

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
профессионального образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВПО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 (140400.62) – Электроэнергетика и
электротехника
Профиль – Электрические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Развитие электрической сети в связи со строительством подстанций
Квартальная, АТХ-1, АРМЗ в Республике Саха (Якутия)

Исполнитель
студент группы 242 обЗ _____ Е.Э. Кобзева
(подпись, дата)

Руководитель
доцент _____ Н.С. Бодруг
(подпись, дата)

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук _____ А.Н. Козлов
(подпись, дата)

Технический контроль
доцент, канд. техн. наук _____ А.Н. Козлов
(подпись, дата)

Благовещенск 2016

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
профессионального образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВПО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой

« _____ » _____ 2015 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Кобзевой Евгении Эдуардовны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие электрической сети в связи со строительством подстанций Квартальная, АТХ-1, АРМЗ в Республике Саха (Якутия)

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): _____

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) _____

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Проект 154 с., 23 рисунков, 43 таблицы, 8 приложений, 10 листов графической части формата А1.

Нагрузки, токи короткого замыкания, трансформаторы, выбор варианта, оборудование, молниезащита, заземление, релейная защита, надежность, безопасность, окупаемость, ограничители перенапряжения.

В проекте необходимо провести реконструкцию электрических сетей напряжением 35 кВ поселка «Алдан» южной части республики Саха-Якутии с центром питания ПС «Алдан» 110/35/6 кВ. Также необходимо спроектировать ПС: ПС «АРМЗ», ПС «Квартальная», ПС «АТХ – 1» напряжением 35/6 кВ, и разработать возможные варианты соединения схем электрической сети, и сравнения между собой, из которых выбирается наиболее конкурентно-способный вариант. В ходе проектирования выбрано сечение проводов ВЛ, электрические схемы и основное электрооборудование для подстанции. Рассчитаны режимы работы сети, спроектированы системы РЗ, молниезащиты и заземления. Сделан вывод об экономической эффективности проекта.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВН – высокое напряжение;

НН – низкое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

ПС – подстанция;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

ВЛ – воздушная линия;

РЗ и А – релейная защита и автоматика;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

КРУ – комплектное распределительное устройство

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Анализ существующей схемы электрической сети в республике Саха (Якутия)	10
1.1 Характеристика района проектируемой сети	10
1.2 Климатические условия района размещения поселка Алдан	12
2 Расчет электрических нагрузок	16
2.1 Прогнозирование электрических нагрузок	16
2.2 Проверка мощности трансформаторов на питающих подстанциях	16
3 Расчет сечения проводов ЛЭП и выбор трансформаторов	20
3.1 Определение номинальных напряжений	20
3.2 Выбор и проверка силовых трансформаторов	21
3.3 Выбор и проверка сечений проводов ВЛ	23
4 Техничко-экономическое сравнение предлагаемых вариантов	27
4.1 Разработка возможных вариантов схем электрической сети	27
4.2 Отбор конкурентно-способных вариантов	28
5 Расчет и оценка режимов работы объекта и прилегающей сети	30
5.1 Исходные данные для расчета установившегося режима	31
5.2 Расчет режимов	33
5.3 Анализ результатов расчета установившихся режимов	35
6 Расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки оборудования	36
6.1 Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров	38
6.2 Расчет токов КЗ	40
7 Выбор и проверка оборудования на подстанциях	44
8 Релейная защита линии Алдан – Квартальная	58
8.1 Токовая отсечка	58
8.2 Максимальная токовая защита	59

8.3 Расчет дифференциальной токовой защиты трансформатора	60
8.4 Расчет максимальной токовой защиты	63
8.5 Расчет защиты от перегрузки	65
9 Надежность подстанции «Квартальная»	67
10 Молниезащита и заземление подстанции «Квартальная»	72
10.1 Заземление подстанции «Квартальная»	72
10.2 Расчет молниезащиты подстанции	76
10.3 Грозоупорность ВЛ 35 кВ ПС «Алдан» – ПС «Квартальная»	78
10.4 Общая характеристика перенапряжений и средств защиты от них	87
11 Безопасность проекта	90
11.1 Техника безопасности при строительстве ВЛ 35 кВ	90
11.2 Меры безопасности при эксплуатации проектируемых ВЛ 35 кВ	91
11.3 Безопасность при эксплуатации установок подстанции	94
11.4 Краткая характеристика земель и климатические условия района строительства ВЛ 35 кВ «Алдан – Квартальная»	98
11.5 Отвод земли под ВЛ 35 кВ «Алдан – Квартальная»	99
12 Индивидуальный вопрос	104
12.1 Линейная арматура	104
12.2 Линейная арматура для крепления подвесных изоляторов на опорах	105
12.3 Сцепная арматура подвесных изоляторов	108
12.4 Поддерживающая арматура проводов ВЛ 35 кВ	112
12.5 Натяжная арматура проводов ВЛ 35 кВ	114
12.6 Соединительная арматура для проводов и тросов ВЛ 35 кв	115
Заключение	121
Библиографический список	122
Приложение В. Выбор КУ, трансформаторов и проводов	125
Приложение Г. Расчет токов короткого замыкания	127
Приложение Д. Расчет режимов	130
Приложение Е. Конструктивное исполнение ВЛ	134
Приложение Ж. Расчет экономической части	135

ВВЕДЕНИЕ

Целью данной выпускной квалификационной работы является реконструкция электрических сетей напряжением 35 кВ поселка «Алдан» южной части республики Саха-Якутии с центром питания ПС «Алдан» 110/35/6 кВ. В поселке Алдан планируется строительство: ПС «АРМЗ», ПС «Квартальная», ПС «АТХ – 1» напряжением 35/6 кВ, от которых будет обеспечиваться электроснабжение потребителей города, относящихся в основном к группе «быт и сфера услуг», а также к промышленности. Данная тема актуальна, т.к. в рассматриваемый период намечается развитие потребителей, питающихся от подстанций, что обусловлено ожидаемым ростом удельного электропотребления на душу населения и техническими условиями, запрошенными на подключение новых потребителей. Все котельные по Алданскому улусу работают на угле, которые переводятся на электрические.

Задачами выпускной квалификационной работы являются: реконструкция электрических сетей 35 кВ, а также проектирование ПС «АРМЗ», ПС «Квартальная», ПС «АТХ – 1» в связи с переводом котельных на электропитание.

В ходе реконструкции электрических сетей необходимо решить следующие задачи:

- 1) выбор вариантов присоединения сети
- 2) определение сечения проводов;
- 3) выбор мощности силовых трансформаторов подстанции «Алдан»;
- 4) выбор и проверка основного электрооборудования для подстанций «АРМЗ», ПС «Квартальная», ПС «АТХ – 1»;
- 5) проектирование защитных заземлений ОРУ и систем молниезащиты подстанции «Квартальная»;

- б) расчёт надёжности подстанции «Квартальная»;
- 7) определение необходимых объёмов релейной защиты и автоматики, расчёт уставок основных защит линии «Алдан – Квартальная».

На ПС «Алдан» планируется расширение ОРУ 35 кВ на две ячейки для питания проектируемых подстанций.

Рассмотрены вопросы безопасности проведения работ при строительстве ВЛ 35 кВ и подстанции 110/35/6 кВ, пожарной безопасности на них.

1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В РЕСПУБЛИКЕ САХА (ЯКУТИЯ).

1.1 Характеристика района проектируемой сети

Электроснабжение города, осуществляется от Южно-Якутского энергорайона Якутской энергосистемы. Основными источниками покрытия электрических нагрузок города являются Нерюнгринская ГРЭС и Чульманская ТЭЦ, с которыми подстанции города связаны через опорную ПС 220/110/35кВ «В.Куранах» и ПС 110/35/6кВ «Лебединый».

Электроснабжение городских потребителей осуществляется от следующих центров питания,

расположенных в городе:

- 1) ПС 110/35/6кВ «Алдан»;
- 2) ПС 35/6кВ «Восточная»;
- 3) ПС 35/6кВ «МПС».
- 4) ПС 35/6кВ «РПБ».
- 5) ПС 110/35/6кВ «Алдан – 2»;

Характеристики центра питания электрической сети подстанции «Алдан» 110/35/6 кВ:

1. На подстанции установлены два трехобмоточных трансформатора типа ТДТН-16000/110/35/10, $S_{\text{ном}} = 16 \text{ МВ} \cdot \text{А}$;

2. Выдача электроэнергии промышленным и сельскохозяйственным потребителям производится на напряжениях 110/35/10 кВ.

3. Распределительные устройства 110, 35 кВ выполнены открытыми (ОРУ).

4. ОРУ 110 кВ ПС «Алдан», выполнено по схеме – мостик, питание происходит по линиям АС 120 от «Лебединый» и «Н. Куранах».

5. ОРУ 35 кВ одна секционированная система сборных шин с выключателем типа – В-35. От ОРУ 35 кВ отходит 2 линии.

6. Распределительное устройство 6 кВ – закрытого типа

Характеристики центра питания электрической сети подстанции «Алдан – 2» 110/35/6 кВ:

1. На подстанции установлены два трехобмоточных трансформатора типа ТДТН-16000/110/35/10, $S_{\text{ном}} = 16 \text{ МВ}\cdot\text{А}$;

2. Выдача электроэнергии промышленным и сельскохозяйственным потребителям производится на напряжениях 110/35/10 кВ.

3. Распределительные устройства 110, 35 кВ выполнены открытыми (ОРУ).

4. ОРУ 110 кВ ПС «Алдан – 2», выполнено по схеме – мостик, питание происходит по линиям АС 120 от «Лебединый» и «Н. Куранах».

5. ОРУ 35 кВ одна секционированная система сборных шин с выключателем типа – В-35. От ОРУ 35 кВ отходит одна линия.

6. Распределительное устройство 6 кВ – закрытого типа

Характеристика центра питания электрической сети подстанции «Лебединый»:

1 На подстанции установлены два трехобмоточных трансформатора типа ТДТН-16000/110/35/6, $S_{\text{ном}} = 16 \text{ МВ}\cdot\text{А}$;

2. Выдача электроэнергии промышленным и сельскохозяйственным потребителям производится на напряжениях 110, 35 и 6 кВ.

3. Распределительные устройства 110 и 35 кВ выполнены открытыми (ОРУ).

4. ОРУ 110 кВ ПС «Лебединый», выполнено по схеме – расширенный мостик, с выключателями типа МВ-110, от ОРУ 110 кВ отходят три ВЛ 110 кВ, питание данной ОРУ осуществляется от ЧТЭЦ.

5. ОРУ 35 кВ выполнено по схеме одна секционированная система сборных шин выключателем типа – В-35. От ОРУ 35 кВ отходит две линии.

6. Распределительное устройство 6 кВ – закрытого типа.

Характеристика подстанции «РПБ»:

1 На подстанции установлены два двухобмоточных трансформатора типа ТДН-6300/35/6, $S_{\text{ном}} = 6,3 \text{ МВ}\cdot\text{А}$;

2. Выдача электроэнергии промышленным и сельскохозяйственным потребителям производится на напряжениях 35 и 6 кВ.

3. Распределительное устройства 35 кВ выполнено открытыми (ОРУ).

4. ОРУ 35 кВ выполнено по схеме мостик выключателем типа – В-35.

5. Распределительное устройство 6 кВ – закрытого типа.

Характеристика подстанции «Восточная»:

1 На подстанции установлены два двухобмоточных трансформатора типа ТДН-4000/35/6, $S_{\text{ном}} = 4 \text{ МВ}\cdot\text{А}$;

2. Выдача электроэнергии промышленным и сельскохозяйственным потребителям производится на напряжениях 35 и 6 кВ.

3. Распределительное устройства 35 кВ выполнено открытыми (ОРУ).

4. ОРУ 35 кВ выполнено по схеме мостик выключателем типа – В-35.

5. Распределительное устройство 6 кВ – закрытого типа.

Характеристика подстанции «МПС»:

1. На подстанции установлены два двухобмоточных трансформатора типа ТДН-6300/35/6, $S_{\text{ном}} = 6,3 \text{ МВ}\cdot\text{А}$;

2. Выдача электроэнергии промышленным и сельскохозяйственным потребителям производится на напряжениях 35 и 6 кВ.

3. Распределительное устройства 35 кВ выполнено открытыми (ОРУ).

4. ОРУ 35 кВ выполнено по схеме мостик выключателем типа – В-35.

5. Распределительное устройство 6 кВ – закрытого типа.

1.2 Климатические условия района размещения поселка Алдан

Якутская энергосистема во многом уникальна, по географии, климатическим условиям и площади обслуживания, в ней представлены все виды генерации: гидрогенерация каскада Вилюйскиххль ГЭС, газовая генерация Якутской ГРЭС и Якутской ТЭЦ и на угле Нерюнгринской ГРЭС.

Сегодня в России идет системное реформирование энергетического комплекса, структуры управления, создание рынка электроэнергии и модернизация мощностей. Крупнейшая на юге республики станция – Нерюнгринская ГРЭС – продает электроэнергию за пределы Якутии. Доля якутской энергии на Федеральном оптовом рынке электроэнергии и мощности Дальнего Востока составляет 10 %. За последние два года объем продаж электроэнергии на ФОРЭМ увеличен в 1,5 раза. На Светлинской ГЭС АК «АЛРОСА» сегодня состоялся пуск 2 гидроагрегата.

По данным обработки результатов многолетних наблюдений на метеостанциях, Алдан расположен в климатическом районе с вечно - мерзлыми грунтами. Расчетная температура наружного воздуха - 55 °С. Продолжительность отопительного сезона с 1 сентября по 1 июня - девять месяцев в году. По климатическим условиям территория района отнесена к "Крайнему Северу и приравненным к ним территориям". Подстанции расположены в сейсмически активном районе. Расчетная сейсмика 7-8 баллов по шкале Рихтера. В год происходит до 250 землетрясений силой от 1 до 3 баллов.

Благодаря резко-континентальному климату амплитуда колебаний температуры воздуха превышает 10⁰ градусов по Цельсию. Зима в Якутии продолжительная, холодная и малоснежная до -60 С, а лето короткое от +40 С, на большей части засушливое с относительно высокими температурами, воздух, здесь всегда свеж и чист. Географическое положение рисунок 1.



Рисунок 1 – Географическое положение

Зимой малая высота солнца обуславливает короткий день на всей территории Якутии. Летом, благодаря сравнительно большой высоте солнца, прозрачности и сухости воздуха преобладают солнечные дни. Продолжительность светового дня достигает 20 часов на широте Якутска, а на севере солнце, не заходя за горизонт, светит круглые сутки. В течение лета верхний слой почвы оттаивает на глубину лишь до 3,5 м.

72% территории республики покрыто тайгой, остальное - лесотундра, тундра, арктическая пустыня. 2/3 площади покрыто горами с ярко выраженным альпийским рельефом.

У данного района нормативная толщина стенки гололёда для высоты 10 м равна 15 мм. скоростной нормативный напор ветра, равен 50 Па/м, скорость ветра – 31,25 м/сек на высоте до 15 метров от поверхности земли.

Каждый район характеризуется своим климатом и исходящими из этого условиями, показателями. Сведены все необходимые характеристики района в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатические условия	Справочная величина
Район по ветру	II
Нормативная скорость ветра, м/сек	31,25
Район по гололеду	I
Толщина стенки гололеда, мм	15
Низшая температура воздуха, С	-60
Высшая температура воздуха, С°	+40

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Прогнозирование электрических нагрузок

Расчёт электрических нагрузок выполнен с учётом нагрузок новых электрокотельных предназначенных для замены существующих угольных котельных.

В таблице 2 приведён перечень электростанций, учтённых на расчётный срок, с указанием их параметров (для дневного режима работы, т.е. без баков аккумуляторов). Для перехода котельных на электропитание проектируются подстанции напряжением 35/6 кВ.

Таблица 2 – Мощности нагрузок на 2015 г., необходимые для расчёта режимов

Подстанция		$P_{прог}$, МВА	$Q_{прог}$, МВА
«АРМЗ»	проектируемые	12,4	5,33
«Квартальная»		15,1	6,04
«АТХ – 1»		11,6	4,64
«РПБ»	существующие	8	3,2
«Восточная»		4,5	1,8
«МПС»		2,8	1,12

2.2 Проверка мощности трансформаторов на питающих подстанциях

За источники питания сете 35 кВ поселка Алдан принимаются ПС «Алдан» и ПС «Алдан – 2».

Количество силовых трансформаторов, планируемых к установке на проектируемой подстанции, в первую очередь определяется категорийностью потребителей по надёжности электроснабжения. При наличии потребителей первой категории их количество должно быть в соответствии с ПУЭ не менее двух.

Наиболее часто на подстанциях устанавливают два трансформатора или автотрансформатора. В этом случае при правильном выборе мощности трансформаторов обеспечивается надежное электроснабжение потребителей даже при аварийном отключении одного из них.

Мощность трансформаторов выбирается по условиям:

при установке одного трансформатора-

$$S_{ном.тр} \geq S_p$$

при установке двух трансформаторов-

$$S_{ном.тр} \geq 0.7 S_p$$

при установке n трансформаторов-

$$S_{ном.тр} \geq 0.7 \frac{S_p}{n-1}, \quad (1)$$

где S_p - наибольшая нагрузка подстанции на расчетный период.

Трансформаторы, выбранные по двум последним условиям обеспечивают питание всех потребителей в нормальном режиме, при оптимальной нагрузке трансформаторов, при $0,6-0,7 S_{ном.тр}$. При аварии или выводе одного трансформатора в ремонт оставшийся в работе трансформатор должен обеспечить питание потребителей с допустимой перегрузкой не более 40% от его номинальной мощности или с перегрузкой, определяемой из условий температурного режима трансформаторов.

При выборе мощности автотрансформаторов, к обмотке НН которых присоединены синхронные компенсаторы, необходимо проверить загрузку общей обмотки автотрансформатора.

Выбор мощности трехобмоточных трансформаторов.

Проверка трансформаторов осуществляется с учетом нагрузок проектируемых подстанций.

Определяется суммарная нагрузка трансформатора:

$$S_{тр\Sigma} = P_{нн} + P_{сн} + j(Q_{нн} + Q_{сн}), \quad (2)$$

Для ПС «Алдан»

$$S_{трA} = 9,7 + 25,3 + j(3,2 + 10,8) = 34,8 + j14.$$

Для ПС «Алдан – 2»

$$S_{трA2} = 3,8 + 18,7 + j(1,5 + 7,48) = 22,5 + j8,98.$$

Расчетная мощность трехобмоточного трансформатора равна:

$$S_{расч.тр} = \frac{\sqrt{(P_{нн} + P_{сн})^2 + (Q_{нн} + Q_{сн})^2}}{n_m \cdot \beta_m}, \quad (3)$$

$\beta_m = 0,7$ - для двухтрансформаторных подстанций

Для ПС «Алдан»

$$S_{расч.тр} = \frac{\sqrt{(34,8 + 22,5)^2 + (14 + 8,98)^2}}{2 \cdot 0,7} = 44,5$$

Для ПС «Алдан – 2»

$$S_{расч.тр} = \frac{\sqrt{(22,5 + 18,7)^2 + (8,98 + 1,5)^2}}{2 \cdot 0,7} = 30,5$$

На подстанции «Алдан» выбираются два трансформатора ТДТН 25000/110/35/6 $S_{ном} = 25$. Т.е. требуется замена существующих трансформаторов.

На подстанции «Алдан – 2» выбираются два трансформатора ТДТН 16000/110/35/6 $S_{ном} = 16$. Замена существующих трансформаторов не требуется.

Принятый к установке на подстанции силовой трансформатор проверяется по условию допустимой 40% перегрузки в послеаварийном режиме:

$$\beta_{н.а} = \frac{S_{расч.тр}}{S_{ном}} \leq 1,4, \quad (4)$$

$$\beta_{n.a.4} = \frac{26,8}{25} = 1,072 \leq 1,4.$$

$$R_{na} = \frac{B}{b} = 1,04$$

Выбранные трансформаторы соответствуют условию допустимой перегрузки.

3 РАСЧЕТ СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ И ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ

3.1 Определение номинальных напряжений

Правильный выбор номинального напряжения при проектировании сети является важнейшей задачей, т.к. от номинального напряжения полностью зависит всё дальнейшее проектирование и эффективная работа проектируемой сети. Часто бывает, что отдельные участки сети целесообразно выполнить при различных номинальных напряжениях. Сеть меньшего номинального напряжения обычно получается несколько дешевле, но приводит к большим эксплуатационным расходам из-за увеличения потерь электроэнергии и более сложных схем соединений. При повышении напряжения снижаются потери мощности и электроэнергии, облегчается дальнейшее развитие сети, но увеличиваются затраты на сооружение сети.

Экономически целесообразное номинальное напряжение зависит от многих факторов: мощности нагрузок, удаленности их от источников питания, их расположения относительно друг друга, от выбранной конфигурации электрической сети, способов регулирования напряжения.

Ориентировочное значение $U_{\text{ном}}$ можно определить по значению передаваемой мощности и расстоянию, на которое она передается. Напряжение выбирают, исходя из полученного распределения потоков мощности и протяженности участков сети. Чем больше передаваемая по линии мощность и расстояние, на которое она передается, тем выше по техническим и экономическим нормам должно быть номинальное напряжение электропередачи. Номинальное напряжение можно приближенно оценить по эмпирическим выражениям, по номограммам или по пропускной способности и дальности передачи воздушных линий. При оценке номинального напряжения по эмпирическому выражению полученное значение напряжения является наиболее рациональным, которое

необходимо округлить до ближайшего номинального напряжения из стандартного ряда.

Номинальное напряжение сети 35 кВ.

3.2 Выбор и проверка силовых трансформаторов

Наиболее часто на подстанции устанавливают два трансформатора. В этом случае при правильном выборе мощности силовых трансформаторов обеспечивается надёжное электроснабжение потребителей электроэнергии даже при аварийном отключении одного из силовых трансформаторов /39/.

Мощность силовых трансформаторов для подстанций выбирается по условию:

$$S_{\text{тр.ном}} \geq S_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n K_{\text{о}}}, \quad (5)$$

здесь $S_{\text{тр.ном}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$S_{\text{расч}}$ – расчётная мощность трансформатора;

$P_{\text{ср}}$ – средняя активная мощность;

$Q_{\text{неск}}$ – некомпенсированная реактивная мощность;

n – количество трансформаторов на подстанции;

$K_{\text{о}} = 0,7$ – оптимальный коэффициент загрузки.

После выбора трансформаторов выполняем их проверку по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме определяется формулой:

$$K_{\text{н}} = \frac{\sqrt{P_{\text{рек}}^2 + Q_{\text{рек}}^2}}{n S_{\text{тр.ном}}}, \quad (6)$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме определяется формулой:

$$K_{\text{та}} = \frac{\sqrt{P_{\text{рек}}^2 + Q_{\text{рек}}^2}}{S_{\text{тр.ном}}}, \quad (7)$$

где $K_{\text{н}}$ – коэффициент загрузки в нормальном режиме;

$K_{п.а.}$ – коэффициент загрузки в послеаварийном режиме.

Расчет для первого варианта.

Расчётная мощность трансформатора для ПС «Квартальная»:

$$S_{ПК} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{ПК} \cdot U_{ПК}}{2 \cdot \sqrt{3}} = 50 \text{ МВА.}$$

Выбирается трансформатора ТМН– 10000/35/6 .

Коэффициенты загрузки трансформаторов ПС «Квартальная»:

$$K_{ПК} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{ПК} \cdot U_{ПК}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot S_{ПК}} = 0,67;$$

$$K_{на1} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{на1} \cdot U_{на1}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot S_{ПК}} = 1,34.$$

Расчитанные коэффициенты лежат в допустимых пределах:

$$K_{ПК} \leq 0,75; \quad K_{на1} \leq 1,4.$$

Далее расчет проводится аналогично и для других подстанций (приложение В).

Выбор трансформаторов и расчёт коэффициентов загрузки выполнен в таблице 5.

Таблица 5 – Выбор силовых трансформаторов

ПС		S_p , МВА	Тип трансформатора	K_n	$K_{п.а.}$
Квартальная	выбор	9,62	ТД-10000/35	0,67	1,34
АТХ - 1		7,39	ТД-10000/35	0,52	1,04
АРМЗ		7,9	ТД-10000/35	0,55	1,11
РПБ	проверка	5,09	ТД — 6300/35	0,56	1,13
Восточная		2,86	ТД — 4000/35	0,5	1
МПС		1,79	ТД — 6300/35	0,2	0,4

Из таблицы видно что на существующих подстанциях мощности трансформаторы не изменились.

3.3 Выбор и проверка сечений проводов ВЛ

После того, как были определены нагрузки и уточнено номинальное напряжение ВЛ возникает вопрос выбора сечения проводов, как важнейшего параметра, который характеризует ВЛ как с электрической точки зрения, так и оказывает основное влияние на механическую часть ВЛ.

Для выбора сечения проводов линий электропередачи используется метод экономических токовых интервалов /40, с. 240–244/.

Расчётная токовая нагрузка линии:

$$I_p = I_{нб} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (8)$$

где $I_{нб}$ – ток в линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном режиме, определяемый для линий питающей и распределительной сети из расчёта режима, соответствующего максимуму нагрузки энергосистемы;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

α_T – коэффициент, учитывающий число использования максимальной нагрузки линии $T_{нб}$ и коэффициент ее попадания в максимум нагрузки энергосистемы K_M .

Ток в линии:

$$I_{нб} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot n_{ц}}, \quad (9)$$

где S_{max} – максимальная мощность, передаваемая по линии, МВА;

U – напряжение на линии, кВ;

$n_{ц}$ – число цепей линии.

Введение коэффициента α_i вытекает из учета фактора одновременности в технико-экономических расчетах. Обычно значение α_i принимается равным 1,05, что соответствует математическому ожиданию

этого коэффициента в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки. Коэффициент α_T принимается по таблице 43.6 /40, 243/.

При $T_{нб}=5000$ ч. и $K_M=1$ принимается $\alpha_T=1,0$.

Максимальный ток в линии:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}}, \quad (10)$$

где P_{\max} , Q_{\max} – потоки максимальной активной и максимальной реактивной мощности протекающих по линии;

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение линии.

Максимальные и рабочие токи по линии 35 кВ «Алдан–Квартальная»:

$$I_{\max AK} = \frac{\sqrt{10,01^2 + 4,304^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1} = 0,089 \text{ кА.}$$

$$I_{pAK} = 0,089 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,091 \text{ кА.}$$

Для ЛЭП 35 кВ «Алдан–Квартальная» (первого варианта) на стальных опорах, расположенных в Южной части Республике Саха «Якутия» т.е в I районе по гололеду, при расчётных токе 91 А принимается сечение провода, равное 95 мм².

Таким образом, линию 35 кВ «Алдан–Квартальная» необходимо выполнить проводами АС–95/16.

Выбор сечений проводов других ВЛ проводится аналогично, результаты выбора и проверки сечений сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Выбор сечений проводов первого варианта

Линия	$U_{\text{ном}}$, кВ	$n_{\text{ц}}$	I_{\max} , кА	I_p , кА	Провод
Алдан - АРМЗ	35	2	0,052	0,058	АС–95/16
Алдан –Квартальная		1	0,089	0,091	АС–95/16
Квартальная - АТХ-1		1	0,074	0,083	АС–95/16
Алдан 2 - АТХ-1		1	0,069	0,081	АС–95/16
Алдан 2 - РПБ		1	0,063	0,070	АС–95/16

РПБ - Восточная		1	0,078	0,088	АС-95/16
Восточная - МПС		1	0,003	0,004	АС-95/16
Лебединый - МПС		1	0,044	0,050	АС-95/16

Таблица 7 – Выбор сечений проводов второго варианта

Линия	$U_{ном},$ кВ	$n_{ц}$	$I_{max},$ кА	$I_p,$ кА	Провод
Алдан - АРМЗ	35	1	0,156	0,170	АС-150/24
Алдан 2 - АРМЗ		1	0,023	0,025	АС-95/16
Алдан –Квартальная		1	0,089	0,091	АС-95/16
Квартальная - АТХ-1		1	0,074	0,083	АС-95/16
Алдан 2 - АТХ-1		1	0,069	0,081	АС-95/16
Алдан 2 - РПБ		1	0,063	0,070	АС-95/16
РПБ - Восточная		1	0,078	0,088	АС-95/16
Восточная - МПС		1	0,003	0,004	АС-95/16
Лебединый - МПС		1	0,044	0,050	АС-95/16

Для проверки принятых сечений проводов определяются токи в линиях при обрывах наиболее загруженных головных участков, а также для проверки двух цепных линий – отключение одной цепи.

Длительно допустимый ток находят по справочным данным в зависимости от марки и сечения провода. Данные занесены в таблицу 8.

Таблица 8 – Проверка по длительно допустимым токам

Вариант	Линия	$I_p,$ А	$I_{доп},$ А	Провод
1	2	3	4	5
1	Алдан - АРМЗ	104	330	АС-95/16
	Алдан –Квартальная	115	330	АС-95/16
	Квартальная - АТХ-1	140	330	АС-95/16
	Алдан 2 - АТХ-1	165	330	АС-95/16
	Алдан 2 - РПБ	120	330	АС-95/16
	РПБ - Восточная	149	330	АС-95/16
	Восточная - МПС	59	330	АС-95/16
	Лебединый - МПС	130	330	АС-95/16
2	Алдан - АРМЗ	248	450	АС-150/24
	Алдан 2 - АРМЗ	112	330	АС-95/16
	Алдан –Квартальная	115	330	АС-95/16
	Квартальная - АТХ-1	140	330	АС-95/16

Алдан 2 - АТХ-1	165	330	АС-95/16
Алдан 2 - РПБ	120	330	АС-95/16
РПБ - Восточная	149	330	АС-95/16
Восточная - МПС	59	330	АС-95/16
Лебединый - МПС	130	330	АС-95/16

Вывод: при проверке на длительно допустимый ток все марки проводов выбраны правильно.

4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ВАРИАНТОВ

4.1 Разработка возможных вариантов схем электрической сети

На первом этапе проектирования необходимо составить 2 варианта схемы электрической сети.

Составляем варианты схемы сети с учётом:

1) категорийности потребителей по надёжности электроснабжения (в нашем случае сеть должна состоять из кольцевых участков и/или двухцепных линий, т.к. на всех подстанциях есть потребители I или II категории);

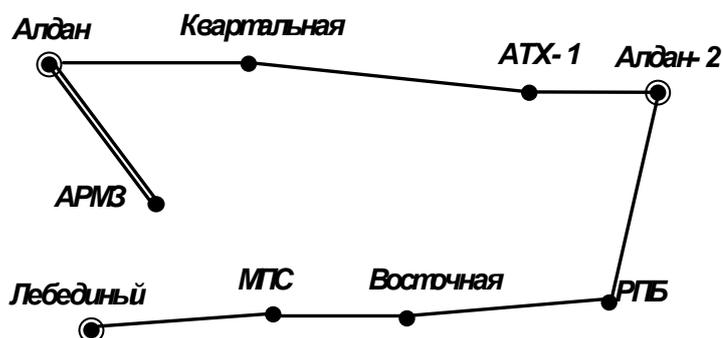
2) необходимости исключения обратных перетоков мощности в разомкнутых сетях;

3) преимуществ вариантов с простыми схемами РУ подстанций;

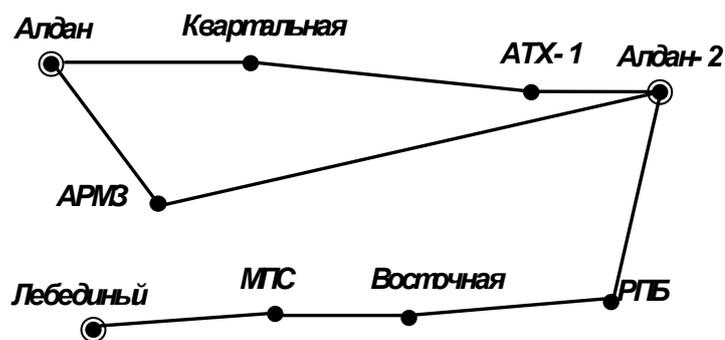
4) целесообразности разветвления сети в узле нагрузки;

5) необходимости выполнения замкнутых участков на одном уровне напряжения /11/.

Было составлено 2 варианта схемы электрической сети, которые приведены на рисунке 2.



1 вариант



2 вариант

Рисунок 2 – Варианты схемы электрической сети

4.2 Отбор конкурентно-способных вариантов

Выполняется по минимуму суммарной длины линий в одноцепном исполнении и минимуму суммарного числа выключателей на сторонах ВН и СН подстанций.

Длины линий находятся по заданному масштабу с учётом коэффициента удлинения трассы.

Число выключателей зависит от схемы соединений подстанций на высокой стороне и числа отходящих линий от источника питания /24/. Типы распределительных устройств по подстанциям даны в таблице 3.

Таблица 3 – Схемы распределительных устройств

ПС	Схема распределительного устройства на стороне ВН (НН) подстанции
1 вариант	
ПС «Квартальная»	Мостик с выключателем в цепях трансформатора
ПС «АТХ – 1»	Мостик с выключателем в цепях трансформатора
ПС «АРМЗ»	2 блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линии
2 вариант	
ПС «Квартальная»	Мостик с выключателем в цепях трансформатора
ПС «АТХ – 1»	Мостик с выключателем в цепях трансформатора
ПС «АРМЗ»	Мостик с выключателем в цепях трансформатора

Суммарные длины линий и количество выключателей показаны в таблице 4.

Таблица 4 – Отбор конкурентно-способных вариантов

Вариант	1	2
Длина линий, км	36,9	42,6
Выключатели	21	24

5 РАСЧЕТ И ОЦЕНКА РЕЖИМОВ РАБОТЫ ОБЪЕКТА И ПРИЛЕГАЮЩЕЙ СЕТИ

Сравнение вариантов произведем по потерям электроэнергии в воздушных линиях

Потери электроэнергии в воздушных линиях определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = \Delta W_{\text{нагр}}^{\text{ЛЭП}} + \Delta W_{\text{ус.пост}}^{\text{ЛЭП}}$$

где $\Delta W_{\text{нагр}}^{\text{ЛЭП}}$ - нагрузочные потери электроэнергии в ЛЭП;

$\Delta W_{\text{ус.пост}}^{\text{ЛЭП}}$ - условно-постоянные потери в ЛЭП, определяемые величиной потерь активной мощности на корону;

$P_{\text{ск}}, Q_{\text{неск}}$ - потоки среднеквадратичной активной и некомпенсированной реактивной мощностей, протекающие через рассматриваемую ЛЭП;

$R_{\text{ЛЭП}}$ – активное сопротивление ЛЭП;

$T_{\text{Г}}$ – количество часов в году;

$P_{\text{кор}}=0,14$ кВт/км удельные среднегодовые потери мощности на корону в линиях 35 кВ в ОЭС Востока /1, с. 48/;

L – длина линии.

Потоки среднеквадратичных мощностей на различающихся участках определены аналогично потокам максимальной активной мощности.

Покажем расчёт потери электроэнергии в линии Алдан – АРМЗ в первом варианте:

$$\Delta W_{\text{ААР}} = 153,3 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Потери электроэнергии в других линиях рассчитываются аналогично. Результаты расчета потерь приведены в таблице 9.

Потери электроэнергии в силовых трансформаторах можно найти по выражению:

$$P_{\text{пот}} = \frac{P_{\text{ск}}^2 R_T}{U^2} + \Delta P_x$$

где $P_{\text{ск}}$, $Q_{\text{неск}}$ – среднеквадратичная активная и некомпенсированная реактивная нагрузка подстанций;

R_T – активное сопротивление трансформатора;

ΔP_x – потери холостого хода.

Потери электроэнергии в трансформаторах и батареях конденсаторов не учитываются, т.к. в обоих вариантах они установлены одинаковые.

Таблица 9 – Потери электроэнергии

1 вариант		2 вариант	
Линии	Потери	Линии	Потери
Алдан - АРМЗ	153,36	Алдан - АРМЗ	156,9
Алдан –Квартальная	679,18	Алдан 2 - АРМЗ	36,53
Квартальная - АТХ-1	61,55	Алдан –Квартальная	679,2
Алдан 2 - АТХ-1	795,54	Квартальная - АТХ-1	61,55
Алдан 2 - РПБ	815,2	Алдан 2 - АТХ-1	795,54
РПБ - Восточная	106,14	Алдан 2 - РПБ	815,2
Восточная - МПС	20,53	РПБ - Восточная	106,14
Лебединый - МПС	262,75	Восточная - МПС	20,53
		Лебединый - МПС	262,75
Итого:	2894	Итого:	2934

Из таблицы видно, что потери в первом варианте меньше чем во втором, следовательно, для расчетов выбирается первый вариант.

5.1 Исходные данные для расчета установившегося режима

Для расчета составляется схема замещения необходимых балансирующих и нагрузочных узлов, которая показана на рисунке.

В схему замещения входит несколько источников питания, которые можно принять в качестве балансирующих узлов (ПС Шимановск, ПС Ледяная) и нагрузочные узлы подстанций.

При расчетах установившихся режимов с помощью ПВК СДО-6 линия электропередачи 35 кВ представляется П-образной схемой замещения. Продольная ветвь схемы замещения линии электропередачи включает активное и индуктивное сопротивление. Поперечная ветвь схемы замещения соответствует емкостной проводимости линии на землю. Параметры схемы замещения линий приведены в таблице 24.

Силовые трансформаторы являются основным электрическим оборудованием, обеспечивающим передачу электрической энергии от электростанций к потребителям и ее распределение, поэтому данные по установленным трансформаторам приведены в таблице 25.

Таблица 24 – Параметры схемы замещения линий

Начало линии	Конец линии	Длина линии, км	Марка провода	R , Ом	X , Ом	B , См/км
1	2	3	4	5	6	7
Алдан	АРМЗ	0,7	АС – 95/16	0,105	0,143	0,002
Алдан	Квартальная	2,1	АС – 95/16	0,628	0,857	0,004
Квартальная	АТХ - 1	1,1	АС – 95/16	0,329	0,449	0,002
Алдан 2	АТХ - 1	1,1	АС – 95/16	0,329	0,449	0,002
Алдан 2	РПБ	1,8	АС – 95/16	0,538	0,734	0,003
РПБ	Восточная	1,7	АС – 95/16	0,508	0,694	0,003
Восточная	МПС	15,8	АС – 95/16	4,724	6,446	0,027
Лебединый	МПС	5,7	АС – 95/16	3,767	5,141	0,022

Таблица 25 – Параметры схемы замещения трансформаторов 35/6

Подстанция	Марка трансформатора	R_{mp} , Ом	X_{mp} , Ом
АРМЗ	ТД-10000/35	0,96	11,1
Квартальная	ТД-10000/35	0,96	11,1
АТХ - 1	ТД-10000/35	0,96	11,1

РПБ	ТМ-6300/35	1,43	14,6
Восточная	ТМ-4000/35	2,56	14,6
МПС	ТМ-6300/35	1,43	14,6

5.2 Расчет режимов

При расчете максимального режима, напряжение на шинах питающих подстанций принимается равным 38,5кВ. Мощности нагрузок на подстанциях принимаются по результатам зимнего замера 2015 года. Результаты расчета максимального режима, рассчитанного с помощью ПК RastrWin 3, представлены в приложении Г.

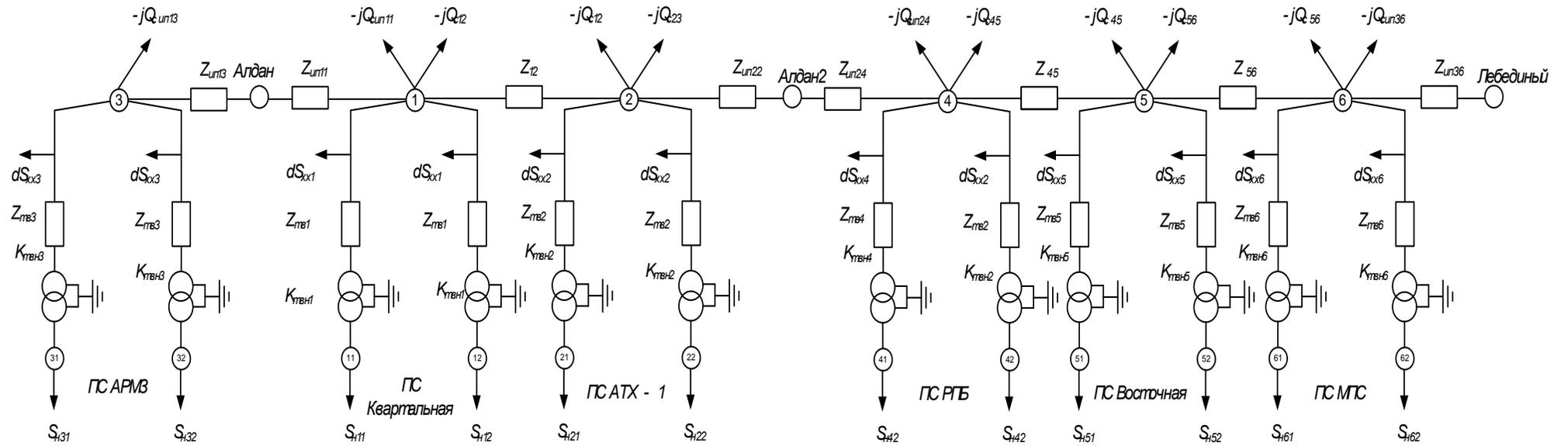


Рисунок 5 – Схема замещения сети для расчета установившегося режима

При расчете минимального режима, напряжение на шинах 35 кВ. Мощности нагрузок на подстанциях принимаются по результатам летнего замера 2015 года. Результаты расчета минимального режима представлены в приложении Г.

5.3 Анализ результатов расчета установившихся режимов

Для нормального электроснабжения необходимо поддерживать нормальные уровни напряжения, обращать внимание на потери. При анализе результатов расчета режима электроэнергетической системы проверяют:

При анализе режима потери активной мощности не должны превышать 5 %, а потери реактивной мощности 15 %. Результаты расчета приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Распределение потерь в схеме

Суммарные мощности	Максимальный режим		Минимальный режим		Минимальный режим	
	<i>P</i> , МВт	<i>Q</i> , Мвар	<i>P</i> , МВт	<i>Q</i> , Мвар	<i>P</i> , МВт	<i>Q</i> , Мвар
Нагрузка	54,4	22,13	47,305	19,244	54,4	22,13
Генерация	55,306	29,065	47,998	24,55	55,306	29,065
Потери в трансформаторах	0,6	2,68	0,448	3,976	0,423	0,578
Потери в ЛЭП	0,283	0,386	0,211	0,288	0,586	6,502
Суммарные потери	1,6	3,472	0,728	4,662	1,078	7,476

В результате видно, что потери мощности лежат в допустимом пределе меньше 5 %.

При расчете режима отклонения напряжения на шинах 6 кВ подстанций выходило за пределы нормально-допустимых значений, поэтому для поддержания напряжения на границе раздела необходимо было отрегулировать напряжение с помощью РПН. В итоге после регулирования отпайками РПН напряжение на подстанциях понизилось и не выходит за нормально-допустимые значения, то есть $\pm 5\%$.

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ТЗАМЫКАНИЯ ДЛЯ ВЫБОРА И ПРОВЕРКИ ОБОРУДОВАНИЯ

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям к.з. необходимо предварительно определить:

- 1) начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. и значение этой составляющей в расчетный момент времени (к моменту начала расхождения дугогасительных контактов выключателей и к моменту погасания дуги);
- 2) начальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;
- 3) ударный ток к.з.
Расчет тока к.з. аналитическим способом включает /1/:
- 4) составление эквивалентной схемы замещения и определение значений параметров ее элементов;
- 5) преобразование схемы с целью приведения ее к простейшему виду;
- б) определение искомого тока к.з.

Расчетный ток к.з. определяют в зависимости от назначения расчета: проверку на электродинамическую стойкость производят по току трехфазного к. з.; на термическую стойкость по току трехфазного или двухфазного к. з.; на отключающую способность выключателей - по току трехфазного к.з., а для сетей 110 кВ и выше - дополнительно по току однофазного к.з.

Расчет токов к.з. с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электростанций и ПС, весьма сложен. Вместе с тем можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие:

- 1) пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;

- 2) не учитывают емкостную проводимость линий;
- 3) считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток к.з. учитывают приближенно;
- 4) не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- 5) принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания;
- 6) не учитывают влияние нагрузки;
- 7) при вычислении тока к.з. обычно пренебрегаю активным сопротивлением цепи,

Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов к.з. (погрешность практических методов расчета не превышает 10 %, что принято считать допустимым).

При выборе электрических аппаратов РУ с напряжением 35 кВ и выше можно ввести ряд упрощений:

- 1) проверка оборудования в условиях короткого замыкания проводится по значениям суммарного тока короткого замыкания при повреждении на шинах РУ. Это соответствует расчетным условиям для выключателя (оборудования) тупиковой линии и создает определенный запас при выборе оборудования других присоединений;
- 2) расчет ударного тока и апериодической составляющей тока к.з. можно выполнять по эквивалентным постоянным времени T_a , не рассматривая составляющих токов по отдельным ветвям;

Принимая во внимание значительную удаленность РУ 35 кВ и выше от генераторов станций не учитываем затухание периодической составляющей тока к.з., то есть $I_{n\tau} = I_{n0}$.

6.1 Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров

Расчет выполняем в относительных величинах приближенным способом при принятой базисной мощности $S_6 = 100$ МВА.

Составляется исходная схема электрической сети рисунок 3.

Сопровитления трансформаторов определяются по формулам (соответственно для сторон высшего, среднего и низкого напряжений):

$$X_m = \frac{U_{\text{в}}}{10} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}}, \quad (11)$$

$$X_{m1,2} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{10} = 1,19$$

ЭДС системы принимается как систему бесконечной мощности ($E_c=1$)

Сопровитление системы можно определить по формуле:

$$X_C = \frac{S_6}{S_K} = \frac{100}{120} = 0,83, \quad (12)$$

где S_6 – базисная мощность, МВА;

$S_K = 120$ МВА.

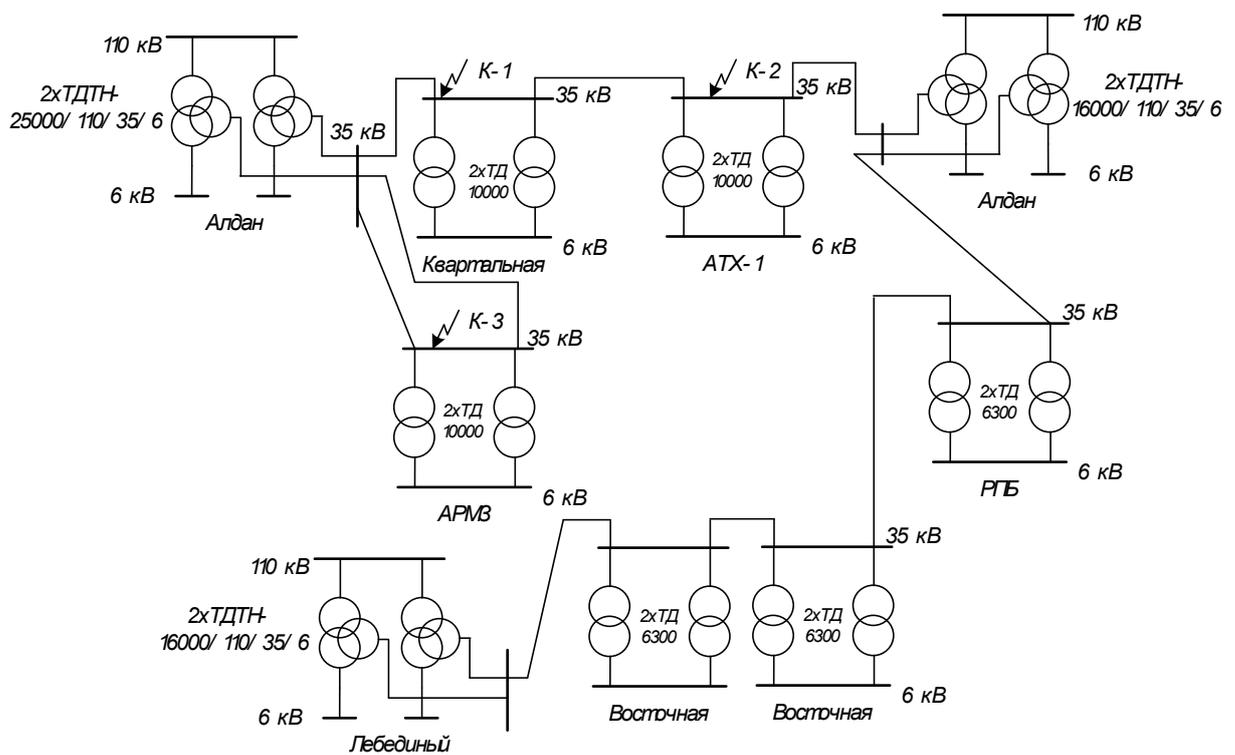


Рисунок 3 – Исходная схема сети

По этой схеме, учитывая сопротивления всех элементов сети (трансформатор, линия, система) составляем схему замещения рисунок 4.

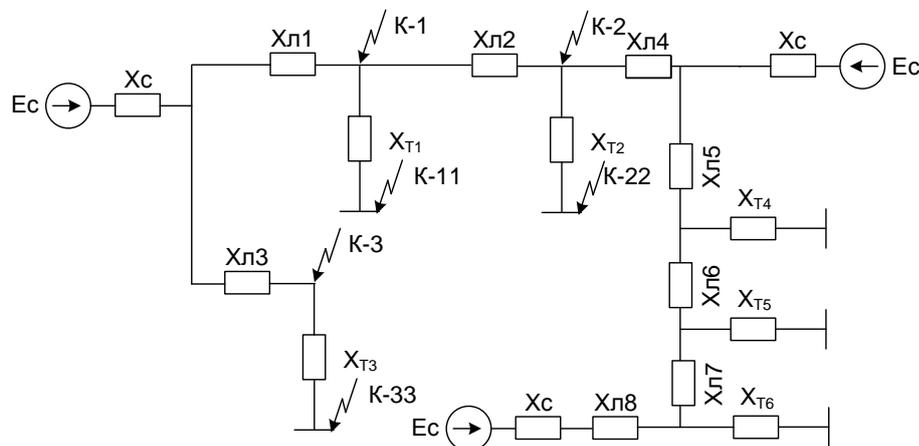


Рисунок 4 – Схема замещения

Производится расчет параметров схемы замещения.

Определяется сопротивление линий:

$$X_{л} = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2}, \quad (13)$$

где $X_{уд}$ – удельное сопротивление линии, Ом/км;

l – длина линии, км;

U_{cp} – напряжение из среднего ряда, кВ.

$$X_{л1} = \frac{1}{2} \cdot 0,4 \cdot 2,1 \cdot \frac{100}{37,5^2} = 0,03 \text{ о.е.},$$

6.2 Расчёт токов КЗ

Начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания в относительных единицах определяется по формуле:

$$I_{n0} = \frac{E_{\text{экв}}}{X_{\text{экв}}}, \quad (14)$$

где $E_{\text{экв}}$ – эквивалентная ЭДС ;

$X_{\text{экв}}$ – эквивалентное сопротивление.

Апериодическая составляющая тока к.з. в произвольный момент времени t и ударный ток короткого замыкания определяется соответственно по формулам, кА:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-t/T_a}, \quad (15)$$

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0}, \quad (16)$$

где K_y - ударный коэффициент;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Определяется ток трёхфазного КЗ в точке К –3 (шины 35 кВ):

$$X_1 = \frac{(X_c + X_{л8}) \cdot \frac{X_{m46}}{2}}{(X_c + X_{л8}) + \frac{X_{m46}}{2}} + X_{л7} = 0,846 \text{ о.е.};$$

$$X_2 = \frac{X_1 \cdot \frac{X_{m5}}{2}}{X_1 + \frac{X_{m5}}{2}} + X_{л6} = 0,493 \text{ о.е.};$$

$$X_7 = \frac{X_6 \cdot \frac{X_{m123}}{2}}{X_6 + \frac{X_{m123}}{2}} = 0,107 \text{ о.е.};$$

$$I_{n0}^{(3)} = \frac{E_C}{X_4} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{1}{0,107} \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 14,37 \text{ кА.}$$

Определяется ток трёхфазного КЗ в точке К –33 (шины 6 кВ):

$$X_8 = X_6 + \frac{X_{m123}}{2} = 0,525 \text{ о.е.};$$

$$I_{n0}^{(3)} = \frac{E_C}{X_5} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{1}{0,525} \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 10,474 \text{ кА.} \quad (17)$$

Определяется ток двухфазного КЗ в точке К-3 (шины 35 кВ):

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 14,37 = 12,445 \text{ кА.}$$

Определяется ток двухфазного КЗ в точке К-33 (шины 6 кВ):

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10,474 = 9,07 \text{ кА.}$$

Определяются токи однофазного КЗ.

Для определения однофазных токов необходимо знать эквивалентные сопротивления нулевой и обратной последовательности. Сопротивление обратной последовательности в приближённом расчёте принимаем равным сопротивлению прямой последовательности. Сопротивления некоторых элементов в схеме замещения нулевой последовательности несколько

отличаются от сопротивления прямой последовательности. Изменяется сопротивление линий.

$$X_{л(0)} = 4,7 \cdot X_{л(1)} = 4,7 \cdot 0,03 = 0,14 \text{ о.е.}; \quad (18)$$

Определяется ток однофазного КЗ в точке К-3 (шины 35 кВ):

$$X_1 = \frac{(X_c + X_{л01}) \cdot \frac{X_{m46}}{2}}{(X_c + X_{л01}) + \frac{X_{m46}}{2}} + X_{л07} = 2,594 \text{ о.е.};$$

$$X_2 = \frac{X_1 \cdot \frac{X_{m5}}{2}}{X_1 + \frac{X_{m5}}{2}} + X_{л06} = 0,916 \text{ о.е.};$$

$$X_7 = \frac{X_6 \cdot \frac{X_{m123}}{2}}{X_6 + \frac{X_{m123}}{2}} = 0,175 \text{ о.е.};$$

$$I_{кА1}^{(n)} = \frac{E_{экв}}{X_{1экв} + \Delta X^{(n)}}, \quad (19)$$

где $I_{кА1}^{(n)}$ – ток прямой последовательности особой фазы;

(n) – вид несимметричного КЗ;

$E_{экв}$ – эквивалентная ЭДС;

$X_{1экв}$ – эквивалентное сопротивление прямой последовательности;

$\Delta X^{(n)}$ – дополнительное сопротивление определяемое видом КЗ.

$$I_{кА1}^{(1)} = \frac{E_c}{X_{1экв} + (X_{2экв} + X_{0экв})} = \frac{1}{0,107 + 0,107 + 0,175} = 2,571$$

$$I_{к}^{(n)} = I_{кА}^{(n)} \cdot m, \quad (20)$$

где m – коэффициент зависящий от вида КЗ.

$$I_{\kappa}^{(1)} = I_{\kappa A}^{(1)} \cdot m = 2,571 \cdot 3 = 7,713 ; \quad (21)$$

$$I_{\text{п0}}^{(1)} = I_{\kappa}^{(1)} \cdot \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{CP}}} = 7,713 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 11,875 \text{ кА}. \quad (22)$$

Результаты расчётов токов КЗ сводятся в таблицу 10.

Таблица 10 – Токи короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{\text{п0}}^{(3)}=I_{\text{пт}}$, кА	$I_{\text{п0}}^{(2)}$, кА	$I_{\text{п0}}^{(1)}$, кА	K_{γ}	$i_{\text{ат}}$,кА	i_{γ} ,кА
К1 (35) кВ)	14,37	12,445	11,875	1,65	1,094	15,753
К11 (6)	10,474	9,07	–	1,65	1,563	22,519
К2 (35) кВ)	13,547	13,072	13,526	1,65	0,575	8,277
К22 (6)	10,461	9,863		1,65	0,723	10,409
К3 (35) кВ)	13,183	11,087	10,63	1,65	0,912	13,138
К33 (6)	9,528	9,385		1,65	1,382	19,9

7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ПОДСТАНЦИЯХ

Так как токи КЗ проектируемых подстанций практически одинаковые, то оборудование на подстанциях будет идентичным. Выбор оборудования произведем на ПС «Квартальная».

Основными параметрами оборудования, которые должны соответствовать условиям рабочего (длительного) режима, являются номинальные ток и напряжение.

Определение наибольших рабочих токов

Для определения наибольших рабочих токов электроустановки учтем возможные перегрузки в ремонтном и послеаварийном режимах.

Наибольший рабочий ток, протекающий через трансформатор, принимается с учетом длительно допустимой перегрузки трансформатора.

Ток, протекающий на рассматриваемой стороне трансформатора, определим по формуле:

$$I_{p\text{ нб}} = \frac{1,4 \cdot S_{TP}}{\sqrt{3} \cdot U_{T.HOM}} \quad (23)$$

где $S_{НАГР}$ - мощность нагрузки, МВА;

$U_{T.HOM}$ - номинальное напряжение стороны трансформатора, кВ.

Определяются наибольшие рабочие токи на ВН для ПС - Соколовка:

$$I_{p\text{ нб}} = \frac{1430}{\sqrt{3} \cdot 35} \text{ кА,}$$

$$I_{p\text{ нб}} = \frac{1430}{\sqrt{3} \cdot 35} \text{ кА}$$

Выбор выключателей

В данном дипломном проекте предусматривается установка элегазовых выключателей. Элегазовые выключатели являются наиболее перспективными.

Термическая стойкость аппаратов характеризуется током термической стойкости и временем его прохождения. На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (24)$$

где I_T – ток термической стойкости, кА;

$t_{откл}$ - длительность протекания тока термической стойкости, с;

B_K - тепловой импульс тока КЗ.

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле:

$$B_K = I_n^2 \tau (t_{отк} + T_a), \quad (25)$$

где $t_{отк}$ - время от начала КЗ до его отключения, с.;

T_a - постоянная времени затухания апериодического тока.

Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ .

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{ном} \quad (26)$$

где $\beta_{ном}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, $\beta_{ном} = 0,4$.

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 1,3 \text{ кА},$$

$$B_{уд} = I_{уд}^2 \tau_{уд} \quad (27)$$

$$B_{уд} = 320 \text{ кА}^2/\text{с},$$

~~РАСЧЕТ~~ $\text{kA}^2/\text{с}$.

Выбор выключателей на напряжение 35 и 10 кВ приводится в таблицах 11 и 12.

Таблица 11 – Выбор выключателей 35 кВ на ПС-«Квартальная»

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 52 \text{ А}$
$I_{\text{дин}} = 26 \text{ кА}$ $I_{\text{вкл}} = 26 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 2,45 \text{ кА}$
$B_{\text{к.в}} = 468,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 16,807 \text{ кА}^2\text{с}$
$I_{\text{откл,ном}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} = 2,45 \text{ кА}$

В результате проверки выбираются элегазовые выключатели марки ВГБ – 35 – 12,5/630У1

На КРУ 6 кВ принимаются марки выключателей ВВЭ – 6 – 31,5/3150 У3.

Таблица 12 – Выбор выключателей на КРУ 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 196 \text{ А}$
$I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$ $I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 2,235 \text{ кА}$
$B_{\text{к.в}} = 2976 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 13,98 \text{ кА}^2\text{с}$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$ $i_{\text{вкл}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 5,215 \text{ кА}$
$I_{\text{откл,ном}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} = 2,265 \text{ кА}$
$i_{\text{а.ном}} = 7,07 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 0,8 \text{ кА}$

Выбор разъединителей

Разъединители выбирают по аналогии с выключателями, то есть по номинальному напряжению, номинальному длительному току, в режиме КЗ

проверяют на термическую и электродинамическую стойкость. Расчетные величины для выбора разъединителей те же, что и для выключателей. Результаты расчета параметров и их сравнение с номинальными, приведены в таблице 13.

На ОРУ 35 кВ принимаются марки выключателей разъединителей РГП-35/1250 УХЛ1.

Таблица 13 – Выбор разъединителей на ОРУ 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_H = 52 \text{ А}$
$B_{к.р} = 992,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.р} = 16,807 \text{ кА}^2\text{с}$

Принятые разъединители удовлетворяют условие выбора.

Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току (на расчетный период времени). Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. Также трансформаторы тока выбираются по конструкции и классу точности, а также проверяются по динамической устойчивости, по термической стойкости и по вторичной нагрузке $Z_{2\text{НОМ}}$.

Выбор трансформаторов тока для 35 кВ

Таблица 14 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5		0,5
Варметр	Д-335	0,5		0,5

Счетчик АЭ (2 шт.)	САЗ-И680	0,026		0,026
Итого		1,526	0,5	1,526

Трансформаторы тока марки ТВ – 35П .

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,526}{25} = 0,061 \text{ Ом}; \quad (28)$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ – мощность, потребляемая приборами,

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, $I_2 = 5 \text{ А}$;

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_2 - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,061 - 0,1 = 1,039 \text{ Ом};$$

где $r_{\text{к}}$ - сопротивление контактов ($r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ – при большом количестве приборов).

Сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{r_{\text{пр}} \cdot l}{\rho} \quad (29)$$

где l – длина соединительных проводов;

ρ - удельное сопротивление материала провода, для алюминия:

$$\rho = 0,0283 \text{ Ом/м};$$

Выбирается провод марки АКРВГ с сечением 4 мм^2 .

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{\text{пр}} = \frac{r_{\text{ал}} \cdot l}{S} = \frac{0,0283 \cdot 16}{4} = 0,113 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно, по формуле (45):

$$Z_{\text{нр}} = \frac{U_{\text{н}}}{I_{\text{р}}} = \frac{35 \text{ кВ}}{138 \text{ А}} = 0,521 \text{ Ом} \quad (30)$$

Таблица 15- Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{н}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{н}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{р}} = 138 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{н}}$
$Z_{\text{н}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{\text{нр}} = 0,521 \text{ Ом}$	$Z_{\text{нр}} \leq Z_{\text{н}}$
$B_{\text{к}} = 468,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 12,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кр}} \leq B_{\text{кн}}$
$I_{\text{дин}} = 26 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 5,17 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$

Выбор трансформаторов тока для 6 кВ

Таблица 16 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	-	0,5	-
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	СА3-И680	0,013	-	0,013
Итого		1,013	0,5	1,013

Выбираются трансформаторы тока марки ТЛК-6 30/5 – 1500/5.

Общее сопротивление приборов:

$$Z_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,013 \text{ ВА}}{5^2} = 0,0405 \text{ Ом} \quad (31)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами,

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, $I_2 = 5 \text{ А}$;

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{np} = Z_2 - r_{nprib} - r_k = 0,8 - 0,04 - 0,1 = 0,66 \text{ Ом};$$

где r_k - сопротивление контактов ($r_k = 0,1$ Ом – при большом количестве приборов).

Сечение проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}} = \frac{0,0283 \cdot 6}{0,66} = 0,26 \text{ мм}^2; \quad (32)$$

где l – длина соединительных проводов;

ρ - удельное сопротивление материала провода, для алюминия:

$$\rho = 0,0283 \text{ Ом/м};$$

Провод марки КРВГ с сечением $1,5 \text{ мм}^2$.

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{np} = \frac{c \cdot l}{S} = \frac{0,0283 \cdot 6}{1,5} = 0,11 \text{ мм}^2;$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно, по формуле (33):

$$\text{[Illegible formula]} \quad (33)$$

Таблица 17- Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1500 \text{ А}$	$I_P = 485 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_H = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_{np} = 0,25 \text{ Ом}$	$Z_{np} \leq Z_H$
$B_K = 3675 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 42,37 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_{KH}$
$I_{дин} = 81 \text{ кА}$	$I_{уд} = 12,32 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$

Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

– по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (34)$$

- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (35)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, V^*A .

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos j_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin j_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2};$$

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных станций для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2 \text{ РАСЧ}}$. Приближенно, без учета схемы включения приборов, $S_{2 \text{ РАСЧ}}$ можно определить по выражению.

Должно при этом соблюдаться условие

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}$$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:



что меньше номинального значения $S_{T-30/10}$.

Таблица 18 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$S_2 = 500 \text{ В*А}$	$S_P = 57,32 \text{ ВА}$	$S_P \leq S_H$

Таблица 19 – Выбор трансформаторов напряжения на 35 кВ

Прибор	Тип	Общая потребляемая мощность	
		P , Вт	Q , Вар
Ваттметр	Д-335	8	-
Варметр	Д-335	8	-
Счетчик P Q	И-680 И-680	4	6
Вольтметр	Э-335	6	
Частотометр	Э-362	4	
Вольтметр регистрирующий	Н-394	20	
Частотометр регистрирующий	Н-397	7	
Итого		57	6

Выбирается трансформатор напряжения типа НАМИ-35УХЛ1.

Таблица 20 – Выбор трансформаторов напряжения на 6 кВ

Прибор	Тип	Общая потребляемая мощность	
		P , Вт	Q , Вар
Ваттметр	Д-335	8	-
Варметр	Д-335	8	-
Счетчик P Q	И-680 И-680	4	6
Вольтметр	Э-335	6	
Вольтметр регистрирующий	Н-394	20	
Итого		46	6

Выбирается трансформатор напряжения НАМИТ – 6 – 2УХЛ2.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

~~$S_{2H} = 200 \text{ В} \cdot \text{А}$~~ , что меньше номинального значения $S_{2H} = 200 \text{ В} \cdot \text{А}$.

Таблица 21 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_P = 6 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$S_2 = 200 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_P = 46,4 \text{ ВА}$	$S_P \leq S_H$

Выбор ОПН

Ограничители перенапряжения нелинейные (ОПН) являются безыскровыми разрядниками и предназначены для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Выбор осуществляем по номинальному напряжению:

$$U_{P, \text{НОМ}} = U_{C, \text{НОМ}}, \quad (36)$$

где $U_{P, \text{НОМ}}$ – номинальное напряжение ОПН, кВ;

$U_{C, \text{НОМ}}$ – номинальное напряжение сети, в которую включен ОПН, кВ.

Таблица 22 – Основные характеристики ОПН

U_C , кВ	Тип	$U_{30/60}$, кВ, при токе А		$U_{8/20}$, кВ, при токе А					$U_{\text{наиб. длит. доп. раб.}}$
		250	500	500	1000	5000	10000	20000	
6	ОПН – 6У	16,8	17,3	-	-	20,6	22,4	25,1	7,2
35	ОПН- РТ УХЛ2	100	104	105	-	123	133	-	42

Выбирается ОПН-35РТУХЛ2, ОПН – 10У.

Выбор ошиновки ОРУ 35 кВ

Наибольший рабочий ток на шинах 35 кВ $I_P = 52 \text{ А}$.

Гибкие шины АС 70/11, допустимый ток которых 265 А, диаметр провода равен 11,4 мм.

По условию термической стойкости минимальное сечения определяем по формуле:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{Q_{\text{тер}}}}{q} \cdot 10^{-2} \text{ мм}^2$$

Проверка на электродинамическую стойкость при токе КЗ меньше 20 кА, а также проверка на корону проводов 35 кВ не производится.

Выбор жестких шин 6 кВ

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двух полосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Проверка по допустимому току. Выбранные шины должны удовлетворять условиям нагрева при максимальных ремонтного или после аварийного режима:

$$I_{\text{МАХ}} = 76,98 \text{ А};$$

Выбирается шина шириной – В = 60 мм и высотой – Н = 8 мм.

$I_{\text{ДОПНОМ}}$ – допустимый номинальный ток, для шин выбранного сечения
 $I_{\text{ДОПНОМ}} = 1680 \text{ А},$

Получается:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.мах}}$$

Условие соблюдается.

Проверка на термическую стойкость при КЗ производится по условию:
 $q_{\min} = 28,1 \text{ мм}^2$, что меньше 480 мм^2 .

Таким образом, выбранная шина термически устойчива.

Проверка шин на электродинамическую стойкость. Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую

колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жесткости конструкций. Электродинамические силы, возникающие при КЗ, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины – изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникнет. В большинстве практически применяемых конструкций шин эти условия соблюдаются, поэтому ПУЭ не требует проверки на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний.

Механический расчет полосных шин.

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ определяется по формуле

$$f = \sqrt{3} I_{\text{кз}} \frac{(\hat{y})}{\Phi a}, \quad (37)$$

где $k_{\text{ф}}$ – коэффициент формы $k_{\text{ф}} = 0,5$,
 a – расстояние между фазами, $a = 0,8$.

Получается:

$$f = 1762,9 \text{ Н.}$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента, определяется по формуле

$$\sigma = \frac{M}{W} = \sqrt{3} I_{\text{кз}} \frac{(\hat{y})}{W}, \quad (38)$$

где W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, определяется для однополосных шин по формуле:

$$W = \frac{B \cdot H^3}{6}, \quad (39)$$

$$W = 0,64 \text{ см}^3.$$

Получается значение для напряжения

$$\sigma_{\text{РАСЧ}} = 11,89 \text{ МПа}$$

Допустимое механическое напряжение в материале шин, определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{ДОП}} = 75 \text{ МПа}$$

Условие проверки:

$$\sigma_{\text{РАСЧ}} \leq \sigma_{\text{ДОП}}$$

Изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке. Проходные изоляторы дополнительно выбираются и по номинальному току.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{\text{расч}}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{\text{разр}}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, т.е. должно соблюдаться условие

$$F_{\text{расч}} \leq 0.6 \cdot F_{\text{разр}} = F_{\text{доп}} \quad (40)$$

При выборе по напряжению должно соблюдаться условие

$$U_{\text{из.}} \geq U_{\text{ном}} \quad (41)$$

При выборе изоляторов

$$F_{\text{расч}} \leq \frac{F_{\text{из.}}}{2}; \quad (42)$$

$$I_{\text{р.макс.}}$$

На стороне низкого напряжения выберем изоляторы марки ИОС-6-300-01, У1

Значение механической нагрузки на изолятор, получается, при $a = 1\text{ м}; 1 = 1,2\text{ м};$

$$F_{\text{расч}} = 142,794 \text{ Н},$$

$$F_{\text{расч}} = 142,794 \text{ Н}.$$

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА И ЛИНИИ АДАН – КВАРТАЛЬНАЯ

Воздушные линии электропередач составляют основную часть элементов электрических сетей, наиболее подверженную влиянию внешних факторов. В результате большая часть аварийных отключений связана с повреждениями именно этих элементов. Состав защит принимаемых на линиях, определен ПУЭ.

Основной защитой одиночных линий, согласно ПУЭ, служит ступенчатая токовая защита, состоящая из комбинации токовых отсечек без выдержки и с выдержкой времени и максимальной токовой защиты.

Устройства релейной защиты устанавливаются около выключателей со стороны питания.

8.1 Токовая отсечка

Первичный ток срабатывания токовой отсечки без выдержки времени определяется по выражению:

$$I_{\text{сзто}} = K_3 \cdot I_{\text{кз.макс}}^{(3)}, \quad (43)$$

где K_3 – коэффициент запаса равный 1,2;

$I_{\text{кз.макс}}^{(3)}$ – максимальный ток к.з., протекающий через место установки, при трехфазном к.з. в конце защищаемой линии (точка K_2).

$$I_{\text{кз.макс}}^{(3)} = 6751 \text{ А.}$$

$$I_{\text{сзто}} = 1,2 \cdot 6751 = 8776 \text{ А.}$$

Чувствительность токовой отсечки согласно ПУЭ определяется длиной защищаемой зоны при протекании через место установки защиты минимального тока к.з.; эта зона должна составлять не менее 25% длины линии.

Чувствительность отсечки определяется по выражению:

$$K_q = \frac{I_{кз.мин}^{(2)}}{I_{сз}}, \quad (44)$$

где $I_{кз.мин}^{(2)}$ – минимальное значение тока к.з., при двухфазном к.з. (т.е. при к.з. в начале линии (на шинах)).

$$I_{кз.мин} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.макс} \quad (45)$$

$$I_{кз.мин} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 61,5 \text{ А.}$$

$$K_q = \frac{57,4}{61} = 0,94.$$

Коэффициент чувствительности должен удовлетворять условию $K_q \geq 2$.

Так как чувствительность отсечки без выдержки времени не достаточна, то необходимо устанавливать отсечку с выдержкой времени.

$$t_{сзто} = 4 \text{ с}$$

$$K_q = \frac{57,4}{61} = 0,94, \text{ что удовлетворяет условию.}$$

8.2 Максимальная токовая защита

Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты (МТЗ) вычисляется по формуле:

$$I_{сзМТЗ} = \frac{K_3 \cdot K_{сам}}{K_B} \cdot I_{расч.макс.}, \quad (46)$$

где K_3 – коэффициент запаса, равен 1,2;

$K_{сам}$ – коэффициент самозапуска, равен 2;

K_B – коэффициент возврата, принимается по каталогу для принятого типа реле (для реле типа РТ-40 $K_B = 0,85$);

$I_{\text{расч.макс}}$ – максимальное значение рабочего тока, протекающего по линии с учетом возможных эксплуатационных перегрузок.

$$I_{\text{сзМТЗ}} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 132 = 372,7 \text{ А.}$$

Определяется чувствительность защиты по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} \geq 2, \quad (47)$$

где $I_{\text{кз}}^{(2)}$ – минимальное значение тока к.з., протекающего через место установки защиты при двухфазном к.з. в конце основной зоны защиты (в конце линии).

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = 5847 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности будет равен:

$$K_{\text{ч}} = \frac{5847}{372,7} = 15,68.$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет условию $K_{\text{ч}} \geq 2$.

Для токового реле типа РТ-40 время срабатывания защиты определяется выражением:

$$t_{\text{сзМТЗ}} = t_{\text{сзто}} + \Delta t, \quad (48)$$

где Δt – ступень селективности (принимается равным 0,5 с).

$$t_{\text{сзМТЗ}} = 4 + 0,5 = 4,5 \text{ с.}$$

Принимается реле времени РВ-235 с диапазоном уставок 0,5÷9 с.

8.3 Расчет дифференциальной токовой защиты трансформатора

Реле ДЗТ-11 характеризуется наличием одной тормозной обмотки в

НТТ реле, что дает возможность обеспечить торможение от тока в одном комплекте трансформаторов тока. Использование тормозной обмотки дает возможность не отстраивать минимальный ток срабатывания защиты от токов небаланса при таких внешних повреждениях, когда имеется торможение, поскольку не действие защиты в этих случаях обеспечивается торможением. Указанное обуславливает большую чувствительность защиты.

Особенности выполнения и расчетов дифференциальной и максимальных токовых защит на трансформаторах 35/6 кВ с расщепленными обмотками звезда/треугольник-треугольник-11-11 обусловлены, главным образом, невысоким уровнем токов при коротком замыкании на выводах одной из обмоток низшего напряжения и большим различием между значениями токов $I_{к.маx}$ и $I_{к.мин}$. При расчете дифференциальной защиты этих трансформаторов определяющим является, как правило, условие отстройки от броска тока намагничивания. Даже при выборе значения коэффициента надежности, может оказаться, что коэффициент чувствительности дифференциальной защиты будет ниже, чем требуется. В этих случаях по предложению Энергосетьпроекта устанавливают дополнительный чувствительный комплект дифференциальной защиты с выдержкой времени 0,5 – 1 с., благодаря которой можно не учитывать броски тока намагничивания и выбирать для этого комплекта $I_{с.з.} < I_{ном.тр.}$.

Номинальный ток обмотки ВН трансформатора определяется по формуле:

$$I_{ном.ВН} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 103,9 \text{ А} \quad (49)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{ВН}$ - номинальное напряжение обмотки ВН.

Номинальный ток обмотки НН трансформатора определяется по формуле:

$$I_{ном.НН} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577,4 \text{ А} \quad (50)$$

Вторичный ток в плечах защиты определяется по формуле:

$$I_{\text{втор}} = \frac{I_{\text{ном}} \cdot k_{\text{сх}}}{k_{\text{т}}} \quad (51)$$

где $k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, равный 1 при соединении ТТ в звезду, и $\sqrt{3}$ при соединении в треугольник;

$k_{\text{т}}$ – коэффициент трансформации ТТ.

Вторичные токи в плечах защиты определенные по формуле (52):

$$I_{\text{втор.ВН}} = \frac{132 \cdot \sqrt{3}}{100/5} = 11,4 \text{ кА}, \quad (52)$$

$$I_{\text{втор.НН}} = \frac{808}{200/5} = 20,2 \text{ кА}.$$

Ток срабатывания защиты определяется по условию отстройки от броска тока намагничивания при включении ненагруженного трансформатора под напряжение:

$$I_{\text{с.з}} = 1,5 \cdot I_{\text{ном.тр}}, \quad (53)$$

Ток срабатывания реле на основной стороне определяется:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{I_{\text{ср.з.}} \cdot K_{\text{из}}}{K_{\text{т}}}, \quad (54)$$

В данном случае рассматривается вариант применения схемы дифференциальной защиты с двумя комплектами реле, один из ДЗТ-11 принимается с выдержкой времени 0.5-1 с., что позволяет выбирать его ток при условии $k_{\text{ч}} = 2 - 3$ с.

По формулам рассчитывается дифференциальная защита трансформатора:

$$I_{\text{с.з}} = 1,5 \cdot 41,2 = 61,8 \text{ А},$$

$$I_{\text{с.р}} = \frac{61,8 \cdot 3}{60} = 3,1 \text{ А}, \quad (59)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{10,4}{61,8} = 0,17 < 2,$$

Коэффициент чувствительности меньше двух, поэтому принимается схема с двумя комплектами реле и с $K_{\text{ч}} = 3$

$$I_{\text{с.р}} = \frac{10,4}{3} = 3,47 \text{ А},$$

$$I_{\text{с.з}} = 3,47 \cdot \frac{60}{1,73} = 11,9 \text{ А} \quad (60)$$

Таким образом, получается около 92 % номинального тока трансформатора, следовательно $K_{\text{н}} = 0,92$, но несрабатывание этого комплекта при бросках тока намагничивания обеспечивается выдержкой времени 0,5-1 с, а несрабатывание при внешних коротких замыканиях – тормозной обмоткой, для которой выбирается число витков.

На этом расчет заканчивается и можно сказать, что защита, выполненная с реле серии ДЗТ-11, обеспечивает необходимый по ПУЭ, коэффициент чувствительности при питании со стороны 35 кВ

8.4 Расчет максимальной токовой защиты

Максимальная токовая защита выполняется с пуском минимального напряжения (блокировкой по напряжению) с помощью реле типа РТ-10, минимального реле напряжения типа РН-10.

Защита устанавливается на стороне ВН. Первичный ток срабатывания защиты определяется по условию отстройки от номинального тока трансформатора на стороне, где установлена рассматриваемая защита по выражению:

$$I_{\text{сз.нн}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_3}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс.}} = 206,1 \text{ А} \quad (61)$$

где $k_{\text{отс}} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$k_3 = 2$ – коэффициент запаса;

$k_{\text{в}} = 0,8$ – коэффициент возврата реле;

$I_{\text{раб.макс.}}$ - первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

На стороне ВН по условию:

$$I_{\text{с.з.вн}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 87,7 \text{ А.} \quad (62)$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{87,7 \cdot 3}{60} = 25 \text{ А.}$$

Следовательно, выбираем РТ – 40/8.

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{1000}{2,5 \cdot 25}$$

В ряде случаев может потребоваться больший ток срабатывания защиты на стороне НН для выполнения условия согласования с защитами предыдущих элементов 10 кВ. Это вызовет увеличение тока срабатывания защиты на стороне ВН и, может быть, недопустимое снижение ее чувствительности. Однако $I_{\text{с.з.вн}}$ можно не увеличивать, если пусковые органы напряжения этих защит выполнить тремя реле напряжения.

Первичное напряжение срабатывания защиты определяется по следующим условиям:

– для минимального реле напряжения типа РН-10/160 с минимальным пуском по напряжению, исходя из обеспечения возврата реле после отключения внешнего короткого замыкания,

$$U_{\text{с.з.котс}} \leq \frac{U_{\text{ни}}}{k_{\text{отс}}} \quad (63)$$

$k_{\text{отс}}$ – отстройки от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей нагрузки

$$U_{с.з} \leq \frac{U_{за}}{k_{от}} \quad (64)$$

где $U_{мин} = (0,9 - 0,85) \cdot U_{ном}$ – межфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ;

$U_{зап} = 0,7 \cdot U_{ном}$ – межфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки при включении их от АПВ или АВР;

$k_{в} = 1,2$ – коэффициент возврата реле.

По формулам определяется:

$$U_{сз} = \frac{0,35 \cdot U_{обк}}{1,2}$$

$$U_{сз} = \frac{0,35 \cdot U_{обк}}{1,2}$$

8.5 Расчет защиты от перегрузки

На трансформаторах находящихся под наблюдением оперативного персонала, РЗ от перегрузки выполняется действующей на сигнал посредством одного токового реле. Чтобы избежать излишних сигналов при КЗ и кратковременных перегрузках, в схеме РЗ предусматривается реле времени, обмотка которого должна быть рассчитана на длительное прохождение тока. Защиту от перегрузки устанавливаем на всех сторонах трансформатора.

Ток срабатывания реле защиты от перегрузки определяется по выражению:

$$I_{с.з} = \frac{I_{ТС}}{k_{в}} = \frac{105}{0,8} = 131,25 \text{ А.}$$

Определяются токи срабатывания реле защит по выражению:

$$I_{с.р.} = \frac{U_{л.к.} \times 54.3}{K} \times \frac{1}{60} \text{ А} \quad (65)$$

На всех сторонах трансформатора в качестве реле защиты выбирается реле РТ – 40/8.

Защита от перегрузки действует на сигнал с выдержкой времени:

$$t_{пер} = 6.71 \text{ сек.}$$

Принимается реле времени РВ-10.

9 НАДЕЖНОСТЬ ПОДСТАНЦИИ «КВАРТАЛЬНАЯ»

Каждый вариант сети должен обеспечивать необходимую надежность, под которой понимается способность выполнять заданные функции, сохраняя эксплуатационные показатели в условиях, оговоренных в нормативных документах. Требования к надежности электроснабжения определяются «Правилами устройств электроустановок» (ПУЭ) в зависимости от категорий электроприемников. Нарушение электроснабжения может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, расстройство сложного технологического процесса. Электроснабжение при аварийном отключении одного из основных элементов должно обеспечиваться вторым. Перерыв в электроснабжении потребителей может быть допущен только на время автоматического ввода резервного питания.

С точки зрения надежности система характеризуется такими понятиями, как работоспособность — способность системы выполнять заданные функции с требуемыми режимными параметрами; отказ — нарушение работоспособности; безотказность — свойство системы сохранять работоспособность в течение заданного интервала времени без вынужденных перерывов.

В качестве критериев оценки надежности схемы сетей принимаются следующие технические показатели надежности:

- параметр потока отказов (среднее количество отказов в год) ω , 1/год;
- среднее время восстановления электроснабжения \hat{O}_a , ч;
- продолжительность ремонтов (планового, текущего, капитального) \hat{O}_d , ч;
- частота ремонтов (планового, капитального, текущего) μ , 1/год.

Кроме основных показателей надежности в воздушных линиях используются такие как:

- среднее число преднамеренных отключений μ , 1/год;
- среднее время простоя при преднамеренных отключениях T_p ч.

Для выключателей кроме основных используются:

a_{OP} - относительная частота отказов выключателя;

$a_{КЗ}$ - относительная частота отказов выключателя при КЗ.

Схема замещения с точки зрения надежности подстанции Квартальная приведена на рисунке 6.

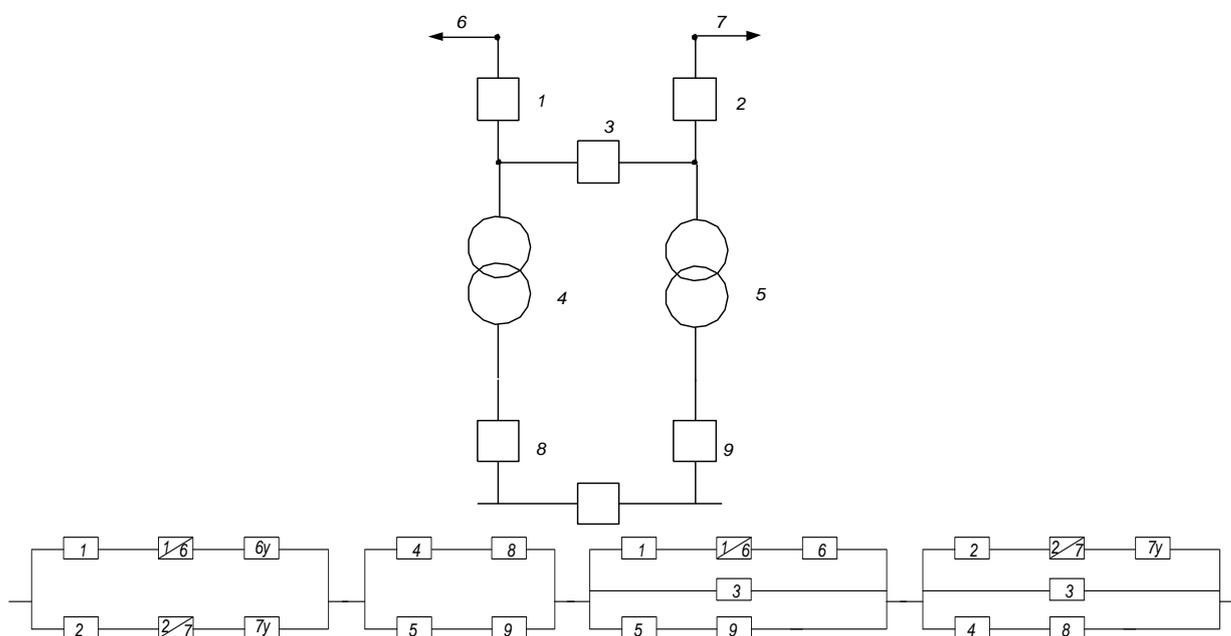


Рисунок 6 – Схема замещения для подстанции Квартальная

Определение показателей надежности элементов (выключателей, трансформаторов), причем у линий учитывается ее длина, у шин количество присоединений, производится по следующей формуле:

$$q = \frac{w \cdot T_B}{T_\Gamma}, \quad (110)$$

где q – вероятность состояния отказа простых элементов,

T_Γ – число часов в году, ч.

Все необходимые показатели надежности для дальнейшего расчета приведены в таблицах 27 и 28.

Таблица 27 – Показатели надежности защит

Вид защиты	q , 1/год	ω , 1/год
ДЗТ	0.0044	0.0102
Газовая	0.00525	0.00308
ДЗШ	0.0096	0.02636
ДЗЛ	0.0012	0.0294
УРОВ	0.02	0.02134

Таблица 28 – Показатели надежности элементов

Элемент	ω , 1/год	T_B , ч	μ , 1/год	T_p , ч	$a_{КЗ}$	$a_{ОП}$
1	2	3	4	5	6	7
Разъединитель 35 кВ	0,01	6	0,166	5,5	-	-
Разъединитель 10 кВ	0,01	7	0,166	7	-	-
Трансформатор	0,007	65	0,25	26	-	-
Выключатель 35 кВ	0,02	25	0,14	9	0,005	0,005
Выключатель 10 кВ	0,009	20	0,14	10	0,003	0,004
Воздушная линия 35 кВ	0,65	9	2,1	16	-	-
Система шин 35 кВ	0,02	7	0,166	4	-	-

Вероятность отказа модели выключателя определяется моделью выключателя, где учитываются отказы смежных элементов, релейная защита, автоматика и оперативные переключения, а также АПВ на линии:

$$q_{\text{в}} = q_{\text{ств}} + a_{\text{он}} \cdot N_{\text{он}} + a_{\text{к}} \left[1 - \prod_{i=1, j=1}^{N, P} (1 - q_{\text{ст}})_i \cdot (1 + \kappa_{\text{авв}}) \cdot (1 - q_3)_j \right], \quad (111)$$

где $q_{\text{СТв}}$ - статическая вероятность отказа выключателя, с учетом разъединителей;

$a_{\text{он}}$ - относительная частота отказов выключателя при оперативных переключениях (определяется по справочным данным);

$a_{\text{к}}$ - параметр отказа выключателя при отключении к.з. (определяется по справочным данным);

N, P - соответственно количество смежных элементов и их РЗ и А.

$N_{\text{он}}$ - количество оперативных переключений за год.

Поток отказов для последовательно соединенных элементов определим как:

$$\omega = \sum \omega_i + \omega_{\text{пр.наиб}}, \quad (112)$$

где $\omega_{\text{пр.наиб}}$ - наибольшая частота преднамеренных отключений, 1/год.

$\omega_{\text{пр.наиб}}$ определяется по справочнику исходя из максимального значения частоты капитальных ремонтов.

Поток отказов для двух параллельно соединенных элементов определим, как:

$$\omega_{\text{II,III}} = \omega_{\text{II}} \cdot q_{\text{III}} + \omega_{\text{III}} \cdot q_{\text{II}} + \omega_{\text{II}}^* \cdot q_{\text{прIII}} + \omega_{\text{III}}^* \cdot q_{\text{прII}}, \quad (113)$$

где $q_{\text{пр}}$ - вероятность преднамеренного отключения цепочки определяемая по формуле:

$$q_{\text{пр}} = \frac{\omega \cdot t_B}{T_2} \quad (114)$$

ω^* находится по формуле 115:

$$\omega^* = \omega_c - \omega_{\text{пр.нб}} \quad (115)$$

Среднее время безотказной работы системы находится по формуле:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c} \quad (116)$$

Расчетное время безотказной работы системы определяем по формуле:

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{\omega_c} \quad (117)$$

Среднее время восстановления системы найдем из формулы:

$$t_{BC} = \frac{q_c}{\omega_c} \quad (118)$$

Все результаты расчетов сведены в таблицу 29.

Таблица 29 – Показатели надежности после реконструкции

Параметр	q_c	ω_c	T_c , год	T_p , год	t_{BC} , ч
Значения	$5,332 \cdot 10^{-8}$	0,75	1,333	0,14	1,26

Полный расчет с помощью программы Mathcad приводится в приложении.

10 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ «КВАРТАЛЬНАЯ»

10.1 Заземление подстанции «Квартальная»

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей.

Для выполнения заземления используют заземлители. Количество заземлителей определяется расчетом в зависимости от необходимого сопротивления заземляющего устройства или допустимого напряжения прикосновения. Размещение заземлителей производится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой оборудованием. Для этой цели на территории ОРУ прокладывают заземляющие полосы вдоль рядов оборудования и в поперечном направлении, т. е. образуется заземляющая сетка, к которой присоединяется заземляемое оборудование. Согласно ПУЭ заземляющие устройства электроустановок напряжением выше 1 кВ сети выполняются с учетом сопротивления $R_z \leq 0,5$ Ом. Для определения площади под заземлитель используем габаритные размеры подстанции, т.е. ее длину и ширину.

Площадь использования под заземлитель, м²:

$$S_{\text{ЗЗ}} = A \cdot B, \quad (66)$$

где A – длина подстанции,

B – ширина подстанции.

$$d \geq \sqrt{\frac{I \cdot t}{\rho \cdot k}},$$

Принимается диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков диаметром равным $d = 15$ мм;

Проверим выбранные сечения заземляющих проводников по условиям:

1) коррозионной стойкости:

– вертикальный заземлитель:

$$F_{гр} = 176 \text{ мм}^2, \quad (67)$$

где $S_{ср} = 0,67$;

$T = 240$ мес – время использования заземлителя (20 лет);

a_3, a_2, a_1, a_0 – коэффициенты, зависящие от свойств грунта.

$$S_{ср} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + (-0,00104) \cdot \ln 240 + 0,224 = 0,67 \text{ мм}^2.$$

$$F_{гр} = 176 \text{ мм}^2 > F_{кор.г.мин};$$

– горизонтальный заземлитель:

$$F_{кор.г.мин} = \pi \cdot S_{ср} \cdot (d + S_{ср}) = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (15 + 0,67) = 32,97 \text{ мм}^2.$$

$$F_{пол} = 160 > F_{кор.г.мин} = 32,97 \text{ мм}^2;$$

2) термической стойкости:

$$F_{т.с.мин} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot t_{рз}}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{2377^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 11,59 \text{ мм}^2, \quad (68)$$

где $I_{кз}$ – ток однофазного короткого замыкания, А;

$t_{рз}$ – время срабатывания релейной защиты, 0,2 с;

β – коэффициент термической стойкости (для стали $\beta = 21$).

Сечения материалов, выбранных для выполнения вертикальных и горизонтальных заземлителей, превышают $F_{т.с.мин}$.

3) механической прочности:

Должно выполняться условие

$$F_{пол} \geq F_{кр} \geq F_{сп}. \quad (69)$$

Для вертикального заземлителя:

$$F_{м.п.} = F_{пр} = 176,6 > (F_{кор.в.мин} + F_{т.с.мин}) = (32,97 + 11,59) = 44,56 \text{ мм}^2.$$

Для горизонтального заземлителя:

$$F_{м.п.} = F_{пол} = 160 > (F_{кор.г.мин} + F_{т.с.мин}) = (32,97 + 11,59) = 44,56 \text{ мм}^2.$$

Эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{экв} = \frac{h_{1э}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}}, \quad (70)$$

где $h_{1э} = l_в + h_з = 5 + 0,7 = 5,7 \text{ м}$ – глубина заложения заземлителя;

$\rho_1 = 15 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $h_1 = 0,5 \text{ м}$ – соответственно удельное сопротивление и толщина верхнего слоя грунта (глинозём) /Карякин, таблица 8.6/;

$\rho_2 = 36 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $h_2 = 3 \text{ м}$ – соответственно удельное сопротивление и толщина нижнего слоя грунта (суглинки) /Карякин, таблица 8.6/.

$$\rho_{экв} = \frac{5,7}{\frac{0,5}{15} + \frac{3}{36}} = 50 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Размещение искусственных заземлителей производится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой оборудованием. Для этой цели на защищаемой территории прокладывают заземляющие полосы вдоль рядов оборудования и в поперечном направлении, создавая заземляющую сетку, к которой присоединяется заземляемое оборудование.

Размер площади, используемой под заземлитель, с учетом того, что контур сетки заземлителя расположен с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя):

Определение общей длины полос сетки горизонтального заземлителя:

$$L_{1г} = \frac{2 \cdot S_1}{a_2} = \frac{2 \cdot 878,42}{6} = 293 \text{ м}, \quad (71)$$

где $a_{\Gamma} = 6$ – расстояние между полосами сетки, м.

Уточняется длина горизонтальных полос для квадратичной модели со стороной $\sqrt{S_1} = 30$ м. В этом случае число ячеек:

$$m_1 = \frac{L_{12}}{2 \cdot \sqrt{S_1}} - 1 = \frac{293}{2 \cdot 30} - 1 = 4.8. \quad (72)$$

Принимается $m_1 = 5$.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L_{12,расч} = 2 \cdot \sqrt{S_1} \cdot (m_1 + 1) = 2 \cdot 30 \cdot (5 + 1) = 360 \text{ м.} \quad (73)$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_{в.1} = \frac{4 \cdot \sqrt{S_1}}{a_{\text{в}}} = \frac{4 \cdot 30}{6} = 20, \quad (74)$$

где $a_{\text{в}} = 6$ – расстояние между вертикальными электродами, м.

Принимается $n_{\text{в.1}} = 20$ электродов.

Стационарное сопротивление заземлителя, выполненного в виде сетки с вертикальными электродами:

$$R_{ст.1} = \rho_{\text{экв}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S_1}} + \frac{l}{L_{12} + n_{в.1} \cdot l_{\text{в}}} \right) = \quad (75)$$


где A – параметр зависящий от соотношения $l_{\text{в}}/\sqrt{S_1}$ /Электротехнический справочник/:

$$l_{\text{в}}/\sqrt{S_1} = \frac{5}{30} = 0,16 \text{ следовательно } A = 0,2.$$

Определение импульсного сопротивления заземлителя. Для этого рассчитаем импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_1}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 30}{(20,35 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,122, \quad (76)$$

где I_M – ток молнии, кА.

$$R_{u.1} = R_{\text{см.1}} \cdot \alpha_u = 0,442 \cdot 1,122 = 0,5 \text{ Ом.} \quad (77)$$

Полученное значение сопротивление заземлителя ОРУ-35 кВ менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

10.2 Расчет молниезащиты подстанции

Для защиты ОРУ от прямых ударов молнии наиболее простым и дешевым решением является применение стержневых молниеотводов устанавливаемых на металлических конструкциях ОРУ и других высоких объектах.

Методика выбора системы молниеотводов основана на понятии зоны защиты, под которой подразумевается некоторое пространство в окрестности молниеотводов, внутри которого любое сооружение защищено от прорывов молнии с надежностью не ниже заданной.

Расчет зоны защиты образованной двумя стержневыми молниеотводами одинаковой высоты.

Эффективная высота молниеотводов определяется по формуле:

$$h_{\text{эф}} = 0,8 h, \quad (78)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,8 \cdot 12 = 9,6 \text{ м}$$

где h – высота молниеотводов, м.

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r = (1 - 0,02) \cdot h = 12,9 \text{ м} \quad (79)$$

Радиус внешней зоны при условии $h < L \leq 2 \cdot h$, $r_{co} = r_0$ м, если $2h < L \leq 4h$

$$r_0 = r_0 \cdot \left(\frac{L-h}{h} \right) \quad (80)$$

Высота зоны защиты в середине между молниеотводами:

$$h_x = h_0 \cdot \left(\frac{L-h}{h} \right) \quad (81)$$

Радиус зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте равной высоте защищаемого объекта h_x :

$$r_x = r_0 \cdot \left(\frac{h_x - h}{h_x} \right) \quad (82)$$

Радиус зоны защиты на высоте равной высоте защищаемого объекта возле молниеотвода:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) \quad (83)$$

Расчет зоны защиты стержневых молниеотводов приведены в приложении В, а результаты расчета в таблице 23.

Таблица 23 - Зоны защиты молниеотводов ПС Квартальная

Молниеотвод	h, м	$h_{эф}$, м	L, м	h_x	h_{cx} , м	r_{c0} , м	r_{cx} , м
1	2	12	13	7	10	12,9	3,9
2	3	12	24,1	7	8,1	12,9	1,8
3	4	12	15	7	9,7	12,9	3,6
4	1	12	24,1	7	8,1	12,9	1,8

План подстанции с указанием мест установки молниеотводов приведен на пятом листе графической части дипломного проекта.

Как видно по плану система молниеотводов образована многократными стержневыми молниеотводами одинаковой высоты. На уровне земли территория подстанции полностью защищена от прямых ударов

молнии, на высоте 17 метров все элементы ОРУ находятся внутри соответствующих зон защиты.

10.3 Грозоупорность ВЛ 35 кВ ПС Алдан – ПС Квартальная

1.10.1 Общая характеристика перенапряжений и средств защиты от них

Всякое превышение мгновенным значением напряжения на изоляции амплитуды наибольшего рабочего напряжения принято называть перенапряжением. В большинстве случаев перенапряжения имеют кратковременный характер, поскольку они возникают при быстро затухающих переходных процессах или в аварийных режимах, время которых ограничивается действием релейной защиты и системной автоматики. Различные виды перенапряжений имеют длительность от единиц микросекунд до нескольких часов. Даже самые кратковременные перенапряжения высокой кратности могут привести к пробое или перекрытию изоляции с последующим отключением поврежденного элемента сети и перерывом в электроснабжении потребителей или снижением качества электроэнергии.

В зависимости от причин возникновения различают две группы перенапряжений: внешние и внутренние. Внешние перенапряжения возникают при ударах молнии и воздействии других внешних по отношению к рассматриваемой сети источников энергии. Внутренние перенапряжения развиваются за счет энергии подключенных к сети генераторов или реактивных элементов. Они могут возникать вследствие различных резонансных процессов, аварий и коммутаций элементов сети, в том числе и при повторных зажиганиях электрической дуги.

Главным источником внешних перенапряжений в высоковольтных электрических сетях являются грозовые разряды. Наиболее опасные грозовые перенапряжения возникают при прямом ударе молнии в токоведущие элементы электрической сети. Удар молнии в заземленные элементы конструкции приводит к возникновению на них кратковременных

перенапряжений, которые могут вызвать обратные перекрытия с заземленных элементов на токоведущие части.

Общее назначение мер защиты от перенапряжений состоит в том, чтобы при минимальных дополнительных затратах получить максимальный экономический эффект от снижения ущерба, вызванного перенапряжениями и от повышения надежности работы энергосистем.

Защита изоляции подстанций от волн, набегающих по линиям электропередачи, осуществляется с помощью вентильных и трубчатых разрядников или ОПН. Надежность защиты энергосистем от перенапряжений в значительной степени определяется состоянием заземления опор воздушных линий электропередачи и металлических корпусов оборудования подстанций. Грозозащитные заземления предназначены для защиты от внешних перенапряжений. Заземление разрядников, молниеотводов и тросов на опорах способствует уменьшению вероятности перекрытия изоляции при грозовых разрядах.

В сети 35 кВ, согласно ПУЭ, не требуются установка специальных устройств для защиты от внутренних перенапряжений, за исключением особо неблагоприятных схем. Для грозозащиты применяют: тросы и заземления опор на линиях, молниеотводы, разрядники и ОПН на подстанциях и усиленную защиту подходов ВЛ к подстанциям. Отдельные точки линии (пересечения, опоры с ослабленной изоляцией и т.п.) защищают разрядниками или ОПН.

Значительное улучшение защитных характеристик разрядников может быть достигнуто при отказе от использования искровых промежутков. Это оказывается возможным при переходе к резисторам с резко нелинейной вольт – амперной характеристикой и достаточной пропускной способностью. Таким требованиям отвечают резисторы из полупроводникового материала на базе оксида цинка.

Главную опасность для линии представляет прямой удар молнии в фазные провода с последующим перекрытием изоляции от возникающих при

этом перенапряжений. Вероятность грозового отключения линии зависит от многих причин: интенсивности грозовой деятельности в районах, расположенных вдоль трассы линии, номинального напряжения сети, ее конструкции, материала опор и т.д.

Под уровнем грозоупорности понимают тот наибольший расчетный ток в хорошо заземленном объекте, возникающий вследствие прямого удара молнии типичной формы, при котором еще не перекрывается изоляция линии. Показателем грозоупорности линии является число ее грозовых отключений.

Эффективность грозозащиты определяют отдельно для следующих расчетных случаев поражения линии:

- Удар молнии в опору (трос возле опоры);
- Удар молнии в трос в середине пролета;
- Удар молнии в провод при прорыве сквозь тросовую защиту.

Определяем среднюю высоту подвеса троса по формуле:

$$h_{cp} = h_{mp} \frac{2}{3} \cdot f_{mp} \quad (84)$$

где h_{mp} - высота подвеса троса;

f_{mp} - стрела провеса троса, определяется по формуле:

$$f_{mp} = \frac{h_{mp}^2}{2L} \left(1 - \frac{H_{г}}{h_{mp}} \right) \quad (85)$$

где h_{mp} - высота подвеса троса, $h_{mp} = 24,6$ м;

$H_{г}$ - высота габарита, $H_{г} = 2,04$ м;

h^B_{np} - высота подвеса верхнего провода, $h^B_{np} = 21,5$ м;

h^H_{np} - высота подвеса нижнего провода, $h^H_{np} = 18,5$ м;

$h_{mp(np)}$ - высота подвеса троса над проводом, $h_{mp(np)} = 2,5$ м;

$$L = \dots \text{ м}$$

$$n_{\text{вп}} = \frac{2 \cdot 10^6}{3} \text{ м}$$

Определяются показатели грозоупорности.

Число грозовых отключений линии в году определяем по формуле:

$$N = \frac{L_{\text{вл}} \cdot D_{\text{г}} \cdot n_{\text{вл}}}{1000} \quad (86)$$

где $L_{\text{вл}}$ - длина воздушной линии,

$D_{\text{г}}$ - число грозовых часов в год, для Приморского края: $D_{\text{г}} = 50$ час;

$n_{\text{вл}}$ - удельное число отключения линии, определяется по формуле:

$$n_{\text{вл}} = \sum n_{\text{оп}} + n_{\text{тр}} + n_{\text{пр}} \quad (87)$$

где $n_{\text{оп}}$ - удельное число отключений при ударе молнии в опору;

$n_{\text{тр}}$ - удельное число отключений при ударе молнии в середину троса;

$n_{\text{пр}}$ - удельное число отключений при прорыве молнии сквозь тросовую защиту.

1) Определение удельного числа отключений линии при ударе молнии в опору (искровой разряд).

Общее число ударов молнии в опору определяем по формуле:

$$N_{\text{оп}} = N \frac{h_{\text{оп}}}{h_{\text{м}}} \quad (88)$$

где N - общее число ударов молнии на 100 км линии, определяется по формуле 113:

$$N = \frac{P_0 \cdot L_{\text{вл}}}{2} \quad (89)$$

где P_0 - плотность разряда линии на землю

$$P_0 = 0,5 D_{\text{г}} \quad (90)$$

$$P_0 = 0,5 \cdot 50$$

$$P_{01T} = e^{-0,04 I_{KP}} \quad (91)$$

Определяется вероятность перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в опору (искровой разряд) по формуле:

$$P_{01T} = e^{-0,04 I_{KP}} \quad (91)$$

где I_{KP} - критический ток молнии, определяется по формуле:

$$I_{KP} = \frac{U_{50\%}}{R_u + \delta h_{m1}} \quad (92)$$

где $U_{50\%}$ - пятидесятипроцентное разрядное напряжение для стандартного импульса отрицательной полярности, $U_{50\%} = 1000$ кВ;

R_u - импульсное сопротивление заземлителя опоры, $R_u = 15$;

δ - коэффициент, зависящий от количества тросов, $\delta = 0,3$.

$$I_{KP} = \frac{330}{1,624} = 203,8 \text{ кА}$$

$$P_{01T} = e^{-0,04 \cdot 203,8} = 0,45$$

Определяется вероятность перехода искрового разряда в дугу по формуле:

$$\eta = \left(\frac{U}{l_{разр}} - 6 \right)^2 \quad (93)$$

где U - длительное наибольшее рабочее напряжение, для 35 кВ: $U = 37$ кВ;

$l_{разр}$ - длина разрядного пути, $l_{разр} = 0,68$ м.

$$\eta = \left(\frac{37}{0,68} - 6 \right)^2 = 0,45$$

Принимается : $\eta = 0,45$

Удельное число отключений линии при ударе молнии в опору определяем по формуле:

$$N_{TP} = N_{iPo} \cdot P_{iTP} \quad (94)$$

$$N_{TP} = N_{iPo} \cdot P_{iTP}$$

2) Определение удельного числа отключений линии при ударе молнии в середину троса.

Число ударов молнии в трос определяется по формуле:

$$N_{TP} = N_{iPo} \left(1 - \frac{4 \cdot P_{iTP} \cdot E_{\alpha}}{L_{TP}} \right) \quad (95)$$

где P_{α} - вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту, $P_{\alpha} = 0,005$

$$N_{TP} = N_{iPo} \left(1 - \frac{4 \cdot P_{iTP} \cdot E_{\alpha}}{L_{TP}} \right)$$

Определяется вероятность импульсного пробоя воздушного промежутка трех проводов по формуле:

$$P_{TP} = e^{-0,08 \cdot a_{KP}} \quad (96)$$

где a_{KP} - критическая крутизна фронта тока молнии, приводящая к перекрытию изоляции трос-провод, определяется по формуле:

$$a_{KP} = \frac{2 \cdot E_{CP}^{max} \cdot \Delta h \cdot v}{Z \cdot (1 + k)} \quad (97)$$

где E_{CP}^{max} - среднее значение максимальной напряженности электрического поля в воздушном промежутке трос – провод, $E_{CP}^{max} = 750 \frac{kB}{m}$;

Δh - расстояние между тросом и проводом по вертикали, $\Delta h = 2,5$ м;

v - скорость распространения волны;

Z - волновое сопротивление коронирующего троса, $Z = 270$ Ом;

k - коэффициент связи электромагнитный, определяется по формуле:

$$k = \frac{\kappa_{\Gamma}}{\beta} \quad (98)$$

где κ_{Γ} - геометрический коэффициент связи;

β - коэффициент затухания электромагнитной волны, определяемый по формуле 99:

$$\beta = 11,6 \sqrt{\frac{\ln \frac{15 \cdot h_{CP} \cdot E_{CP}}{U_{50\%}}}{\ln \frac{2 \cdot h_{CP}}{r_{ПП}}}} \quad (99)$$

где E_{CP} - средняя напряженность электрического поля, $E_{CP} = 21 \frac{kB}{cm}$;

$r_{ПП}$ - радиус провода, определяется по формуле:

$$r_{ПП} = \sqrt{\frac{S}{\pi}} \quad (100)$$

где S - сечение провода, $S = 95 \text{ мм}^2$

$$r_{ПП} = \sqrt{\frac{95}{31,4}} = 1,75 \text{ мм}$$

$$\beta = 11,6 \sqrt{\frac{\ln \frac{15 \cdot 15,20}{330}}{\ln \frac{2 \cdot 15,20}{510}}} = 0,7$$

Определяется геометрический коэффициент связи по формуле:

$$\kappa_{\Gamma} = \frac{\ln \frac{D_{12}^1}{d_{12}}}{\ln \frac{2 \cdot h_{CP}}{r}} \quad (101)$$

где D_{12}^1 - расстояние между тросом и зеркальным изображением верхнего провода, $D_{12}^1 = 40,6 \text{ м}$;

r - радиус троса;

d_{12} - расстояние между тросом и верхним проводом, $d_{12} = 2,5 \text{ м}$

$$k_f = \frac{\ln \frac{50}{25}}{\ln \frac{212}{55 \cdot 10^3}} = 0,38$$

$$k = \frac{0,38}{0,76} = 0,5$$

Скорость распространения волны определим по формуле:

$$v = c \cdot \beta \quad (102)$$

где v - скорость света, $v = 3 \cdot 10^8 \frac{м}{с}$

$$v = 3 \cdot 10^8 \cdot 0,5 \frac{м}{с}$$

Определяется критическая крутизна фронта тока молнии, приводящая к перекрытию изоляции трос-провод:

$$k_{кр} = \frac{212 \cdot 10^3}{2 \cdot 10^3} \frac{м}{с}$$

Вероятность импульсного перекрытия изоляционного промежутка трос-провод:

$$P_{тр} = 0,35 = 0$$

Удельное число отключений линии при ударе молнии в середину троса определяется по формуле:

$$n_{тр} = N_{тр} \cdot P_{тр} \quad (103)$$

$$n_{тр} = 2 \cdot 10^3 \cdot 0 = 0$$

3) Определение удельного числа отключений линии при прорыве молнии сквозь тросовую защиту.

Удельное число отключений линии при прорыве молнии сквозь тросовую защиту определяется по формуле:

$$n_{IP} = N_{IP} P_{IP} \quad (104)$$

где N_{IP} - число прорывов молнии на 100 км линии;

P_{IP} - вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту, определяется по формуле 105:

$$P_{IP} = e^{-0.04 I_{KP}^{IP}} \quad (105)$$

где I_{KP}^{IP} - критическое значение тока молнии, приводящее к перекрытию изоляции, определяется по формуле:

$$I_{KP}^{IP} = \frac{2U_{50\%}}{Z_{IP.KP}} \quad (106)$$

где $Z_{IP.KP}$ - сопротивление коронирующего провода, определяется по формуле:

$$Z_{IP.KP} = 60 \sqrt{\frac{2h}{r_{II}}} \quad (107)$$

где h_{CP} - средняя высота подвеса проводов, $h_{CP} = 29$ м

$$Z_{IP.KP} = 60 \sqrt{\frac{2 \cdot 29}{510}} = 3 \text{ Ом}$$

$$I_{KP}^{IP} = \frac{2330}{3} = 777 \text{ кА}$$

$$P_{IP} = e^{-0.28} = 0.76$$

Число прорывов молнии на 100 км линии определяем по формуле:

$$N_{IP} = N \cdot P_{IP} \quad (108)$$

$$N_{IP} = 4.60 \cdot 0.76 = 3.5$$

Удельное число отключений линии при прорыве молнии сквозь тросовую защиту:

$$n_{IP} = N_{IP} P_{IP} \quad (109)$$

$$n_{IP} = 3.5 \cdot 0.76 = 2.66$$

Удельное число отключения линии:



В результате получилось, что число отключений не превышает годового количества отключений, равного 12,8 – 17,6, что говорит о надежности молниезащиты и грозоупорности ВЛ.

10.4 Общая характеристика перенапряжений и средств защиты от них

Всякое превышение мгновенным значением напряжения на изоляции амплитуды наибольшего рабочего напряжения принято называть перенапряжением. В большинстве случаев перенапряжения имеют кратковременный характер, поскольку они возникают при быстро затухающих переходных процессах или в аварийных режимах, время которых ограничивается действием релейной защиты и системной автоматики. Различные виды перенапряжений имеют длительность от единиц микросекунд до нескольких часов. Даже самые кратковременные перенапряжения высокой кратности могут привести к пробое или перекрытию изоляции с последующим отключением поврежденного элемента сети и перерывом в электроснабжении потребителей или снижением качества электроэнергии.

В зависимости от причин возникновения различают две группы перенапряжений: внешние и внутренние. Внешние перенапряжения возникают при ударах молнии и воздействии других внешних по отношению к рассматриваемой сети источников энергии. Внутренние перенапряжения развиваются за счет энергии подключенных к сети генераторов или реактивных элементов. Они могут возникать вследствие различных резонансных процессов, аварий и коммутаций элементов сети, в том числе и при повторных зажиганиях электрической дуги.

Главным источником внешних перенапряжений в высоковольтных электрических сетях являются грозовые разряды. Наиболее опасные

грозовые перенапряжения возникают при прямом ударе молнии в токоведущие элементы электрической сети. Удар молнии в заземленные элементы конструкции приводит к возникновению на них кратковременных перенапряжений, которые могут вызвать обратные перекрытия с заземленных элементов на токоведущие части.

Общее назначение мер защиты от перенапряжений состоит в том, чтобы при минимальных дополнительных затратах получить максимальный экономический эффект от снижения ущерба, вызванного перенапряжениями и от повышения надежности работы энергосистем.

Защита изоляции подстанций от волн, набегающих по линиям электропередачи, осуществляется с помощью вентильных и трубчатых разрядников или ОПН. Надежность защиты энергосистем от перенапряжений в значительной степени определяется состоянием заземления опор воздушных линий электропередачи и металлических корпусов оборудования подстанций. Грозозащитные заземления предназначены для защиты от внешних перенапряжений. Заземление разрядников, молниеотводов и тросов на опорах способствует уменьшению вероятности перекрытия изоляции при грозовых разрядах.

В сети 35 кВ, согласно ПУЭ, не требуются установка специальных устройств для защиты от внутренних перенапряжений, за исключением особо неблагоприятных схем. Для грозозащиты применяют: тросы и заземления опор на линиях, молниеотводы, разрядники и ОПН на подстанциях и усиленную защиту подходов ВЛ к подстанциям. Отдельные точки линии (пересечения, опоры с ослабленной изоляцией и т.п.) защищают разрядниками или ОПН.

Значительное улучшение защитных характеристик разрядников может быть достигнуто при отказе от использования искровых промежутков. Это оказывается возможным при переходе к резисторам с резко нелинейной вольт – амперной характеристикой и достаточной пропускной способностью.

Таким требованиям отвечают резисторы из полупроводникового материала на базе оксида цинка.

Главную опасность для линии представляет прямой удар молнии в фазные провода с последующим перекрытием изоляции от возникающих при этом перенапряжений. Вероятность грозового отключения линии зависит от многих причин: интенсивности грозовой деятельности в районах, расположенных вдоль трассы линии, номинального напряжения сети, ее конструкции, материала опор и т.д.

11 БЕЗОПАСНОСТЬ ПРОЕКТА

11.1 Техника безопасности при строительстве ВЛ 35 кВ

При проектировании или реконструкции трансформаторных подстанций, линий электропередачи и других электроэнергетических объектов важнейшей задачей является обеспечение безопасности использования вышеперечисленных объектов человеком.

При производстве всего комплекса строительного-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными документами:

1. Правила техники безопасности при электромонтажных и наладочных работах.

2. Правила техники безопасности при строительстве линий электропередачи.

4. Правила техники безопасности при строительных и монтажных работах на действующих и вблизи действующих линий электропередачи.

5. Правила пожарной безопасности при производстве строительного-монтажных работ.

Работы по монтажу ВЛ 35 кВ «Алдан» – «Квартальная» связаны с подъемом людей и материалов на значительную высоту, с применением грузоподъемных машин и механизмов. Отсюда возникает опасность травмирования в случаях падения с конструкций опор, ушибов и ранений, а также не исключено поражение током молнии при работе во время грозы или наведенным напряжением от соседних ВЛ.

Подъем и опускание опор при монтаже производятся с помощью стреловых грузоподъемных кранов.

При сооружении ВЛ в населенной местности руководитель работ должен обеспечить ее охрану таким образом, чтобы на участке производства работ никто из посторонних не находился.

Электромонтажники должны быть обучены сигналам, согласно которым регулируется подъем грузов на высоту или его опускание.

Во избежание ушибов и ранений в результате падения с высоты каких-либо деталей или инструментов запрещается находиться под опорой, люлькой подъемника или корзиной вышки во время производства работы, а также не разрешается сбрасывать какие-либо предметы с высоты опоры. При подъеме на опору тяжелых деталей оборудования (арматуры, кабельных муфт, разъединителей и др.) необходимо пользоваться специальной веревкой, перекинутой через блок, при этом подъем груза производит рабочий, стоящий внизу и находящийся несколько в стороне от поднимаемого предмета.

При раскатке голого провода с барабана во избежание ранения рук необходимо надевать брезентовые рукавицы.

На время работ по монтажу ВЛ 35 кВ «Алдан» – «Квартальная» отдельные смонтированные участки необходимо замыкать накоротко и заземлять на случай появления в данном участке линии наведенного напряжения от соседних ВЛ, находящихся в работе, или от грозового облака (иногда находящегося даже вне поля зрения электромонтажников).

В населенных пунктах не разрешается проезд транспортных средств во время подъема проводов на опоры ВЛ; в этом случае в надлежащих местах устанавливаются предупредительные плакаты и сторожевые посты.

11.2 Меры безопасности при эксплуатации проектируемых ВЛ 35 кВ

Надежность и безопасность ВЛ обеспечивается, прежде всего, путем применения достаточно прочных проводов, надежного крепления их к изоляторам и соединения проводов в пролетах. Расчёт выбранных проводов на механическую прочность выполнен в разделе 1.13 данного дипломного

проекта, в этом же разделе сделан выбор изоляторов и линейной арматуры по расчётной электромеханической разрушающей нагрузке.

Для наблюдения за исправным состоянием ВЛ в соответствии с требованиями ПТЭ проводятся периодические осмотры их электромонтерами-обходчиками, а также внеочередные осмотры после аварийных отключений, после ураганов, при сильном гололеде или пожаре вблизи линии. Во время периодического осмотра ВЛ необходимо обращать внимание на целостность изоляторов и целостность вязок к ним, наличие обрывов и оплавление отдельных проволок многопроволочных проводов, исправность заземляющих проводников, приближение к ЛЭП ветвей растущих вблизи деревьев и др. Если при осмотре ВЛ будут обнаружены какие-либо неисправности, то электромонтер-обходчик должен сообщить об этом ответственному за электрохозяйство, который организует контрольные проверки или ремонт.

Значительную опасность представляет ВЛ для электромонтера-обходчика, производящего осмотр в ночное время (в темноте заметнее эффект в контактах, вызывающие их нагрев и искрение), из-за опасности наступить на оборванный провод. Еще более опасно прикосновение к проводу ВЛ при подъеме на опору неотключенной линии, например для производства электроизмерений или наложения ошибочно заземления, при этом, помимо поражения током действует опасность падения человека с высоты. Хотя провода ВЛ расположены на недоступной для людей высоте, возможно опасное приближение к ним при проезде транспортных средств и перемещении грузоподъемных машин. Не исключены случаи обрыва и падения проводов, находящихся под напряжением, на землю, и случайное прикосновение к ним проходящих людей. Приближение к месту замыкания провода ВЛ на землю в зоне растекания тока представляет опасность поражения током под действием шагового напряжения.

Технические мероприятия, обеспечивающие электробезопасность работ на ВЛ, заключаются в отключении ремонтируемой линии и наложении переносных заземлений на провода на месте работы, что соответствует /1/.

Большую опасность представляет работа на отключенной линии, находящейся вблизи других действующих ВЛ, от воздействия напряжения взаимной индукции, а также от напряжения, наведенного грозовым облаком. В первом случае защитой служит замыкание накоротко всех фаз отключенной линии. При приближении грозы работы на ВЛ необходимо прекратить.

При использовании грузоподъемных машин в охранной зоне ВЛ не исключено случайное касание подвижными частями машины (например, краном) проводов линии и приближение к ним на такое малое расстояние, когда возможно перекрытие воздушного промежутка и замыкание на корпус машины. Это грозит не только аварией на ВЛ, но и поражением людей электрическим током. Чтобы обеспечить безопасное производство работ, их необходимо оформить нарядом, в котором следует предусмотреть необходимые меры безопасности. За работающим должен быть непрерывный надзор производителем работ из числа электротехнического персонала с квалификационной группой не менее IV.

Для охраны ВЛ 35 кВ «Алдан» – «Квартальная», за исключением ответвлений и вводов в здания, устанавливается охранная зона в виде участка земли, ограниченного параллельными прямыми, отстоящими на 15 метров с каждой стороны от проекций крайних проводов на поверхности земли при неотклоненном положении.

В пределах охранной зоны ВЛ без письменного согласия организации, эксплуатирующей линию, запрещено проводить всякого рода действия, которые могут нарушить ее нормальную работу и привести к повреждению, а именно:

а) осуществлять строительные, монтажные, взрывные и поливные работы, производить посадку и вырубку деревьев, устраивать спортивные площадки, складировать корма, удобрения, топливо и другие материалы;

б) устраивать проезды для машин и механизмов, имеющих общую высоту с грузом или без груза от поверхности дороги не более 4,5 метров, а также стоянки автомобильного и гужевого транспорта, машин, механизмов и др.

В дополнение, необходимо не забывать, что согласно СНиП № 29 71-84 «Защита населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты», удовлетворяющих требованиям ПУЭ и Правил охраны высоковольтных электрических сетей.

Трасса ВЛ должна периодически очищаться от поросли и деревьев и содержаться в безопасном в пожарном отношении состоянии. Обрезку деревьев, растущих в непосредственной близости к ВЛЭП, производит организация, эксплуатирующая ВЛ. Приближение веток деревьев к проводам ВЛ 35 кВ ближе, чем на 4 метра не допускается /1/.

Техническое обслуживание и ремонтные работы выполняются, как правило, комплексным методом путем проведения всех необходимых работ одновременно с максимально возможным сокращением продолжительности отключения ВЛ.

В целях своевременной ликвидации аварийных повреждений на ВЛ 35 кВ «Алдан» – «Квартальная» необходимо иметь аварийный запас материалов и деталей согласно установленным нормам.

11.3 Безопасность при эксплуатации установок подстанций

На реконструируемых подстанциях уровни напряжения «Алдан» 110/35/10 кВ и «Квартальная» 35/10 кВ.

Действующие электроустановки выполняются в соответствии с ПУЭ. При эксплуатации электрооборудования подстанции необходимо

руководствоваться «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок».

На проектируемых подстанциях предусмотрен целый ряд технических мероприятий, обеспечивающих возможность безопасного обслуживания, ниже подробно рассматриваются данные мероприятия.

Все находящееся под высоким напряжением оборудование установлено на высоте 2,5 м от нулевой отметки до основания изоляторов.

С целью защиты обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения на подстанции выполнено защитное заземление, т.е. все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, надёжно соединены с землёй. Расчёт заземления выполнен в разделе 1.10 данного дипломного проекта.

Действующие электроустановки оборудованы стационарными заземляющими ножами, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки, как правило, без применения переносных заземлений. Заземляющие ножи окрашиваются в черный цвет. Рукоятки приводов заземляющих ножей окрашиваются в красный цвет, а рукояти других приводов – в цвета оборудования. Токоведущие части и участки сети ОРУ 35 кВ, конструктивно необорудованные аппаратными ножами заземления, при выполнении работ закорачиваются и заземляются переносными заземляющими проводниками. Для этого в местах, в которых стационарные заземляющие ножи не могут быть применены, на токоведущих и заземляющих шинах подготавливаются контактные поверхности для присоединения заземляющих проводников.

Применение барьеров допускается при входе в камеры выключателей, трансформаторов и других аппаратов для осмотра камер при наличии напряжения на токоведущих частях. Барьеры устанавливаются на высоте 1,2 м и выполняются съёмными. При высоте пола камер над уровнем земли

более 0,3 м между дверью и барьером оставляется расстояние 0,5 м или предусматривается площадка перед дверью для осмотра.

Блокировками безопасности называют устройства, предупреждающие вход лиц эксплуатационного или ремонтного персонала в камеры РУ или испытательного оборудования, в которых не исключена возможность прикосновения или опасного приближения к токоведущим частям или к частям оборудования, находящегося под напряжением. Например, доступ в камеру КРУ после выкатывания тележек с оборудованием к частям, остающимся под напряжением, предотвращается специальными металлическими шторками, закрывающимися автоматически.

Часто в качестве блокирующих устройств таких камер применяют электрические замки, которые можно отпереть лишь при снятии напряжения с оборудования. Цепь питания оборудования высокого напряжения испытательных камер, как правило, оснащаются вспомогательными контактами, автоматически размыкающимися при открытии двери.

На подстанции предусмотрена блокировка, предупреждающая ошибочные оперативные действия с коммутационными аппаратами.

Распределительное устройство 35 кВ оборудовано оперативной блокировкой, исключающей возможность:

- включения выключателей, отделителей и разъединителей на заземляющие ножи;
- включения заземляющих ножей на ошиновку, не отделенную разъединителями от ошиновки, находящейся под напряжением;
- отключения и включения разъединителями тока нагрузки, если это не предусмотрено конструкцией аппарата.

На заземляющих ножах линейных разъединителей со стороны линии допускается устанавливать только механическую блокировку с приводом разъединителя и приспособление для запираания заземляющих ножей замками в отключенном положении.

Указатели уровня и температуры масла маслonaполненных трансформаторов и аппаратов и другие указатели, характеризующие состояние оборудования, расположены таким образом, что обеспечить удобные и безопасные условия для доступа к ним и наблюдения за ними без снятия напряжения.

Для отбора проб масла расстояние от уровня пола или поверхности земли до крана трансформатора или аппарата составляет не менее 0,2 м или предусмотрен соответствующий приямок.

Электрическое питание к осветительным установкам и к розеткам местного освещения подается дистанционно из ячейки КРУ 6 кВ собственного расхода. Для питания ламп переносного местного освещения в шкафах, смонтированных на блоках ОРУ 35 кВ, установлены розетки на 12 В. Осветительные установки позволяют выполнять работы по замене ламп без снятия напряжения на подстанции.

Рассматривая безопасность работы на подстанции необходимо руководствоваться «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок» (Главгосэнергонадзора России от 21.12.1984), так как несчастные случаи связаны с невыполнением требований безопасности и производственной санитарии на рабочих местах, с неполным обеспечением средств индивидуальной защиты, с производственной халатностью персонала.

Все металлоконструкции трансформаторов, шкафов и оснований аппаратов, приводов и блоков, труб, электропроводки и кабельных трасс, нормально не находящиеся под напряжением, при монтаже должны быть надежно заземлены.

Хранение средств по технике безопасности и инструмента на подстанции предусмотрено в ОПУ или в помещении для ремонтного персонала.

При производстве работ в действующих электроустановках необходимо руководствоваться правилами техники безопасности,

инструкциями по охране труда, а также инструктивными указаниями, полученными при допуске к работе. Средства защиты, используемые в соответствии с ПТБ должны удовлетворять требованиям государственных стандартов, а также «Правил применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках».

Применяемые при работах механизмы и грузоподъемные машины, компрессорные установки и воздухооборники, приспособления и инструмент, должны быть испытаны, и эксплуатироваться в соответствии с требованиями стандартов безопасности труда, правилами Госгортехнадзора и «Правилами безопасности при работе с инструментом и приспособлениями», а также инструкциями заводов-изготовителей.

Инструкции по охране труда для рабочих и служащих должны соответствовать ПТБ.

Порядок обучения и проверки знаний лиц, работающих на объекте, должен соответствовать «Руководящим указаниям по организации работы с персоналом на энергетических предприятиях и в организациях».

11.4 Краткая характеристика земель и климатические условия района строительства ВЛ-35 «Алдан – Квартальная»

Климат в районе строительства, по данным обработки результатов наблюдений на метеостанциях, относятся к умеренному климатическому поясу с континентальным климатом с резкими перепадами температур. В условиях резко-континентального климата интенсивно протекает морозное выветривание.

Продольный профиль трассы представляет собой очертания вертикального разреза вдоль трассы. Он составляется на основании топографических изысканий в масштабе, но так как нет топографической карты и опоры займут весь лист графической части 11,4 км от ПС Алдан до ПС Квартальная, расстановка опор производится в качестве примера, берется только анкерный пролет (рисунок 19).

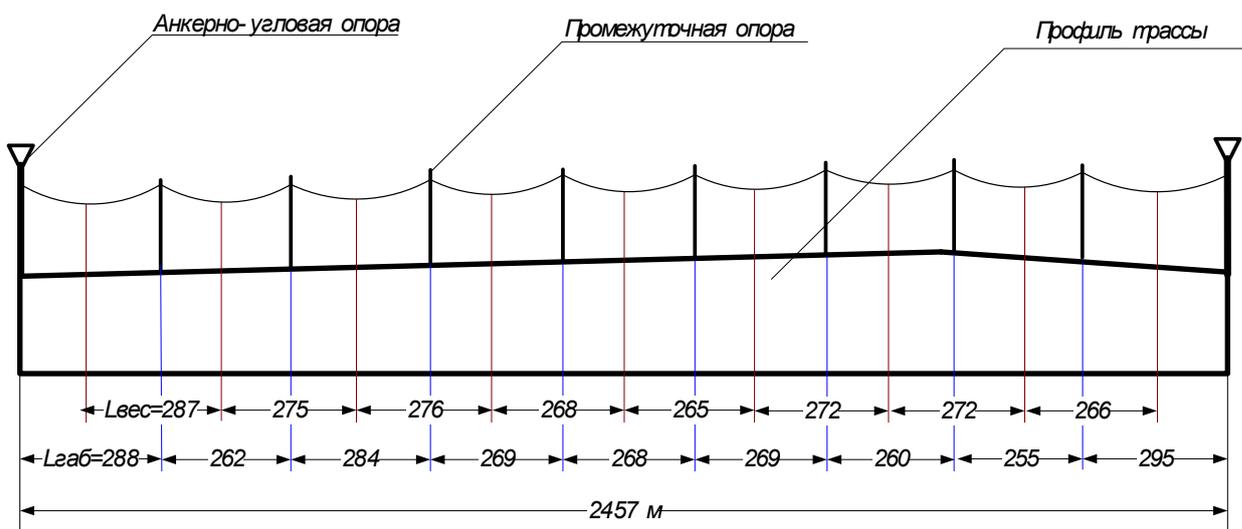


Рисунок 19 – Пример расстановки опор по профилю трассы от ПС Алдан до ПС Квартальная (анкерный пролет)

11.5 Отвод земли под ВЛ-35 кВ «Алдан» – «Квартальная»

В качестве исходных данных принято:

Промежуточная опора – шифр опоры П 35 – 1, количество 152 шт.

Анкерная угловая – шифр опоры У 35 –1+5, количество 20 шт.

Площадь земельных участков F кв.м., предоставляемых под опоры (включая оттяжки) воздушных линий электропередачи в постоянное (бессрочное) пользование, определяется по формуле:

$$F = n (F_o + f), \quad (161)$$

где F_o – площадь земли, занимаемая одной опорой в границах ее внешнего контура (включая оттяжки), м /шт;

n – количество опор, шт.;

f – площадь полосы земли вокруг внешнего контура опоры шириной 1 м., м / шт /4/;

Площадь, отводимая под подстанции определена в соответствии с /5/.

Расчет отвода земель под проектируемую линию ВЛ-35 кВ «Алдан – Квартальная» приведен в приложении Ж.

По результатам расчета:

Отвод земель в постоянное пользование:

$$F_{m} = 1111,21 \text{ м}^2$$

Отвод земель во временное пользование на время монтажа объекта:

$$F_{m} = 145530 \text{ м}^2$$

Рассчитанная величина отвода земель во временное и бессрочное пользование при строительстве ВЛ-35 кВ «Алдан – Квартальная» удовлетворяет нормативному документу.

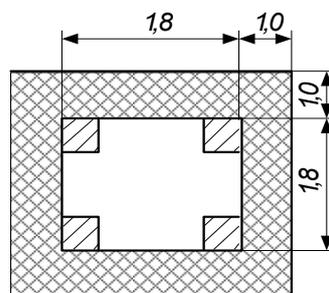


Рисунок 20 – Отвод земли под промежуточную опору

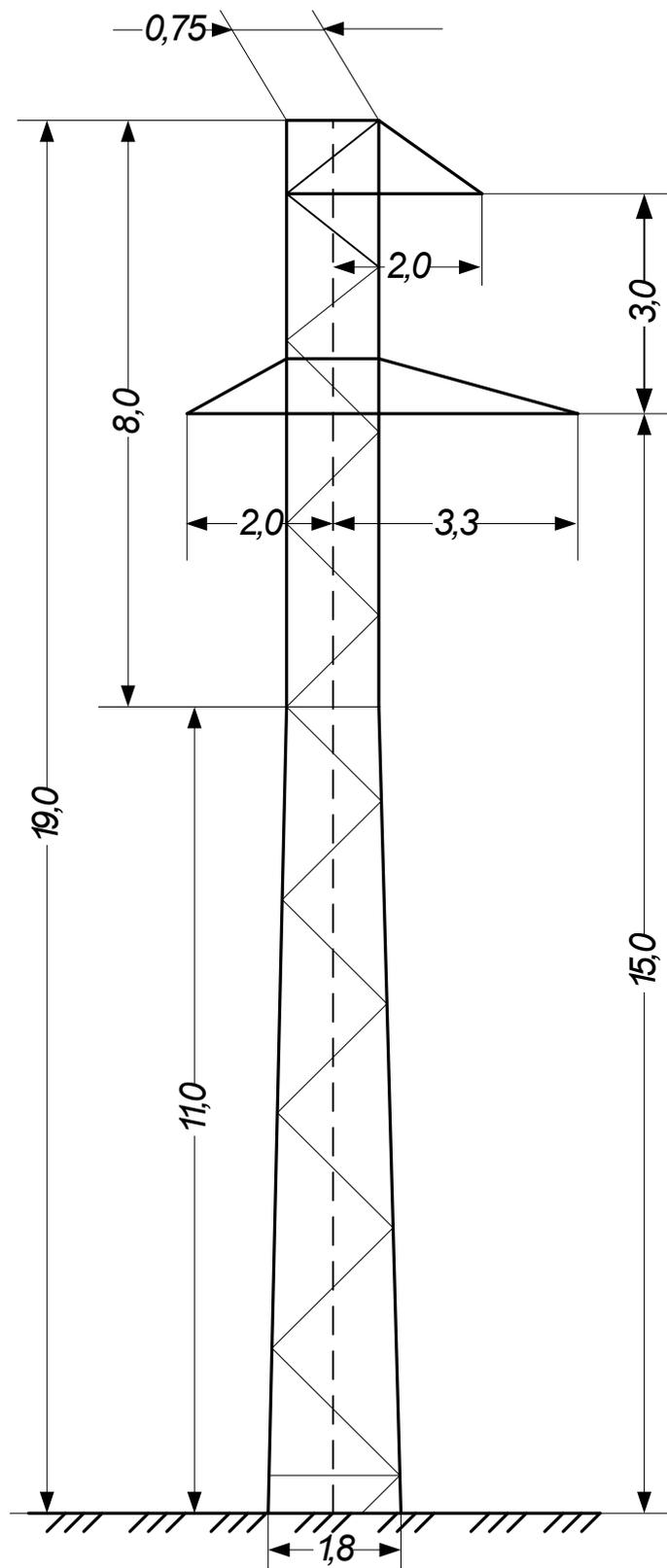


Рисунок 21 – Стальная промежуточная одноцепная опора ВЛ 35 кВ.

Шифр опоры: П35-1

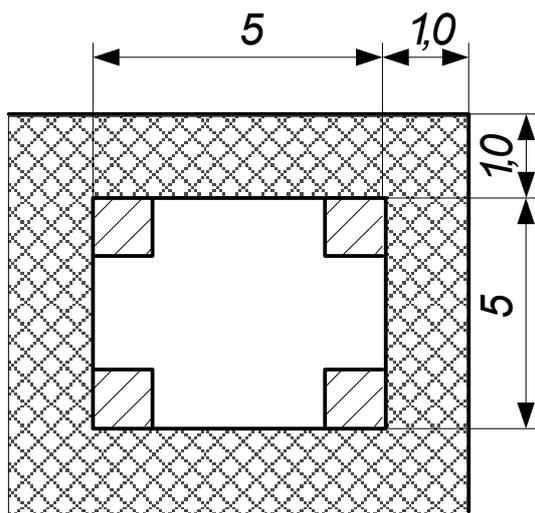


Рисунок 22 – Отвод земли под анкерную опору

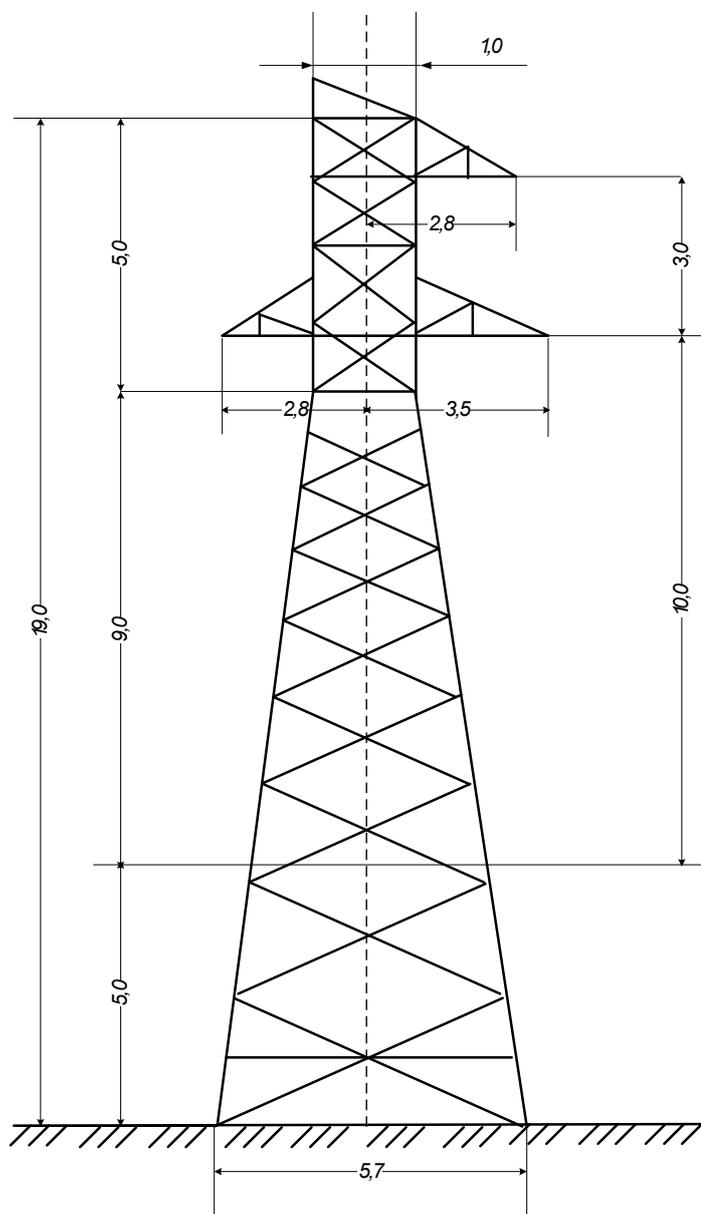


Рисунок 23 – Стальная анкерная угловая одноцепная опора ВЛ 35 кВ с подставкой высотой 5 м. Шифр опоры: У35-1+5

В качестве примера был рассчитан отвод земель для сооружения ВЛ-35 кВ «Алдан – Квартальная» (см. приложение Ж):

- в постоянное пользование;
- во временное пользование.

12 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЛИНЕЙНОЙ АРМАТУРЫ НА НАПРЯЖЕНИЕ 35 КВ

12.1 Линейная арматура

Линейной арматурой называются металлические и изолирующие детали, предназначенные для крепления изоляторов и изолирующих подвесок к опорам, крепления проводов к изоляторам, соединения проводов между собой и других аналогичных целей. Расширяя это определение, можно еще сказать, что линейная арматура - специальные типовые детали, предназначенные для соединения изоляторов в гирляндах, подвески гирлянд на опорах ВЛ 6-35 кВ, соединения проводов между собой, крепления защитной арматуры на проводах и изоляторах. Изделия линейной арматуры изготавливаются по специальным стандартам применительно к конкретным типам изоляторов и проводов (ГОСТ 13276-79).

Линейная арматура делится по назначению на пять основных видов:

- Зажимы;
- Сцепная арматура;
- Защитная арматура;
- Соединительная арматура;

Зажим поддерживающий состоит из лодочки, в которую укладывается провод, болтов для закрепления провода и пружины для крепления зажима. В основном применяются глухие зажимы.

Натяжные зажимы подразделяются на: болтовые, прессуемые, клиновые. В данном случае выбирается зажим натяжной болтовой.

Соединители подразделяются на овальные и прессуемые.

Выбираются также поддерживающие зажимы – глухие, натяжные – прессуемые.

12.2 Линейная арматура для крепления подвесных изоляторов на опорах ВЛ 35 кВ

Линейная арматура для ВЛ напряжением 6-35 кВ в целях унификации изготавливается для ряда гарантированных механических нагрузок согласно ГОСТ 11359-75 «Арматура воздушных линий электропередач. Ряд гарантированных механических нагрузок и сопряжения деталей».

Линейная арматура, предназначенная для использования подвесных изоляторов, служит для соединения изоляторов в гирлянды, подвески гирлянд на опорах, крепления к ним проводов, соединения типовых деталей арматуры между собой и др.

Арматура должна обладать большой механической прочностью, хорошей шарнирностью и высокой коррозионной стойкостью. Ее изготавливают из ковкого чугуна и стали и оцинковывают.

В зависимости от назначения линейную арматуру разделяют на сцепную, поддерживающую, натяжную, соединительную, контактную (последние две, как тесно связанные с проводами, относятся также и к арматуре для штыревых изоляторов и их проводов) и защитную.

Сцепная арматура служит для соединения элементов подвесок и крепления их к опорам ВЛ (скобы, промежуточные звенья, коромысла, узлы крепления, серьги, ушки, двусторонние пестики).

Поддерживающая арматура используется для крепления проводов или молниезащитных тросов на промежуточных опорах (поддерживающие зажимы - глухие, с заделкой ограниченной прочности, скользящие и выпускающие).

Натяжная арматура предназначена для крепления проводов, молниезащитных тросов, оттяжек опор и восприятия нагрузки от их тяжения (болтовой натяжной, анкерный клиновой и клыковой зажимы).

Соединительная арматура предназначена для соединения проводов и тросов (овальный, прессуемый и плашечный соединительные, ремонтный и болтовой зажимы).

Контактная арматура применяется для облегченного токоведущего соединения, а также для присоединения проводов к электрооборудованию и их ответвлений (аппаратный, ответвительный и заземляющий зажимы).

Защитная арматура используется для защиты изолирующих подвесок, изоляторов, проводов, молниезащитных тросов от электрических и механических повреждений (балласт, гаситель вибрации, изолирующая распорка и др.).

Линейную арматуру, перечисленную выше, можно разделить по ее назначению и использованию еще на две группы.

К первой группе арматуры относятся: серьги, ушки, скобы, звенья промежуточные, коромысла, узлы крепления гирлянд. Они предназначены для соединения изоляторов в гирлянды и крепление гирлянд к траверсам опор ВЛ.

Ко второй группе арматуры относятся: поддерживающие и натяжные зажимы (рисунок 10), соединительные зажимы, петлевые зажимы, ремонтные зажимы, балласты и гасители вибрации (рисунок 11, 12), изолирующие распорки проводов. Они обеспечивают крепление проводов к гирляндам и др.

Конструктивное исполнение, материалы, прочностные характеристики и размеры этой группы арматуры определяются маркой и сечением провода или каната, на которых монтируется арматура. Номера чертежей арматуры (марки изделий) состояются из типоразмеров и цифры, обозначающей порядковый номер исполнения данного изделия. В обозначении типоразмеров буквенные индексы обозначают сокращенное наименование изделия, следующее цифровое - его механическую прочность в кН. сечение монтируемого провода или каната.

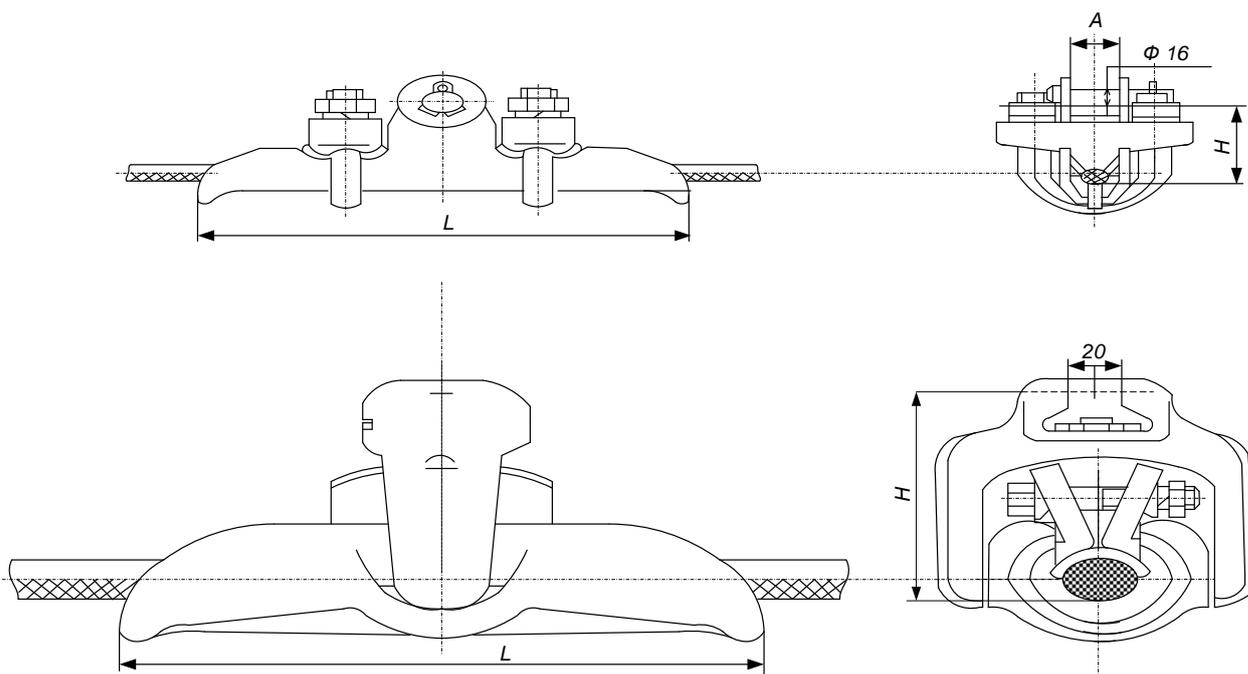


Рисунок 10 – Зажимы для одного провода в фазе марки ПГН – 1 - 35

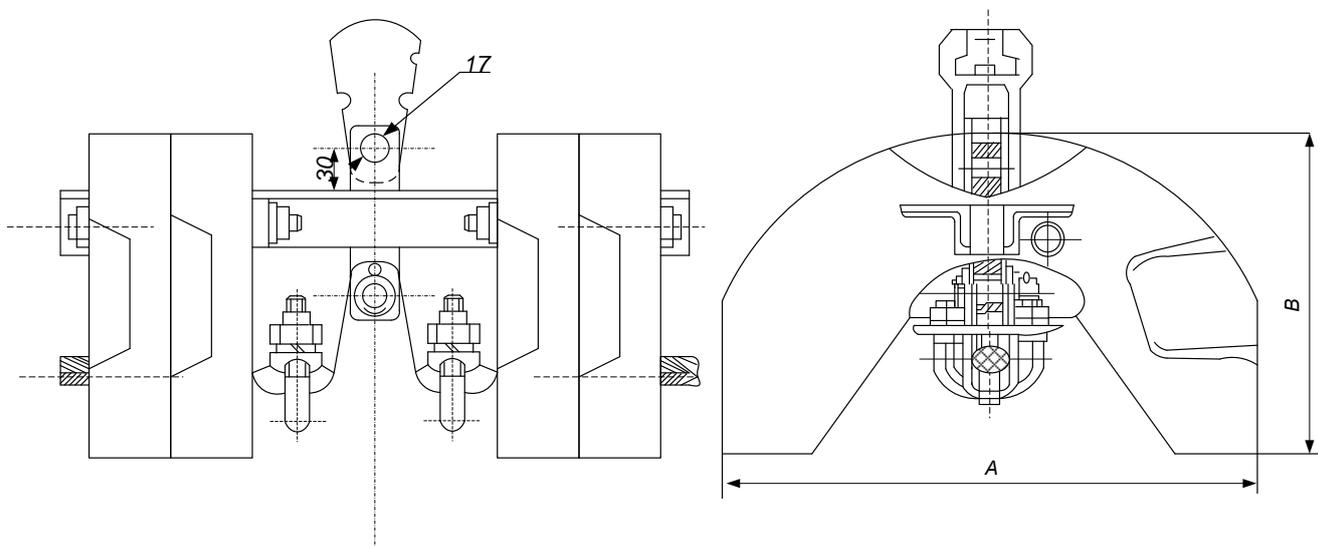


Рисунок 11 – Балласты к поддерживающим зажимам

для одного провода в фазе

Линейная арматура, на которую не указан ГОСТ, изготавливается по техническим требованиям ГОСТ 13276-79. Для линий электропередачи, проходящих в районах промышленного загрязнения атмосферы с

повышенной химической активностью среды, в районах солончаков и морского побережья, а также в прилегающих к ним районах с атмосферой воздуха типов II и III, но при условии содержания в атмосфере сернистого газа, превышающего $150 \text{ мг / м}^2 \cdot \text{сутки}$ (1.5 мг / м^3), и хлористых солей, превышающих $2,0 \text{ мг / м}^2 \cdot \text{сутки}$, следует применять линейную арматуру с повышенными механическими характеристиками.

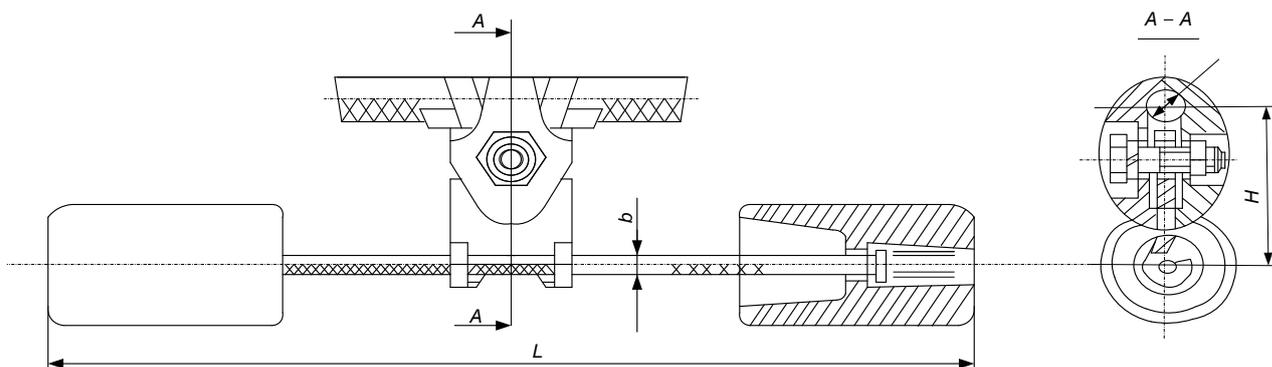


Рисунок 12 – Гасители вибрации типа ГВН с глухим креплением на проводе

12.3 Сцепная арматура подвесных изоляторов

Сцепная арматура для воздушных линий электропередачи по конструктивному выполнению подразделяется на следующие виды: серьги (рисунок 13), скобы, ушки и узлы крепления, которые служат для соединения изоляторов в гирлянды и для их крепления к траверсам опор.

Выбор сцепной арматуры производят по разрушающей нагрузке изоляторов в гирлянде например, в одноцепной гирлянде, составленной из изоляторов типа ПФ-70, применяются серьги, скобы, ушки и другая арматура, имеющая разрушающую нагрузку не менее 60 кН

Для присоединения поддерживающих и натяжных зажимов к пестику подвесного изолятора используются ушки и скобы. Ушки изготавливаются однолапчатыми и двухлапчатыми. Размеры деталей ушек согласуются с размерами деталей зажимов и изоляторов соответствующего ряда прочности.

Присоединение верхнего изолятора к опоре производится с помощью серег (рис.13), скоб и узлов крепления. Серьги изготавливаются согласно ГОСТ на нагрузки от 70 до 400 кН. Для выравнивания длин подвесок,

получения удлиненных подвесок соединения элементов спаренных и многоцепных параллельных подвесок используется дополнительная арматура - промежуточные звенья и коромысла. Все элементы линейной арматуры координируются по прочности с основными элементами - изоляторами и проводами.

Для предупреждения расцепления серег и изоляторов между собой деталь, заходящая в паз шапки изолятора, шплинтуется замком. При этом должна обеспечиваться шарнирность в сопряжениях арматуры и подвесных изоляторов.

1. Серьги (ТУ 3413.10272-88)

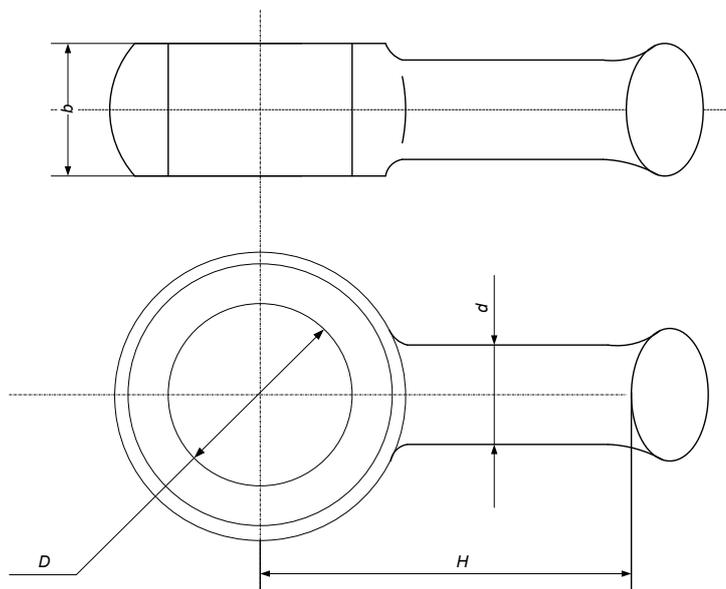


Рисунок 13 – Серьги

Таблица 32 – Серьги

Марка серьги	Размеры, мм				Разрушающая нагрузка,	Масса, кг
	d	D	b	H		
СР-4-11	11,9	15	14	50	40	0,12
СР-7-16	17	17	16	65	70	0,3
С1-12-16	17	23	22	65	120	0,41
СР-16-20	21	26	25	70	160	0,55
С1-21-20	21	29	28	80	210	0,65
СР-30-24	25	38	36	100	300	1,35
С1-40-28	29	42	40	120	400	1,73
СРС-4-11	11,9	17	11	46,5	40	0,12

СРС-7-16	17	23	17	65	70	0,32
СРС-7-16А	17	17	14	55,5	70	0,26

2. Ушки

Ушки предназначены для крепления к подвесным изоляторам различных видов линейной арматуры. Каждый тип ушка по механической прочности и конструктивным размерам соответствует определенному типу изолятора.

Ушки однолапчатые предназначены для соединения стержня подвесного изолятора или серьги с другой линейной арматурой. Гнездо сферического шарнирного соединения ушек выполняется по ГОСТ 27396-93

Соединяемые размеры проушин соответствуют требованиям ГОСТ 11359-75. Ушки комплектуются W-образными замками для запираения стержня изолятора или пестика серьги.

Ушки изготавливаются следующих типов: У1 - однолапчатые; У2 - двухлапчатые; УС и УЦ - специальные; укороченные и переходные. Двухлапчатые ушки комплектуются пальцами с резьбовыми концами, гайками, шайбами и шплинтами.

Ушки комплектуются:

- У1 – 6 – 16 и У2 – 6 – 16 с изоляторами шеститонного ряда со стержнем диаметром 16 мм;

- У1 – 12 – 16 и У2 – 12 – 16 с изоляторами двенадцатитонного ряда со стержнем диаметром 16 мм;

- У1 – 12 – 20 и У2 – 12 – 20 с изоляторами двенадцатитонного ряда со стержнем диаметром 20 мм;

Переходные ушки предназначены для перехода с одной нагрузки на другую.

3. Скобы (ТУ 34 13.11420-89)

Скобы предназначены для шарнирного крепления гирлянд изоляторов и грозозащитных тросов к опорам воздушных линий передачи:

Скобы представляют собой промежуточные элементы подвесок, обеспечивающие поворот осей шарниров на 90°.

Скобы выпускаются трех типов:

а) СК, СКД - скоба с цепным шарниром;

б) 2СК - скоба двойная плоская;

в) СКТ - скоба трехлапчатая плоская.

4. Узлы крепления гирлянд изоляторов к опорам

Узлы крепления гирлянд изоляторов к опорам в процессе эксплуатации подвергаются не только растягивающим, но и изгибающим нагрузкам, а поэтому должны отвечать следующим требованиям:

- узлы крепления натяжных и поддерживающих гирлянд должны иметь две взаимоперпендикулярные плоскости шарнирности с минимальными расстояниями между осями шарниров и плоскостью заделки узла крепления
ДЛЯ снижения изгибающих моментов в конструкции;

- по механической прочности узлы крепления гирлянд должны удовлетворять условиям приложения как растягивающих, так и изгибающих нагрузок;

- узлы крепления должны быть удобны в монтаже.

Узлы крепления предназначены для шарнирного крепления с подвижностью в двух взаимно перпендикулярных плоскостях изолирующей подвески элементов крепления грозозащитного троса к опоре.

По механической прочности узлы крепления рассчитаны как на растягивающие, так и на изгибающие нагрузки, одновременно они отвечают требованиям удобства монтажа. Узлы крепления к опорам поддерживающих подвесок типа КГП имеют механическую прочность, гарантирующую их номинальную разрушающую нагрузку при углах отклонения подвески до 45° в направлениях вдоль и поперек линии электропередачи.

5. Промежуточные звенья

Промежуточные звенья для ВЛ представляют собой одинарные или двойные удлиняющие элементы гирлянды, которые позволяют осуществлять:

– удлинение гирлянд (звенья типа ПР, 2ПР и ПРД);

– переход от одного ряда сопряжения к другому (звенья типа ПРС, ПРТ

и ПРП);

- изменение плоскости шарнирности (звенья типа ПРВ, ПРС);
- регулировку длин гирлянд (звенья типа ПРР и ПТР).

Сопряжения звеньев выполняются по ГОСТу 11359-75.

Таблица 33 – Узлы крепления КГП

Марка узла	Размеры, мм				Комплектуется	Разрушающая нагрузка, кН	Масса, кг
	L	H	H ₁	d			
КГП-7-2Б	80	116	39	20	серьгой	70	1,12
КГП-7-3	80	-	32	16	-	70	0,44
КГП-16-3	80	-	39	20	-	160	0,81
КГП-21-3	100	-	38	24	-	210	1,22
КГП-4-1	80	77	22	16	скобой	40	0,6
КГП-7-1	80	82	18	16	скобой	70	0,8
КГП-12-1	80	104	21	20	скобой	120	2,0
КГП-16-1	100	H3	18	24	скобой	160	2,43
КАИ-16-2	80	109	19	20	скобой	160	2,0
КГП-21-2	100	118	14	24	скобой	210	3,0

12.4 Поддерживающая арматура проводов ВЛ 35 кВ

Для крепления проводов к поддерживающим подвескам изоляторов применяются глухие зажимы ПГН1-ПГН5 применительно к различным диаметрам проводов согласно ГОСТ 2735-78. Прочность заделки проводов в зажимах обеспечивается в размере 10-30% разрывного усилия проводов.

Поддерживающие зажимы предназначены для крепления проводов и грозозащитных тросов к подвескам изоляторов, а также для крепления грозозащитных тросов непосредственно к промежуточным опорам.

Поддерживающие зажимы состоит из лодочки, зажимного устройства и подвески, через которую зажим соединяется с гирляндой изоляторов.

В зависимости от величины усилия зажатия провода в лодочке (прочности заделки провода) зажимы бывают «глухие» (типа ПГН).

Прочность заделки провода или троса в глухих зажимах составляет: для медных и алюминиевых проводов - не менее 30% прочности провода; сталеалюминиевых проводов АС и АСО - не менее 20%; сталеалюминиевых

проводов АСУ и стальных тросов - не менее 15 %.

Усилие трогания провода в зажимах ограниченной прочности заделки - 600 кгс \pm 10%, но может быть изменено по заданию проектировщиков.

Поддерживающие зажимы разделяются по своему назначению по группам:

1. Зажимы для одного провода в фазе;
2. Зажимы поддерживающие для районов частых гололедов;
3. Зажимы ДЛЯ промежуточно-угловых опор;
4. Зажимы для изолированного крепления проводов;
5. Зажимы для грозозащитных тросов;

Кроме этих основных групп поддерживающих зажимов на линиях электропередачи и подстанциях применяется ряд других поддерживающих зажимов и устройств более узкого назначения. Для линий электропередачи 35 кВ с одним проводом в фазе применяются поддерживающие зажимы глухого типа четырех типоразмеров: ПГН-1, ... ПГН-3.

Зажимы ПГН-1, ПГН-2, ПГН-3 имеют штампованную из стального листа лодочку и две плашки из алюминиевого сплава, стягиваемые U-образными болтами.

На промежуточных угловых опорах провод в месте крепления к подвеске получает большой изгиб за счет угла поворота. Для уменьшения радиуса изгиба разработаны зажимы с двумя роликами, сглаживающими углы схода провода с зажима. Ролики также облегчают монтажные и ремонтные работы на линии. Глухая заделка провода обеспечивается боковым сжатием плашек Согласно ГОСТ такие зажимы изготавливаются для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов и обеспечивают прочность заделки провода такую же, как и при заделке глухим зажимом.

При обрыве провода глухой зажим должен удерживать провод в пролете, где провод не оборван, если усилие по необорванному проводу не превышает прочность заделки провода в зажиме. При больших усилиях провод проскользнет в зажиме, как правило, с повреждением алюминиевых

повивов проволок.

Поддерживающие зажимы для промежуточно-угловых опор существенно упрощают монтаж проводов, т.к. позволяют исключить сложную операцию по перекладке провода из раскаточных роликов в зажимы с опусканием на землю и подъем на опоры с помощью тяговых устройств.

Поддерживающие зажимы типов ПГУ позволяют упростить монтаж проводов на промежуточно-угловых опорах, т.к. они снабжены роликами, по которым производится раскатка и визирование проводов при монтаже.

Зажимы поддерживающие типа ПГ применяются для подвески грозозащитных тросов на промежуточных опорах линий; электропередачи. Зажимы поддерживающие соответствуют требованиям ТУ 34 13.10117-88.

12.5 Натяжная арматура проводов ВЛ 35 кВ

Основные сведения.

На анкерных опорах провода закрепляют наглухо при помощи натяжных зажимов. Провода одной фазы здесь электрически соединены друг с другом отрезком провода в виде петли или шлейфа, свободно висящего под гирляндами или закрепленного на стержневом или штыревом изоляторе, когда невозможно этот провод оставить свободным. Натяжные зажимы бывают: клиновые, болтовые. Соответственно, закрепление проводов и тросов в натяжных зажимах осуществляется с помощью нажимных плашек и болтов, опрессованием части зажима на проводе, а также заклиниванием троса между телом зажима и его клином под действием тяжения по тросу. Болтовые зажимы состоят из корпуса, плашек, натяжных болтов с гайками и прокладок из алюминия.

Прессуемые зажимы состоят из стального анкера, в котором по длине, заданной в зависимости от усилия в зажиме, опрессовывается стальной сердечник провода и алюминиевого корпуса, в котором на длине опрессовывается алюминиевая часть провода со стороны пролета.

Натяжные зажимы для проводов и тросов линий электропередачи

предназначены для удержания и захвата проводов и тросов с целью закрепления их к натяжным подвескам на анкерно-угловых опорах.

Натяжные зажимы должны обеспечивать в соответствии с нормами Правил устройства электроустановок (ПУЭ) прочность заделки провода в зажиме не менее 90% его прочности. Конструкция зажимов обеспечивает надежность электрического контакта, удобство монтажа зажима, а также возможность контроля качества монтажа.

В зависимости от назначения и конструкции зажимов, а также способа монтажа, зажимы подразделяются на группы:

- Зажимы клинковые – предназначен для монтажа медных и алюминиевых проводов сечением от 16 до 95 мм²;

- Зажимы болтовые – предназначаются для крепления алюминиевых и сталеалюминиевых проводов, а также проводов из алюминиевого сплава АВ-Е. Зажимы выпускаются двух типоразмеров;

- Зажимы прессуемого типа – зажимы предназначены для крепления стальных канатов, применяемых на линиях электропередачи в качестве грозозащитных тросов и оттяжек опор;

- Зажим натяжной заклинивающийся – применяется на линиях электропередачи для крепления алюминиевых, сталеалюминиевых и медных проводов диаметром 11,4 мм ... 17,1 мм;

- Арматура крепления одиночных изоляторов фазы;

- Зажимы других конструкций.

12.6 Соединительная арматура для проводов и тросов ВЛ 35 кВ

Для соединения неизолированных проводов ВЛ между собой применяются соединительные зажимы: овальные прессуемые, овальные скручиваемые.

Овальные зажимы представляют собой алюминиевую трубку, в которую концы соединяемых проводов, вставленные внахлест друг к другу, закрепляются обжатием соединителя специальными клещами.

Овальные скручиваемые зажимы отличаются от овальных прессуемых

(обжимных) тем, что после обжатия зажима производится дополнительное скручивание трубки на 4-4,5 оборота с помощью специального приспособления. При этом повышается прочность заделки провода в зажиме. Овальные скручиваемые зажимы применяются для проводов марки АС сечением от 10 до 95 мм².

Алюминиевые провода всех сечений и сталеалюминиевые провода сечением 35-185 мм² соединяются овальными соединителями. Стальные провода марок АС и тросы (канаты) сечением 35 мм² соединяются овальными соединителями.

При необходимости обеспечить большую разрывную прочность эти овальные соединители скручивают на 3-3,5 оборота. Стальные канаты сечением 50 мм² и более соединяются прессуемыми соединителями, которые предназначены для соединения канатов с временным сопротивлением 1200 Мпа (1,2 кН) и более.

Канаты соединяются врасplet, а затем опрессовываются. Для соединения проводов на линиях электропередачи сечением от 10 до 185 мм² в петлях анкерных опор и осуществления отпаек применяются болтовые зажимы плашечного типа.

Для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов применяются плашечные зажимы типов ПА и ПАБ. Зажимы типа ПАБ применяются также для крепления петли проводов при анкерном креплении на штыревых изоляторах.

Зажимы соединительные плашечные типа ПС применяются на линиях электропередачи 35 кВ для заземления молниезащитных тросов (табл.34).

Соединительные зажимы предназначены для соединения проводов и тросов воздушных линий электропередачи.

Таблица 34 – Зажимы типа ПС для стальных канатов и проводов

Марка зажима	Для канатов диаметром, мм	Размеры, мм			Разрушающая нагрузка, кН	Масса, кг
		А	Л	Н		

ПС-1-1	5,5 ... 8,6	28	70	36		0,373
ПС-2-1	9,1 .. 12,0	34	70	36	25	0,42
ПÑ-3-1	12,5 .. , 14,0	34	92	42		0,75

1. Прессуемые и свариваемые зажимы

По назначению соединительные зажимы подразделяются на две группы:

а) соединительные зажимы, воспринимающие токовую нагрузку и механическое тяжение по проводам;

б) соединительные зажимы контактные, воспринимающие только токовую нагрузку (петлевые, заземляющие и ремонтные).

По способу монтажа зажимы делятся прессуемые, овальные, монтируемые обжатием и овальные, монтируемые скручиванием.

В соответствии с нормами Правил устройства электроустановок соединительные зажимы, предназначенные для сталеалюминиевых проводов и тросов, в пролете должны выдерживать нагрузку, равную не менее 90% прочности провода (троса), для которого они предназначены.

Электрическое сопротивление соединения не должно превышать сопротивления участка провода или троса длиной, равной длине соединительного зажима.

Сталеалюминиевые провода от АС-10 до АС-185 выпускаются с однопроволочным стальным сердечником. При соединении таких проводов овальными соединителями, монтируемыми обжатием (местным вдавливанием), не обеспечивается необходимая прочность соединения, нормируемая Правилами устройства электроустановок. Для соединения этих проводов применяются овальные соединители, монтируемые методом скручивания.

Монтаж соединителей осуществляется с помощью приспособлений МИ- 189А (для проводов АС-10 ... АС-35) и МИ-230А (для проводов марок АС-50 ... АС-185).

Перед монтажом концы провода очищаются от грязи и окиси согласно

инструкции по соединению проводов и вводятся в соединитель навстречу друг другу внахлестку.

Для обеспечения надежного соединения проводов необходимо сделать 4-4,5 оборота.

Зажимы для закрепления проводов и тросов в гирляндах подвесных изоляторов подразделяются на *поддерживающие*, подвешиваемые на промежуточных опорах, и *натяжные*, применяемые на опорах анкерного типа. По прочности закрепления провода поддерживающие зажимы провода укладываются внахлест, после чего производится обжатие соединителя с помощью специальных клещей (Рисунок 14).

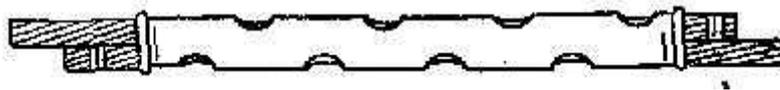


Рисунок 14 – Клещи

Сталеалюминевые провода сечением до 95 мм² включительно



закрепляются в соединителях методом скручивания (Рисунок 15).

Рисунок 15– Скручивание

Прессуемые соединители используются для соединения проводов сечением 240 мм² и более и стальных тросов всех сечений. Для сталеалюминевых проводов эти зажимы состоят из двух трубок: одной — стальной, предназначенной для соединения внутренних стальных жил, и

другой — алюминиевой, накладываемой поверх первой и служащей для соединения наружных алюминиевых жил, (Рисунок 16).

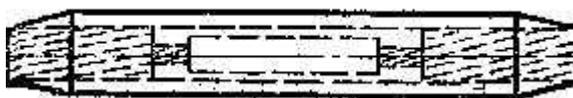


Рисунок 16– Прессуемое соединение

К проводам ВЛ вблизи от зажимов подвешиваются *гасители вибрации* с грузами или *демпфирующие петли*, применение которых уменьшает вибрацию и позволяет предотвратить излом проволок провода. Гаситель состоит из двух чугунных грузов *1*, соединенных стальным тросом *2* (Рисунок 13).

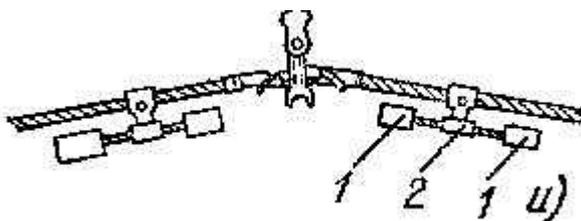


Рисунок 17 – Гасители вибрации

Частота собственных колебаний гасителей во много раз меньше, чем провода, и вибрация последнего в результате уменьшается. Для алюминиевых и сталеалюминевых проводов малых сечений защита от вибраций осуществляется с помощью демпфирующей петли / из провода той же марки.

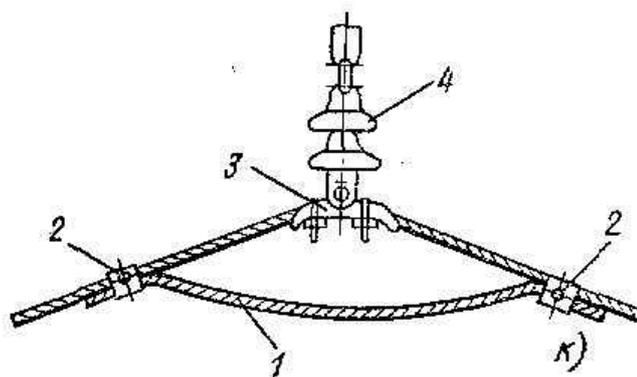


Рисунок 18 – Демпфирующая петля

Петля прикрепляется к проводу болтовыми зажимами 2 по обе стороны поддерживающего зажима 3 у подвесной гирлянды изоляторов 4 (Рисунок 18).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте произведена реконструкция электрических сетей напряжением 35 кВ поселка «Алдан» южной части республики Саха-Якутии с центром питания ПС «Алдан» 110/35/6 кВ. Спроектированы подстанции ПС «АРМЗ», ПС «Квартальная», ПС «АТХ – 1» напряжением 35/6 кВ, от которых будет обеспечиваться электроснабжение потребителей города, относящихся в основном к группе «быт и сфера услуг», а также к промышленности.

С учетом обеспечения надежности проведены необходимые расчеты: выбраны сечения проводов, которые проходят по длительно-допустимому току; выбраны трансформаторы; рассчитаны токи КЗ, определены показатели надежности ВЛ 35 кВ; проведен расчет релейной защиты в результате которой выбраны максимальная токовая защита и т.д.

В специальной части было рассмотрено конструктивное исполнение ВЛ..

В организационно-экономической части определена технико - экономические показатели, жизненный цикл объекта его выгодность с точки зрения строительства, так и с точки зрения эксплуатации.

В разделе «Безопасность и экологичность» рассмотрены организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности персонала и электроустановок, а также мероприятия и средства по предупреждению чрезвычайных ситуаций и их ликвидации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.
2. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Вводится в действие с 1 ноября 2003 г.
3. Электрические аппараты высокого напряжения. Выключатели. Том 1. Справочник. – М.: Информэлектро, 2001. – 120 с.
4. Долин П. А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учеб. пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1984.
5. Межотраслевые правила по охране техники труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. М.: НЦ ЭНАС., 2001.
6. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. РД 34.03.301. – СПб.: Издательство Деан, 2001. – 144 с.
7. Собурь С. В. Пожарная безопасность предприятия. Курс пожарно-технического минимума: Справочник. – Пятое изд., доп. (с изм.). – М.: Спецтехника, 2001. – 488 с.
8. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат. 1989.
9. Блок В. М. Электрические сети и системы. М.: Высшая школа. 1986.
10. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов /В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др.; Под ред. В.М. Блок. - М.: Высшая школа, 1990.
11. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. - М.: Энергия, 1977.

12. Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии / Под общей ред. профессоров МЭИ И.Н. Орлова и др. М.: Энергоатомиздат, 1988.
13. Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии / Под общей ред. профессоров МЭИ А.И. Попова и др. - М.: Издательство МЭИ, 2002.
14. Козулин В.С., Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций. - М.: Энергоатомиздат, 1987.
15. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Под ред. Б.Н. Неклепаева. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000.
16. Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств электростанций. СО 34.20.611. – М.: 2003.
17. Полковников В.А. Экономика промышленности. - М.: Высшая школа, 2001. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
18. Постановление от 01.01.2002 №1. О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы. Редакция 08.08.2003.
19. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Утверждено приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. № 229. Вводится в действие с 30 июня 2003 г.
20. Подстанции распределительные блочно-модульные прбм «исеть»-110 Техническая информация УРФИ.110.01 ТИ Екатеринбург 2003 г.
21. ГОСТ 12.2.024 - 87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. Переиздание 2001г. в сб. «ГОСТ 12.2.021-76»
22. Трубицын В.И. Надежность электростанций: Учебник для вузов. - М.: Энергоатомиздат. 1997.

23. Экономика промышленности: Учеб. пособие для вузов. - В 3 Т. Под ред. А.И Барановского, Н.Н.Кожевникова, Н.В.Пирадовой. – М.: Издательство МЭИ, 1998.
24. Об инвестиционной деятельности ОАО «Амурэнерго»: Положение совета директоров ОАО «Амурэнерго» от 25 января 2005 г. №1
25. Чехов В.И. Экологические аспекты передачи электроэнергии / Под ред. Г.К. Зарудского. - М.: Издательство МЭИ, 1991.
26. Файбисович Д.Л., Карапетян И.Г. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35-1150 кВ. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2003. – 32 с., ил.

Приложение В
Выбор КУ, трансформаторов и проводов

Продолжение приложения В
Выбор КУ, трансформаторов и проводов

Приложение Г
Расчет токов короткого замыкания

Продолжение приложения Г
Расчет токов короткого замыкания

Продолжение приложения Г
Расчет токов короткого замыкания

Приложение Д
Расчет режимов

Продолжение приложения Д

Расчет режимов

Продолжение приложения Д

Расчет режимов

Продолжение приложения Д

Расчет режимов

Приложение Е
Конструктивное исполнение ВЛ

Приложение Ж
Расчет экономической части

Продолжение приложения Ж
Расчет экономической части

Приложение 3

Отвод земли под электрические сети