

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»

институт

«Электроэнергетика»

кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

подпись

инициалы, фамилия

« _____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Реконструкция ВЛ 35 кВ ПС 110/35/6 кВ Орджоникидзе – ПС 35/6 кВ
Приисковский (Т-31) филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Хакасэнерго»

тема

Руководитель _____

подпись, дата

доц. каф. ЭЭ канд. техн. наук А.В.Коловский

должность, ученая степень

инициалы, фамилия

Выпускник _____

подпись, дата

А.И.Чильчигашев

инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____

подпись, дата

И. А. Кычакова

инициалы, фамилия

Абакан 2020

РЕФЕРАТ

Структура и объём работы. Выпускная квалификационная работа состоит из трех глав, изложенный на 51 странице пояснительной записки, содержит 3 листа графического материала, 20 таблиц, список использованных источников из 20 наименований.

РЕКОНСТРУКЦИЯ, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, ОПОРА ЛЭП, RASTRWIN3, УКРЕПЛЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СТОИМОСТИ.

Цель работы. Реконструкция воздушной линии Орджоникидзе-Приисковый (Т-31).

Задачами работы являются:

- Выбор сечения проводов;
- Определение место нахождения трасы и выбор опор;
- Механический расчет линии электропередач;
- Выбор изоляторов и арматуры;
- Расчет затрат по укрепленным показателям стоимости.

В работе на основании анализа района прохождения ЛЭП выбрана трасса линии и места установки анкерных опор и промежуточных опор. Выбрано сечение провода по току нагрузки и произведен расчет потерь напряжения и новых токов КЗ. На основании механического расчета выбрана арматура ЛЭП и проверены расстояния между опорами.

В результате выполнения ВКР: разработаны мероприятия по реконструкции воздушной линии электропередач ПС 110/35/6 кВ Орджоникидзе-ПС 35/6 кВ.

ESSAY

Structure and scope of work. The final qualifying work consists of three chapters, set out on 51 pages of an explanatory note, contains 3 sheets of graphic material, 20 tables, a list of used sources of 20 titles.

RECONSTRUCTION, POWER LINE, SELECTION OF EQUIPMENT, POWER SUPPLY, RASTRWIN3, INCREASED COST RATES.

Objective. Reconstruction of the Ordzhonikidze-Priiskovy air line (T-31).

The tasks of the work are:

- Choice of wire cross-section;
- Determination of the location of the route and the choice of supports;
- Mechanical calculation of power lines;
- Selection of insulators and fittings;
- Calculation of costs by reinforced cost indicators.

In the work, based on the analysis of the area of transmission of the power transmission line, the route of the line and the location of the anchor supports and intermediate supports were selected. The wire cross-section was selected for the load current and the calculation of voltage losses and new short-circuit currents was made. On the basis of a mechanical calculation, power line reinforcement was selected and the distances between the supports were checked.

As a result of the VKR: measures were developed for the reconstruction of the overhead power transmission line 110/35/6 kV SS Ordzhonikidze-SS 35/6 kV.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Теоретическая часть.....	6
1.1 Общие сведения о реконструкции линии электропередачи. Виды работ при реконструкции линии электропередачи.....	6
1.2 Характеристика реконструируемой линии и причины реконструкции	7
1.3 Характеристика предполагаемой трассы линии электропередачи....	9
2 Аналитическая часть.....	11
2.1 Выбор места прохождения трассы и предварительный выбор опор	11
2.2 Расчет электрической части.....	13
2.2.1 Выбор марки сечения провода по потерям и в различных режимах работы.....	13
2.2.2 Расчет токов КЗ	17
2.3 Расчет удельных нагрузок на провод и трос	21
2.3.1 Определение максимальной толщины стенки гололеда ВЛ и максимального ветрового давления ВЛ.....	21
2.3.2 Определение удельных нагрузок на провод.....	25
2.3 Расчет удельных нагрузок на трос	29
2.4 Механический расчет троса и провода	31
2.4.1 Расчёт исходного режима.....	31
2.4.2 Расчет напряжения в проводе и стрел подвеса	33
2.4.3 Расчет грозозащитного троса.....	36
3 Практическая часть	38
3.1 Окончательный выбор типа, количества и места установки опор ..	38
3.1.1 Провод и грозозащитный трос.....	38
3.2 Выбор изоляторов, линейно арматуры и заземляющих устройств .	40
3.2.1 Типы Опор и Конструкций	42
3.2.2 Закрепление опор в грунте	43
3.3 Расчет по укрепленным показателям.....	45
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	49
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	50

ВВЕДЕНИЕ

Энергетика основополагающая производственных сил, способствующая развитию и укреплению всей отрасли экономики. Она позволяет обеспечить работу не только промышленных предприятий, но и сельского хозяйства, транспорта, коммунально-бытовых нужд городов, рабочих и сельских поселков. Поэтому развитие экономики не представляется возможным, без развития энергетики.

Среди всех отраслей народного хозяйства энергетика занимает ведущее положение. Уровень развития энергетики и электрификации показывает достигнутый технико-экономический потенциал любой страны. Электрификация оказывает определяющее влияние на развитие всех отраслей народного хозяйства, она является стержнем строительства и развития всей экономики.

Объектом реконструкции является воздушная линия от подстанции ПС 110/35/6 Орджоникидзе до ПС 35/6 Приисковый (Т-31), в связи с высоким износом опор и всей линии, а также малой пропускной способностью линии.

1 Теоретическая часть

1.1 Общие сведения о реконструкции линии электропередачи. Виды работ при реконструкции линии электропередачи

Строительство ЛЭП является самым рациональным способом обеспечения электроэнергией удаленных населенных пунктов, городов и производственных объектов. Поэтому повреждение какого-либо вида воздушной линии влияет деятельности человека

Если в ходе диагностики серьезных повреждений или аварийных ситуаций не выявлено, но при этом наблюдается падение напряжения на концах длинных участков линии, то следует задуматься о повышении надежности и эффективности работы линии. С этой целью обычно проводят реконструкцию ЛЭП (замену проводов на большое сечение).

Современные технологии работы и профессионализм специализированных организаций позволяет проводить данные мероприятия без отключения сети от системы энергоснабжения. Как правило, такие мероприятия проводят в летнее время: в этот период нагрузка на электросеть снижена за счет того, что большинство пользователей электроэнергии отправляют за город на дачи. Кроме того, условия позволяют с комфортом работать на улице

Основной целью реконструкций электрических станций, подстанций, сетей и энергосистем является: производство, передача и распределение заданного количества электроэнергии; надёжность работы установки и энергосистемы в целом; заданное качество электроэнергии; понижение ежегодных издержек и ущербов при эксплуатации установок энергосистемы

В ходе Реконструкции линии проводят следующие работы [1]:

- Строительство фундамента для новых опор (при необходимости);
- Демонтаж старых и установка новых столбов или несущих металлических конструкций;

– Замена проводов на воздушной линии, арматуры, элементов заземления и т.д.;

Основными Факторами влияния на ВЛ являются

- Температурные перепады (на целостность провода)
- Атмосферное перенапряжение (возникает из-за грозы и молнии)
- Коммутационные (внутреннее перенапряжение) возникает при периодическом отключении и включении выключателей, подобно атмосферному перенапряжению
- Понижение температуры воздуха (увеличивает допустимую по нагреву температуру и рода тока)
- Повышение температуры проводов (провод удлиняется и сильно провисает)
- Гололедное явление на проводах (из-за снега, капель дождя, изморози)
- Порывы ветра
- вибрации (колебание проводов)
- Загрязнение воздуха (осадок золы, цементная пыль)

1.2 Характеристика реконструируемой линии и причины реконструкции

Начальной точкой одноцепной ВЛ 35 кВ является ОРУ 35 кВ ПС 110/35/6 кВ Орджоникидзе. Конечной точкой трассы является ОРУ 35 кВ ПС 35/6 кВ Приисковый. Общая протяжённость реконструируемого объекта – 26,154 км.

Схема размещения строительного объекта.

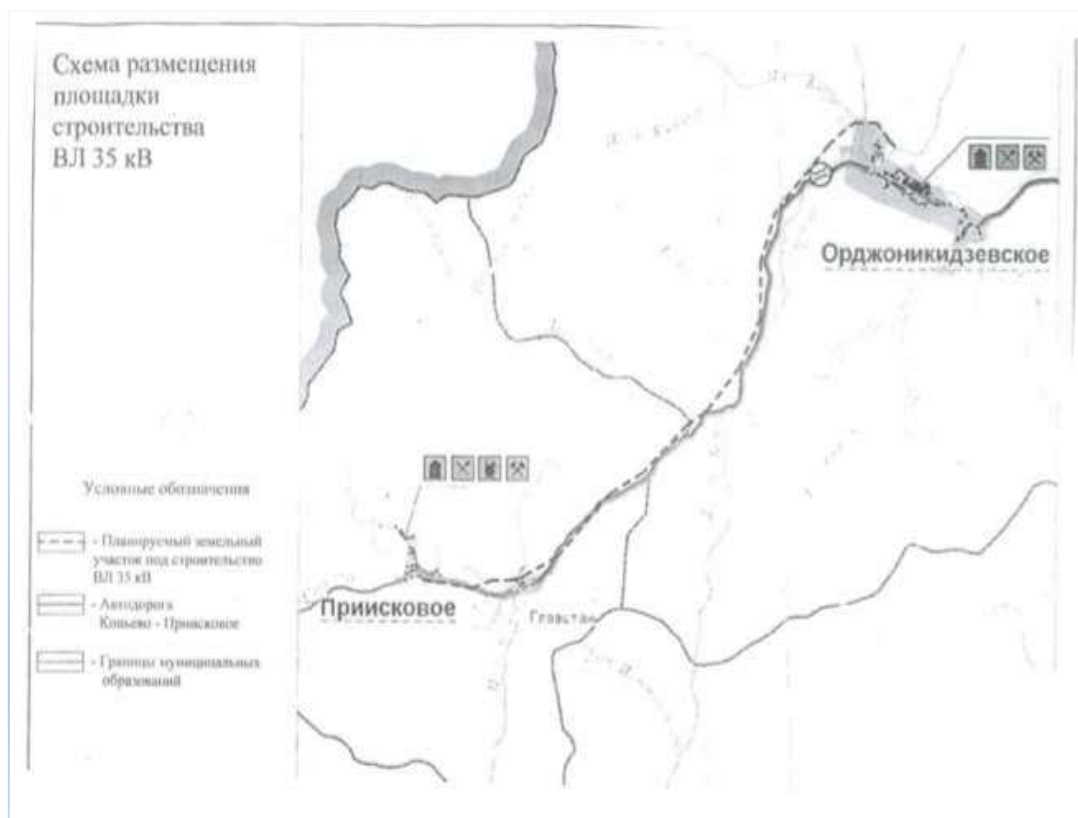


Таблица 1.1 Перечень оборудования линии

Наименования	Обозначение	Кол.	Масса ед. кг
Провод сталеалюминевый	АС-95/16	29,739км	385,0 кг/км
Гирлянды			
- поддерживающие		360шт.	
- натяжные		246шт.	
Изоляторы			
- поддерживающие	ПС-70	1080шт.	3,5 кг/шт.
- натяжные	ПС-70	738шт.	3,5 кг/шт.
Линейная арматура			
- сцепная	У1-7-16	246шт.	0,67 кг/шт.
	СР-7-16	246шт.	0,30 кг/шт.
- натяжные	НБН-2-6	246шт.	1,85 кг/шт.
- поддерживающие	ПГН-2-6	360шт.	0,71 кг/шт.

Таблица 1.2 – Ведомость опор

Тип опоры	Количество, шт.
ПБ-35-2	1
УД 110-1	17
УД 110-1 с ж/б приставкой	23
УАВ-1	1
ПВ-10	1
ПД 35-1	114
ПД 35-1 с ж/б приставкой	4
Итого:	161

Основной причиной реконструкции ветхое состояние опор, которые подверглись коррозии и различным природным явлениям нарушая целостность не только опор, но и всей линии. Также пожары в Хакасии наглядно показали не целесообразность деревянных конструкций, которые не имели практически никакой стойкости против огня происходит возгорание за считанные минуты, нарушая целостность энергосистемы региона

Помимо ветхих опор, целью реконструкции стоит увеличение пропускной способности воздушной линии, в связи с увеличением нагрузки на сеть.

1.3 Характеристика предполагаемой трассы линии электропередачи

В административном отношении реконструируемая воздушная линия расположена на территории Орджоникидзевского района Республики Хакасия. В районе строительства расположены следующие населенные пункты: - с. Орджоникидзевское; - с. Приисковое. Начальной точкой одноцепной ВЛ 35 кВ является ОРУ 35 кВ ПС 110/35/6 кВ Орджоникидзе. Конечной точкой трассы является ОРУ 35 кВ ПС 35/6 кВ Приисковий. Общая протяжённость реконструируемого объекта – 26,154 км. Территория слабо застроена. Рельеф представляет собой чередование равнинных пологонаклонных участков с абсолютными отметками 607-643 м и хребтов с абсолютными отметками до 1100 м. В геоморфологическом отношении площадка изысканий расположена на левобережном склоне долины реки Сарала. Поверхность

склона волнистая, с сильным уклоном в сторону реки Сарала. На территории и в непосредственной близости к площадке строительства объекты жилищного и культурного назначения отсутствуют, объект проектируется на месте существующей ВЛ 35 кВ, подлежащей демонтажу. Рассматриваемая территория для строительства относится к категории земель – земли населенных пунктов и земли лесного фонда. Прохождение по землям сельскохозяйственного назначения, землям водного фонда, землям особо охраняемых природных территорий в данном проекте не предусматривается. Строительство ВЛ проектируется в существующем коридоре на месте демонтируемой ВЛ выявленных запасов полезных ископаемых нет, в связи с чем отсутствует необходимость проведения специальных мероприятий по охране недр.

Описание полосы отвода

Общая протяжённость проектируемой трассы – 26,154 км. Рассматриваемая территория для строительства относится к категории земель – земли населенных пунктов, земли лесного фонда. Минимальный размер земельного участка для установки опоры воздушной линии электропередачи напряжением свыше 10 кВ определяется как: – площадь контура, отстоящего на 1 м от контура проекции опоры на поверхность земли - для земельных участков, граничащих с земельными участками всех категорий, кроме предназначенных для установки опор с ригелями глубиной заложения не более 0,8 метра, граничащих с земельными участками сельскохозяйственного назначения; Для ВЛ 35 кВ земельные участки (части земельных участков), используемые хозяйствующими субъектами в период строительства представляют собой полосу земли по всей длине воздушной линии электропередачи, ширина которой превышает расстояние между осями крайних фаз на 2 метра с каждой стороны.

Таблица 1.3 – Ведомость площадей под охранную зону реконструируемой ВЛ 35 кВ

Ширина охранной зоны, м	Длина трассы ВЛ, м	Общая площадь, га
38	26154	99,385

2 Аналитическая часть

2.1 Выбор места прохождения трассы и предварительный выбор опор

Начальной точкой одноцепной ВЛ 35 кВ является ОРУ 35 кВ ПС 110/35/6 кВ Орджоникидзе. Конечной точкой трассы является ОРУ 35 кВ ПС 35/6 кВ Приисковый. Территория слабо застроена. Рельеф представляет собой чередование равнинных пологонаклонных участков с абсолютными отметками 607-643 м и хребтов с абсолютными отметками до 1100 м. В геоморфологическом отношении площадка изысканий расположена на левобережном склоне долины реки Сарала. Поверхность склона волнистая, с сильным уклоном в сторону реки Сарала. В воздушном исполнении трасса пересекает 14 грунтовых дорог: ПК 31+97–ПК 32+11; ПК49+21,7–ПК49+28,9; ПК57+83,5–ПК 58+23,3; ПК115+57,6–115+69,5; ПК120+86,9 – ПК120+99,5; ПК127+24,5 – 127+31,6; ПК169+83,1–ПК170+12,7; ПК187+35,1–ПК187+49,5; ПК196+79,8–ПК 197+7,7; ПК202+34,8–ПК202+53,01; ПК208+33,6–ПК208+53,03; ПК223+55,7– ПК223+72,8; ПК244+16,5–ПК244+34,3; р. Сарала ПК 259+86,4 – ПК260+7,9

Общая протяженность реконструируемой линии трассы -26,154 км.

Для выбора прохождения трассы воздушной линии необходимо[2] рассмотреть географические карты местности, изучить местность, необходимо также определить, как будет проходить ВЛ по насаждениям, по населенной или ненаселенной и труднодоступной местности, будет ли она сближаться и пересекаться с железными или автомобильными дорогами, с водными пространствами, трамвайными линиями и троллейбусными, пожароопасными

установками и с взрывоопасными, с трубопроводами, зданиями транспорта нефти и газа, дорогами, с аэродромами, с сооружениями связи, будет ли проходить по мостам платинам и дамбам

В связи с ветхим состоянием реконструируемой ВЛ предусмотрена поэтапная реконструкция:

Таблица 2.1 – Ведомость применяемых опор

Шифр	Опоры				Примечание
	№	Кол, шт .	Масса с цинком 1 опоры, кг	Масса с цинком общая, кг	
ПС35/110ПУ2.35ТМ	4, 5, 6, 9, 10, 11, 12, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 21, 22, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 68, 71, 72, 74, 75, 76, 77, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 90, 91, 92, 93, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 105, 106, 107, 108, 109, 111, 112, 113, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 127, 128, 129, 130, 131, 132, 133, 134, 135, 136, 137, 138, 139, 141, 142, 143, 144, 145, 147,	128	1585	188615	
У35-1т	1, 2, 3, 7, 8, 13, 20, 23, 48, 58, 69, 70, 73, 78, 88, 89, 94, 104, 110, 114, 126, 140, 146	23	3263	75049	
У35-1т+5	36, 37, 65, 66, 67, 148, 149	7	4910	34370	
2ПС35/110ПУ 2.35ТМ	- 153,160	2	2146	4292	
Итого		160		302326	

Вблизи реконструируемого объекта, хорошо развита сеть грунтовых дорог местного значения. Доставка строительных материалов осуществляется

ж/д, автомобильным транспортом общего назначения и специализированными прицепами

Материально - техническое обеспечение объекта и организация транспортирования, складирования и хранения материалов конструкций и оборудования, должно осуществляться в соответствии с указаниями «Организация строительства».

Доставку ПГС и песка предлагается осуществлять из карьера, расположенного в 18 км от с. Орджоникидзевское. Расстояние транспортировки ПГС и песка ориентировочно составит 45,1 км с учетом протяженности трассы.

Отходы и строительный мусор, согласно письму администрации, Орджоникидзевского района, перевозят на площадку складирования ТБО.

Копьевского поссовета. Максимальное расстояние транспортировки ориентировочно составляет 131,2 км (с учетом протяженности трассы).

2.2 Расчет электрической части

2.2.1 Выбор марки сечения провода по потерям и в различных режимах работы

Найдем мощность и ток на 5 год эксплуатации после реконструкции линии;

$$S_{расс} = S_{ном} \times \alpha^n, \quad (2.1)$$

где $\alpha = 1.01 \dots 1.03$ - коэффициент, учитывающий годовой рост нагрузки .

n – число лет.

Передаваемая активная мощность (P) составляет 6,4 МВт

Определим полную мощность(S) и реактивную(Q) по формуле:

$$S = P/\cos\phi = 6,4/0,9 = 7,11 \text{ МВА} \quad (2.2)$$

где P-активная мощность МВт;

S – полная мощность МВА;

$\cos \phi = 0,9$ – коэффициент мощности;

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{50,55 - 40,96} = \sqrt{9,59} = 3,09 \text{ МВА} \quad (2.3)$$

где Q-реактивная мощность МВА

$$S_{\text{расс}} = S_{\text{ном}} \times \alpha^n = 7,11 \times 1,15 = 8,17$$

Сечение кабелей и проводов определяют [3], исходя из исходя из допустимого нагрева с учетом нормального и аварийного режимов, а также неравномерного распределения токов между отдельными линиями, поскольку, нагрев изменяет физические свойства проводника, повышает его сопротивление, увеличивает бесполезный расход электрической энергии на нагрев токопроводящих частей и сокращает срок службы изоляции. Чрезмерный нагрев опасен для изоляции и контактных соединений и может привести к пожару и взрыву.

Выбор сечения кабеля и провода по нагреву выбирают по расчётному току [4]

Рассчитаем рабочий ток линии I_l на 5 лет эксплуатации.

$$I_l = \frac{S_l}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном}} \times n} \quad (2.4)$$

Где S_l – полная мощность в линии МВА;

n – количество цепей линий;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВт

$$I_l = \frac{s_x}{\sqrt{3} \times U_{ном} \times n} = \frac{8,17}{\sqrt{3} \times 35 \times 1} = \frac{8,17}{60,55} = 134 A$$

Правилами устройств электроустановок установлены экономические плотности тока, по которым должны выбираться сечения проводов и кабелей. Расчет сечения провода необходимо производить затем, чтобы убедиться, что выбранный провод соответствует всем требованиям надежности и безопасной эксплуатации

Найдем экономическую плотность;

$$F_э = \frac{I_l}{j_k} \tag{2.5}$$

где I_l – рабочий ток линии А;

j_k – экономическая плотность тока, А/мм²

Сечение проводника F э;

$$I_l = F_э = \frac{I_l}{j_k} = \frac{134}{1} = 134 \text{ мм}^2 \tag{2.6}$$

Таблица 2.1 – Экономическая плотность тока, А/мм² [5]

Наименования проводника	Продолжительность использования максимума нагрузки, ч		
	1000-3000	3000-5000	Свыше 5000
Неизолированные провода и шины			
Алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Медные	2,5	2,1	1,8
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами:			
Алюминиевые	1,6	1,4	1,2
Медные	3,0	2,5	2,0
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
Алюминиевые	1,9	1,7	1,6
Медные	3,5	3,1	2,7

Для расчёта экономическую плотность тока берем за 1,0

Для нашей реконструируемой воздушной выбираем сталеалюминевый провод марки АС 120/19 по ГОСТ 839-80. Пропускная способность ВЛ согласно ПУЭ 7, [6] провода АС 120/19 составляет 390 А, что соответствует предельно допустимым токам нагрузки. Допустимые механические напряжения в проводе АС 120/19 приняты исходя из прочности опор составляют 13,05 даН/мм² при минимальной температуре и максимальных нагрузках, 8,7 даН/мм² при среднегодовой температуре. Соединение проводов АС в пролете осуществляется соединительными спиральными зажимами СС, в шлейфах анкерно–угловых опор – шлейфовыми спиральными зажимами ШС.

Для защиты от прямых ударов молнии на подходах к ПС на реконструируемой предусматривается подвеска грозозащитного троса марки МЗ-8.0-В-ОЖ-Н-Р.

Таблица 2.2 – Характеристики провода АС 120/19[6]

Наименование характеристики	Ед.изм.	Значение
ГОСТ	–	ГОСТ 839-80
Код ОКП провода АС 120/19	–	35 1151
Диапазон температур эксплуатации	⁰ С	От -70 до +90
Разрывное усилие	даН	4152,1
Расчетная масса провода	Кг/км	471
Вес одного метра провода	Кг/м	0,471
Наружный диаметр	мм	15,2
Площадь сечения провода по элементам	мм ²	136,43
Наименование характеристики	Ед.изм.	Значение
Площадь сечения алюминиевой части	мм ²	117,62
Площадь сечения стальной части	мм ²	18,81
Допустимый ток	А	390
Срок службы, не менее	лет	45

Окончание таблицы 2.2

Максимальная мощность при прокладке в воздухе, 220 В	кВт	114,4
Максимальная мощность при прокладке в воздухе, 330 В	кВт	256,62
Механическое напряжение для наиб.нагрузки	даН/мм ²	13,5
Механическое напряжение при ср.год. темпер.	даН/мм ²	9,0
Коэф-т температурного линейного расширения	1/°С*10 ⁻⁶	19,2
Модуль упругости E	даН/мм ²	8250
Эл.сопротив. 1 км провода постоянному току	Ом	0,244

2.2.2 Расчет токов КЗ

Расчет токов КЗ необходим для выбора электрического оборудования, а также для расчета уставок устройств релейной защиты и некоторых видов автоматики.

В работе расчет токов КЗ выполнен при помощи программного комплекса RastrWin3, [17] существенным достоинством которого является легкость анализа режимов на модели после переключений в сети (отключение узлов, линий)

Модуль RastrKZ предназначен для расчета токов коротких замыканий и несимметричных режимов. Пользовательский интерфейс в RastrWin3 представляет собой графический процессор. Для создания моделей необходимо внести нужную информацию заполнив таблицы: Несимметрия/УзлыИД, Несимметрия/ВетвиИД, Несимметрия/Генераторы. В данных таблицах заполняются номера узлов, номинальное напряжение узлов, сопротивления прямой и нулевой последовательности элементов схемы замещения коэффициенты трансформации при наличии трансформаторов и ЭДС источников. Сопротивления ветвей и коэффициенты трансформации ветвей модели представлены в таблице. 2.3

Таблица 2.3 – Ветви/Несим/Ид

№	S	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г
1	0	10	11	ИП - Орджоникидзе N	5,03	142,08	8,2	1
2	0	11	12	Орджоникидзе N - Орджоникидзе 35	5,03			0,335
3	0	11	13	Орджоникидзе N - Орджоникидзе 10	5,03	82,5		0,057
4	0	12	20	Орджоникидзе 35 - Приисковый 35	6,54	10,72		
5	0	20	30	Приисковый 35 - Приисковый 10	7,69	21,64		0,3

Для задания места короткого замыкания используется таблица состав несимметрии, где указывается узел, в котором произошло короткое замыкание и его вид. Результаты расчётов записываются в таблицы Несимметрия/Ветви и Несимметрия/Узлы.

Результаты токов КЗ на шинах 10 кВ ПС Приисковый представлены в таблицах 2.4, 2.5

Таблица 2.4 – Узлы/Несим/РС

№	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	U_ном	V	V1L	dV1L	V1	Delta1
1				у	11	Орджоникидзе N	110	110	80,74	-27	46,62	-6,93
2				у	12	Орджоникидзе 35	35	35	26,86	-23	15,51	-6,1
3				у	13	Орджоникидзе 10	10	10	4,63	-54	2,68	-6,93
4	1			у	20	Приисковый 35	35	35	17,45	-50	10,07	-1,93
5				у	30	Приисковый 10	10	10	0	-100	0	
6				у	10	ИП	110	110	114,98	5	66,38	0

Таблица 2.5 – Ветви/Несим/РС

O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	I1_н	dI1_н	I1_к	dI1_к
	0	Тр-р		Тр-р	10	11		ИП - Орджоникидзе N	0,147	72,389	0,147	72,356
	0	Тр-р		Тр-р	11	12		Орджоникидзе N - Орджоникидзе 35	0,147	72,356	0,439	72,356
	0	Тр-р		Тр-р	11	13		Орджоникидзе N - Орджоникидзе 10	0		0	
	0	ЛЭП		ЛЭП	12	20		Орджоникидзе 35 - Приисковский 35	0,439	72,356	0,439	72,356
	0	Тр-р		Тр-р	20	30		Приисковский 35 - Приисковский 10	0,439	72,356	1,462	72,356

Результаты расчетов токов КЗ на шинах 35 кВ ПС Приисковый представлены в таблицах 2.6,2.7

Таблица 2.6 – Ветви/Несим/РС

O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	Название	I1_н	dI1_н	dI1_к	I2_к
	0	Тр-р		Тр-р	10	11	ИП - Орджоникидзе N	0,13	-73,98	-73,95	-0,13
	0	Тр-р		Тр-р	11	12	Орджоникидзе N - Орджоникидзе 35	0,13	-73,95	-73,95	-0,40
	0	Тр-р		Тр-р	11	13	Орджоникидзе N - Орджоникидзе 10	0,00	0,00	0,00	0,00
	0	ЛЭП		ЛЭП	12	20	Орджоникидзе 35 - Приисковский 35	0,40	-73,95	-73,95	-0,40
	0	Тр-р		Тр-р	20	30	Приисковский 35 - Приисковский 10	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 2.7– Узлы/Несим/РС

O	S	s0	Тип0	Номер	Название	U_ном	V	Delta	V1L	dV1L	V1	Delta1
			у	10	ИП	110	110	0	114,98	4,53	66,38	0,00
			у	11	Орджоникидзе N	110	110	0	83,31	-24,26	48,10	-5,52
			у	12	Орджоникидзе 35	35	35	0	27,75	-20,71	16,02	-4,77
			у	13	Орджоникидзе 10	10	10	0	4,78	-52,18	2,76	-5,52
			у	20	Приисковский 35	35	35	0	19,25	-45,00	11,11	0,00
			у	30	Приисковский 10	10	10	0	5,77	-42,25	3,33	0,00

Для выбора и проверки оборудования нужно знать не только величину периодической составляющей тока КЗ, но и ударный ток.

Результаты расчетов ударного тока представлены в таблице 2.8

Таблица 2.8 – Расчет ударного тока

Место КЗ	Ta, с	Tуд, с	Куд	Iп, кА	Iуд, кА
Начало линии	0,045	0,009775	1,805	1,391	3,54
Конец линии	0,011	0,009109	1,439	0,801	1,625
Шина 10 кВ ПС Приисковский	0,01	0,00902	1,406	1,462	2,898

RastWin3 результаты могут быть представлены не только табличной форме, но и в графической.

Графическая представление приближено к однолинейной схеме электрической сети. Для каждой ветви схемы подписываются величины токов нулевой, прямой, обратной последовательностей в начале и в конце ветви.

Также цветовым градиентом отображается отклонение напряжения прямой последовательности от номинального значения (от красного при -100% до зеленого при -10%)

Графическое представление результатов расчета изображено на рисунке 2.7

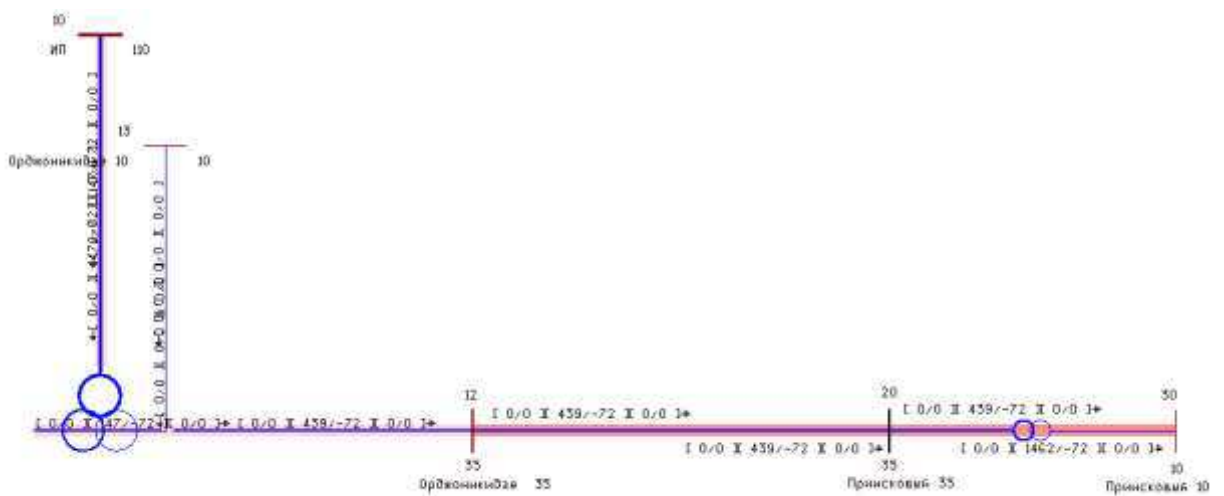


Рисунок 2.1 – Графическое представление при КЗ на шинах 10 кВ ПС Приисковский.

2.3 Расчет удельных нагрузок на провод и трос

Чтобы воздушная линия надежно работала в естественных условиях необходимо произвести расчет удельных нагрузок на провод и трос от влияния собственного веса провода (троса), от веса гололеда, от ветрового давления. [8]

2.3.1 Определение максимальной толщины стенки гололеда ВЛ и максимального ветрового давления ВЛ

Расстояние провода или троса до земли меняется по длине пролета, поэтому используют такое понятие, как высота расположения приведенного центра тяжести проводов или тросов $h_{пр}$, (м) для габаритного пролета определяется как [7]:

$$h_{пр} = h_{ср} - \frac{2}{3} \times f \quad (2.7)$$

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

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

в свою очередь $h_{ср}$ определяется как:

$$h_{пр} = \frac{\sum_{i=1}^m h_i}{m} - \lambda \quad (2.8)$$

где $h_{ср}$ – среднеарифметическое значение высоты крепления проводов к изоляторам, отсчитываемое от отметок земли в местах установки опор, м;

m – количество проводов на опоре, шт;

h_i – расстояние от земли до i -той траверсы опоры, м;

λ – длина гирлянды изоляторов, м.

Для воздушной линии 35 кВ, $\lambda = 0,6$ м, отсюда следует что:

$$h_{cp} = \frac{h_2 + h_2 + (h_2 + h_3)}{3} - \lambda \quad (2.9)$$

где h_2, h_3 – размеры опоры, указаны на рисунке 2.3;

n – количество линий, шт.

$$h_{cp} = \frac{14,5 + 14,5 + (14,5 + 4)}{3} - 0,6 = 15,23 \text{ м}$$

Значение h_{cp}^m , (м) для троса определяется как:

$$h_{cp}^m = h_2 + h_3 \times n + h_1 \quad (2.10)$$

где h_1, h_2, h_3 – размеры опоры, указаны на рисунке 2.3;

n – количество линий, шт.

$$h_{cp}^m = 14,5 + 4 \times 1 + 2 + 20,5 \text{ м}$$

Максимально допустимая стрела провеса провода f , (м) :

$$f = h_2 - \lambda - \Gamma \quad (2.11)$$

где h_2 – размер опоры, (м):

λ – предварительная длина гирлянды изоляторов, м;

Γ – габаритный размер, м.

$$f_m = h_{cp}^m - (\Gamma + n \times h_3 + z) \quad (2.12)$$

где Γ – габаритный размер, м;

h_3 – размер опоры

n – количество линий, шт;

z – наименьшее допустимое расстояние по вертикали между проводом и тросом в середине пролета, м:

$$z = 3,2 + \frac{4 - 3,2}{200 - 150} \times (170 - 150) = 3,52 \text{ м} \quad (2.13)$$

$$f_m = 21 - (3,5 + 1 \times 4 + 3,52) = 9,98$$

Расположение высоты приведенного троса центра тяжести провода h_{np} , (м)

$$h_{np} = 15,23 - \frac{2}{3} \times 10,4 = 8,3 \text{ м} \quad (2.14)$$

Расположение высоты приведенного троса центра тяжести провода h_{np}^m , (м)

$$h_{np}^m = 20,5 - \frac{2}{3} \times 9,98 = 13,85 \text{ м}$$

Максимальная толщина стенки гололеда на проводе или тросе S_{max} , (мм):

$$C_{max} = C_0 \times k_{\Gamma 1} \times k_{\Gamma 2} \quad (2.15)$$

где C_0 – толщина стенки гололеда ($C_0 = 10$ мм);

$k_{Г1}$ – поправочный коэффициент на высоту;

$k_{Г2}$ – поправочный коэффициент на диаметр провода (троса).

Для провода:

При $h_{пр} = 8,3 < 25$ (м), толщина стенки гололеда на проводе C_{max} , (мм) берется равным 10 мм [9]

Для троса:

При $h_{пр}^m = 13,85 < 25$ (м), тогда C_{max} принимаем равным 10 мм

Определение ветрового давления W_{max} , Па:

$$W_{max} = W_0 \cdot k_w \quad (2.16)$$

где W_0 – нормативное значение ветрового давления [9]

k_w – поправочный коэффициент

Так как место реконструкции относится к V району ветровой нагрузки, то $w_0 = 1000$ Па [9]

По условиям воздействия ветра на ВЛ в ПУЭ различают три типа местно-

сти: [10], [11]

A – открытые побережья морей, озер, водохранилищ, пустыни, степи, лесостепи, тундра;

B – городские территории, лесные массивы и другие местности, равномерно покрытые препятствиями высотой не менее $2/3$ высоты опор;

C – городские районы с застройкой зданиями высотой более 25 м, просеки в лесных массивах с высотой деревьев более высоты опор.

Так как у нас тип местности по условию воздействия ветра – тип В, то поправочный коэффициент равен 0,65

Ветровое давление на провод w_{\max} , Па:

$$w_{\max} = 1000 \times 0,65 = 650 \text{ Па:}$$

Для троса:

При $h_{np}^m = 13,85(\text{м})$, поправочный коэффициент будет равен 0,85

$$w_{\max}^m = 1000 \times 0,85 = 850 \text{ Па}$$

2.3.2 Определение удельных нагрузок на провод

При вычислении механического расчёта проводов и тросов [12] используется, понятие удельных нагрузок – это те нагрузки, которые действуют на провода или трос, отнесённые к единице длины и поперечного сечения провода. На провода и тросы воздушной линии действуют нагрузки: вертикальные нагрузки и горизонтальные. Горизонтальные-это вес самого провода и вес гололеда, а горизонтальные- это ветровое давление. Поэтому при этих нагрузках в металле проводов возникают растягивающие напряжения. В расчетах на механическую прочность пользуются удельными нагрузками на провода и тросы. Удельная нагрузка это равномерно распределенная вдоль провода механическая нагрузка, отнесенная к единице длины и поперечного сечения. Удельные нагрузки выражаются в Ньютонах ($\frac{H}{(м \times мм^2)}$).

Определим удельную нагрузку от веса собственного провода – γ_1 , ($\frac{H}{(м \times мм^2)}$)

$$\gamma_1 = \frac{G_n}{F}; \tag{2.17}$$

где F – фактическое сечение провода или троса, мм²

$G_{\text{п}}$ – вес одного метра провода или троса, Н

$$y_1 = \frac{4,71}{136,43} = 34,5 \times 10^{-3};$$

Найдем удельную нагрузку от веса гололеда на проводе y_2 , опираясь на данные, что гололедные отложения имеют форму цилиндра плотностью $g_0 = 9 \times 10^{-3}, \text{ Н} / (\text{м} \times \text{мм}^2)$.

$$y_2 = \frac{g_0 \times \pi \times C_{\text{max}} \times (d + C_{\text{max}}) \times k_n \times k_p \times k_f \times k_d}{F} \quad (2.18)$$

где C_{max} – максимальная толщина стенки гололеда, мм;

k_n – коэффициент надежности по ответственности, принимаемый равным: 1,0 – для ВЛ до 220 кВ

F – площадь сечения провода, мм²;

d – диаметр провода, мм;

k_p – региональный коэффициент, принимаемый равным от 1 до 1,5 (допускается принимать равным 1);

k_f – коэффициент надежности по гололедной нагрузке, равный 1,6 для районов по гололеду III и выше;

k_d – коэффициент условий работы, равный 0,5.

$$y_2 = \frac{9 \times 10^{-3} \times 3,14 \times 20 \times (15,2 + 20) \times 1 \times 1 \times 1,6 \times 0,5}{136,43} = 116,7 \times 10^{-3};$$

Определим удельную нагрузку от собственного веса провода и веса гололеда – $y_3, \left(\frac{\text{Н}}{\text{м} \times \text{мм}^2} \right)$

$$y_3 = y_1 + y_2; \quad (2.19)$$

где y_1 – дельная нагрузка от веса собственного провода, Н/(м·мм²);

y_2 – удельная нагрузка от веса гололеда на проводе, Н/(м·мм²).

$$y_3 = (34,5 + 116,7) \times 10^{-3} = 151,2 \times 10^{-3};$$

Найдем удельную нагрузку от давления ветра, действующего перпендикулярно проводу при отсутствии гололеда – y_4 , $\left(\frac{H}{(м \times мм^2)} \right)$

$$y_4 = \frac{w_{\max} \times k_i \times k_H \times C_x \times d \times k_n \times k_p \times k_f}{F} \quad (2.20)$$

где $C_x = 1,2$ – коэффициент лобового сопротивления для проводов диаметром меньше 20 мм и свободных от гололеда проводов;

$k_H = 0,76$ – коэффициент, учитывающий неравномерность скоростного напора ветра [9]

k_f – коэффициент надежности по ветровой нагрузке, равный 1,1;

$k_1 = 1,04$ – коэффициент, учитывающий влияние длины пролета на ветровую нагрузку, равный 1,05 при расстоянии пролета 150 м, 1,0 – при 250 м и более, для пролета в 170 м находим с помощью метода линейной интерполяции:

$$k_1 = 1,05 + \frac{1 - 1,05}{250 - 150} \times (170 - 150) = 1,04$$

$$y_4 = \frac{650 \times 1,04 \times 0,76 \times 1,2 \times 15,2 \times 10^{-3} \times 1 \times 1 \times 1,1}{136,43} = 75,5 \times 10^{-3};$$

Найдем удельную нагрузку от давления ветра, действующего перпендикулярно, при наличии гололеда - y_5 , $\frac{H}{(м \times мм^2)}$

$$y_5 = \frac{W' \times k_l \times k_H \times C_x \times (d + 2 \times C_{\max}) \times k_n \times k_p \times k_f}{F} \quad (2.21)$$

Где $W' = 0,25 \times W_{\max} = 0,25 \times 650 = 162,5$

Для ВЛ до 220 кВ ветровое давление при гололеде W' должно приниматься не менее 200 Па. $W' = 200$ Па

$K_H = 1$, для $W' = 200$ Па

$$y_5 = \frac{162,5 \times 1,04 \times 1 \times 1,2 \times (15,2 + 2 \times 20) \times 1 \times 1 \times 1,1}{136,43} \times 10^{-3} = 90,25 \times 10^{-3};$$

Определим удельную нагрузку от давления ветра и веса провода без гололеда – $y_6, \left(\frac{H}{(м \times мм^2)} \right)$

$$y_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2}; \quad (2.22)$$

где γ_1 – удельная нагрузка от веса собственного провода, $\left(\frac{H}{(м \times мм^2)} \right)$

γ_4 – удельная нагрузка от давления ветра, действующего перпендикулярно проводу при отсутствии гололеда, $\left(\frac{H}{(м \times мм^2)} \right)$

$$y_6 = \sqrt{34,5^2 + 75,5^2} \times 10^{-3} = 83,009 \times 10^{-3};$$

Определим удельную нагрузку от давления ветра и веса провода, покрытого гололедом – $y_7, \left(\frac{H}{(м \times мм^2)} \right)$

$$y_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2}; \quad (2.23)$$

где γ_3 – удельная нагрузка от собственного веса провода и веса гололеда, $\left(\frac{H}{(м \times мм^2)} \right)$

γ_5 – удельная нагрузка от давления ветра, действующего перпендикулярно, при наличии гололеда, $\left(\frac{H}{(м \times мм^2)} \right)$

$$y_7 = \sqrt{151,2^2 + 90,25^2} \times 10^{-3} = 176,08;$$

2.3 Расчет удельных нагрузок на трос

Определим удельную нагрузку собственного веса троса – y_1^m , $(\frac{H}{(м \times мм^2)})$, так Расчёт производится так же как и рассчитывали удельную нагрузку провода

$$y_1^m = \frac{4,43}{38,6} = 114,17 \times 10^{-3};$$

Определим удельную нагрузку от веса гололеда на тросе – y_2^m , $(\frac{H}{(м \times мм^2)})$

$$y_2^m = \frac{9 \times 10^{-3} \times 3,14 \times 20 \times (8 + 20) \times 1 \times 1 \times 1,6 \times 0,5}{38,6} = 327,99 \times 10^{-3}$$

Определим удельную нагрузку от веса провода и гололеда – y_3^m , $(\frac{H}{(м \times мм^2)})$

$$y_3^m = y_1^m + y_2^m; \tag{2.24}$$

$$y_3^m = (114,17 + 327,99) \times 10^{-3} = 442,16 \times 10^{-3};$$

Определим удельную нагрузку от давления ветра, действующего перпендикулярно тросу при отсутствии гололеда – y_4^m , $(\frac{H}{(м \times мм^2)})$

$$y_4^m = \frac{W_{\max}^m \times k_l \times k_H \times C_x \times d \times k_n \times k_p \times k_f}{F}; \tag{2.25}$$

где $C_x = 1,2$ – коэффициент лобового сопротивления для проводов диаметром меньше 20 мм и свободных от гололёда проводов;

$k_l = 1,04$ – коэффициент, учитывающий влияние длины пролёта на ветровую нагрузку;

$K_H=0,7$ – коэффициент, учитывающий неравномерность скоростного напора ветра, принимаемый по таблице 4.8 [9], для $w_{\max}^m = 850$ Па;

$$y_4^m = \frac{850 \times 1,04 \times 0,7 \times 1,2 \times 8 \times 1 \times 1 \times 1,1}{38,6} \times 10^{-3} = 169,28 \times 10^{-3};$$

Определим удельную нагрузку от давления ветра при наличии гололеда – y_5^m ,

$$\left(\frac{H}{(M \times MM^2)} \right)$$

Где $W' = 162,5$ Па. Принимается не менее 200 Па для ВЛ 35 кВ;

$$y_5^m = \frac{W' \times k_l \times k_H \times C_H \times (d + 2 \times C_{\max}) \times k_n \times k_p \times k_f}{F}; \quad (2.26)$$

$$y_5^m = \frac{162,5 \times 1,04 \times 1 \times 1,2 \times (15,2 + 2 \times 20) \times 1 \times 1 \times 1,1}{38,6} \times 10^{-3} = 319,01 \times 10^{-3};$$

Найдем удельную нагрузку от ветра и веса провода без гололеда – y_6^m ,

$$\left(\frac{H}{(M \times MM^2)} \right)$$

$$y_6^m = \sqrt{y_1^{m2} + y_4^{m2}}; \quad (2.27)$$

$$y_6^m = \sqrt{114,17^2 + 169,28^2} = 204,18;$$

Найдем удельную нагрузку от ветра и веса провода, покрытого гололедом – y_7^m , $\left(\frac{H}{(M \times MM^2)} \right)$

$$y_7^m = \sqrt{y_3^{m2} + y_5^{m2}}; \quad (2.28)$$

$$y_7^m = \sqrt{442,16^2 + 319,01^2} = 545,22;$$

2.4 Механический расчет троса и провода

2.4.1 Расчёт исходного режима

Для выполнения механического расчёта проводов и троса очень важным моментом является определение исходного режима. Исходным – это такой режим, при котором известны параметра: механическое напряжение в проводе или тросе, удельная нагрузка и температура. При механическом расчёте проводов и троса в качестве исходного режима принято принимать более тяжёлый режим, где напряжение в проводе достигает допустимого значения. При выборе исходного режима использует понятие критических пролётов. Критический полет – это граничный пролет, при котором влияние температуры и нагрузки на напряжения в проводе оказывается равно опасным. Условия ограничения напряжения в проводе или тросе в трех указанных выше режимах определяются три критических пролета.

Первый критический пролет (1к1) – это пролет, при котором напряжение в проводе в режиме среднегодовой температуры равно допустимому при среднегодовой температуре, а в режиме низшей температуры – допустимому напряжению при низшей температуре.

Второй критический пролёт (1к2) – это пролёт, при котором напряжение в проводе при наибольшей нагрузке равно допустимому напряжению при наибольшей нагрузке, а в режиме низшей температуры – допустимому напряжению при низшей температуре.

Третий критический пролёт (1к3) – это пролёт, при котором напряжение в проводе в режиме среднегодовой температуры равно допустимому при среднегодовой температуре, а в режиме наибольшей нагрузки – допустимому напряжению при наибольшей нагрузке. Формулы для определения критических пролетов могут быть получены из уравнения состояния провода:

$$\sigma_p - \frac{y_p^2 \times l_p^2 \times E}{24 \times \sigma_p^2} = \sigma_{II} - \frac{y_{II}^2 \times l_p^2 \times E}{24 \times \sigma_{II}^2} - \alpha \times E \times (t_p - t_{II}) \quad (2.29)$$

Где y_{II} – удельная нагрузка в исходном режиме;

σ_{II} – напряжение в материале провода в исходном режиме;

t_{II} – температура в исходном режиме;

y_p – удельная нагрузка в рассчитываемом режиме;

σ_p – напряжение в рассчитываемом режиме;

t_p – температура в рассчитываемом режиме;

E – модуль упругости;

α – температурный коэффициент линейного расширения материала провода;

l_p – расчетная длина пролета.

$$\sigma_p^3 \pm B \times \sigma_p^2 - D = 0; \quad (2.30)$$

где B и D – числовые коэффициенты, полученные в результате подстановки в уравнение состояния всех известных параметров.

При расчете первого критического пролета необходимо в одну часть уравнения состояния провода подставить значения $[\sigma_{t_{\min}}], y_1, t_{\min}$, в другую – $[\sigma_{t_{cp}}], y_1, t_{cp}$ и выразить длину, м:

$$l_{k1} = \frac{2 \times [\sigma_{t_{cp}}]}{y_1} \times \sqrt{\frac{6 \times \frac{1}{E} \times ([\sigma_{t_{cp}}] - [\sigma_{t_{\min}}]) + \alpha \times (t_{cp} - t_{\min})}{1 - \left(\frac{[\sigma_{t_{cp}}]}{[\sigma_{t_{\min}}]}\right)^2}}; \quad (2.31)$$

$$l_{k1} = \frac{2 \times 72}{34,5 \times 10^{-3}} \times \sqrt{\frac{6 \times \left[\frac{1}{82,5 \times 10^3} \times (72 - 121) + 19,2 \times 10^{-6} \times (-5 - (-40))\right]}{1 - \left(\frac{72}{121}\right)^2}} = 452,62;$$

При вычислении второго критического пролета необходимо в уравнении состояния провода подставить данные $[\sigma_{y_{\max}}], y_{\max}, t_{zol}, [\sigma_{t_{\min}}], y_1, t_{\min}$, м:

$$l_{k2} = \frac{2 \times [\sigma_{y_{\max}}]}{y_1} \times \sqrt{\frac{6 \times \alpha \times (t_{zol} - t_{\min})}{\left(\frac{y_{\max}}{y_1}\right)^2 - 1}}; \quad (2.32)$$

$$l_{k2} = \frac{2 \times 121}{34,5 \times 10^{-3}} \times \sqrt{\frac{6 \times 19,2 \times 10^{-6} \times (-10 - (-40))}{\left(\frac{176,08 \times 10^{-3}}{34,5 \times 10^{-3}}\right)^2 - 1}} = 182,84;$$

При вычислении третьего критического пролета необходимо в уравнение состояния подставить данные $[\sigma_{t_{cp}}], y_1, t_{cp}$ и $[\sigma_{t_{\max}}], y_{\max}, t_{zol}$, м:

$$l_{k3} = \frac{2 \times [\sigma_{y\max}]}{y_1} \times \sqrt{\frac{6 \times \left[\frac{1}{E} \times ([\sigma_{y\max}] - [\sigma_{tcp}]) + \alpha(t_{zoi} - t_{\min}) \right]}{\left(\frac{y_{\max}}{y_1} \right)^2 - \left(\frac{[\sigma_{y\max}]}{[\sigma_{tcp}]} \right)^2}}; \quad (2.33)$$

$$l_{k3} = \frac{2 \times 121}{34,5 \times 10^{-3}} \times \sqrt{\frac{6 \times \left[\frac{1}{82,5 \times 10^{-3}} \times (121 - 72) + 19,2 \times 10^{-6} \times (-10 - (-5)) \right]}{\left(\frac{176,08 \times 10^{-3}}{34,5 \times 10^{-3}} \right)^2 - \left(\frac{121}{72} \right)^2}} = 180,68;$$

Отсюда следует что $l_{k1} > l_{k2} > l_{k3}$, $l_p < l_{k2}$;

$$t = t_{zoi} = -10^0 \text{ C}; \quad (2.34)$$

$$y_7 = 176,08;$$

$$[\sigma_{y\max}] = 121 \frac{H}{\text{мм}^2}.$$

2.4.2 Расчет напряжения в проводе и стрел подвеса

Расчет напряжения выполняется исходя из уравнения состояния провода.

Напряжения в проводе рассчитывается для грозового режима и режима высшей температуры.

$$\sigma_{t\min} - \frac{y_1^2 \times l^2 \times E}{24 \times \sigma_{t\min}^2} = [\sigma_{y\max}] - \frac{y_7^2 \times l^2 \times E}{24 \times [\sigma_{y\max}]} - \alpha \times E \times (t_{\min} - t_{zoi}); \quad (2.35)$$

$$\begin{aligned} \sigma_{t\min} - \frac{(34,50 \times 10^{-3})^2 \times 170 \times 8,25 \times 10^4}{24 \times \sigma_{t\min}^2} = \\ = 121 - \frac{(176,08 \times 10^{-3}) \times 170^2 \times 8,25 \times 10^4}{24 \times 121^2} - 19,2 \times 10^{-6} \times 8,25 \times 10^4 \times (-40 - (-10)). \end{aligned}$$

Приведем уравнение к виду;

$$\sigma_{t\min}^3 - 92,96 \times \sigma_{t\min}^2 - 116345,1 = 0$$

Выполняется итерационным методом касательных. Нулевое приближение равен $\sigma_0 = 100 \frac{H}{мм^2}$

Поправка на первой итерации:

$$\Delta_1 = \frac{100^3 - 92,96 \times 100^2 - 116345,1}{3 \times 100^2 - 2 \times 92,96 \times 100} = -4,27;$$

Найдем новое значение

$$\sigma_1 = 100 + (4,27) = 104,27;$$

Выполним проверку окончания итерационного процесса. Для этого задается точность расчета

$$\varepsilon = 0,1 \frac{H}{мм^2} \quad | -4,27 | > 0,1.$$

Следовательно, расчет можно продолжить и принять в качестве нового приближения

$$\sigma_1 = 104,27;$$

Поправку на вторую итерацию:

$$\Delta_2 = \frac{104,27 - 92,96 \times 104,27^2 - 116345,1}{3 \times 104,27^2 - 2 \times 92,96 \times 104,27} = 0,36;$$

$$\sigma_2 = 104,27 - 0,36 = 103,91;$$

Проверка выполняется: $0,36 > 0,1$.

Следует что расчет можно продолжить, и принять

$$\sigma_2 = 103,91;$$

Поправка на третью итерацию:

$$\Delta_3 = \frac{103,91^3 - 92,96 \times 103,91^2 - 116345,1}{3 \times 103,91^2 - 2 \times 92,96 \times 103,91} = 0,014;$$

Следовательно $0,014 < 0,1$, значит за искомое выражение принимаем $\sigma_{i\min}$

принимается $\sigma_2, \frac{H}{мм^2}$

$$\sigma_{i\min} = 103,91.$$

Расчеты проводятся также для режима максимальной нагрузки:

$$\sigma_{t \min} - \frac{y_1^2 \times l^2 \times E}{24 \times \sigma_{t \min}^2} = [\sigma_{y \max}] - \frac{y_7^2 \times l^2 \times E}{24 \times [\sigma_{y \max}]^2} - \alpha \times E \times (t_{\min} - t_{\text{гол}}); \quad (2.36)$$

$$\begin{aligned} \sigma_{t \min} - \frac{(34,50 \times 10^{-3})^2 \times 170^2 \times 8,25 \times 10^4}{24 \times \sigma_{t \min}^2} = \\ = 121 - \frac{(176,08 \times 10^{-3})^2 \times 170^2 \times 8,25 \times 10^4}{24 \times 121^2} - 19,2 \times 10^{-6} \times 8,25 \times 10^4 \times (-4 - (-10)) \end{aligned}$$

$$\sigma_{y \max}^3 - 94,12 \times \sigma_{y \max}^2 - 3497398,3 = 0 \Rightarrow \sigma_{y \max} = 121 \frac{H}{\text{мм}^2}$$

Где $\sigma_{\text{гол}}$ – режим гололеда без ветра

$\sigma_{t \max}$ – высшая температура

$\sigma_{\text{сп}}$ – грозовой режим

$\sigma_{\text{ср}}$ – среднегодовая температура

Стрела провеса провода в режимах гололеда без ветра, высшей температуры и грозового режима находится как:

$$f_l = \frac{y_l \times l^2}{8 \times \sigma_l}; \quad (2.37)$$

Для режима гололеда без ветра, (м):

$$f_{\text{гол}} = \frac{y_3 \times l^2}{8 \times \sigma_{\text{гол}}}; \quad (2.38)$$

$$f_{\text{гол}} = \frac{151,2 \times 170^2}{8 \times 102,33} = 5,34;$$

Режим высшей температуры:

$$f_{t \max} = \frac{y_1 \times l^2}{8 \times \sigma_{t \max}}; \quad (2.39)$$

$$f_{t\max} = \frac{34,5 \times 10^{-3} \times 170^2}{8 \times 52,27} = 2,38;$$

Грозовой режим, (м):

$$f_{zp} = \frac{y_1 \times l^2}{8 \times \sigma_{zp}}; \quad (2.40)$$

$$f_{zp} = \frac{34,5 \times 10^{-3} \times 170^2}{8 \times 61,32} = 2,03;$$

$$\sigma \leq [\sigma_{t\min}]; \sigma_{tcp} \leq [\sigma_{tcp}]; \sigma_{y\max} \leq [\sigma_{y\max}].$$

Из рассчитанных режимов видим, что механическая прочность проводов будет достаточной для проектируемой линии, так как в режиме минимальной температуры, средней температуры, максимальной нагрузки меньше допустимых значений.

Также выполняется и проверка требуемых расстояний от низшей точки провисания провода до земли в режимах гололеда без ветра и максимальной температуры, отсюда следует что расстояние от провода до земли не будет превышать допустимые значения

$$f_{zol} < [f]; f_{t\max} < [f];$$

2.4.3 Расчет грозозащитного троса

Грозозащитный трос рассчитывается также как расчет провода. Определим стрелу провеса в грозовом режиме

$$f_{zp}^m = f_{zp} + h_1 + \lambda - z; \quad (2.41)$$

Где $z=3,52$ м – расстояние между низшей точкой троса и провода

$$f_{zp}^m = 2,03 + 2 + 0,6 - 3,52 = 1,11;$$

Напряжение в тросе при грозовом режиме:

$$\sigma_{ep}^m = \frac{y_1^m \times l^2}{8 \times f_{15}^m}; \quad (2.42)$$

$$\sigma_{ep}^m = \frac{114,16 \times 10^{-3} \times 170^2}{8 \times 1,11} = 371,53;$$

В качестве исходного грозового режима и находится напряжение в тросе в режиме максимальной нагрузки:

$$\sigma_{y_{\max}}^m - \frac{y_7^{m2} \times l^2 \times E}{24 \times \sigma_{y_{\min}}^m} = \sigma_{ep}^m - \frac{y_1^{m2} \times l^2 \times E}{24 \times \sigma_{ep}^{m2}} - \alpha \times E \times (t_{y_{\max}} - t_{ep}); \quad (2.43)$$

Подставив все данные получим уравнение

$$\sigma_{y_{\max}}^m{}^3 - 238,35 \times \sigma_{y_{\max}}^m{}^2 - 64048440 = 0$$

Определим поправки при первой итерации

$$\Delta_1 = \frac{380^3 - 238,35 \times 380^2 - 64048440}{3 \times 380^2 - 2 \times 238,35 \times 380} = -170,56;$$

Новое значения напряжения:

$$\sigma_1 = 380 + 170,56 = 550,56.$$

Выполним проверку окончания итерационного процесса. Для этого

$$\text{задается точность расчета } \varepsilon = 0,1 \frac{H}{\text{мм}^2} :$$

$$|-170,56| > 0,1$$

Следует что расчет необходимо продолжить, приняв в качестве нового приближения $\sigma_1 = 550,56$.

Найдем поправку на второй итерации:

$$\Delta_2 = \frac{550,56^3 - 238,35 \times 550,56^2 - 64048440}{3 \times 550,56^2 - 2 \times 238,35 \times 550,56} = 48,05.$$

Найдем новое значение:

$$\sigma_2 = 550,56 - 48,05 = 502,51.$$

Выполняем проверку:

$$48,05 > 0,1$$

Отсюда следует что расчет необходимо продолжить, приняв в качестве нового приближения $\sigma_2 = 502,51$.

Найдем поправку на третьей итерации:

$$\Delta_3 = \frac{502,51^3 - 238,35 \times 502,51^2 - 64048440}{3 \times 502,51^2 - 2 \times 238,35 \times 502,51} = 5,58$$

Новое значение напряжения:

$$\sigma_3 = 502,51 - 5,58 = 495,93;$$

Выполним проверку

$$5,58 > 0,1$$

Отсюда следует что расчет необходимо продолжить, приняв в качестве нового приближения $\sigma_3 = 495,93$;

Найдем поправку на четвертой итерации:

$$\sigma_4 = \frac{495,93^3 - 238,35 \times 495,93^2 - 64048440}{3 \times 495,93^2 - 2 \times 238,35 \times 495,93} = 0,05;$$

Выполним проверку:

$$0,05 < 0,1 \text{ следовательно, за искомое значение } \sigma_{y\max}^m, \sigma_3 \frac{H}{\text{мм}^2}.$$

$$\sigma_{y\max}^m = 495,93;$$

Нагрузка на режим: среднегодовой температуры, низкой температуры и максимальной температуры не превышают допустимые напряжения

3 Практическая часть

3.1 Окончательный выбор типа, количества и места установки опор

3.1.1 Провод и грозозащитный трос

На реконструируемой ВЛ 35 кВ применен неизолированный сталеалюминевый провод марки АС 120/19. Пропускная способность ВЛ согласно ПУЭ 7 провода АС 120/19 составляет 390 А, что соответствует предельно допустимым токам нагрузки. Допустимые механические напряжения в проводе АС 120/19 приняты исходя из прочности опор

составляют 13,05 даН/мм² при минимальной температуре и максимальных нагрузках, 8,7 даН/мм² при среднегодовой температуре. Соединение проводов АС в пролете осуществляется соединительными спиральными зажимами СС, в шлейфах анкерно–угловых опор – шлейфовыми спиральными зажимами ШС. Проектом предусмотрена защита от вибрации гасителями вибрации марки ГВ для провода АС и грозотроса ГТК, в соответствии с рекомендациями завода изготовителя по применению многочастотных гасителей вибрации ГВ на линиях электропередачи. Для защиты от прямых ударов молнии на подходах к ПС на реконструируемой ВЛ 35 кВ предусматривается подвеска грозозащитного троса марки МЗ-8.0-В-ОЖ-Н-Р. Участки подвески грозозащитного троса: – от ПС 110/35/6 кВ Орджоникидзе.

Необходимое количество провода, грозозащитного троса и кабеля для реконструируемой ВЛ 35 кВ приведено в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Реконструкция ВЛ-35 кВ "ПС Орджоникидзе - ПС Приисковый" (Т-31)

Наименование	Марка	Гост	Длина трассы,км	Кол-во, км	Примечание
Провод сталеалюминевый	АС 120/19	839-80*	26,176*	84,024	с учетом запаса 7% на вытяжку
Грозозащитный трос	МЗ-8.0-В-ОЖ-Н-Р	СТО 71195393 ТУ 062-2008	3,526*	3,777	

Примечание: * - длина трассы с учетом захода на порталы.

Устойчивость линий к гололедным нагрузкам (толщина стенки гололеда не превышает 20 мм) обеспечивается принятыми конструктивными и технологическими решениями, плавка гололеда на проводах и тросах не предусматривается в соответствии с ПУЭ-7 п. 2.5.16.

3.2 Выбор изоляторов, линейно арматуры и заземляющих устройств

Выбор типа изоляторов и арматуры в гирляндах произведен в соответствии с главами 1.9 и 2.5 ПУЭ с учетом эксплуатации ВЛ. Трасса реконструируемой ВЛ 35 кВ расположена в районе с I степенью загрязнения. Удельная длина пути утечки по табл. 1.9.1 ПУЭ для изоляции составляет $\lambda_{\text{э}}=1,9$ см/кВ. В качестве изолирующих подвесок на реконструируемой линии ВЛ в проекте предусматриваются стеклянные изоляторы марки ПСД70Е. Тип и количество изоляторов в гирляндах определено в соответствии с главами 1.9, 2.5 ПУЭ: - подвеска провода на натяжных гирляндах – 4хПСД70Е; - подвеска провода на поддерживающих гирляндах – 3хПСД70Е; - подвеска троса на натяжных гирляндах – 1хПСД70Е; Нормируемое ПУЭ расстояние между проводом и грозотросом в середине пролета обеспечивается принятыми допустимыми напряжениями в проводах и грозотросах. Для подвески провода АС 120/19 в качестве натяжных зажимов на реконструируемой ВЛ 35 кВ приняты зажимы спирального типа НС и защитные спиральные протекторы марки ПЗС для установки на него гасителей вибрации типа ГВ. Для подвески грозотроса МЗ-8.0-В-ОЖ-Н-Р приняты зажимы спирального типа марки НС и защитные спиральные протекторы марки ПЗС для установки на него гасителей вибрации типа ГВ. Соединение проводов АС 120/19 в пролете осуществляется соединительными спиральными зажимами СС-15,2-11 в шлейфах анкерно-угловых опор - шлейфовыми спиральными зажимами ШС-15,2-01. Необходимое количество арматуры для реконструируемой ВЛ 35 кВ приведено в таблице 3.2

Таблица 3.2 – количество арматуры для реконструируемой ВЛ 35 кВ

Наименование	Тип	Кол., шт
Поддерживающая гирлянда провода АС120/19	3хПСД70Е	393
Натяжная гирлянда провода АС120/19	4хПСД70Е	198*
Поддерживающая гирлянда троса МЗ-8.0-ВОЖ-Н-Р	–	19
Натяжная гирлянда троса МЗ-8.0-В-ОЖ-Н-Р	1 хПСД70Е	18*
Гаситель вибрации для провода АС120/19	ГВ-4534-02М	795
Гаситель вибрации для троса МЗ-8.0-В-ОЖ-Н-Р	ГВ-3323-02М	24
Соединительный спиральный зажим	СС-15,2-11	44
Шлейфовый спиральный зажим	ШС-15,2-01	96
Протектор защитный спиральный	ПЗС-15,2/15,4-13	45

На реконструируемой ВЛ 35 кВ заземлены все вновь устанавливаемые опоры. Нормируемое ПУЭ сопротивление заземления опор, в зависимости от удельного эквивалентного сопротивления грунта, обеспечивается арматурой железобетонных и стальных фундаментов либо укладкой искусственных заземлителей из круглой стали диаметром 18 мм. После монтажа производятся измерение сопротивления заземляющего устройства, в случае недостаточной его величины прокладываются дополнительные проводники. Присоединение заземлителей к металлической опоре выполняется по типовому проекту. Вертикальные заземлители из круглой стали рекомендуется погружать в грунт методом вдавливания. Для этой цели используют передвижные механизмы (копры, автотямбуры, вибраторы, гидропрессы, бурильно-крановые машины) и ручные приспособления.

3.2.1 Типы Опор и Конструкций

Таблица 3.3 – Ведомость опор ВЛ-35 кВ ПС 110/35/6 кВ Орджоникидзе – ПС 35/6 кВ Приисковый (т-31)

Опоры					Примечание
Шифр	№	Кол, шт .	Масса с цинком 1 опоры, кг	Масса с цинком общая, кг	
ПС35/110ПУ2.35ТМ	4, 5, 6, 9, 10, 11, 12, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 21, 22, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 68, 71, 72, 74, 75, 76, 77, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 90, 91, 92, 93, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 105, 106, 107, 108, 109, 111, 112, 113, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 127, 128, 129, 130, 131, 132, 133, 134, 135, 136, 137, 138, 139, 141, 142, 143, 144, 145, 147	119	1585	188615	
У35-1т	1, 2, 3, 7, 8, 13, 20, 23, 48, 58, 69, 70, 73, 78, 88, 89, 94, 104, 110, 114, 126, 140, 146	23	3263	75049	
У35-1т+5	36, 37, 65, 66, 67, 148, 149	7	4910	34370	
2ПС35/110ПУ - 2.35ТМ	153,160	2	2146	4292	
Итого		151		302326	

Проектом предусматривается реконструкция ВЛ-35 кВ ПС 110/35/6 кВ Орджоникидзе – ПС 35/6 кВ Приисковый (т-31) на одноцепных опорах, следующих типов согласно справочнику по [18]: - анкерно – угловые унифицированные, свободностоящие типа У351т, У35-1т+5 по типовому проекту серии 3.407 – 68/73; - промежуточные типа: ПС35/110ПУ-2.35ТМ; ПС35/110ПУ-2.35ТМ по типовому проекту серии ЭЛ-ТП.10-220.02.03 Потребность в опорах по трассе ВЛ 35 кВ определена по результатам предварительной расстановки опор и приведена в таблице 3.3

3.2.2 Закрепление опор в грунте

Для закрепления опор в грунте анкерно-угловых опор ВЛ 35 кВ проектом предусмотрено согласно [19] применение унифицированных грибовидных подножников марок Ф3-А и Ф4-А, а так железобетонных забивных свай марки С35.6-1 с последующим монтажом металлического ростверка из балки Б35-4-20. Промежуточные опоры проектируемой ВЛ 35 кВ устанавливаются на металлические фундаменты марки Ф720.2. СТ.4100.9. Для увеличения несущей способности металлических фундаментов опор применяется железобетонный ригель марки АР6-1. Ригель крепится к фундаменту Ф720.2. СТ.4100.9 при помощи детали крепления ригеля КР-8, выполненной по типовой серии 3.407-115 выпуск 5 л.КЖ-35. Перед установкой грибовидных подножников анкерно – угловых опор и металлических фундаментов промежуточных опор, выполнить песчаную подготовку толщиной 100 мм. Обратная засыпка котлованов производится местным грунтом слоями 25-30 см с тщательным уплотнением каждого слоя до объемного веса грунта на менее 1,6 т/м³. Каталожные листы конструкций фундаментов представлены в графической части данного тома. Ведомость фундаментов под опоры реконструируемой ВЛ 35 кВ приведена в таблице 3.4

Таблица 3.4 – Фундаменты реконструируемой ВЛ-35 кВ ПС 110/35/6 кВ Орджоникидзе – ПС 35/6 кВ Приисковый (т-31)

Шифр	Кол., шт.	Бетон на 1 шт, м ³	Бетон всего, м ³	Металл на 1 шт, кг	Металл общее, кг
Ф2.35-4-20	40	1,42	56,8	193	7720
Ф4-А	40	2	80	533	21320
Ф3-А	40	1,7	68	445	17800
Ф720.2.СТ.4100.9	121	–	–	826	99946
АР6-1	121	0,28	33,88	96	11616

Защита строительных конструкций от коррозии:

Металлические опоры и железобетонные конструкции защищены от коррозии. Защита конструкций от коррозии осуществляется следующими

способами: - защита от коррозии металлических конструкций опор и всех частей металлического ростверка предусматривается горячим оцинкованием, методом погружения в расплав с толщиной защитного слоя не менее 100 мкм.

- защита крепёжных изделий должна быть выполнена методом горячего цинкования или методом термодиффузионного цинкования толщиной не менее 42 мкм.

- защита от коррозии железобетонных свай, надземной части сваи, предусматривается покрытием их битумной мастикой МБР-75 в два слоя (толщиной слоя не менее 200 мкм).

- защита от коррозии железобетонных фундаментов и ригелей, предусматривается покрытием их битумной мастикой МБР-75 в два слоя (толщиной слоя не менее 200 мкм).

- защита от коррозии стальных фундаментов, предусматривается покрытием их битумной мастикой МБР-75 в один слой (толщиной слоя не менее 200 мкм).

Защита от коррозии фундаментов, изготовленных из бетона предусмотрена нанесением битумной мастики МБР-75. Перед нанесением мастики произвести обработку фундаментов грунтовкой (праймером). Средний расход грунтовки (праймера) в один слой 0,2 кг/м². Перед применением мастику следует нагреть до 150-180°С и тщательно перемешать. Мастику наносят в горячем виде на сухую очищенную поверхность. Работы по нанесению мастики выполняют кистью, шпателем и т.п. Расход мастики МБР-75 в один слой 2,2 кг на 1 кв.м покрытия. Ведомость объёмов антикоррозионного покрытия приведено в таблице 3.5

Таблица 3.5 – Требуемые объёмы антикоррозионного покрытия

Тип фундамента	Объёмы материалов			
	Площадь покрытия, м ²	Количество, шт.	Количество мастики МБР-75, кг	Количество битумного праймера, кг
Ф3-А	12,4	40	1091,2	99,2
Ф4-А	20,2	40	1777,6	161,6
Ф720.2.СТ.4100.9	9,26	121	2465,01	224,09
Ригель АР6-1	5,1	121	1357,6	123,4
Свая С35.6-1	0,4	80	70,4	6,4
Итого:			6761,81	614,69

3.3 Расчет по укрепленным показателям

Чтобы оценить капиталовложения выделенных на строительство воздушной линии 35 кВ на железобетонных опорах с проводом марки АС-120/19, посчитаем методом укрепленных показателей стоимости [13].

Этот метод не захватывает все затраты, но хорошо оценивает стоимость всех необходимых строительно-монтажных работ с учетом усложняющих коэффициентов.

Стоимости укрупненных показателей строительства линии электропередачи напряжением 35 кВ проектируется с целью обеспечения соответствия укрупненных стоимостных показателей электрических сетей новым проектным решениям и технологиям строительного производства, современному уровню базисных цен в строительстве, также УПС предназначены для оценки предполагаемого объема инвестиций в сооружение линий электропередачи (ВЛ) как при осуществлении нового строительства, так и при реконструкции и расширении действующих ВЛ [14].

Показатели стоимости элементов электрических сетей энергосистем принятым в базисном уровне цен (на 1 января 2000 года) без учета НДС.

Все затраты на строительство воздушной линии 35 кВ суммируются [15]:

На строительно-монтажные работы:

- На заливку фундаментов под опоры;
- Установка опор;
- Протяжка проводов;
- Подвеска грозозащитных тросов;
- Заземления;
- Вырубка и очистка данного участка от лесного массива и

других препятствия

Также добавляются такие затраты как [15].

1,5% – благоустройство;

2,5-3,3% – временные здания и сооружения (при реконструкции и расширении применяется коэффициент 0,8);

3% – непредвиденные затраты (при согласовании с заказчиком до 10%);

7,5-9,0% – проектно-изыскательские работы и авторский надзор;

2,6-3,18% – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;

5,0-8,0% – прочие работы и затраты.

К прочим затратам можно отнести производство работ в зимнее время, средства на покрытие затрат строительных организации по добровольному страхованию работников и имущества, затраты по перевозке рабочих, затраты, связанные с командированием рабочих для строительства, средства на проведение подрядных торгов.

Таблица 3.6 – Расчет затрат Демонтажа ВЛ 35 кВ по укрупненным показателям стоимости

№	Составляющие затрат	Величина, ед.изм.	Стоимость ед.изм	Расчет затрат	Величина затрат
1	Демонтаж деревянных опор	26,154 км	10,2 тыс.руб/км	$26,154 \times 10,2$	266,77
2	Демонтаж провода 35 кВ	28,01км (С учетом провеса)	5,8 тыс.руб/км	$28,01 \times 5,8$	162,458
3	Демонтаж грозозащитного провода 35 кВ	3,777 км	1,3 тыс.руб/км	$3,777 \times 1,3$	4,91
	Итого (по базисным показателям)	–	–	–	434,138
4	Коэффициент перевода цен на 2020 год для строительно-монтажных работ	5,63	–	–	–
5	Затраты на демонтаж оборудования (с учетом коэффициента перевода цен)	100%	–	$434,138 \times 5,61$	2435,514
	Итого (с переводом цен на 2020 год)				2435,514

Таблица 3.7 – Расчет затрат на строительство ВЛ 35 кВ по укрупненным показателям стоимости

№	Составляющие затрат	Величина, ед.изм.	Стоимость ед.изм	Расчет затрат	Величина затрат
1	Стоимость ВЛ 35 кВ по базисным показателям	26,154 км	576 тыс.руб/км	$576 \times 26,154 \times 1,006$	15065,856
	Итого:				15065,856
2	Стоимость строительства ВЛ (с учетом затрат сопутствующих строительству 22,1 %)	22,1%	–	$15065,856 \times 1,221$	18394,365
3	Коэффициент перевода цен на 2020 год для строительно-монтажных работ	5,63	–	–	–
4	Коэффициент перевода цен на 2020 год для прочих затрат	8,35	–	–	–
5	Затраты на строительно-монтажные работы (с учетом коэффициента перевода цен)	80%	–	$18394,365 \times 0,8 \times 5,63$	82848,21
6	Прочие затраты (с учетом коэффициента перевода цен)	20%	–	$18394,365 \times 0,2 \times 8,35$	30717,589
	Итого (с переводом цен на 2020 год)				113566,799

В ценах на 1 квартал 2020 г. стоимость строительства ВЛ 35 кВ составит: строительно-монтажные работы:

- строительно-монтажные работы

$$18394,365 \times 0,8 \times 5,63 = 82848,21$$

где 5,63– индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных единичных расценок на 1 квартал 2020 года.

- прочие затраты

$$18394,365 \times 0,2 \times 8,35 = 30718,58$$

где 8,35– индекс изменения сметной стоимости прочих работ и затрат, определяемых с применением федеральных единичных расценок на 1 квартал 2020 года.

Затраты на ячейку одного комплекта масляного выключателя составили 940 тыс.руб.

Показатели стоимости ячейки выключателя включает:

- оборудование (60%);
- релейная защита, кабели, панели в ОПУ (22%);
- ошиновка, порталы, строительные и монтажные работы (18%).

Всего затрат на строительство ВЛ 35 кВ:

$$30718,58 + 82848,21 = 113566,799$$

Расчет затрат по укрепленным показателям

Общая сумма капиталовложение с учетом демонтажа и реконструируемой линии

$$2435,514 + 113566,799 = 113591,149 .$$

Где

2435,514 затраты на демонтаж линии

113566,799 затраты при строительстве новой линии

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной квалификационной работе был разработан проект реконструкции воздушной линии 35 кВ запитанной от ПС 110/35/6 Орджоникидзе до ПС 35/6 Приисковый.

Трасса новой линии будет проходить по просеке предыдущей. Выбраны следующие опоры:

– Анкерно – угловые унифицированные, свободностоящие типа: У351т, У35-1т+5; -

– Промежуточные типа: ПС35/110ПУ-2.35ТМ и места их установки.

На основании механического расчета проверены расстояние между опор и выбрана арматура. Выбраны изоляторы МЗ-8.0-В-ОЖН-Р.

Был произведен расчет электрической части, в результате которого выбран провод АС-120/19.

В программном комплексе RastrWin3 выполнен расчет режимов работы участка сети ПС Орджоникидзе – реконструируемая ВЛ – ПС Приисковый и определены напряжение в линии. Также произведен расчет трехфазных токов короткого замыкания.

По укрепленным показателям стоимости были рассчитаны капиталовложения на реконструкцию линии, которые составили:

Работы по демонтажу – 2435,514 тыс.руб;

Строительство новой ВЛ – 113566,799 тыс.руб;

Общая сумма капиталовложений 113591,149 тыс.руб.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. <https://nskenergo.ru/remont-i-rekonstrukcija-vozdushnykh-linijj-ehlektroperedach>
2. <https://meganorm.ru/Data2/1/4294817/4294817303.htm>
3. <https://www.asutpp.ru/kak-opredelit-sechenie-provoda-ili-zhil-kabelya.html>
4. <http://electricalschool.info/main/lighting/478-vybor-sechenija-kabelja-i-provoda.html>
5. <https://www.elec.ru/library/direction/pue/razdel-1-3-6.html>
6. <https://linijaopory.ru/provod-as-120-19-ves-diametr-sechenie-i-drugie-xarakteristiki/>
7. https://studbooks.net/2129244/matematika_himiya_fizika/raschet_udelnyh_nagruzok_provoda_trosy
8. Кабельные и воздушные линии электропередачи : учеб. пособие / Н. П. Бадалян [и др.] ; Владим. гос. ун-т им. А. Г. и Н. Г. Столетовых. – Владимир : Изд-во ВлГУ, 2019. – 260 с.
9. Проектирование механической части ЛЭП: учебное пособие. Спец. 140205 / ВятГУ, ЭТФ, каф. ЭЭС; сост. А. П. Вихарев, А. В. Вычегжанин, Н. Г. Репкина. – Киров, 2009. – 140 с.
10. ПУЭ 7. Правила устройства электроустановок <https://www.elec.ru/library/direction/pue/razdel-2-5-2.html>
11. <https://studfile.net/preview/4350166/page:3/>
12. механического расчёта проводов и тросов <https://leg.co.ua/arhiv/podstancii/elektricheskie-seti-energoemkih-predpriyatij-17.html>
13. Метод укрепленных показателей стоимости <https://studfile.net/preview/7519545/page:13/>
14. Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи https://gk-adept.ru/normativnaya_dokumentaciya/spravochniki_bazovyh_cen/sbornik_ukrupnennyh_pokazatelej_stoimosti_stroitelstva_rekonstrukcii_podstancij_i_linij_elektroperedachi_dlya_nuzhd_oao_holding1/
15. Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». – введ. 20.09.2012 – Москва, 2012. – 71 с.
16. Ставки платы за Единицу объема лесных ресурсов http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_68813/0043cdfb5d4efbdbad6df71ffa20a6d884e10f16/
17. Справочник по использованию программы RastrWin3 http://www.rastrwin.ru/download/Files/HELP_RastrWin3_29_08_12.pdf
18. Опоры ЛЭП справочник <https://oporylep.ru/view-rynok/proizvoditeli/elsi/>

19. Закрепление опор в грунте <http://neftyaga.ru/sooruzhenie-lep-dlya-magistralnich-truboprovodov/opori-vozdushnich-linij-elektoperedachi-zakreplenie-opor-v-grunte>
20. Выбор изоляторов <http://www.gosthelp.ru/text/RD345110190Instrukciyapov.html>

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»

институт

«Электроэнергетика»

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Г.Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия

« 28 » 07 20 20 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Реконструкция ВЛ 35 кВ ПС 110/35/6 кВ Орджоникидзе – ПС 35/6 кВ
Приисковий (Т-31) филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Хакасэнерго»

тема

Руководитель	<u><i>[Подпись]</i></u> подпись, дата	доц. каф. ЭЭ канд. техн. наук	<u>А.В.Коловский</u> должность, ученая степень инициалы, фамилия
Выпускник	<u><i>Ч.Ю.</i> 28.07.20</u> подпись, дата		<u>А.И.Чильчигашев</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	<u><i>[Подпись]</i> 28.07.2020.</u> подпись, дата		<u>И. А. Кычакова</u> инициалы, фамилия