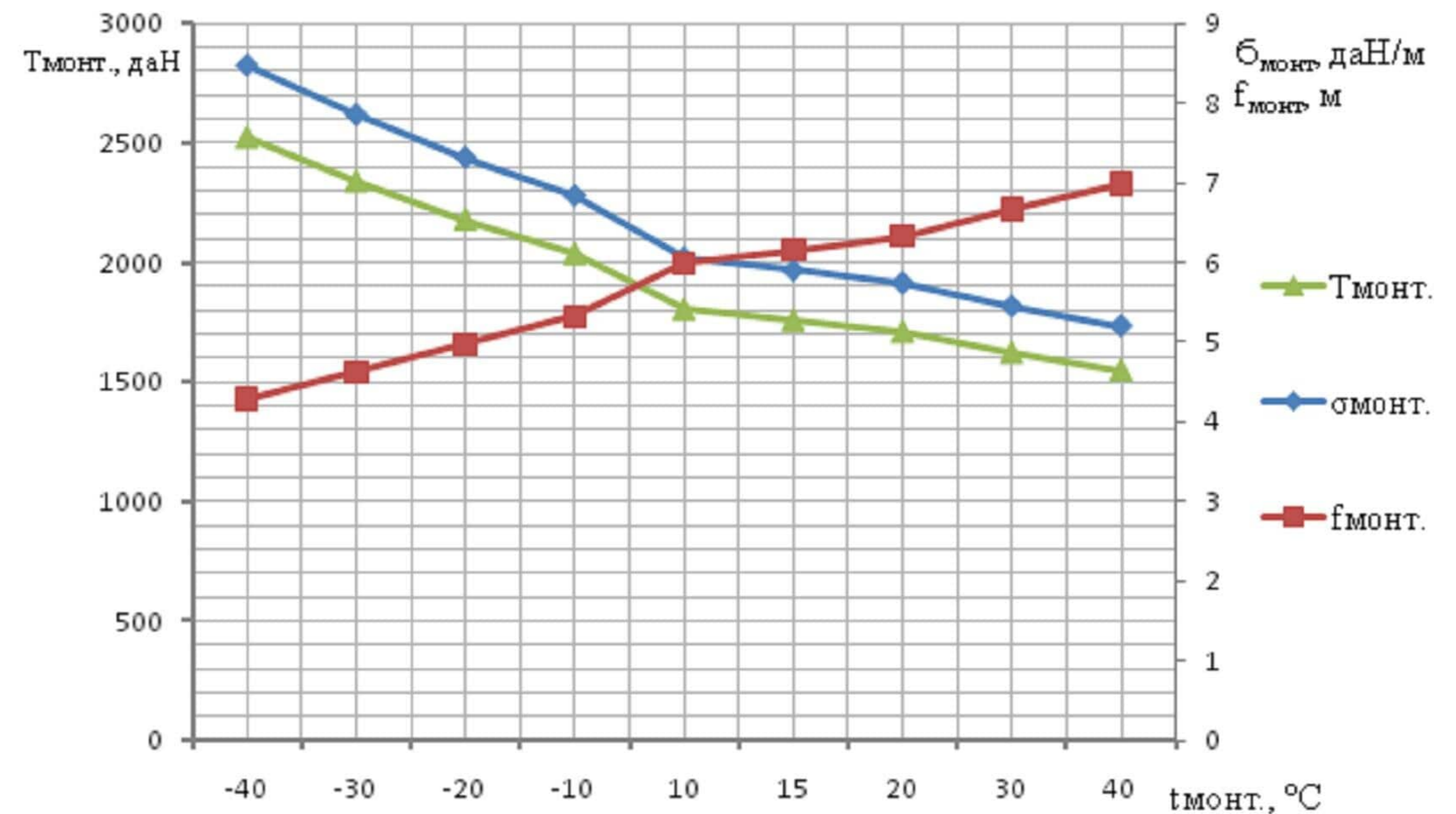


Рисунок 2.3 – Монтажный график для провода АСПТ АТ1/20АС 240/56

				13.04.02-ОРСЭМ-04-ВКР-016-18-ГЧ		
Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Электрическая схема присоединения отпайек ВЛ 220 кВ ОП.52 – "Чудничный"	
Разраб.	Лозова Е. В.				Лист	2
Проб.	Яковкина Т. Н.				Листов	6
Т.контр.					Проектирование отпайки ВЛ 220 кВ ОП.52 – "Чудничный"	
И.контр.	Струмельж А. В.				ФМЛ	
Утв.	Будятов В. Н.				каф. ЭиЭ	
				ОРСЭМ-18		
				Копировал		Формат А1

Механический расчёт отпаяк воздушной линии с использованием опор П 220-2 и провода АС 300/39

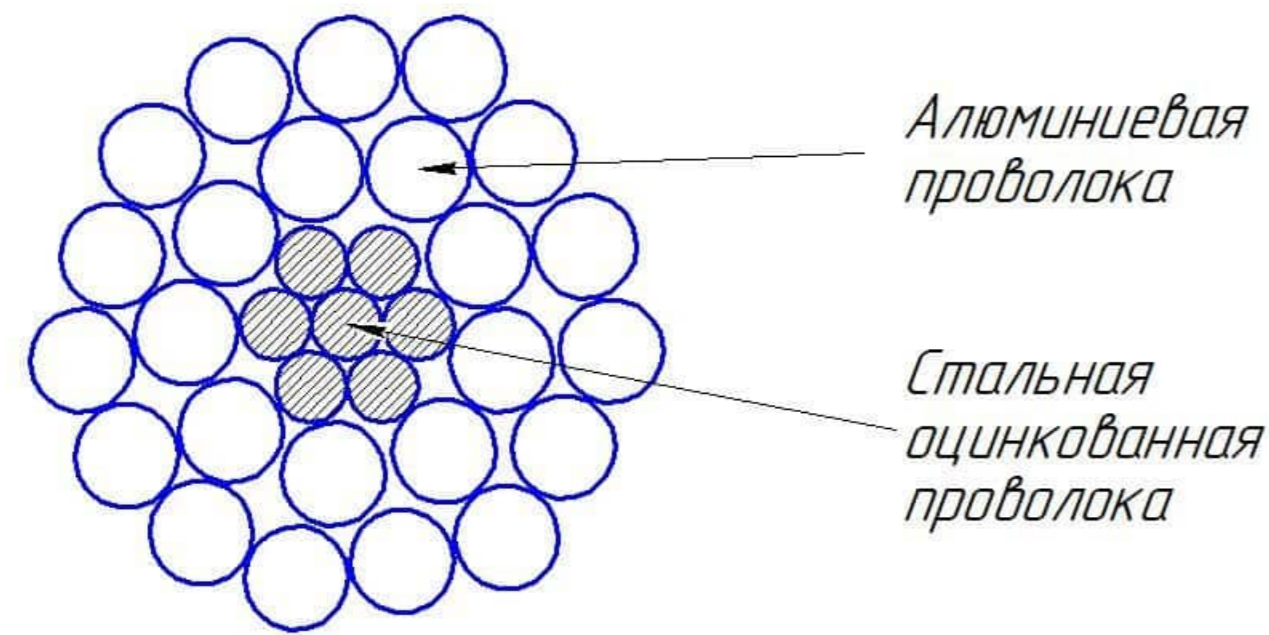


Рисунок 3.1 – Поперечный разрез провода АС 300/39

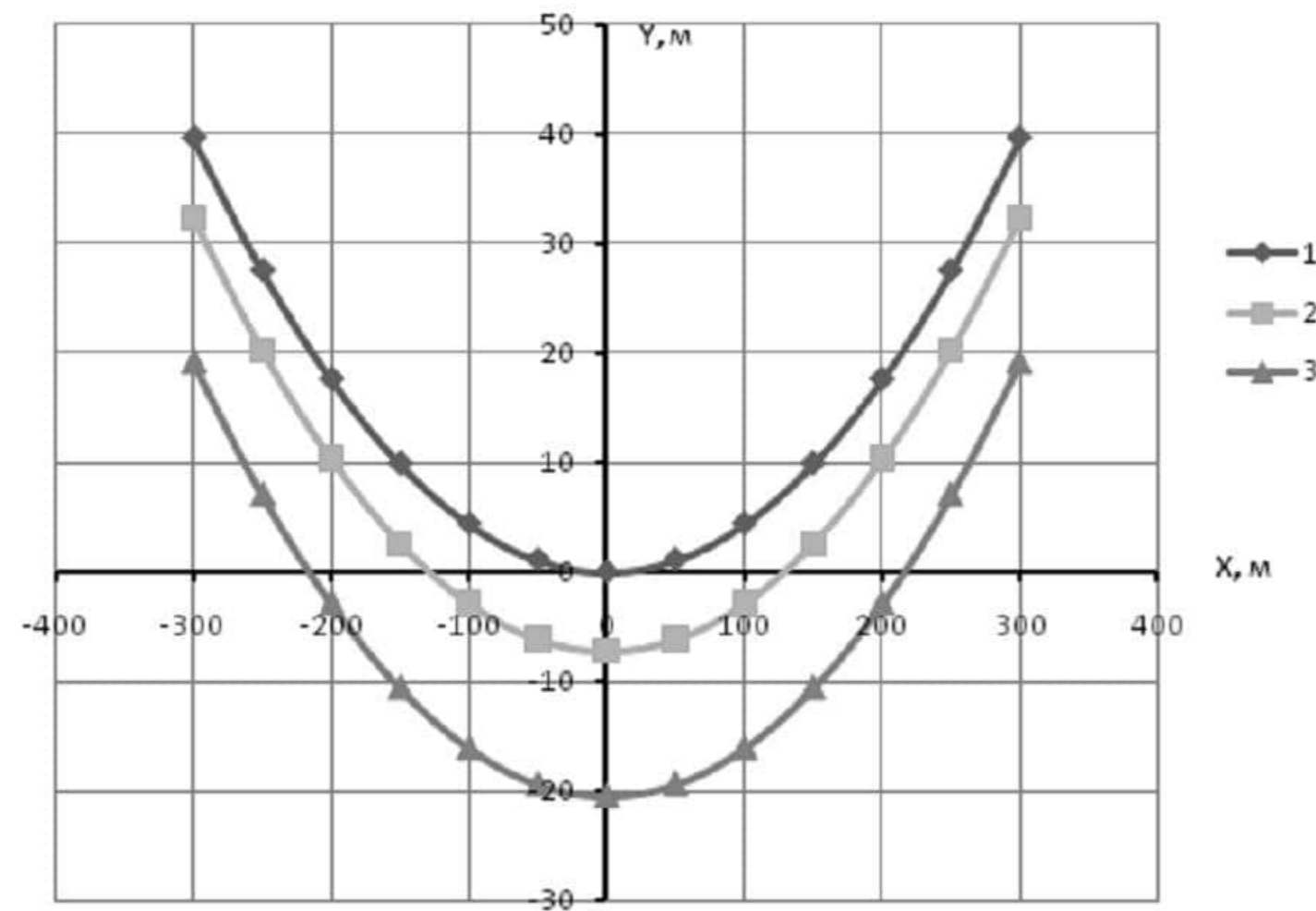


Рисунок 3.2 – Разбивочный шаблон

- 1 – кривая максимального провисания провода в вертикальной плоскости
- 2 – габаритная кривая
- 3 – земляная кривая

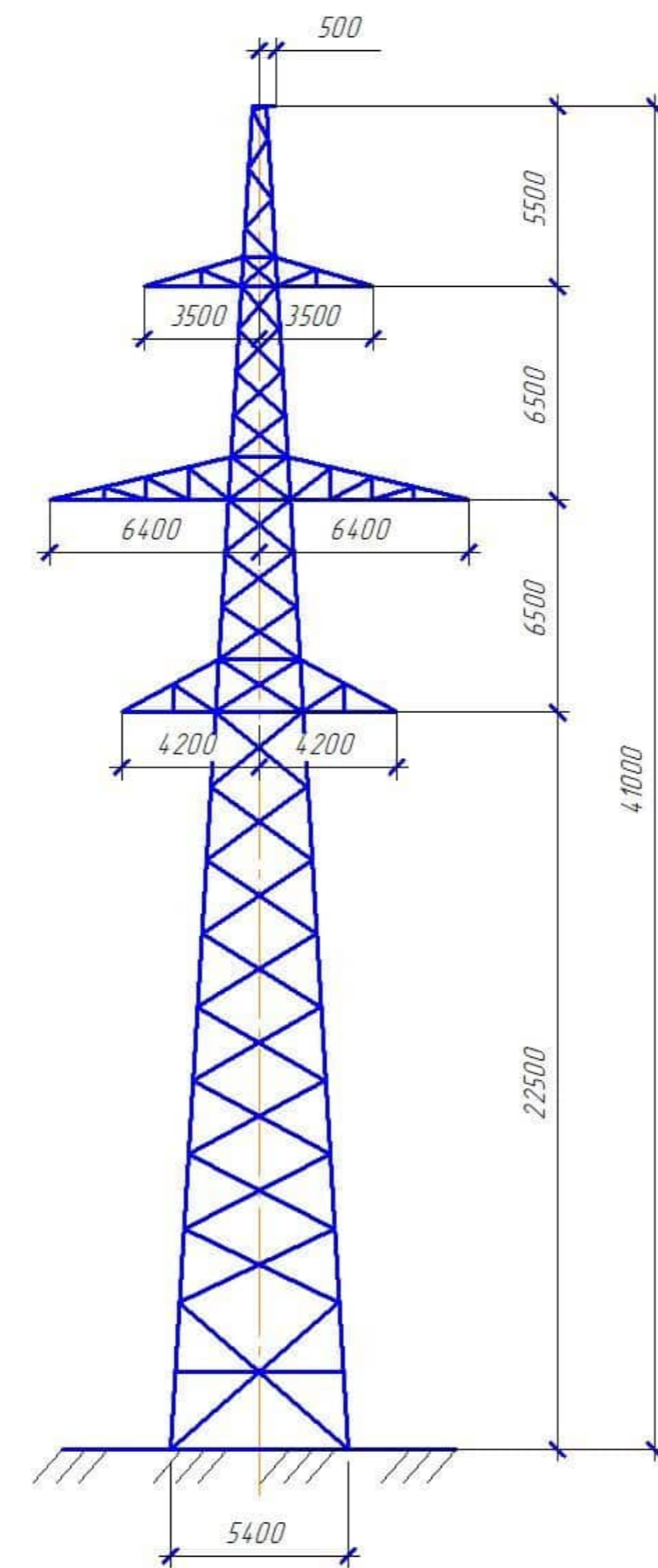


Рисунок 3.3 – Промежуточная опора П 220-2

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимов провода АС 300/39

Номер режима	Механическое напряжение, $\frac{даН}{мм^2}$	Стрела провиса, м
1	12,20	13,20
2	11,82	13,11
3	5,98	12,04
4	4,23	11,74
5	4,01	12,39
6	5,01	9,91
7	3,81	13,04

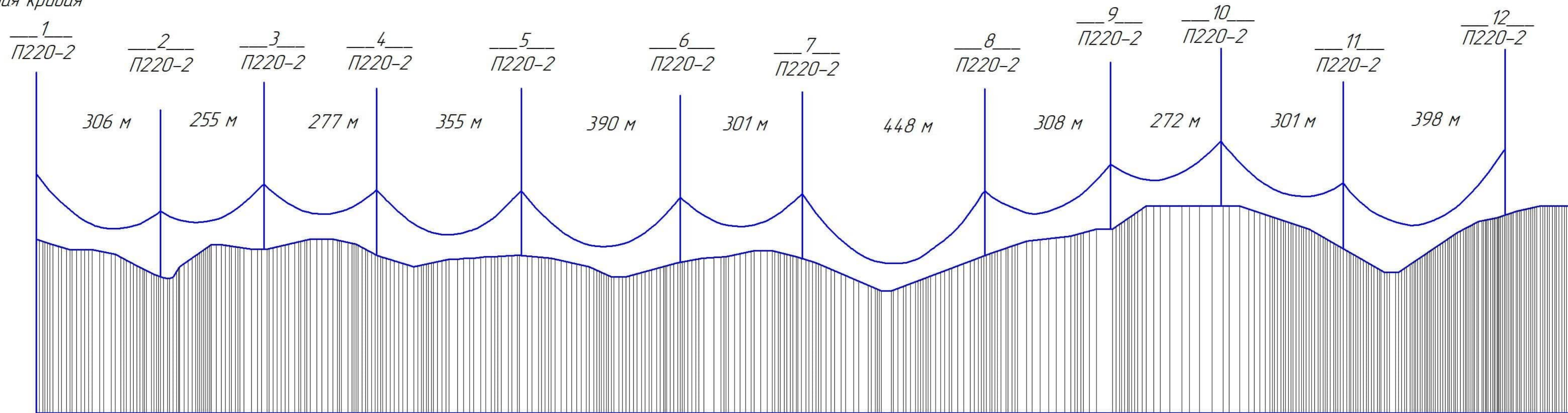


Рисунок 3.4 – Расстановка опор П 220-2 по профилю трассы с использованием провода АС 300/39

13.04.02-ОРСЭМ-04-ВКР-016-18-ГЧ				Лист	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ док.м.	Подп.	Дата	Механический расчёт отпаяк	
Разраб.	Лозова Е. В.				воздушной линии с использованием опор	
Проб.	Яковкина Т. Н.				П 220-2 и провода АС 300/39	
Т.контр.					Лист 3	Листов 6
И.контр.	Струменев А. В.				Проектирование отпайки ВЛ 220 кВ	
Утв.	Будятов В. Н.				ОП.52 – "Чудачичный"	
Копировал				Формат А1		

Механический расчёт отпаяк воздушной линии с использованием опор ПМ 220-2 и провода АСПТ АТ1/20СА 240/56

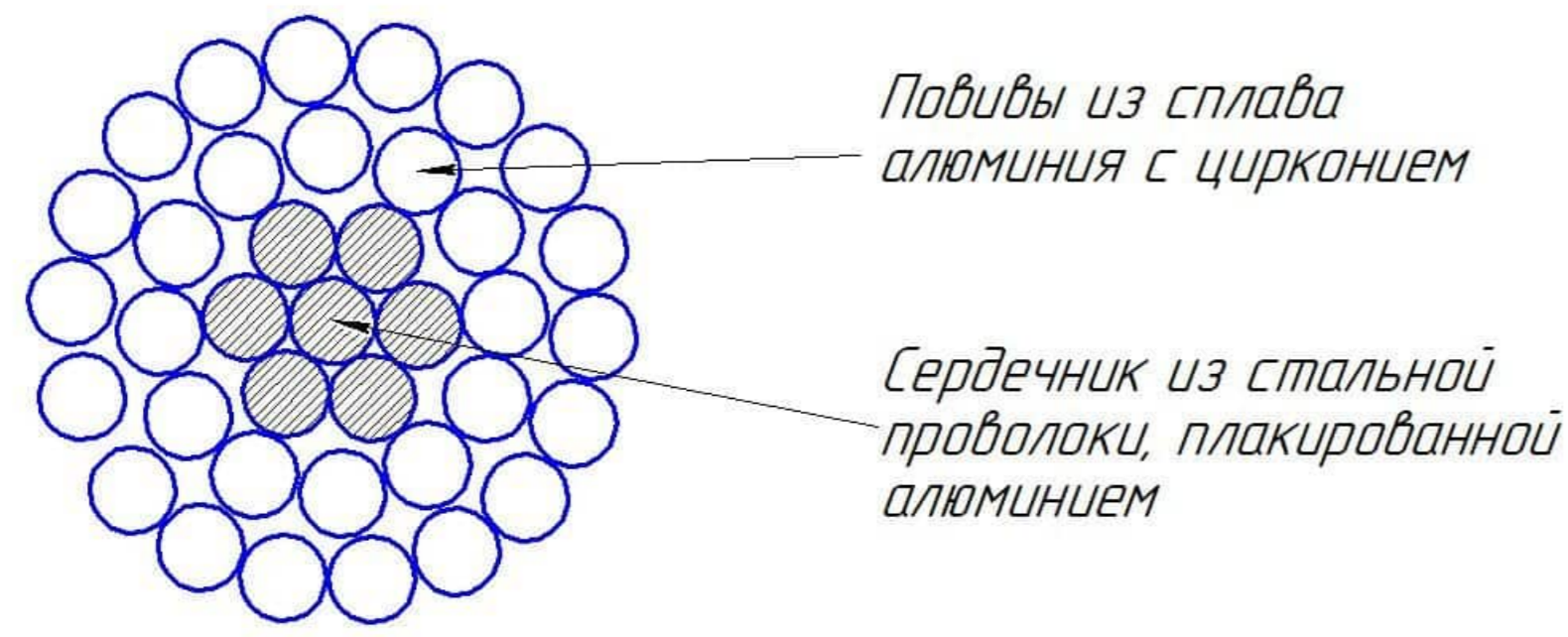


Рисунок 4.1 – Поперечный разрез провода АСПТ АТ1/20СА 240/56

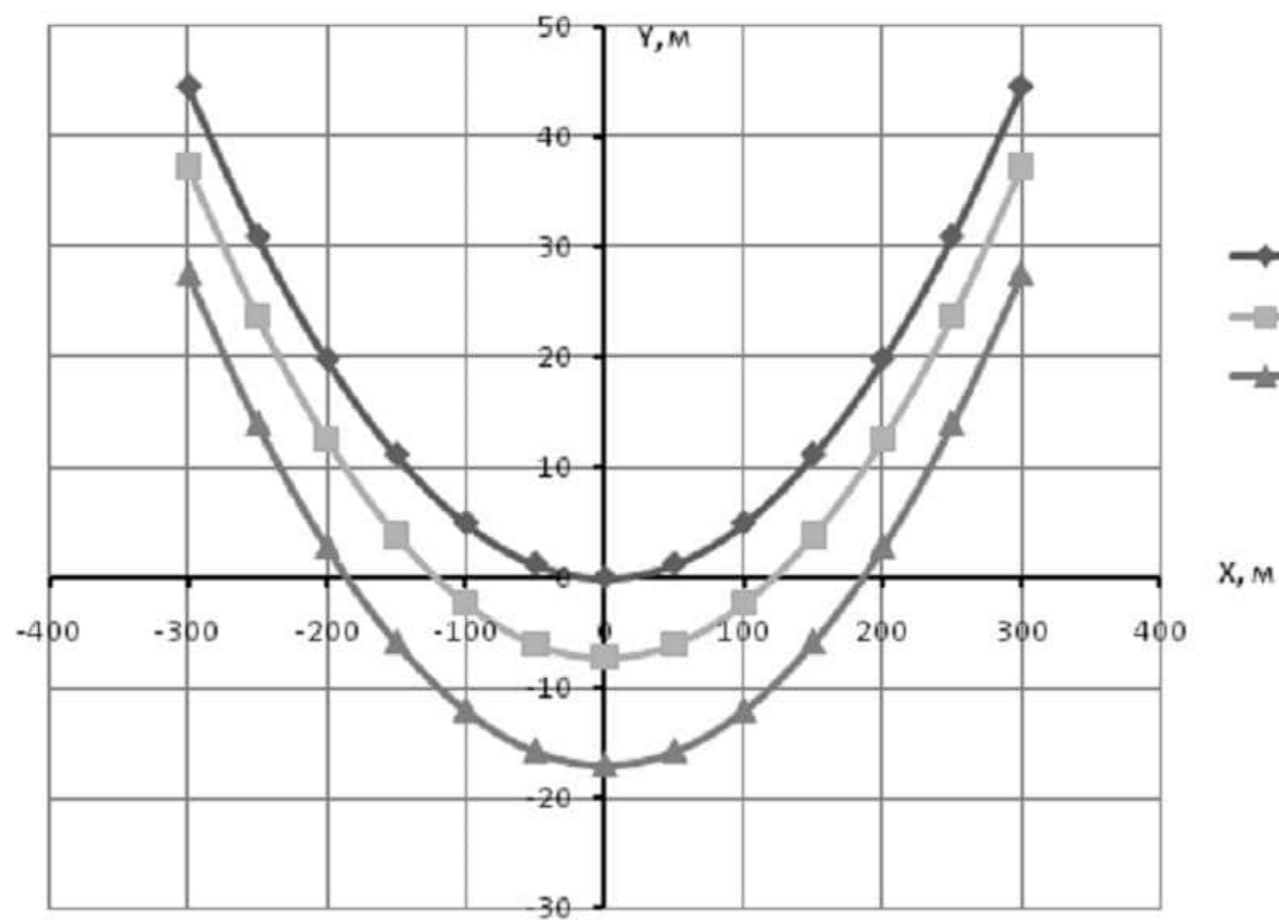


Рисунок 4.2 – Разбивочный шаблон

- 1 – кривая максимального провисания провода в вертикальной плоскости
- 2 – габаритная кривая
- 3 – земляная кривая

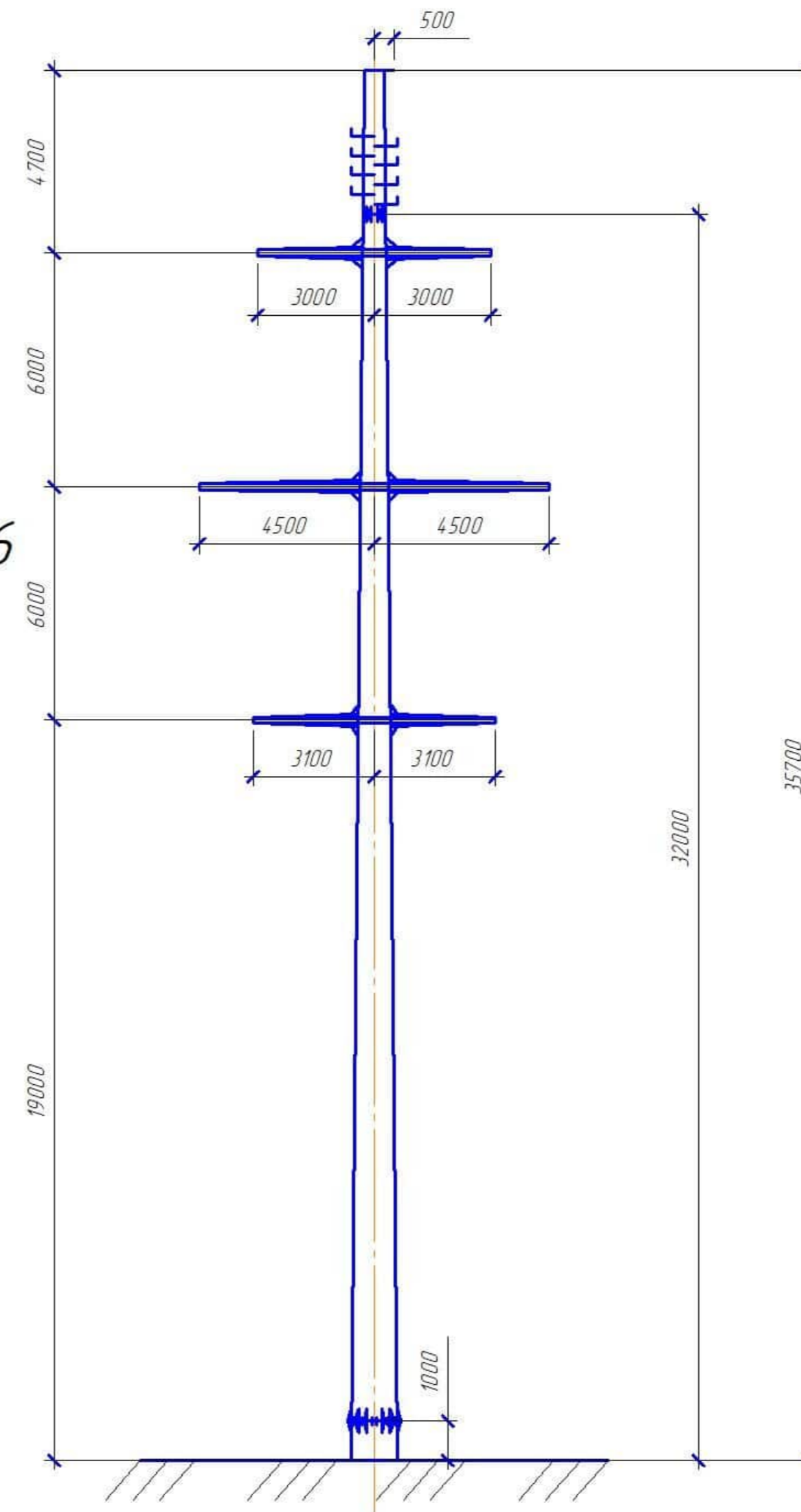


Рисунок 4.3 – Стальная многогранная опора ПМ 220-2

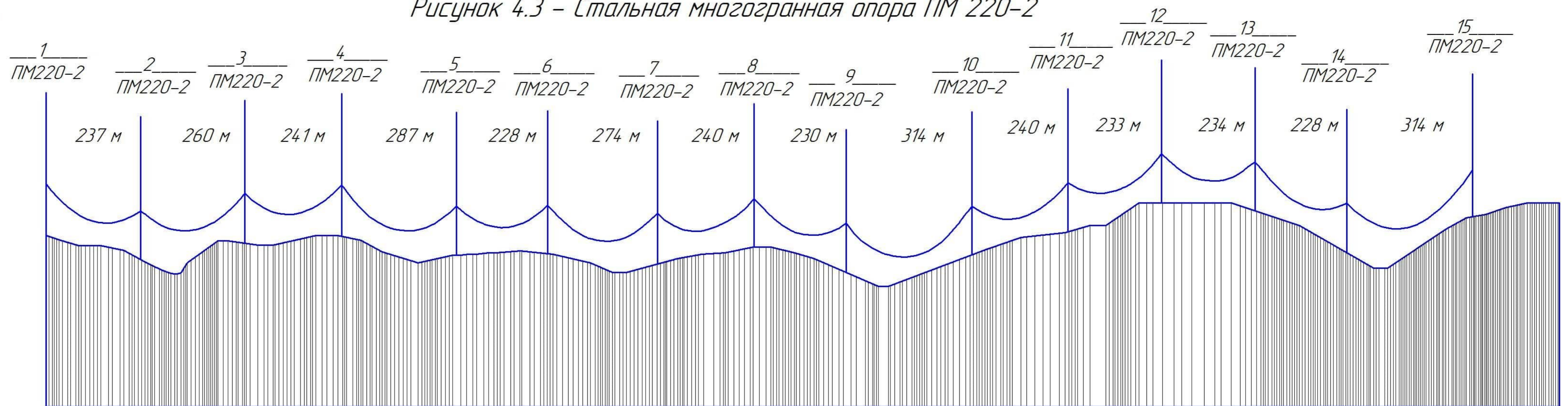


Рисунок 4.4 – Расстановка опор ПМ 220-2 по профилю трассы с использованием провода АСПТ АТ1/20СА 240/56

Таблица 4.1 – Результаты расчета режимов провода АСПТ АТ1/20СА 240/56

Номер режима	Механическое напряжение, $\frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$	Стрела провиса, м
1	14,90	7,899
2	14,70	7,847
3	8,08	5,979
4	6,60	5,509
5	5,89	6,170
6	9,39	3,872
7	8,88	4,090

				13.04.02-ОРСЭМ-04-ВКР-016-18-ГЧ				
Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Механический расчёт отпаяк воздушной линии с использованием опор ПМ 220-2 и провода АСПТ АТ1/20СА 240/56	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.	Лозова Е. В.							
Проб.	Яковкина Т. Н.							
Т.контр.								
И.контр.	Струмельж А. В.				Лист 4	Листов 6		
Утв.	Будилова Ю. Н.				Проектирование отпайки ВЛ 220 кВ ОП.52 – "Чудачичный"			ФМП каф. ЭиЭ ОРСЭМ-18
				Копировал			Формат А1	

Полимерные изоляторы и их паспортные данные

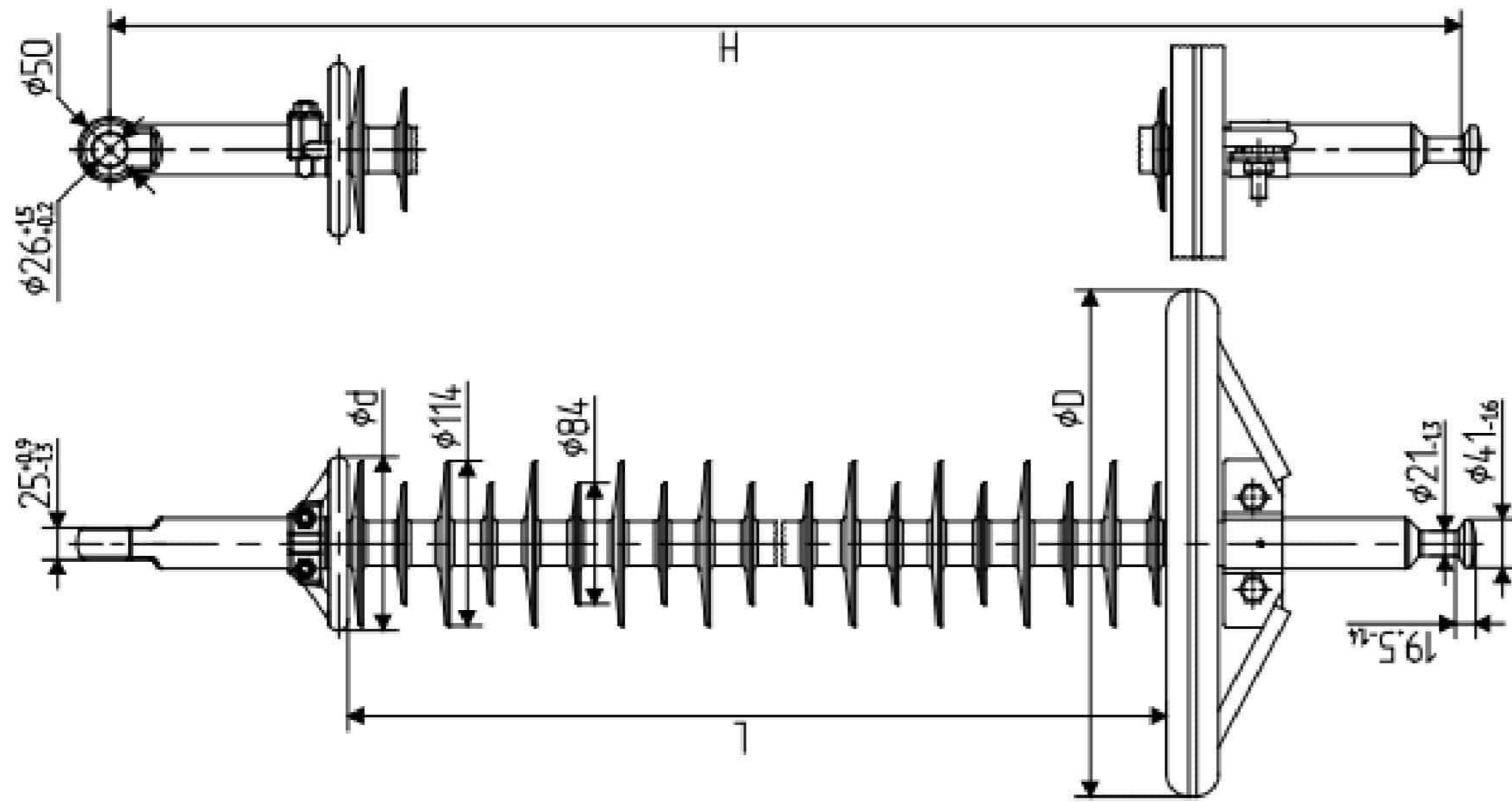


Рисунок 5.1 – Полимерный изолятор ЛК 160/220-А-2

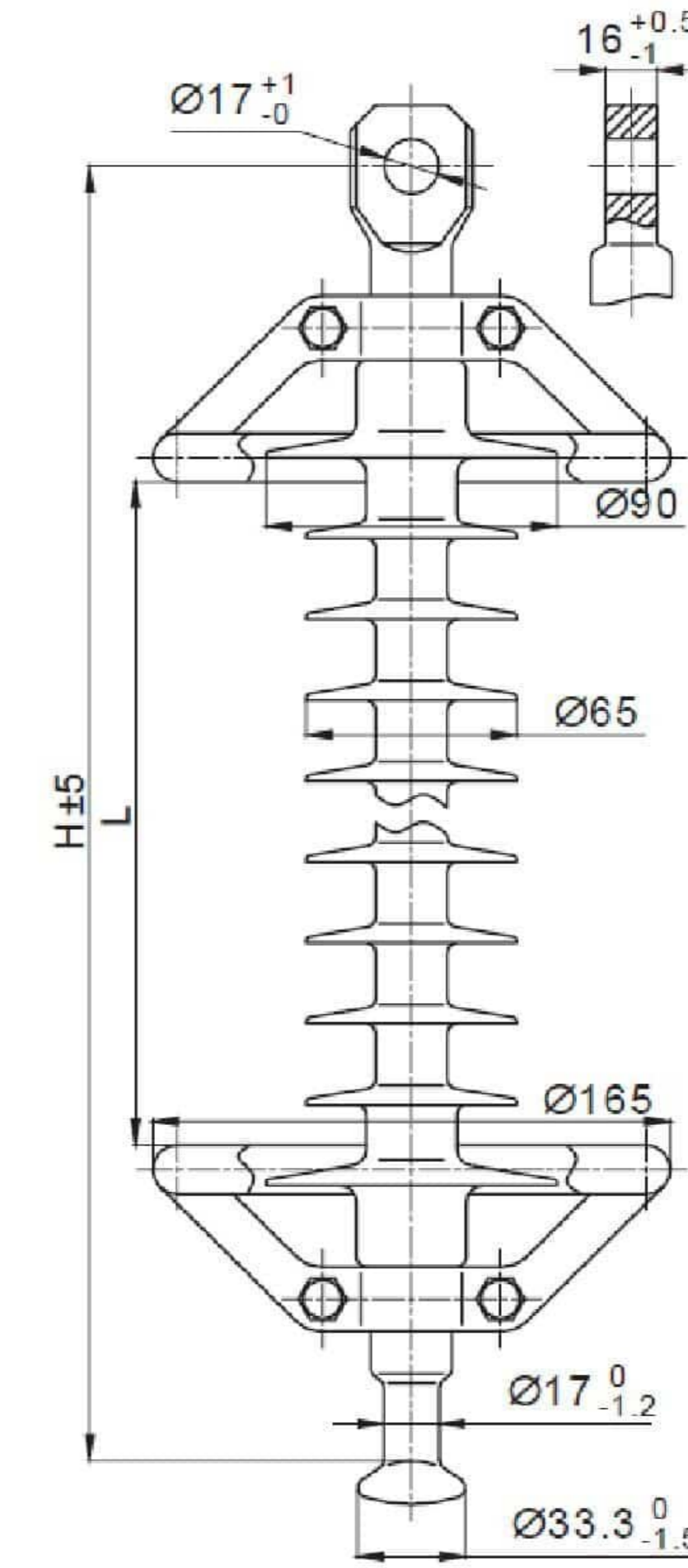


Рисунок 5.2 – Полимерный изолятор ЛК 70/220-И-2СП

Таблица 5.1 – Паспортные данные изолятора ЛК 160/220-А-2

Показатель	ЛК 160/220-А-2
Номинальное напряжение, кВ	220
Механическая разрушающая сила при растяжении, не менее, кН	160
Строительная высота Н, мм	2410
Длина изоляционной части L, мм	1965
Длина пути утечки, см	590
Масса, не более, кг	9,2
Допустимая степень загрязнения (СЗ) по ПУЭ	2
Выдерживаемое напряжение промышленной частоты для изоляторов: - в сухом состоянии, кВ - под дождем, кВ	440 395
Значение напряжения полного грозового импульса, не менее, кВ	950

Таблица 5.2 – Паспортные данные изолятора ЛК 70/220-И-2СП

Показатель	ЛК 70/220-И-2СП
Номинальное напряжение, кВ	220
Механическая разрушающая сила при растяжении, не менее, кН	70
Строительная высота Н, мм	2045
Длина изоляционной части L, мм	1830
Длина пути утечки, см	472
Масса, не более, кг	5
Допустимая степень загрязнения (СЗ) по ПУЭ	2
Выдерживаемое напряжение промышленной частоты для изоляторов: - в сухом состоянии, кВ - под дождем, кВ	655 620
Значение напряжения полного грозового импульса, не менее, кВ	1005

13.04.02-ОРСЭМ-04-ВКР-016-18-ГЧ				Лит.	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Полимерные изоляторы и их паспортные данные	
Разраб.	Лозова Е. В.				Лист 5	Листов 6
Проб.	Яковкина Т. Н.				Проектирование отпайки ВЛ 220 кВ ОП.52 – "Чудничный"	
Т.контр.					ФМП каф. ЭиЭ ОРСЭМ-18	
И.контр.	Струмельж А. В.				Формат А1	
Утв.	Будяков Ю. Н.				Копировал	

Изм. №, дата, Подп. и дата, Взам. инв. №, Инв. № докл., Справ. №, Перв. примен.

Сводные таблицы результатов расчёта

Таблица 6.1 – Затраты на строительство отпаек от ВЛ при использовании провода АС 300/39 и стальных решетчатых опор

Составляющие затрат	Величина затрат, млн. руб.
Стоимость ВЛ 220 кВ по базисным показателям с учетом территориального коэффициента	3,473
Вырубка просеки, с учетом территориального коэффициента	0,547
Установка выключателей по концам электропередачи с учетом территориального коэффициента	99,946
Противоаварийная автоматика (при числе ВЛ 220 кВ более двух), с учетом территориального коэффициента	2,123
Итого	106,089
Стоимость постоянного отвода земельного участка	0,002
Стоимость строительства ВЛ 220 кВ (с учетом затрат, сопутствующих строительству 20,61%)	127,956

Таблица 6.2 – Затраты на строительство отпаек от ВЛ при использовании провода АСПТ АТ1/20АС 240/56 и стальных многогранных опор

Составляющие затрат	Величина затрат, млн. руб.
Стоимость ВЛ 220 кВ по базисным показателям с учетом территориального коэффициента	8,525
Вырубка просеки, с учетом территориального коэффициента	0,547
Установка выключателей по концам электропередачи с учетом территориального коэффициента	99,946
Противоаварийная автоматика (при числе ВЛ 220 кВ более двух), с учетом территориального коэффициента	2,123
Итого	111,141
Стоимость постоянного отвода земельного участка	0,244
Стоимость строительства ВЛ 220 кВ (с учетом затрат, сопутствующих строительству 20,61%)	134,049

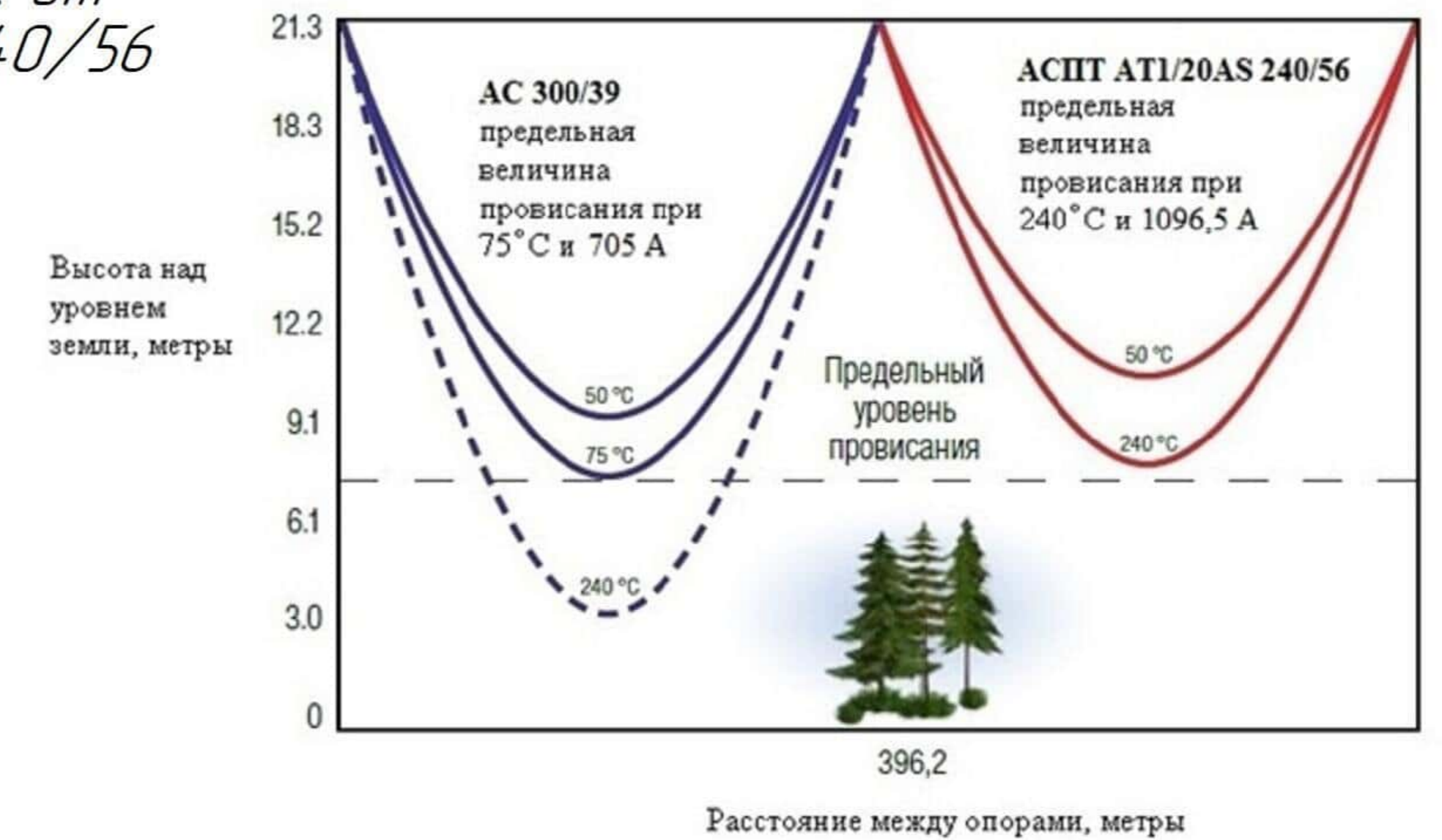


Рисунок 6.1 – Сравнительная оценка стрел провеса проводов

Таблица 6.4 – Сравнение характеристик проводов АС 300/39 и АСПТ АТ1/20АС 240/56

Провод	АС 300/39	АСПТ АТ1/20АС 240/56
Вес, кг/км	1132	1037,7
Сечение алюминия, мм ²	301	241,2
Сечение стали, мм ²	38,6	56,3
Диаметр, мм	24	22,4
Разрывное усилие, кН	90,574	106,603
Длительно допустимый ток, А	705	1096,5
Температурный коэффициент линейного расширения, град ⁻¹	19,8 · 10 ⁻⁶	18,3 · 10 ⁻⁶
Предел прочности при растяжении, даН/мм ²	27	33
Допускаемое напряжение, даН/мм ² :		
а) при max нагрузке и min температуре	12,2	14,9
б) при среднегодовой температуре	8,1	9,9

Таблица 6.3 – Сравнение характеристик промежуточных опор П 220-2 и ПМ 220-2

Тип опоры	Заданные условия			Расчетные пролеты, м		
	Провод	Район по гололеду	Район по ветровой нагрузке	Габаритный	Ветровой	Весовой
П 220-2	АС 300/39	III	II	385	470	480
ПМ 220-2	АСПТ АТ1/20АС 240/56	III	II	280	401	350