

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 Г. Н. Чистяков инициалы, фамилия
«____» _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код – наименование направления

Реконструкция ВЛ-35 кВ «Бородино – Советская Хакасия»
тема

Руководитель _____
подпись, дата _____
доцент каф. ЭЭ к. т. н. Е. В. Платонова
должность, ученая степень _____
инициалы, фамилия _____

Выпускник _____
подпись, дата _____
В. Л. Мельников
инициалы, фамилия _____

Нормоконтролер _____
подпись, дата _____
И. А. Кычакова
инициалы, фамилия _____

Абакан 2021

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Реконструкция ВЛ-35 кВ «Бородино – Советская Хакасия»» содержит 60 страниц текстового документа, 16 рисунков, 22 таблицы, 25 использованных источников, 3 листа графического материала.

РЕКОНСТРУКЦИЯ, ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, НАДЕЖНОСТЬ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, ОПОРА, ИЗОЛЯТОР, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ.

Цель работы – разработать проект реконструкции ВЛ-35 кВ «Бородино – Советская Хакасия».

Задачами работы являются:

- анализ текущего состояния ВЛ-35 кВ «Бородино – Советская Хакасия»;
- выбор основных элементов ВЛ-35 кВ «Бородино – Советская Хакасия»;
- механический расчет ВЛ-35 кВ «Бородино – Советская Хакасия»;
- замена коммутационно-защитного оборудования фидера 35 кВ «Бородино – Советская Хакасия»;
- расчет затрат на реконструкцию ВЛ-35 кВ «Бородино – Советская Хакасия» и замену коммутационно-защитного оборудования.

Результатом данной бакалаврской работы является разработка поопорной схемы ВЛ, выбор коммутационно-защитного оборудования на головном и приемном концах ВЛ-35 кВ «Бородино – Советская Хакасия», оценка стоимости реконструкции ВЛ-35 кВ «Бородино – Советская Хакасия» по укрупненным показателям.

На основании механического расчета выбрана линейная арматура ВЛ и проверены расстояния между опорами.

Проект выполнен для реального объекта ПАО «Россети Сибирь» – «Хакасэнерго и может предложен к рассмотрению данной сетевой организации.

THE ABSTRACT

The final qualifying work on the topic «Reconstruction of the 35 kV overhead line «Borodino – Sovetskaya Khakassia»» contains 60 pages of a text document, 16 figures, 22 tables, 25 used sources, 3 sheets of graphic material.

RECONSTRUCTION, POWER SUPPLY, RELIABILITY, AIR POWER LINE, SUPPORT, INSULATOR, DISCONNECTOR, SWITCH.

The purpose of the work is to develop a project for the reconstruction of the 35 kV overhead line «Borodino – Sovetskaya Khakassia».

The tasks of the work are:

- analysis of the current state of the 35 kV overhead line «Borodino – Sovetskaya Khakassia»;
- selection of the main elements of the 35 kV overhead line «Borodino – Sovetskaya Khakassia»;
- mechanical calculation of 35 kV overhead line «Borodino – Sovetskaya Khakassia»;
- replacement of the switching and protective equipment of the 35 kV feeder «Borodino – Sovetskaya Khakassia»;
- calculation of costs for the reconstruction of the 35 kV overhead line «Borodino – Sovetskaya Khakassia» and the replacement of switching and protective equipment.

The result of this bachelor's work is the development of a support scheme for overhead lines, the choice of switching and protective equipment at the head and receiving ends of the 35 kV overhead line «Borodino – Sovetskaya Khakassia», the assessment of the cost of reconstruction of the 35 kV overhead line «Borodino – Sovetskaya Khakassia» according to enlarged indicators.

On the basis of a mechanical calculation, the linear fittings of the overhead line were selected and the distances between the supports were checked.

The project was carried out for the real object of PJSC «Rosseti Siberia» – «Khakasenergo» and can be proposed for consideration this network organization.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 Характеристика объекта проектирования.....	9
1.1 Текущее состояние объекта.....	9
1.2 Анализ надежности линии.....	11
1.3 Цели и задачи проектирования.....	14
2 Современное оборудование воздушных линий.....	15
3 Выбор основных элементов воздушной линии 35 кВ.....	21
3.1 Выбор сечений проводов.....	21
3.2 Выбор опор.....	24
3.3 Механический расчет воздушной линии.....	26
3.3.1 Расчет максимальной толщины стенки гололеда и максимального ветрового давления.....	26
3.3.2 Расчет удельных нагрузок на провод.....	28
3.3.3 Расчет удельных нагрузок на трос.....	31
3.3.4 Расчет пролетов воздушной линии.....	32
3.4 Выбор изоляторов и линейной арматуры.....	37
3.4.1 Выбор изоляторов.....	37
3.4.2 Выбор линейной арматуры.....	41
4 Расчет токов короткого замыкания и выбор коммутационно-защитного оборудования.....	44
4.1 Расчет токов короткого замыкания.....	44
4.2 Выбор коммутационно-защитного оборудования.....	47
4.2.1 Выбор разъединителей.....	47
4.2.2 Выбор выключателя.....	49
4.2.3 Выбор предохранителей.....	49
4.2.4 Выбор ограничителей перенапряжения.....	50
5 Грозозащита воздушной линии.....	50

6 Расчет затрат на реконструкцию воздушной линии и замену коммутационно-защитного оборудования.....	51
6.1 Расчет затрат на реконструкцию воздушной линии.....	51
6.2 Расчет затрат на замену коммутационно-защитного оборудования.....	54
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	56
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	57

ВВЕДЕНИЕ

В селе Советская Хакасия Боградского района нередко происходят отключения электроэнергии. Чаще всего они случаются в осенне-зимний период. Часть жилых домов отапливаются электрокотлами с циркуляционными водяными насосами. Перерыв электроснабжения в зимний период представляет риск для жителей села Советская Хакасия остаться без тепла.

Воздушную линию электропередач обслуживает ПАО «Россети Сибирь» – «Хакасэнерго», район электрических сетей – Боградский РЭС.

Данная воздушная линия 35 кВ введена в эксплуатацию в 1964 году находится в неудовлетворительном состоянии. Со временем износились не только провод, но и деревянные опоры, из которых 60 % требует замены. Одним из вариантов решения многолетней проблемы электроснабжения села Советской Хакасии может стать реконструкция линии электропередачи.

В данной выпускной квалификационной работе выполним проект реконструкции питающей воздушной линии ВЛ-35кВ «Бородино – Советская Хакасия», которая позволит увеличить надежность внешнего электроснабжения.

1 Характеристика объекта проектирования

1.1 Текущее состояние объекта

Внутреннее электроснабжение потребителей села осуществляется от односторонней тупиковой ВЛ-35кВ «Бородино – Советская Хакасия» через понизительную подстанцию № 66 «Советская Хакасия 35/10 кВ», где установлен один силовой трансформатор типа ТМ-2500/35, мощностью на 2,5 МВА. Данная линия построена на деревянных опорах в 1964 году и находится на балансе филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Хакасэнерго». В административном отношении реконструируемая воздушная линия расположена на территории Бородинского района. Началом ВЛ-35 кВ (рисунок 1) является узловая подстанция № 63 «Бородино 35/10 кВ», конечным пунктом является тупиковая подстанция № 66 «Советская Хакасия 35/10 кВ».



Рисунок 1 – Схема трассы ВЛ 35-кВ «Бородино – Советская Хакасия»

В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники Советско-Хакасского сельсовета относятся к третьей категории. Для данной категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 суток [3].

Основные характеристики ВЛ:

- а) протяженность ВЛ (общая) 21,206 км;
- б) количество опор (всего) 184 шт;
- в) район климатических условий:
 - 1) по ветру II;
 - 2) по гололеду II;
 - 3) по интенсивности пляски проводов и тросов – умеренная;
 - 4) по среднегодовой продолжительности гроз 20 – 40 ч/год;
 - 5) по степени загрязненности атмосферы – I.
- г) температура воздуха:
 - 1) среднегодовая +3°;
 - 2) низшая –38°;
 - 3) высшая +40°.
- д) район по сейсмичности – 7.

Характеристика местности трассы ВЛ представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика местности трассы ВЛ.

Наименование местности	Номера опор	Общая длина, км
Поле	1 – 13, 14 – 73	8,3
Болото	13 – 14, 73 – 74	0,394
Лес	91 – 135, 174 – 175	5,398
Населенная местность	178 – 181	0,405

Из таблицы 1 видно, что трасса ВЛ-35 кВ в основном проходит по степной ненаселенной местности. В непосредственной близости площадки для реконструкции объекты историко-культурного значения не имеются. Строительство объекта происходит в существующем коридоре на месте старой действующей линии 35 кВ, которая будет демонтирована.

Вдоль реконструируемой ВЛ имеются сельские грунтовые дороги, по которым будет происходить доставка опор, изоляторов, линейной арматуры, провода и других стройматериалов специализированным автомобильным транспортом.

1.2 Анализ надежности линии

В филиале ПАО «Россети Сибирь» – «Хакасэнерго эксплуатируются 7 воздушных линий 35 кВ на деревянных опорах, построенные в 1934 – 1975 гг., в том числе линия 35 кВ «Бородино – Советская Хакасия» 1964 года постройки. Данные ВЛ полностью выработали нормативный срок службы и износились физически и морально. Дальнейшая работа данных ВЛ может привести к нарушению электроснабжения объектов, поэтому не позволяет обеспечить требуемую надежность электроснабжения потребителей, в том числе социальной (школа, детский сад) и коммунальной (объекты тепло- и водоснабжения) инфраструктуры, на территории муниципального поселения. ВЛ-35 кВ «Бородино – Советская Хакасия» нуждается в проведении реконструкции. Данное решение обусловлено тем, что с момента ввода воздушной линии в эксплуатацию, под воздействием резко континентального климата региона и атмосферных явлений, на деревянных опорах проявляются следы загнивания и физического износа из-за старения древесины. Для наглядности на рисунке 2 представлены выборочно опоры ПВ-5 «Ласточкин хвост»: анкерная – № 130, промежуточная – № 139 и 143 линии ВЛ 35 кВ [4].



Рисунок 2 – Состояние деревянных опор

В некоторых пролетах ВЛ происходит схлестывание фаз по причине низкой стрелы провеса провода, в результате чего возникает межфазное КЗ, приводящее к аварийному отключению линии. Поэтому в некоторых пролетах были установлены межфазные изолирующие распорки для ограничения амплитуды колебаний и сохранении необходимых изоляционных расстояний между проводами фаз.

Пример показан на рисунке 3, в частности, в пролетах между опорами № 130 – 131, 131 – 132 и 180 – 181.

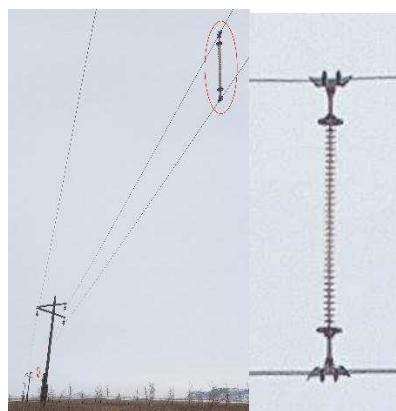


Рисунок 3 – Распорки межфазные изолирующие

В результате чего необходимо реконструировать ВЛ-35кВ «Бородино – Советская Хакасия», так как выработала нормативный срок эксплуатации и имеет многочисленные загнивания элементов древесины опор (при этом с каждым годом количество дефектных опор многократно увеличивается).

Главной причиной реконструкции является неудовлетворительное состояние деревянных опор, которые за время эксплуатации подверглись загниванию древесины, а также раскол ее из-за прямого попадания молнии при грозовых явлениях, воздействию различным природным явлениям, разрушая их. Особенно степные пожары в Хакасии доказали, что деревянные опоры нестойки к ним.

Ведомость аварийных отключений данной ВЛ-35 кВ «Бородино – Советская Хакасия» представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Ведомость аварийных отключений ВЛ-35 кВ «Бородино – Советская Хакасия»

Дата неисправности	Время начала неисправности	Время устранения неисправности	Период отключения	Нарушения и выполненные работы	Недоотпуск, кВт	Подробный текст причины
14.07.2017	16:48:00	16:53:00	0:05:00	ТО, АПВ нет, РПВ успешное. Погода: гроза.	24,17	ТО, АПВ нет, РПВ успешное, Погода: гроза.
21.08.2017	20:28:00	20:48:00	0:30:00	ТО, УПВ. По результатам осмотра: опора № 14 ф. «В» гирлянда ПС-70, следы перекрытия траверса – стекло – следы перекрытия на шлейфе. Ф. «С» следы перекрытия траверса – следы перекрытия на шлейфе. Разрушение нет. Срочной замены не требуется.	96,67	ТО, УПВ. По результатам осмотра: опора № 14 ф. «В» гирлянда ПС-70, следы перекрытия траверса – стекло – следы перекрытия на шлейфе. Ф. «С» следы перекрытия траверса – следы перекрытия на шлейфе. Разрушение нет. Срочной замены не требуется.
30.08.2017	20:20:00	20:24:00	0:04:00	ТО, УПВ. По осмотру ПС 35 кВ «Бородино», ПС 35 кВ «Сов. Хакасия» замечаний нет.	19,33	ТО, УПВ. По осмотру ПС 35 кВ «Бородино», ПС 35 кВ «Сов. Хакасия» замечаний нет.
02.09.2017	6:17:00	6:21:00	0:04:00	Работа защит: МТЗ, АПВ отсутствует, в 06:21 РПВ успешное. Результаты осмотра: Опора № 98 ф. «А» и «С», следы перекрытия траверса – провод. Разрушений нет. Срочной замены не требуется.	19,33	Загрязнение изоляции на опоре № 98 фаз «А» и «С» «действием» птиц что в условиях тумана привело к перекрытию изоляции и срабатывание РЗ на отключение.
04.09.2017	20:05:00	20:12:00	0:07:00	Работа защит: ТО, в 20:12 РПВ успешное. Опора № 159 ф. «А» следы перекрытия изоляции траверса – провод. Ф. «С» следы перекрытия изоляции с разрушением третьего изолатора. Тип ПС-70 цельные, ПФ-6 разбит. L = 18,8 км от шин ПС 35 кВ «Бородино». Срочная замена не требуется.	33,83	Несвоевременная замена загрязненной изоляции «действием» птиц произошло ослабление изоляции, в сочетании с намокшей деревянной траверсой произошло междуфазное замыкание ф. «А» и «С» на опоре № 159. В результате замыкания произошло разрушение третьего изолатора на ф. «А».
11.10.2017	16:46:00	16:52:00	0:06:00	Работа защит: МТЗ, АПВ отсутствует, в 16:52 РПВ успешное. Результаты обхода: Опора № 153 в сторону опоры № 154 ф. «С» следы перекрытия на проводе.	53,00	Перекрытие воздушного промежутка между проводами фаз «В» и «С» и проводом ВЛ 10 кВ в пролете опор № 153 – 154 вследствии повышенной влажности.
08.12.2017	18:53:00	19:08:00	0:15:00	Т.О., НАПВ, УПВ. По осмотру: Пролёт опоры № 4 – 5, следы перекрытия между ф. «А» и «В». Срочного ремонта не требуется. Погода: -15 °C, туман.	132,50	Налипание снега на провод фаз «А» и «В» в пролете опор № 4 – 5, что привело к недопустимому приближению проводов и перекрытию воздушного промежутка, срабатыванию РЗ на отключение.
08.12.2017	21:28:00	21:31:00	0:03:00	Т.О., НАПВ, УПВ. По осмотру: Пролёт опоры № 4 – 5, следы перекрытия между ф. «А» и «В». Срочного ремонта не требуется. Погода: -15 °C, туман.	26,50	Т.О., НАПВ, УПВ. По осмотру: Пролёт опоры № 4 – 5, следы перекрытия между ф. «А» и «В». Срочного ремонта не требуется. Погода: -15 °C, туман.
28.06.2018	7:32:00	7:49:00	0:17:00	ТО, РПВ успешное. Погода +20 °C, дождь.	82,17	Грозовые перенапряжения привели к междуфазному КЗ, срабатыванию ТО на отключение ВЛ-35кВ ПС 35 кВ «Бородино». Защита отработала правильно.
27.08.2018	11:13:00	17:48:00	6:35:00	ТО, НРПВ. В 11:23 ч. потребители запитаны от ф. 58-01 ПС 35 кВ «Троицкая». Отключенных потребителей нет. Погода +22 °C, тихо. В пролете опор № 9 – 10 произведена перетяжка провода.	48,33	Длительное воздействие ветровых нагрузок на провода, что привело к растяжению проводов ВЛ и уменьшению габарита между ВЛ 0,4 кВ ф. 3 от ТП 63-01-01. При порыве ветра произошло сближение проводов ВЛ 35 кВ Бородино – Сов. Хакасия (Т-1) и ВЛ 0,4 кВ ф. 3 от ТП 63-01-01 на недопустимое расстояние, что привело к короткому замыканию и отключению ВЛ 35 кВ Бородино – Сов. Хакасия (Т-1) от действия ТО.
06.07.2019	6:06:00	6:10:00	0:04:00	ТО, УПВ.	19,33	ТО, УПВ.
12.07.2019	8:39:00	8:43:00	0:04:00	ТО, УРПВ. Погода: ветер.	20,00	ТО, УРПВ. Погода: ветер.
15.08.2020	6:15:00	6:20:00	0:05:00	Работа защит: ТО, УРПВ. По осмотру: пролёт опор № 69 – 70 следы пожогов на проводе ф. «А» и ф. «С». Срочной замены не требуется.	24,17	ТО, УРПВ. По осмотру: пролёт опор № 69 – 70 следы пожогов на проводе ф. «А» и «С». Срочной замены не требуется.
Итого:			8:19:00	–	599,33	–

Из данной таблицы 2 можно сделать вывод, что основными причинами повреждения воздушной линии являются:

- перекрытие и разрушение изоляторов;
- повреждение опор и проводов из-за действия ветра и гололеда;
- грозовые перенапряжения;
- загнивание опор, излом траверс, вырывание крюка;
- «действие» птиц;
- низкая стрела провеса провода.

Эти причины приводят в основном к ослаблению или нарушению механической прочности проводов, линейной арматуры, изоляторов, поломке деталей опор и гниению деревянных частей.

1.3 Цели и задачи проектирования

Целью проектирования является повышения надежности электроснабжения электропотребителей Советско-Хакасского сельсовета, устойчивости к ветровым и гололедным нагрузкам, повышению грозоустойчивости, что приведет к наименьшему числу аварийных отключений.

Задачами проектирования являются:

- замена изношенных деревянных опор на современные, с секционированными железобетонными стойками;
- замена провода, имеющего механический и коррозионный износ;
- подвес современного грозозащитного троса на подходах (1 – 2 км) к подстанциям для защиты от грозовых явлений;
- замена устаревших загрязненных фарфоровых изоляторов, имеющие сколы, трещины, уменьшенную электрическую прочность;
- замена линейной арматуры, имеющей усталостные повреждения.

Для защиты ВЛ и силового оборудования от КЗ, перегрузок и перенапряжений необходимо заменить на более современное коммутационно-защитное оборудование.

2 Современное оборудование воздушных линий

Современные железобетонные опоры. Для строительства и реконструкции ВЛ 35 кВ специалистами Научно-исследовательской лаборатории конструкций электросетевого строительства (НИЛКЭС) ООО «ПО «Энергожелезобетонинвест» разработало современные железобетонные опоры на базе секционированных центрифугированных стоек (рисунок 4).



Рисунок 4 – Соединительный узел железобетонной стойки

Несущая способность стоек, разработанных для данного проекта, за счет использования современных материалов существенно превышает аналогичный показатель для стоек, ранее выпускаемых в этих же габаритах по ГОСТ 22687.0-85, что допускает использование этих стоек в более нагруженных опорах. Кроме того, установка более прочных стоек на фундаменты позволяет поднять отметку подвеса проводов и существенно увеличить расчетные пролеты между опорами, сделав их сопоставимыми с пролетами металлических опор.

Использование бетона повышенного класса прочности (В60 вместо В40 или В30), водонепроницаемости (W14 вместо W8) и морозостойкости (F1400 и выше вместо F1200) повышает долговечность стоек до 70 лет, что практически исключает потребность в их ремонтах при эксплуатации.

Секционирование стоек выполнено для устранения трудностей, связанных с транспортировкой длинномерных конструкций (22,6 м для конической стойки, 20 м – для цилиндрической). Кроме того, сокращение размеров перевозимых элементов увеличивает их жесткость и уменьшает вероятность повреждения при доставке на строительную площадку [5].

Данные секционированные опоры в ПАО «Россети Сибирь» – «Хакасэнерго» зарекомендовали себя с положительной стороны, результате чего для нашей реконструируемой ВЛ будем применять именно этот тип опор.

Грозозащитный трос МЗ-В-ОЖ-Н-Р служит для защиты ВЛ от прямых ударов молний, который выполнен по современным канатным технологиям и имеет следующие отличительные особенности [6]:

- стойкость к ударам молнии в 98,8 % в диапазоне реальных нагрузок;
- сохранение всех заданных характеристик после удара молнии, что не требует замены его;
- высокая стойкость к коррозии из-за применения Zn-гальванического покрытия группы «ОЖ» с 5 % допуском;
- гальванический метод нанесения покрытия позволяет предотвращать отслоение Zn при повышенных токах и температурах КЗ, чем и отличается данный продукт от троса типов С (ТК);
- повышенная, по сравнению, со штатных тросов на разрыв ($180 \text{ кг}/\text{мм}^2$ – $200 \text{ кг}/\text{мм}^2$), поэтому более надежны, особенно для анкерных опор;
- технология производства троса способствует снижения значения относительного удлинения, особенно при гололеде.

Стоимость троса – 89000 руб./км.

Профиль и общий вид троса представлен на рисунке 5.



Рисунок 5 – Грозозащитный трос МЗ-В-ОЖ-Н-Р

Новизна заключается в применении технологии уплотнения свивки, обеспечения касания проволок и применении пластического деформирования наружного слоя проволок для увеличении площади контакта между проволоками наружного и внутреннего повивов.

Преимуществами данного троса являются 2-кратная, по сравнению, с оцинкованным коррозионная и термическая стойкость, вес троса меньше обычного троса типа С (ТК) по ГОСТ и нет необходимости замены грозостоеек и усиления опор. При обрыве одно или несколько проволок они не выплетаются и не замыкают фазные провода [7].

Воздушная линия защищенная (ВЛЗ) выполняется с изолированными проводами и применяется, в основном, в населенных и в лесных местностях.

Достоинства ВЛЗ [8]:

- защита от отключений и КЗ при падении веток на ВЛ;
- защита от КЗ при сближении проводов на недопустимое расстояние между собой;
- сокращение площади охранной просеки при прохождении ВЛ через лесные массивы.
- уменьшение габаритов опор и траверс.

Недостатком ВЛЗ является изоляция, которая должна быть неповрежденной и целой при всем сроке службы, так как при повреждении надежность резко снижается.

Для строительства и реконструкции ВЛЗ, в основном, используется самонесущий изолированный провод марки СИП-3 (рисунок 6). Сама жила у

него выполнена из алюминиевого сплава, а толщина изоляции для 35 кВ составляет 3,5 мм. Цена данного провода оставляет 41 руб./м.

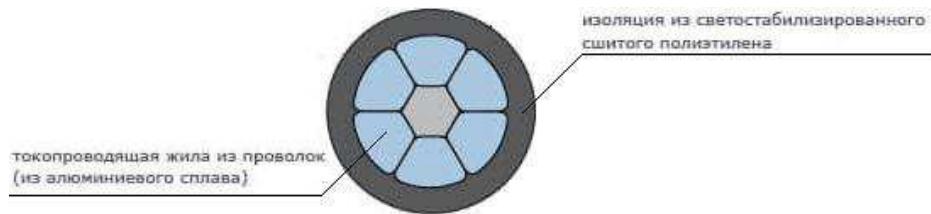


Рисунок 6 – Профиль СИП-3

Основные характеристики провода [8]:

- номинальное напряжение 35 кВ;
- сопротивление 1 км постоянному току 0,99 Ом/км;
- погонная масса провода 209 кг/км;
- срок службы не менее 40 лет;
- температура окружающей среды эксплуатации кабеля $-60\dots+50^\circ$.

Так как наша линии ВЛ 35 кВ проходит в основном в ненаселенной степной местности, без кустарников, деревьев и различных строений, в результате чего нет необходимости применять изолированный провод.

Современные композитные опоры. Данные опоры (на рисунке 7), используются для реконструкции и строительства ВЛ, в основном, в труднодоступной (горная, лесная, болотистая), отдаленной местности, где проезд большого специального транспорта затруднен, а также в сейсмических районах [9].

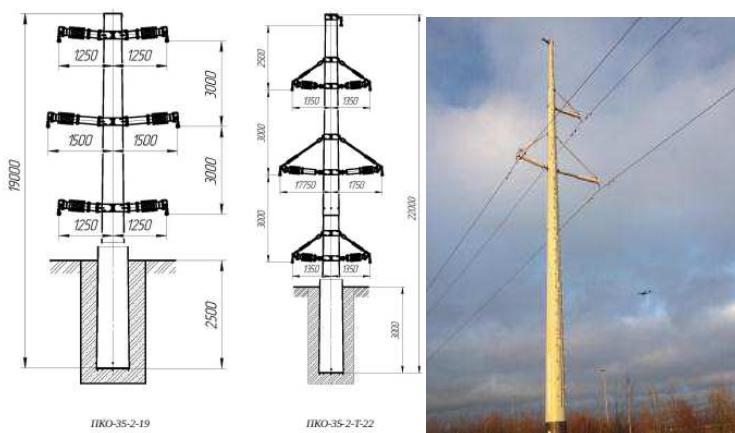


Рисунок 7 – Промежуточная композитная опора ПКО-35

Достоинства композитных опор [10]:

- упрощение хранения и транспортировки, т. к. секции опор полые и их можно хранить и перевозить одна в другой, по принципу «матрешки»;
- простота монтажа опор, т. к. не требуется применение сложных монтажных инструментов и тяжелой техники, т. к. имеет небольшой вес;
- не подвержены коррозии и гниению, поэтому не требуется периодически восстанавливать лакокрасочное покрытие опор и их гидроизоляцию, заделывать трещины;
- срок службы опор 65 – 80 лет;
- огнестойкость и экологичность. Нет проблем с утилизацией опор, подобных деревянным опорам пропитанных креозотом.
- хорошие диэлектрические свойства.

Недостатки композитных опор [10]:

- производство опор данного типа не развито в Республике Хакасия и в ближайших регионах, поэтому стоимость композитных опор пока еще достаточно высока;
- малый опыт монтажа и эксплуатации данного типа опор.

Из-за указанный недостатков композитные опоры применять не будем.

Полимерные изоляторы в последнее время получает все большее распространение. Данный тип изолятора наружной установки предназначен для изоляции и крепления токоведущих частей в электрических аппаратах, распределительных устройствах электрических станций и подстанций переменного тока напряжением до 35 кВ. В качестве элемента, воспринимающего механические нагрузки, в изоляторах используется высокопрочный стеклопластиковый стержень, соизмеримый по прочности с легированными конструкционными сталью. Высокая гидрофобность поверхности цельнолитой защитной оболочки из кремнийорганической резины (силикона) практически в любых условиях загрязнения обеспечивает низкие токи утечки что, в свою очередь, повышает разрядные характеристики и положительным образом влияет на энергосбережение [11].

Полимерный изолятор представлен на рисунке 8.



Рисунок 8 – Полимерный изолятор ЛК 70/35

Достоинства полимерных изоляторов [11]:

- устойчивы к изменению температуры, влажности, атмосферным загрязнениям, воздействию грозы, коммутационных перенапряжений;
- более устойчивы к актам вандализма, механическим воздействиям;
- несложность монтажа обусловлено небольшим весом, всего 2,5 кг по сравнению с фарфоровым изолятором, имеющего 8,2 кг.

Недостатки полимерных изоляторов [11]:

- малозаметные трещины не позволяют заметить поврежденный изолятор при обходе линии, обнаружение только с тепловизора или дефектоскопа;
- при эксплуатации некоторые изоляторы покрывались пятнами, после этого было обнаружено, что это грибок;
- при старении и воздействии высоких температур уменьшается механическая и электрическая прочность;

Стеклянные изоляторы, вид которых показан на рисунке 9, показали себя, довольно, надежным оборудованием ВЛ, т. к. не нужно производить периодические испытания, потому что при пробое изолятора разрушается тарелка из закаленного стекла в отличии от полимерных изоляторов, у которых при пробое изоляции, как описывалось ранее, визуально по внешнему состоянию определить невозможно без электронно-оптического дефектоскопа «Филин-6».

Достоинства стеклянных изоляторов [12]:

- любое повреждение обнаруживается визуально;

– механическая прочность и электрические свойства не изменяются при эксплуатации;

– не деформируются;

– неводопроницаемые и негорючие.

– устойчивы к ультрафиолету, солнечной радиации;

Недостатки стеклянных изоляторов [12]:

– большой вес и хрупкость;

– большая энергоемкость при изготовлении стекла.



Рисунок 9 – Стеклянный изолятор ПС-70Е

Для оценки состояния полимерных изоляторов на предмет пробоя или повреждения нужен верховой осмотр с помощью автогидроподъемника, в отличие от стеклянных изоляторов, как указано в их достоинствах, повреждение обнаруживается визуально обслуживающим персоналом филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Хакасэнерго». В результате для строительства новой ВЛ выбираем их.

3 Выбор основных элементов воздушной линии 35 кВ

3.1 Выбор сечений проводов

Максимальная активная нагрузка, передаваемая по нашей ВЛ составила $P = 0,66 \text{ МВт}$, а реактивная нагрузка $Q = 0,17 \text{ МВАр}$.

Передаваемая по ВЛ полная мощность:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (1)$$

$$S = \sqrt{0,66^2 + 0,17^2} = 0,682 \text{ МВА.}$$

Сечение проводов определяют, по допустимому нагреву, т. к. изменяется физические свойства проводника, повышается его сопротивление и увеличивается бесполезный расход электрической энергии [13].

Ток в ВЛ, соответствующий режиму максимальной нагрузки:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} , \quad (2)$$

где: $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение ВЛ, кВ.

$$I_p = \frac{0,682 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 11,25 \text{ А.}$$

Сечение проводов ВЛ 35 кВ в сельской местности, питающих понижающие подстанции 35/10 кВ с трансформаторами с регулированием напряжения под нагрузкой, должно выбираться по экономической плотности тока [14].

Экономически целесообразное сечение определяется из соотношения:

$$S = \frac{I_p}{j_{\text{ек}}} , \quad (3)$$

где $j_{\text{ек}}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм, для заданных условий работы, выбираемое по таблице 3 [14].

Таблица 3 – Экономическая плотность тока

Наименование проводника	Экономическая плотность тока А/мм ²		
	1000 – 3000	3000 – 5000	Свыше 5000
Неизолированные провода и шины:			
Алюминиевые	1,3	1,1	1
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	2,5	2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
Алюминиевые	1,9	1,7	1,6
Медные	3,5	3,1	2,7

Из таблицы 4 экономическую плотность выбираем 1,1.

$$S = \frac{11,25}{1,3} = 8,654 \text{ мм}^2.$$

Сечение, полученное в результате указанного расчета, округляется до ближайшего минимального для ВЛ стандартного сечения, то есть 35 мм², которое, согласно ПУЭ-7, является минимальным для линий 35 кВ [14].

Исходя из этого выбираем сталеалюминиевый провод марки АС 35/6,2, характеристики которого показаны в таблице 4. Для неизолированного провода АС 35/6,2 допустимо длительный ток составляет 175 А, что не превышает расчетный ток нагрузки 11,25 А, рассчитанный по формуле (3) [14, 15].

Таблица 4 – Характеристика провода АС 35/6,2

Наименование характеристики	Единица измерения	Значение
ГОСТ	–	839 – 80
Код ОКП провода	–	351151
Рабочая температура эксплуатации	°C	– 60...+ 90
Расчетная масса провода	кг/км	148
Вес одного метра провода	кг/м	0,148
Наружный диаметр	мм	8,4
Площадь сечения провода по элементам	мм ²	43,1
Площадь сечения алюминиевой части	мм ²	36,94
Площадь сечения стальной части	мм ²	6,16
Допустимо длительный ток	А	175
Срок службы, не менее	Лет	45
Механическое напряжение для наибольшей нагрузки	Н/мм ²	120
Механическое напряжение для среднегодовой температуре	Н/мм ²	90
Коэффициент температурного линейного расширения	1/°C · 10 ⁻⁶	19,2
Модуль упругости, Е	Н · 10 ⁴ /мм ²	8,25
Максимальная разрывная нагрузка	Н	12520,4
Длительная допустимая температура нагрева жил, не более	°C	+ 90
Электрическое сопротивление 1 км провода постоянному току при 20 °C, не более	Ом	0,7774

При длине трассы ВЛ 35 кВ 21,206 км, с учетом захода на порталы, потребуется количество провода 63,618 км.

3.2 Выбор опор

Опоры ВЛ, как правило, выбираются и устанавливаются согласно районам по гололеду и ветру и должны соответствовать следующим основным требованиям [16]:

- экономически приемлемой стоимостью, но не в ущерб надежности;
- достаточно механической прочностью материалов проводов и тросов;
- иметь высокую стойкость к коррозии;
- электрически и экологически безопасны и занимать минимальную территорию.

Железобетонные опоры заводского изготовления достаточно долговечны и экономичны в эксплуатации, так как требуют наименьшего ухода и ремонта.

При реконструкции ВЛ будем применять одноцепные опоры на центрифугированных конических секционированных железобетонных стойках СК22.1-1(2)Р, охарактеризованные в главе 2: промежуточные (Рисунок 10), которые будут устанавливаться на прямых участках ВЛ, концевые (Рисунок 11) и анкерно-угловые (Рисунок 12) [16].

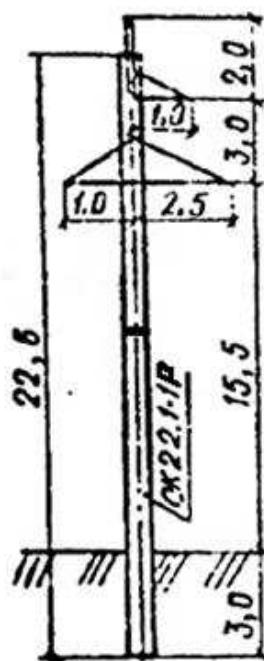


Рисунок 10 – Промежуточная опора ПБ35-1.1

Концевые опоры будут устанавливаться в начале и в конце ВЛ.

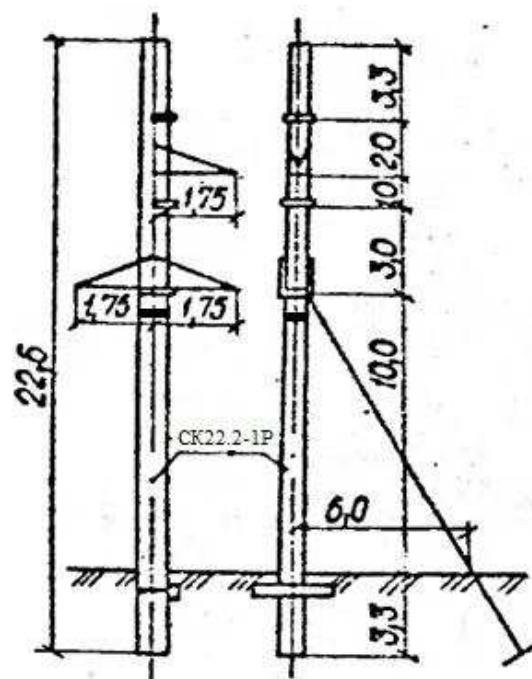


Рисунок 11 – Концевая опора КБ35-1.1

Угловая анкерная опора будет устанавливаться на углах (в точках поворота) ВЛ, а также в конце и начале подвески грозозащитного троса.

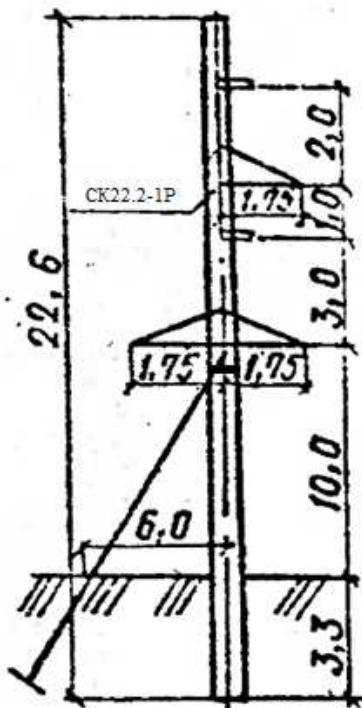


Рисунок 12 – Угловая анкерная опора УБ35-11.1

3.3 Механический расчет воздушной линии

3.3.1 Расчет максимальной толщины стенки гололеда и максимального ветрового давления

Для обеспечения ВЛ постоянной работоспособности следует выполнить расчет удельных механических нагрузок на провод и трос от действия своего веса провода и троса при гололеде и ветре [17].

Средневзвешенная высота крепления проводов к изоляторам:

$$h_{cp} = \frac{h_2 + h_2 + (h_2 + h_3)}{n} - \lambda, \quad (4)$$

где h_2 и h_3 – расстояние от земли до траверсы, показанные на рисунке 10, м;

λ – длина изолятора (принимаем предварительно $\lambda = 0,6$ м);

n – число проводов в линии, ($n = 3$ провода).

$$h_{cp} = \frac{15,5 + 15,5 + (15,5 + 3)}{3} - 0,6 = 15,9 \text{ м.}$$

Средневзвешенная высота крепления троса к изоляторам:

$$h_{cp}^m = h_2 + h_3 \cdot n + h_1, \quad (5)$$

где h_1 – расстояние от земли до тросодержателя тросостойки, показанные на рисунке 10, м;

$$h_{cp}^m = 15,5 + 3 \cdot 1 + 2 = 20,5 \text{ м.}$$

Наибольшая стрела провеса провода в середине пролета:

$$f^{np} = h_2 - \lambda - \Gamma, \quad (6)$$

где Γ – габаритный размер, $\Gamma = 6$ м.

$$f^{np} = 15,5 - 0,6 - 6 = 8,9 \text{ м.}$$

Наибольшая стрела провеса троса в середине пролета:

$$f^m = h_{cp}^m - (\Gamma + n \cdot h_3 + z), \quad (7)$$

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

$$z = 3,2 + \frac{4-3,2}{200-150} \cdot (183-150) = 3,73 \text{ м.}$$

$$f^m = 20,5 - (6+1 \cdot 3 + 3,73) = 7,77 \text{ м.}$$

Высота расположения приведенного центра тяжести проводов или тросов для габаритного пролета:

$$h_{np} = h_{cp} - \frac{2}{3} \cdot f, \quad (8)$$

$$h_{np}^{np} = 15,9 - \frac{2}{3} \cdot 8,9 = 9,97 \text{ м},$$

$$h_{np}^m = 20,5 - \frac{2}{3} \cdot 7,77 = 15,32 \text{ м.}$$

Максимальная толщина стенки гололеда на проводе при $h_{np}^{np} = 9,97 < 25$ м и на тросе при $h_{np}^m = 15,32 < 25$ м, для II района по гололеду является 15 мм.

Ветровое давление:

$$W_{\max} = W_0 \cdot K_w, \quad (9)$$

где W_0 – нормативное значение ветрового давления (для II района по ветровой нагрузке принимаем $W_0 = 500$ Па);

K_w – поправочный коэффициент.

По таблице 2.5.2 ПУЭ выбираем поправочный коэффициент, согласно, местности тип «А» – открытые побережья морей, озер и водохранилищ, сельские местности, в том числе с постройками высотой менее 10 м, пустыни,

степи, лесостепи, тундра. Поэтому принимаем коэффициент для провода $K_w = 1$, для троса $K_w = 1,25$ [14].

Ветровое давление для провода:

$$W_{\max}^{np} = 500 \cdot 1 = 500 \text{ Па.}$$

Ветровое давление для троса:

$$W_{\max}^m = 500 \cdot 1,25 = 625 \text{ Па.}$$

3.3.2 Расчет удельных нагрузок на провод

При механическом расчете ВЛ определяются удельные нагрузки – это нагрузки, которые действуют на провод и трос за единицу длины или сечения. На провод и трос действует вертикальная нагрузка (вес провода и гололеда), а также горизонтальная (ветровое давление), из-за которых происходит растягивающие напряжения.

Удельная нагрузка от собственного веса провода:

$$y_1 = \frac{G_g}{F}, \quad (10)$$

где G_g – вес 1 м провода, Н;

F – сечение провода, мм^2 .

$$y_1^{np} = \frac{1,48}{43,1} = 0,034 \text{ Н/м}\cdot\text{мм}^2.$$

Удельная нагрузка от веса гололеда на проводе:

$$y_2 = \frac{\pi \cdot b_s \cdot (d + b_s) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3} \cdot k_h \cdot k_p \cdot k_f \cdot k_d}{F}, \quad (11)$$

где b_s – толщина стенки гололеда (по II району гололеда $b_s = 15 \text{ мм}$);

d – диаметр провода ($d = 8,4 \text{ мм}$);

ρ – плотность гололеда ($\rho = 0,9 \text{ г/см}^3$);

g – ускорение свободного падения ($g = 9,8 \text{ м/с}^2$);

k_n – коэффициент надежности по ответственности (для ВЛ до 220 кВ принимаем $k_n = 1$);

k_p – региональный коэффициент (принимаем $k_p = 1$);

k_f – коэффициент надежности по гололедной нагрузке (для районов по гололеду II принимаем $k_f = 1,3$);

k_d – коэффициент условий работы (принимаем $k_d = 0,5$).

$$y_2^{np} = \frac{3,14 \cdot 15 \cdot (8,4 + 15) \cdot 0,9 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 0,5}{43,1} = 0,147 \text{ Н/м}\cdot\text{мм}^2.$$

Удельная нагрузка от собственного веса провода и веса гололеда:

$$y_3 = y_1 + y_2, \quad (12)$$

где y_1 – Удельная нагрузка от собственного веса провода, $\text{Н/м}\cdot\text{мм}^2$;

y_2 – Удельная нагрузка от веса гололеда на проводе, $\text{Н/м}\cdot\text{мм}^2$.

$$y_3^{np} = 0,034 + 0,147 = 0,181 \text{ Н/м}\cdot\text{мм}^2.$$

Удельная нагрузка от давления ветра, действующему перпендикулярно проводу без гололеда:

$$y_4^{np} = \frac{\alpha_w \cdot k_l \cdot C_x \cdot W_{\max}^{np} \cdot d \cdot \sin^2 \varphi \cdot k_n \cdot k_f \cdot k_p}{F}, \quad (13)$$

где α_w – коэффициент, учитывающий неравномерность скоростного напора

ветра (принимаем $k_H = 0,71$);

k_l – коэффициент, учитывающий влияние длины пролета на ветровую нагрузку (принимаем $k_l = 1,03$).

C_x – коэффициент лобового сопротивления для проводов (для проводов диаметром $d < 20$ мм и свободных от гололеда проводов принимаем $C_x = 1,2$);

$\sin^2 \varphi$ – угол между направлением ветра и осью ВЛ (принимаем $\sin^2 \varphi = 1$);

k_f – коэффициент надежности по ветровой нагрузке (принимаем $k_f = 1,1$);

$$y_4^{np} = \frac{0,71 \cdot 1,03 \cdot 1,2 \cdot 500 \cdot 8,4 \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1 \cdot 1}{43,1} = 0,094 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Удельная нагрузка от давления ветра, действующего перпендикулярно проводу с гололедом:

$$y_5^{np} = \frac{W_{\Gamma} \cdot k_l \cdot k_H \cdot C_X \cdot (d + 2 \cdot b_s) \cdot k_n \cdot k_p \cdot k_f}{F}, \quad (14)$$

где W_{Γ}^{np} – нормативное ветровое давление при гололеде:

$$W_{\Gamma}^{np} = 0,25 \cdot W_0, \quad (15)$$

$$W_{\Gamma}^{np} = 0,25 \cdot 500 = 125 \text{ Па.}$$

Полученный расчет из формулы (15) округляем до ближайшего следующего значения 160 Па.

k_H – коэффициент, учитывающий неравномерность скоростного напора ветра (принимаем $k_H = 1$).

$$y_5^{np} = \frac{160 \cdot 1,08 \cdot 1 \cdot 1,2 \cdot (8,4 + 2 \cdot 15) \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1}{43,1} = 0,203 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Удельная нагрузка от давления ветра и веса провода без гололеда:

$$y_6 = \sqrt{y_1^2 + y_4^2}, \quad (16)$$

где y_1 – удельная нагрузка от собственного веса провода, $\text{Н/м} \cdot \text{мм}^2$;

y_4 – удельная нагрузка от давления ветра, воздействующему перпендикулярно проводу без гололеда, $\text{Н/м} \cdot \text{мм}^2$.

$$y_6^{np} = \sqrt{0,034^2 + 0,094^2} = 0,1 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Удельная нагрузка от давления ветра и веса провода с гололедом:

$$y_7 = \sqrt{y_3^2 + y_5^2}, \quad (17)$$

где y_3 – удельная нагрузка от собственного веса провода и гололеда $\text{Н/м} \cdot \text{мм}^2$;

y_5 – удельная нагрузка от давления ветра, действующего перпендикулярно проводу с гололедом, Н/м·мм².

$$y_7^{np} = \sqrt{0,168^2 + 0,203^2} = 0,272 \text{ Н/м·мм}^2.$$

3.3.3 Расчет удельных нагрузок на трос

Расчет удельных нагрузок на трос производим точно также, как и расчет удельных нагрузок на провод.

Удельная нагрузка от веса троса по формуле (10):

$$y_1^m = \frac{3,66}{44,54} = 0,082 \text{ Н/м·мм}^2.$$

Удельная нагрузка от веса гололеда на тросе по формуле (11):

$$y_2^m = \frac{3,14 \cdot 15 \cdot (8+15) \cdot 0,9 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 0,5}{44,54} = 0,139 \text{ Н/м·мм}^2.$$

Удельная нагрузка от веса троса и гололеда по формуле (12):

$$y_3^m = 0,082 + 0,139 = 0,221 \text{ Н/м·мм}^2.$$

Удельная нагрузка от давления ветра, воздействующему перпендикулярно тросу без гололеда:

$$y_4^m = \frac{W_{\max}^m \cdot k_l \cdot k_H^m \cdot C_x \cdot d^m \cdot k_n \cdot k_p \cdot k_f}{F^m}, \quad (18)$$

где k_H – коэффициент, учитывающий неравномерность скоростного напора ветра (принимаем $k_H^T = 0,7$);

$$y_4^m = \frac{625 \cdot 1,08 \cdot 0,7 \cdot 1,2 \cdot 8 \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1}{44,54} = 0,11 \text{ Н/м·мм}^2.$$

Удельная нагрузка от давления ветра, действующего перпендикулярно тросу с гололедом:

$$y_5^m = \frac{W_{\Gamma}^m \cdot k_l \cdot k_H \cdot C_X \cdot (d^m + 2 \cdot C_{\max}) \cdot k_n \cdot k_p \cdot k_f}{F}, \quad (19)$$

где W_{Γ}^T – нормативное ветровое давление при гололеде по формуле (15):

$$W_{\Gamma}^m = 0,25 \cdot W_{\Gamma}^T, \quad (20)$$

$$W_{\Gamma}^T = 0,25 \cdot 625 = 156,25 \text{ Па.}$$

Полученный расчет из формулы (20) округляем до ближайшего следующего значения 160 Па.

$$y_5^m = \frac{160 \cdot 1,08 \cdot 1 \cdot 1,2 \cdot (8 + 2 \cdot 15) \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1}{44,54} = 0,195 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Удельная нагрузка от давления ветра и веса троса без гололеда по формуле (16):

$$y_6^m = \sqrt{0,082^2 + 0,11^2} = 0,137 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Удельная нагрузка от давления ветра и веса троса с гололедом по формуле (17):

$$y_7^m = \sqrt{0,221^2 + 0,195^2} = 0,295 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

3.3.4 Расчет пролетов воздушной линии

Длина габаритного пролета – это промежуточный пролет, при котором на равной поверхности соблюдается нормируемый допустимый габарит от нижней точки провода до земли при климатических условиях, соответствующих наибольшему провисанию провода, как показано на рисунке 13 [17].

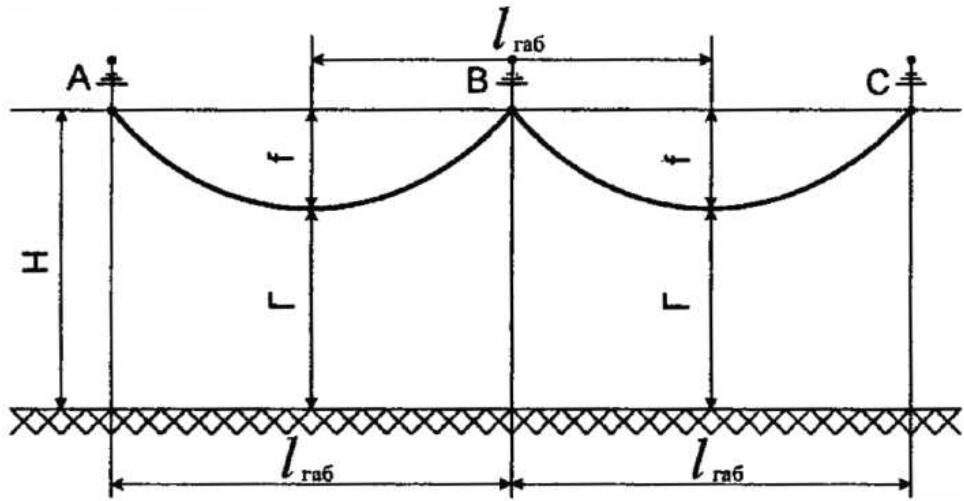


Рисунок 13 – Схема габаритного пролета

Габаритный пролет считается более подходящим при размещении опор на местности. Величина габаритного пролета решается уравнением состояния провода, где исходные условия – расчетные, а искомые – габаритные:

$$l_{\text{ gab}}^4 \cdot \frac{y_1}{8 \cdot f} + \left(\frac{y_7}{\sigma_{y \max}} \right) \cdot \frac{E}{24} - l_{\text{ gab}}^2 \cdot (\sigma_{y \max} + \alpha \cdot E \cdot (t_{\text{зол}} - t_{\min})) - \frac{8}{3} \cdot f^2 \cdot E = 0.$$

Следовательно, уравнение является биквадратным. Покажем его в следующем виде:

$$A \cdot l_{\text{ gab}}^4 - B \cdot l_{\text{ gab}}^2 - C = 0.$$

Тогда габаритный пролет можно определить по следующей формуле:

$$l_{\text{ gab}} = \sqrt{\frac{b + \sqrt{b^2 + 4 \cdot a \cdot c}}{2 \cdot a}}. \quad (21)$$

Рассчитаем коэффициент a :

$$a = \frac{y_1}{8 \cdot f_{\text{ gab}}} + \left(\frac{y_7}{\sigma_{\text{tcp}}} \right)^2 \cdot \frac{E}{24}, \quad (22)$$

где E – модуль упругости Н/м² (Таблица 5).

σ_{tcp} – напряжение в проводе при среднегодовой температуре, Н/мм².

$$a = \frac{0,034}{8 \cdot 8,9} + \left(\frac{0,272}{120} \right)^2 \cdot \frac{8,25 \cdot 10^4}{24} = 0,018.$$

Рассчитаем коэффициент b:

$$b = \sigma_{tcp} + \alpha \cdot E \cdot (t_{zol} - t_{min}), \quad (23)$$

где α – коэффициент линейного расширения провода;

t_{zol} – температура при гололеде, $t_{zol} = -5$ °C [18];

t_{min} – минимальная температура, °C.

$$b = 120 + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-5 - (-35)) = 167,52.$$

Рассчитаем коэффициент с:

$$c = \frac{8}{3} \cdot f^2 \cdot E, \quad (24)$$

$$c = \frac{8}{3} \cdot 8,9^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 = 17426199,$$

$$l_{zab} = \sqrt{\frac{167,25 + \sqrt{167,25^2 + 4 \cdot 0,018 \cdot 17426199}}{2 \cdot 0,017}} = 189 \text{ м.}$$

При механическом расчете проводов и тросов используется величина расчетного расстояния между двумя соседними опорами, так называемый расчетный пролет. При расстановке опор на идеально ровной поверхности $\alpha = 1$, то есть $l_{pacu} = l_{gab}$. Опыт проектирования ВЛ показывает, что усредненное значение пролета вследствие неровности местности меньше габаритного [18].

Длина расчетного пролета определяется выражением:

$$l_{pacu} = l_{zab} \cdot \alpha,$$

где l_{gab} – длина габаритного пролета, м.

α – коэффициент, значение которого рекомендуется определять в соответствии с местностью, для ненаселенной местности, где проектируется участок ВЛ, $\alpha = 0,9$ [18].

$$l_{\text{расч}} = 189 \cdot 0,9 = 170 \text{ м.}$$

Рассчитаем критические пролеты. Критический пролет – это пролет, на который происходит равноопасное влияние температуры и нагрузки на напряжение в проводе [19].

Первый критический пролет – это пролет такой длины, при котором напряжение в проводе в режиме среднегодовой температуры равно допустимому при среднегодовой температуре, а в режиме низшей температуры – допустимому напряжению при низшей температуре [19]:

$$l_{k1} = \frac{5,55 \cdot \sigma_{y_{\max}}}{y_1} \cdot \sqrt{\frac{\alpha \cdot E \cdot (t_{cp} - t_{\min}) - 0,2 \cdot \sigma_{tcp}}{E}}, \quad (25)$$

где $\sigma_{t\min}$ – напряжение в проводе при минимальной температуре, Н/мм²;

t_{cp} – среднегодовая температура, °C;

$$l_{k1} = \frac{5,55 \cdot 120}{0,034} \cdot \sqrt{\frac{19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot [3 - (-35)] - 0,2 \cdot 120}{8,25 \cdot 10^4}} = 410 \text{ м.}$$

Второй критический пролет – это пролет, при котором напряжение в проводе при наибольшей нагрузке равно допустимому напряжению при наибольшей нагрузке, а в режиме низшей температуры – допустимому напряжению при низшей температуре [19]:

$$l_{k2} = 4,9 \cdot \sigma_{y_{\max}} \cdot \sqrt{\frac{\alpha \cdot (t_{zad} - t_{\min})}{\left(\frac{y_{\max}}{y_1}\right)^2 - 1}}, \quad (26)$$

$$l_{k2} = \frac{4,9 \cdot 120}{0,034} \cdot \sqrt{\frac{19,2 \cdot 10^{-6} \cdot (-5 - (-35))}{\left(\frac{0,272}{0,034}\right)^2 - 1}} = 212 \text{ м.}$$

Третий критический пролет – это пролет, когда напряжение провода в режиме наибольшей нагрузки и в режиме среднегодовой температуры [19]:

$$l_{k3} = \frac{4,9 \cdot \sigma_{y\max}}{y_1} \cdot \sqrt{\frac{0,25 \cdot \sigma_{y\max} + \alpha \cdot E \cdot (t_{\text{эол}} - t_{\text{tcp}})}{E \cdot \left(\frac{y_{\max}}{y_1}\right)^2 - 1,78}}, \quad (27)$$

$$l_{k3} = \frac{4,9 \cdot 120}{0,034} \cdot \sqrt{\frac{0,25 \cdot 120 + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-5-3)}{8,25 \cdot 10^4 \cdot \left[\left(\frac{0,272}{0,034}\right)^2 - 1,78\right]}} = 193 \text{ м.}$$

Таким образом из расчетов имеем: $l_{k1} = 410 \text{ м}$, $l_{k2} = 212 \text{ м}$, $l_{k3} = 193 \text{ м}$.

Соотношение пролетов $l_{k1} > l_{k2} > l_{k3}$ и $l_{\text{раб}} < l_{k2}$, следовательно, режим является с наибольшей нагрузкой с параметрами:

$$t = t_{\text{эол}} = -5 \text{ }^{\circ}\text{C},$$

$$y_7 = y_{\max} = 0,272 \text{ Н/мм}^2,$$

$$\sigma_{y\max} = 120 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Пересчитаем стрелу провеса для габаритного пролета:

$$f = \frac{y_1 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{y\max}}, \quad (28)$$

$$f = \frac{0,034 \cdot 189^2}{8 \cdot 120} = 1,265 \text{ м.}$$

Ведомость опор необходимых для реконструкции ВЛ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Ведомость опор для реконструкции ВЛ

Тип опор	Шифр	Количество, шт
Промежуточные	ПБ35-1.1	111
Концевые	КБ35-1.1	2
Угловые-анкерные	УБ35-11.1	13
Итого		126

3.4 Выбор изоляторов и линейной арматуры

3.4.1 Выбор изоляторов

Изоляторы относятся к ответственным элементам воздушных линий. Правильный выбор изоляции и ее высокое качество являются одним из основных условий, выполнение которых обеспечивает надежную эксплуатацию линий. В отличие от изоляторов, применяемых в других электроустановках изоляторы воздушных линий называются линейными.

Выбор типов изоляторов выбираем согласно ПУЭ, где указывается достаточная механическая и электрическая прочность изоляторов. Для расчета нагрузки на изоляторы и линейную арматуру нужно рассчитать весовой пролет.

Как правило, при проектировании ВЛ весовой пролет составляет на 25 % больше габаритного:

$$l_{\text{вес}} = 1,25 \cdot l_{\text{гао}},$$

$$l_{\text{вес}} = 1,25 \cdot 189 = 236,25 \text{ м.}$$

Нагрузка на изолятор от веса провода без гололеда:

$$G_n = y_1 \cdot F \cdot l_{\text{вес}}, \quad (29)$$

$$G_n = 0,034 \cdot 43,1 \cdot 236,25 = 346,201 \text{ Н.}$$

Нагрузка на изолятор от веса провода с гололедом при ветре:

$$G_e = y_7 \cdot F \cdot l_{\text{вес}}, \quad (30)$$

$$G_e = 0,272 \cdot 43,1 \cdot 236,25 = 2769,606 \text{ Н.}$$

Нагрузка на поддерживающие изоляторы:

$$\begin{cases} 2,5 \cdot (G_e + G_u) \leq G_{\text{эм}} \\ 5 \cdot (G_n + G_u) \leq G_{\text{эм}}, \end{cases} \quad (31)$$

где G_r – нагрузка на изолятор от веса провода с гололедом, Н;

G_u – нагрузка на изолятор от веса изолятора, Н;

G_p – нагрузка на изолятор от веса провода, Н;

G_{em} – разрушающая электромеханическая нагрузка, Н.

$$\begin{cases} 2,5 \cdot (2769,606 + 200) = 7424,015 \text{ H} \\ 5 \cdot (346,201 + 200) = 2731,005 \text{ H}, \end{cases}$$

Для поддерживающей гирлянды выбираем изолятор ПС-70Е, характеристики которого показаны в таблице 6 [10].

Таблица 6 – Характеристики изолятора ПС-70Е

Характеристика изолятора	Значение	
Механическая разрушающая сила при растяжении, не менее, Н	70000	
Диаметр тарелки, мм	255	
Строительная высота, мм	146	
Длина пути утечки, мм	303	
Выдерживаемое напряжение, кВ	импульсное	100
	частотой 50 Гц, под дождем	40
	по уровню радиопомех	25
Масса, кг	3,4	

Проверим, не превышает ли механическая разрушающая сила при растяжении 70000 Н из таблицы 8.

$$\begin{cases} 7424,015 \leq 70000 \text{ H} \\ 2731,005 \leq 70000 \text{ H}, \end{cases}$$

т. е., условие выполняется.

Рассчитаем количество изоляторов в поддерживающей гирлянде.

Коэффициент эффективности изолятора:

$$k = 1 + 0,5 \cdot \left(\frac{l_{yt}}{D} - 1 \right), \quad (32)$$

где l_{yt} – длина пути утечки(из таблицы 6, $l_{yt} = 303$ мм);

D – диаметр тарелки (из таблицы 6, $D = 255$ мм).

$$k = 1 + 0,5 \cdot \left(\frac{303}{255} - 1 \right) = 1,094.$$

Эффективная длина пути утечки:

$$l_{\phi} = \frac{l_{ym}}{k}, \quad (33)$$

$$l_{\phi} = \frac{303}{1,094} = 276,965 \text{ мм.}$$

Количество изоляторов в поддерживающей гирлянде:

$$n_{nod} > \frac{\lambda_{\phi} \cdot U_{\max}}{l_{\phi}}, \quad (34)$$

где λ_{ϕ} – нормированная удельная длина пути утечки (для I степени загрязнения принимаем $\lambda_{\phi} = 19 \text{ кВ/мм}$);

U_{\max} – наибольшее рабочее напряжение, кВ;

$$n_{nod} = \frac{19 \cdot 40,25}{276,965} = 2,761 \text{ шт.}$$

Полученное количество изоляторов округляем в большую сторону, соответственно, будет 3 изолятора ПС-70Е в поддерживающей гирлянде.

Рассчитаем количество изоляторов в натяжной гирлянде.

Нагрузка на натяжные изоляторы:

$$\begin{cases} 2,5 \cdot \sqrt{(\sigma_{y \max} \cdot F)^2 + \left(\frac{G_z}{2} + G_u \right)^2} \leq G_{\omega} \\ 6 \cdot \sqrt{(\sigma_{tcp} \cdot F)^2 + \left(\frac{G_u}{2} + G_u \right)^2} \leq G_{\omega}, \end{cases} \quad (35)$$

$$\begin{cases} 2,5 \cdot \sqrt{(120 \cdot 43,1)^2 + \left(\frac{2769,606}{2} + 200 \right)^2} = 13523,401 \text{ Н} \\ 6 \cdot \sqrt{(90 \cdot 43,1)^2 + \left(\frac{346,201}{2} + 200 \right)^2} = 23381,41 \text{ Н.} \end{cases}$$

Для натяжной гирлянды выбираем изолятор ПС-70Е. Проверим, не превышает ли механическая разрушающая сила при растяжении 70000 Н из таблицы 8.

$$\begin{cases} 13523,401 \leq 70000 \text{ Н} \\ 23381,41 \leq 70000 \text{ Н}, \end{cases}$$

т. е., условие выполняется.

Согласно п. 1. 9. 13 ПУЭ на ВЛ 35 кВ с железобетонными опорами количество изоляторов в натяжных гирляндах всех типов в районах с I степени загрязнения следует увеличивать на один изолятор в каждой гирлянде по сравнению с количеством изоляторов в подвесной гирлянде [6]:

$$n_{ham} = n_n + 1, \quad (36)$$

$$n_{ham} = 3 + 1 = 4 \text{ шт.}$$

Следовательно, в натяжной гирлянде будет 4 изолятора ПС-70Е.

Составим ведомость количества изоляторов, необходимых для реконструкции ВЛ 35 кВ (Т-1), представим в таблице 7.

Таблица 7 – Ведомость количества изоляторов, необходимых для реконструкции ВЛ 35 кВ

Тип опоры	Количество опор	Количество изоляторов на одной опоре для		Всего
		проводка	грозотроса	
ПБ35-1.1	111	9	–	999
УБ35-1.1 без тросстойки	8	24	–	192
УБ35-1.1 с тросстойкой	5	24	2	128
КБ35-1.1	2	24	2	52
Итого	126	–	–	1371

3.4.2 Выбор линейной арматуры

Линейная арматура предназначена для закрепления провода к гирлянде изоляторов, последние которые крепятся к траверсе опоры.

Линейная арматура классифицируются на четыре вида [17]:

а) Зажимы, служащие для крепления провода и троса подразделяются:

1) Поддерживающие, подвешиваемые на промежуточных опорах;

2) Натяжные, применяемых на анкерных опорах.

б) Сцепная арматура, предназначенная для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах;

в) Арматура для гашения колебаний провода и троса.

Выбор линейной арматуры производим на основании расчета нагрузки поддерживающих изоляторов, т. е. из формулы (31) $G_{\text{эм}} = 7424,015 \text{ Н}$. Выбираем линейную арматуру для поддерживающей гирлянды, основные характеристики которых показаны в таблице 8.

Выбираем узел крепления гирлянды к траверсе опоры КГП-7-1, серьга СР-7-16, глухой поддерживающий зажим ПГН-3-5, ушко У1-7-16 [10].

Таблица 8 – Основные характеристики линейной арматуры

Тип линейной арматуры	Разрушающая нагрузка, Н	Масса, кг
КГП -7-1	70000	0,8
СР-7-16	70000	0,3
ПГН-3-5	25000	1,1
У1-7-16	70000	0,62

Нагрузка на арматуру натяжной гирлянды из формулы (35) составляет $G_{\text{эм}} = 23381,41 \text{ Н}$.

Для натяжной гирлянды будем устанавливать такую же линейную арматуру, что и для поддерживающей, но вместо глухого поддерживающего зажима ПГН-3-5 установим натяжной зажим НБ-2-6, характеристика которого показана в таблице 9 [10].

Таблица 9 – Основные характеристики натяжного зажима

Тип линейной арматуры	Разрушающая нагрузка, Н	Масса, кг
НБ-2-6	57000	2

Точно также выбирается арматура для троса. Нагрузка на трос от веса провода с гололедом при ветре:

$$G_e^m = y_7^m \cdot F^m \cdot l_{sec}, \quad (37)$$

$$G_e^m = 0,295 \cdot 44,54 \cdot 236,25 = 3104,16 \text{ Н.}$$

Нагрузка на арматуру троса:

$$2,5 \cdot (G_e^m + G_u^m) \leq G_p^m, \quad (38)$$

$$2,5 \cdot (3104,16 + 0) = 7760,399 \text{ Н.}$$

Линейная арматура для троса выбирается такая же, как и для поддерживающей гирлянды провода, только в этом случае применяется глухой поддерживающий зажим ПГ-2-10, основная характеристика которого показаны в таблице 10 [10].

Таблица 10 – Основные характеристики глухого поддерживающего зажима

Тип линейной арматуры	Диаметр грозозащитного троса, мм	Разрушающая нагрузка, Н	Масса, кг
ПГ-2-10	8 – 13	30000	1,94

На угловых анкерных и концевых опорах для натяжения и закрепления троса будем использовать такую же арматуру как на промежуточных опорах, но вместо ПГ-2-10 применим натяжной клиновой зажим НКК-1-1Б, основная характеристика которого показана в таблице 11 [10].

Таблица 11 – Основные характеристики натяжного клинового зажима

Тип линейной арматуры	Диаметр грозозащитного троса, мм	Разрушающая нагрузка, Н	Масса, кг
НКК-1-1Б	6,6 – 9,1	60000	0,78

Произведем выбор арматуры для гашения колебаний. Опыт при эксплуатации подтверждает, что линии, как в нашем случае, проходящие по открытой ровной с небольшими уклонами местности при действии ветра на провод

и тросов, в них будут происходить колебательные процессы – вибрации. Вибрация вызывает излом отдельных проволок около крепление к зажиму, в результате чего со временем может произойти обрыв провода или троса.

Согласно ПУЭ одиночные провода типа АС 35 – 95 мм² в пролетах длиной более 80 м и тросы более 25 мм² в пролетах длинной более 120 м в местности типа «А» для уменьшения амплитуды вибрации около подвесных зажимов рекомендуется применять виброгасители петлевого типа (демпфирующие петли), которые подвешиваются под проводом в виде петли такого сечения как провод и трос соответственно. Данная петля выполняется из такого же провода АС 35/6,2 или троса МЗ-8,0-В-ОЖ-Н-Р. Крепление происходит помошью плашечных зажимов ПА-1-1 к проводу и ПС-1-1 к тросу.

Конструкция и расположение петлевого гасителя для наглядности покажем на рисунке 14.

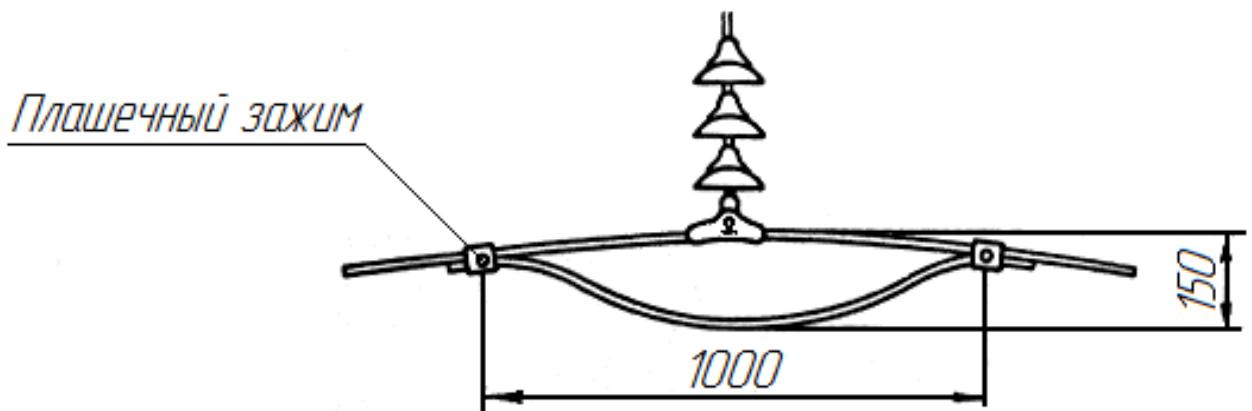


Рисунок 14 – Конструкция и расположение петлевого гасителя

Для защиты от вибрации около натяжных зажимов применим виброгасители «Стокбриджа». Применения виброгасителей около зажимов на концевых опорах со стороны портала разъединительного пункта и подстанции не требуется, так как пролет составляет менее 120 м.

Расстояние от натяжного зажима до места установки виброгасителя:

$$l_{vac} = 1,3 \cdot d \cdot \sqrt{\sigma_{tcp} \cdot 10^{-1} \cdot \frac{F}{G}}. \quad (39)$$

Для провода:

$$l_{\text{eac}}^n = 1,3 \cdot 8,4 \cdot \sqrt{90 \cdot 10^{-1} \cdot \frac{43,1}{0,148}} = 559,051 \text{ мм.}$$

Для троса:

$$l_{\text{eac}}^m = 1,3 \cdot 8 \cdot \sqrt{130 \cdot 10^{-1} \cdot \frac{44,54}{0,336}} = 431,728 \text{ мм.}$$

Полученные значения округляем до ближайшего значения, кратного 50 мм. В результате чего расстояние по проводу от зажима до виброгасителя 550 мм, по тросу 450 мм. Выбираем виброгаситель ГВ-0,8-9,1-300/10-13 [10].

Составим ведомость количества линейной арматуры, необходимых для реконструкции ВЛ 35 кВ, представленной в таблице 12.

Таблица 12 – Ведомость количества линейной арматуры, необходимых для реконструкции ВЛ 35 кВ

Наименование	Тип	Количество, шт (длина, м).
Узел крепления	КГП-7-1	444
Серьга	СР-7-16	444
Глухой поддерживающий зажим (для провода)	ПГН-3-5	333
Ушко	У1-7-16	342
Глухой натяжной зажим (для провода)	НБ-2-6	90
Глухой поддерживающий зажим (для троса)	ПГ-2-10	9
Натяжной клиновый зажим	НКК-1-1Б	10
Провод для петлевого гасителя	АС 35/6,2	(127,65)
Грозотрос для петлевого гасителя	МЗ-8,0-В-ОЖ-Н-Р	(10,35)
Плашечный зажим	ПА-1-1	668
	ПС-1-1	18
Виброгаситель «Стокбриджа»	ГВ-0,8-9,1-300/10-13	38

4 Расчет токов короткого замыкания и выбор коммутационно-защитного оборудования

4.1 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ служит для проверки и выбора коммутационно-защитного оборудования [20]. Расчетная схема представлена на рисунке 15.

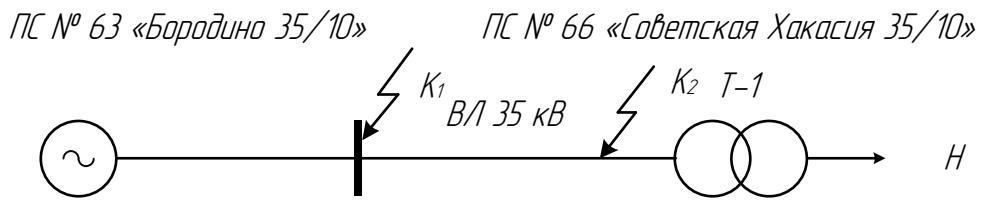


Рисунок 15 – Расчетная схема

Схема замещения показана на рисунке 16.

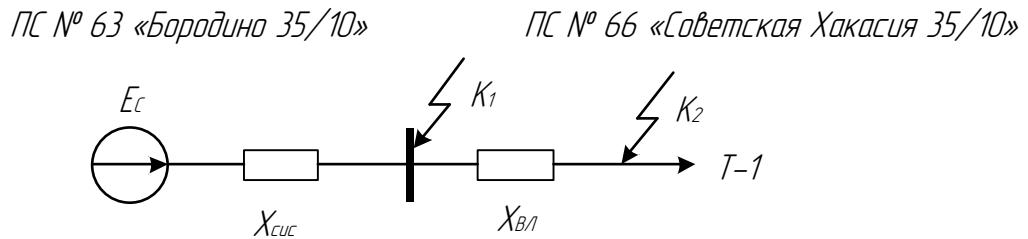


Рисунок 16 – Схема замещения

Принятые базисные нормы:

- ЭДС системы $E_c = 1$ о. е.;
- Базисная мощность $S_b = 10$ МВА;
- Базисное напряжение $U_b = 37$ кВ;

Базисный ток:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_b}, \quad (40)$$

$$I_b = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,156 \text{ кА},$$

Мощность системы считается из отключающей способности выключателя:

$$S_{cuc} = \sqrt{3} \cdot U_b \cdot I_{откл}, \quad (41)$$

где $I_{откл}$ – отключающая способность выключателя С-35М.

$$S_{cuc} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 10 = 640,859 \text{ МВА.}$$

Сопротивление системы:

$$X_{cuc} = \frac{S_\delta}{S_{cuc}}, \quad (42)$$

$$X_{cuc} = \frac{10}{640,859} = 0,016 \text{ о. е.}$$

Сопротивление ВЛ в о. е.:

$$X_{BL} = \frac{x_{y\theta} \cdot l \cdot S_\delta}{U_\delta^2}, \quad (43)$$

где $x_{y\theta}$ – реактивное сопротивление ($x_{y\theta} = 0,403 \text{ Ом/км}$) [15];

l – длина ВЛ (21,206 км).

$$X_{BL} = \frac{0,403 \cdot 21,206 \cdot 10}{37^2} = 0,062 \text{ о. е.}$$

Эквивалентное сопротивление для точки КЗ K_1 и K_2 :

$$X_{K1} = X_{cuc}, \quad (44)$$

$$X_{K1} = 0,016 \text{ о. е.},$$

$$X_{K2} = X_{cuc} + X_{BL}, \quad (45)$$

$$X_{K2} = 0,016 + 0,062 = 0,078 \text{ о. е.}$$

Периодическая составляющая тока КЗ точки K_1 и K_2 в начальный момент времени:

$$I_{n0} = \frac{E_\Sigma}{X_\Sigma} \cdot I_\delta, \quad (46)$$

$$I_{n0K1} = \frac{1}{0,016} \cdot 0,156 = 9,75 \text{ кА},$$

$$I_{n0K2} = \frac{1}{0,078} \cdot 0,156 = 2 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ точки К₁ и К₂:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{PO} \cdot e^{\frac{-t_{откл}}{T_a}}, \quad (47)$$

где t_{откл} – время срабатывания РЗ и отключение электроустановки (принимаем,

t_{откл} = 0,065 с) [20];

T_a – постоянная времени (принимаем, T_a = 0,02) [20].

$$i_{atK1} = \sqrt{2} \cdot 9,75 \cdot 2,718^{\frac{-0,065}{0,02}} = 0,535 \text{ кA},$$

$$i_{atK2} = \sqrt{2} \cdot 2 \cdot 2,718^{\frac{-0,065}{0,02}} = 0,11 \text{ кA}.$$

Ударный ток КЗ точки К₁ и К₂:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{PO} \cdot K_{y\partial}, \quad (48)$$

где K_{yд} – ударный коэффициент (принимаем K_{yд} = 1,608) [20].

$$i_{y\partial K1} = \sqrt{2} \cdot 9,75 \cdot 1,608 = 22,172 \text{ кA},$$

$$i_{y\partial K2} = \sqrt{2} \cdot 2 \cdot 1,608 = 4,548 \text{ кA}.$$

Расчеты занесем в таблицу 13.

Таблица 13 – Расчетные значения токов КЗ

Точка КЗ	Эквивалентное сопротивление, о. е.	Периодическая составляющая тока, кA	Апериодическая составляющая тока, кA	Ударный ток, кA
K1	0,016	9,75	0,535	22,172
K2	0,078	2	0,11	4,548

4.2 Выбор коммутационно-защитного оборудования

4.2.1 Выбор разъединителей

Разъединители выбираются исходя из назначения и рода установки, конструкции их выполнения, номинальному напряжению и длительному току. Их проверка осуществляется по электродинамической и термической стойкости.

Выбранные расчеты занесем в таблицу 14 и 15 [20, 21],
где $U_{\text{уст}}$ – напряжение сети в месте установки, кВ;
 $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение аппарата, кВ;
 $I_{\text{расч}}$ – расчетный ток, А;
 $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток аппарата, А;
 $i_{\text{уд}}$ – расчетный ударный ток трехфазного КЗ, кА;
 $i_{\text{пр.с}}$ – номинальный ток электродинамической стойкости аппарата, кА;
 $I_{\text{пр.т}}$ – предельный ток термической стойкости аппарата, кА;
 t_{τ} – длительность протекания тока термической стойкости;
 B_k – расчетный тепловой импульс тока КЗ, $\text{kA}^2 \cdot \text{s}$:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot (T_{\text{откл}} + T_a). \quad (49)$$

На ПС № 63 «Бородино 35/10 кВ» (точка К1):

$$B_{k(K1)} = 9,75^2 \cdot (0,065 + 0,02) = 8,08 \text{ kA} \cdot \text{s}^2.$$

На ПС № 66 «Советская Хакасия 35/10 кВ» (точка К2):

$$B_{k(K2)} = 2^2 \cdot (0,065 + 0,02) = 0,34 \text{ kA} \cdot \text{s}^2.$$

Таблица 14 – Расчетная таблица выбора разъединителя на ПС № 63 «Бородино 35/10»

Условие выбора	Тип разъединителя	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	РГП-1б-35.И/1000 УХЛ1	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$		$I_{\text{расч}} = 11,25 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$		$i_{\text{уд}} = 22,172 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 50 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{\text{пр.т}}^2 \cdot t_{\tau}$		$B_k = 8,08 \text{ kA} \cdot \text{s}^2$	$I_{\text{пр.т}}^2 \cdot t_{\tau} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ kA} \cdot \text{s}^2$

Таблица 15 – Расчетная таблица выбора разъединителя на ПС № 66 «Советская Хакасия 35/10 кВ»

Условие выбора	Тип разъединителя	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	РГП-2-35.И/1000 УХЛ1	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$		$I_{\text{расч}} = 11,25 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$		$i_{\text{уд}} = 4,548 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 50 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{\text{пр.т}}^2 \cdot t_{\tau}$		$B_k = 0,34 \text{ kA} \cdot \text{s}^2$	$I_{\text{пр.т}}^2 \cdot t_{\tau} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ kA} \cdot \text{s}^2$

4.2.2 Выбор выключателя

Выключатели выбираются точно также, как и разъединители, только добавляется выбор по отключающей способности.

Выбранные расчеты занесем в таблицу 16 [22],
где I_{n0} – начальное значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ на данном участке схемы (точка К1), кА;
 $I_{pr.t}$ – предельный сквозной ток аппарата, кА.

Таблица 16 – Расчетная таблица выбора выключателя на ПС № 63 «Бородино 35/10»

Условие выбора	Тип выключателя	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	ВГБЭ-35-630/12,5 УХЛ1	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{расч} \leq I_{ном}$		$I_{расч} = 11,25 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{n0} \leq I_{пр.t}$		$I_{n0} = 9,75 \text{ кА}$	$I_{пр.t} = 12,5 \text{ кА}$
$i_{уд} \leq i_{пр.c}$		$i_{уд} = 22,172 \text{ кА}$	$i_{пр.c} = 35 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{пр.t}^2 \cdot t_t$		$B_k = 8,08 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$	$I_{пр.t}^2 \cdot t_t = 12,5^2 \cdot 4 = 625 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$

4.2.3 Выбор предохранителей

На ПС № 66 «Советская Хакасия 35/10 кВ» заменим высоковольтный предохранитель более современным. Подбираясь он должен таким образом, чтобы не происходило ошибочное срабатывание его при включении силового трансформатора на маленькую нагрузку. Для осуществления этого выбора условия ток предохранителя должен быть в 1,4 – 2,5 раза больше номинального тока. Условие выбора предохранителя показано в таблице 17 [23].

Таблица 17 – Расчетная таблица выбора предохранителя на ПС № 66 «Советская Хакасия 35/10 кВ»

Условие выбора	Тип предохранителя	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	ПКТ-1СП-VK-35/40,5-40-25-У1.	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{расч} \leq I_{ном}$		$I_{расч} = 11,25 \text{ А}$	$I_{ном} = 40 \text{ А}$
$I_{n0} \leq I_{пр.t}$		$I_{n0} = 2 \text{ кА}$	$I_{пр.t} = 25 \text{ кА}$

4.2.4 Выбор ограничителей перенапряжения

Условие выбора ограничителя перенапряжения представим в таблице 18 [24].

Таблица 18 – Расчетная таблица выбора ограничителя перенапряжения

Условие выбора	Тип ОПН	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	ОПН-РК-35/40,5 -10-760УХЛ1	$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ

5 Грозозащита воздушной линии

Основным средством грозозащиты является подвеска грозозащитного троса. Согласно ПУЭ, ВЛ 35 кВ с железобетонными опорами защищаются тросами только на подходах к подстанциям длиной 1 – 2 км [14]. Как отмечалось ранее, для защиты от грозовых явлений выбрали трос МЗ-8,0-В-ОЖ-Н-Р, технические характеристики которого представлены в таблице 19 [5].

Таблица 19 – Технические характеристики грозотроса МЗ-8,0-В-ОЖ-Н-Р

Наименование характеристика	Единицы измерения	Значение
Площадь сечения	мм ²	44,54
Расчетная масса троса	Кг/км	366
Вес одного метра троса	Кг/м	0,366
Наружный диаметр	мм	8
Механическая расчетная прочность на разрыв	кН	83,712
Максимальная допустимая растягивающая нагрузка	кН	50,227
Среднеэксплуатационная нагрузка	кН	29,299
Модуль упругости	Н/мм ² ·10 ⁴	19,6
Коэффициент температурного линейного расширения	1/°·10 ⁻⁶	1,85
Срок службы, не менее	лет	40
Активное сопротивление 1 км троса постоянному току при 20 °C, не более	Ом	3,75
Индуктивное сопротивление 1 км троса	Ом	0,39
Термическая стойкость КЗ	кА ² ·с	12,39
Удельная теплоемкость	Дж/кг·град	462

От подстанции № 63 «Бородино 35/10 кВ» до угловой анкерной опоры № 8 будет подвешен трос длиной 1328 м. От подстанции № 66 «Советская Хакасия 35/10 кВ» до угловой анкерной опоры № 119 будет подвешен трос длиной 1151 м. В итоге для подвески троса при реконструкции ВЛ-35 кВ потребуется 2479 м.

Максимальный защитный угол верхней траверсы:

$$\alpha_{ne} = \operatorname{arctg} \frac{D_e}{H_{mc} + \lambda_n - \lambda_m}, \quad (50)$$

где D_e – длина верхней траверсы опоры (из рисунка 10, $D_e = 1$ м);

H_{tc} – высота тросостойки (из рисунка 10, $H_{tc} = 2$ м);

λ_n – высота гирлянды изоляторов ($\lambda_n = 0,6$ м).

λ_t – высота зажима и узла крепления троса ($\lambda_t = 0,251$ м).

$$\alpha_{ne} = \operatorname{arctg} \frac{1}{2 + 0,6 - 0,251} = 23^\circ.$$

В результате максимальный защитный угол верхней траверсы составляет 23° , что не превышает допустимые 30° , следовательно, требование ПУЭ [14] выполняются и нет необходимости увеличивать высоту тросостойки.

6 Расчет затрат на реконструкцию воздушной линии и замену коммутационно-защитного оборудования

6.1 Расчет затрат на реконструкцию воздушной линии

Для расчета затрат на реконструкцию ВЛ-35 кВ выбираем метод укрупненных показателей стоимости. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей напряжением 35 кВ предназначены для оценки предполагаемого объема инвестиций в сооружение линий электропередачи при реконструкции ВЛ.

Настоящий метод все возможные затраты не захватывает, но, довольно неплохо может дать оценку стоимости демонтажных и строительных работ с учетом различных 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, а также укрупненных показатели стоимости служат для оценки возможного объема капитальных вложений в сооружение ВЛ при ее реконструкции [25].

Показатели стоимости элементов электросетей и энергетических систем принятые в базисном уровне цен на 01.01.2000 г. без НДС.

Затраты на строительства ВЛ-35 кВ суммируется из [25]:

- а) подготовка трассы ВЛ;
- б) установка опор;
- в) протяжка и монтаж проводов;
- г) протяжка и монтаж грозозащитного троса.
- д) транспортировка материалов.

Помимо основных затрат на реконструкцию ВЛ, существуют дополнительные. Средние значения этих затрат от базисной стоимости ВЛ [25]:

- а) 3,3 % – временные сооружения и здания;
- б) 5 – 6 % – прочие затраты и работы;
- в) 2,6 – 3,18 % – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;
- г) 7,5 – 8,5 % – проектно-изыскательские работы, затраты на проведение экспертизы проектной документации и авторский надзор (при осуществлении нового строительства – 8 %).

В итоге дополнительные затраты составляют 18,4 %.

Расчет демонтажа и монтажа ВЛ-35 кВ по укрупненным показателям стоимости представлено в таблице 20 и 21, соответственно.

Таблица 20 – Расчет демонтажа ВЛ-35 кВ по укрупненным показателям стоимости

Составляющие затрат	Величина, м ³ (км)	Стоимость, тыс. руб./м ³ (км)	Величина затрат, тыс. руб.
1	2	3	4
Демонтаж промежуточных деревянных опор	162,24	0,52	84,365
Демонтаж анкерных деревянных опор	42	1,28	53,76
Демонтаж провода	(21,206)	(5,85)	124,055
Итого (по базисным показателям)		–	262,18
Коэффициент перевода цена на 2021 г. для демонтажных работ	5,15	–	1350,227
С учетом НДС	20 %	–	1620,272
Итого	–	–	1620,272

Затраты отдельно по составляющим затрат будем рассчитывать по общей формуле:

$$3 = (2) \cdot (3).$$

Затраты на демонтаж промежуточных деревянных опор:

$$162,24 \cdot 0,52 = 84,365 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на демонтаж анкерных деревянных опор:

$$42 \cdot 1,28 = 53,76 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на демонтаж провода:

$$(21,206) \cdot (5,85) = 124,055 \text{ тыс. руб.}$$

Итоговая величина затрат демонтажа ВЛ-35 кВ с учетом коэффициента перевода цена на 2021 г. для демонтажных работ с учетом НДС:

$$(84,365 + 53,76 + 124,055) \cdot 5,15 \cdot 1,2 = 1620,272 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 21 – Расчет строительства ВЛ-35 кВ по укрупненным показателям стоимости

Составляющие затрат	Величина, ед. изм.	Стоимость, тыс. руб./км	Величина затрат, тыс. руб.
1	2	3	4
Базисные показатели стоимости ВЛ	21,206	658	13953,548
Стоимость строительства ВЛ (с учетом дополнительных затрат, сопутствующих строительству)	18,4 %	–	16521
Коэффициент перевода цен на 2021 г. для строительно-монтажных работ	5,75	–	94995,75
С учетом НДС	20 %	–	113994,9
Итого	–	–	113994,9

Основные затраты базисных показателей стоимости ВЛ:

$$21,206 \cdot 658 = 13953,548 \text{ тыс. руб.}$$

Величина дополнительных затрат строительства ВЛ:

$$13953,548 \cdot 1,184 = 16521 \text{ тыс. руб.}$$

Итоговая величина затрат строительства ВЛ-35 кВ с учетом коэффициента перевода цена на 2021 г. для строительно-монтажных работ ВЛ с учетом НДС:

$$16521 \cdot 5,75 \cdot 1,2 = 113994,9 \text{ тыс. руб.}$$

Сумма демонтажа и строительства реконструируемой ВЛ-35 кВ с учетом НДС:

$$1620,272 + 113994,9 = 115615,17 \text{ тыс. руб.}$$

6.2 Расчет затрат на замену коммутационно-защитного оборудования

Составим ведомость стоимости коммутационно-защитного оборудования в таблице 22. Стоимость коммутационно-защитного оборудования указана с учетом НДС [21 – 24].

Таблица 22 – Ведомость стоимости коммутационно-защитного оборудования

Название оборудования	Завод-изготовитель	Стоимость, тыс. руб./шт.	Количество, шт.	Стоимость, тыс. руб.
1	2	3	4	5
Подстанция № 63 «Бородино 35/10 кВ»				
Разъединитель РГП-16-35.П/1000УХЛ1	ЗАО «Завод электротехнического оборудования»	50,845	3	152,535
Выключатель элегазовый ВГБЭ-35-630/12,5 УХЛ1	ООО «Березовский Завод Подстанция»	1570	1	1570
Подстанция № 66 «Советская Хакасия 35/10 кВ»				
Разъединитель РГП-2-35.П/1000УХЛ1	ЗАО «Завод электротехнического оборудования»	63,626	1	63,626
Предохранитель ПКТ-1СП-VK-35/40,5-40-25-У1.	ОАО «Курский электроаппаратный завод»	15,372	3	46,116
Ограничитель Перенапряжения ОПН-РК-35/40,5-10-760УХЛ1	ООО «Таврида электрик»	16,336	3	49,008
Итого:				1881,285

Стоимость работ по замене коммутационно-защитного оборудования в ПАО «Россети Сибирь» – «Хакасэнерго составляет 20 % от стоимости электрических аппаратов:

$$1881,285 \cdot 1,2 = 2257,542 \text{ тыс. руб.}$$

Итоговая стоимость реконструкции ВЛ и замены коммутационно-защитного оборудования с учетом НДС:

$$115615,17 + 2257,542 = 117872,71 \text{ тыс. руб.}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе представлен проект по реконструкции воздушной линии электропередач для повышения надежности внешнего электроснабжения села Советская Хакасия.

Было принято решение выбрать одноцепные опоры на современных секционированных железобетонных стойках с учетом климатических условий и ПУЭ-7.

Произведен расчет электрических параметров воздушной линии для выбора провода, в результате чего на выбранных опорах будет подвешен провод АС 35/6,2 и грозозащитный трос МЗ-8,0-В-ОЖ-Н-Р.

Произведен выбор в пользу стеклянных изоляторов типа ПС-70Е по минимальной разрушающей нагрузке и напряжению.

В результате механического расчета проверены пролеты между опорами и выбрана линейная арматура.

Для защиты новой линии было выбрано современное коммутационно-защитное оборудование.

По укрупненным показателям стоимости были рассчитаны капиталовложения на реконструкцию ВЛ и коммутационного оборудования с учетом НДС, которые составили:

- На демонтаж и строительство ВЛ – 115615,17 тыс. руб.;
- На замену коммутационно-защитного оборудования – 2257,542 тыс. руб.;
- Общая сумма капиталовложений составляет – 117872,71 тыс. руб.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Выпускная квалификационная работа по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» : метод. указания / сост. Н. В. Дулесова ; Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ. – Абакан : Ред.-изд. сектор ХТИ – филиала СФУ, 2017. – 62 с.

2 СТО 4.2–07–2014. Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности [Текст] – Красноярск : ИПК СФУ, 2014. – 60 с..

3 ООО «ПО «Энергожелезобетонинвест». Научно-исследовательская лаборатория конструкция электросетевого строительства. – Режим доступа: <https://www.nilkes.ru>.

4 Первая метизная компания. – Режим доступа:
<https://www.ps25.ru/product/grozotros-mz-80-v-ozh-n-r-/>.

5 ООО «Энергосервис». Презентация грозозащитного троса МЗ. – Режим доступа: http://energoservise.com/files/Grozotros_MZ.pdf.

6 Домик электрика. Сравнение ВЛ 35 кВ и ВЛЗ 35 кВ. Строительство ВЛЗ высоковольтным СИП-3 – опоры, траверсы, изоляторы и зажимы. – Режим доступа: <https://domikelectrica.ru/sravnenie-vl-35kv-i-vlz-35kv>.

7 Каталог продукции. Композитные опоры ВЛ. – Режим доступа: http://fenix88.com/documents/ol_doc/kompozitnie-opori-2016.pdf.

8 Особенности монтажа композитных опор ВЛ. – Режим доступа: <https://elektro-montagnik.ru/?address=labs/lab7/&page=page2>.

9 АО НПО «Изолятор». – Режим доступа: <https://www.izolyator.ru/line/lk-70-35-iii>.

10 АО «Южноуральский арматурно-изоляторный завод». – Режим доступа: <http://www.aiz.ru>.

11 Передача и распределение электрической энергии : учебное пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – 4-е изд., стер. – М. : КНОРУС, 2014. – 648 с. – (Бакалавриат).

12 Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Хакасия на 2020 – 2024 годы. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/553273908>.

13 Школа для электрика. – Режим доступа: <http://electricalschool.info/info/main/lighting/478-vybor-sechenija-kabelja-i-provoda.html>.

14 Правила устройства электроустановок [Текст]. – 7-е издание. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2013. – 701 с.

15 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. :ЭНАС, 2017. – 376 с. : ил.

16 «ОКБ Платин». Опоры ЛЭП. – Режим доступа: <https://опора-лэп.рф>.

17 Механический расчет воздушных линий электропередачи : учеб. пособие / А. П. Вихарев, М. А. Глазырин, Н. Г. Репкина. – Киров : ВятГУ, 2020. – 256 с.

18 Основы механического расчета воздушных линий электропередачи : учеб.-метод. Пособие / О. А. Воронцова, Т. В. Дружинина, А. А. Мироненко. 2-е изд., перераб. – Екатеринбург : Изд-во Урал. Ун-та, 2015. – 60 с.

19 Проектирование механической части линий электропередачи : учебно-методическое пособие к практическим занятиям для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» специализации 1-43 01 02 02 «Проектирование, монтаж и эксплуатация электрических сетей» / М. А. Короткевич. – Минск : БНТУ, 2016. – 116 с.

20 Электроснабжение : учебник для студ. учреждений высш. проф. образования / Б.И.Кудрин. – М. : Издательский центр «Академия», 2012. — 2-е изд., перераб. и доп. – 352 с. – (Сер. Бакалавриат).

21 ЗАО «Завод электротехнического оборудования». – Режим доступа: https://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razvedinitel-narujujnoy-ustanovki-serii-rg.

22 ООО «Березовский Завод Подстанция». – Режим доступа: <https://ktpural.com/p347214714-elegazovyj-vyklyuchatel-vgbe.html>.

23 ОАО «Курский электроаппаратный завод». – Режим доступа:
<https://keaz.ru/catalog/srednevoltne-obrudovanie-do-35kv/predohraniteli-visokovoltnie/pkt-predohraniteli-visokovoltnie/pkt#?page=1&sort=statsPercent&reverse=false&countProductsPerPage=50>.

24 ООО «Таврида электрик». – Режим доступа:
<https://www.tavrida.com/ter/solutions/SA>.

25 Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» 324 тм - т1 для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС», дата введения: 09.07.2012, 34. – Режим доступа:
www.fsk-ees.ru/upload/docs/sto_56947007-29.240.124-2012.pdf.

Бакалаврская работа выполнена мной самостоятельно. Использованные в работе материалы и концепции из опубликованной научной литературы и других источников имеют ссылки на них.

Отпечатано в 1 экземпляре.

Библиография 25 наименований.

«12» 06 2021 г.
(дата)

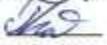
(подпись)

Мельников В. Л.
(ФИО)

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
«23» 06 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код – наименование направления

Реконструкция ВЛ-35 кВ «Бородино – Советская Хакасия»
тема

Руководитель Евгений Платонов доцент каф. ЭЭ к. т. н. Е. В. Платонова
подпись, дата 17.06.2021 должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник Мария Мельникова 12.06.2021 В. Л. Мельников
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер Ирина Кычакова 14.06.2021 И. А. Кычакова
подпись, дата инициалы, фамилия

Абакан 2021