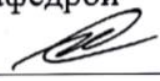


Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02– Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы Электрические станции

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой


  
\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« 18 » 06 \_\_\_\_\_ 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование переключательного пункта напряжением 220 кВ с  
заходами воздушной линии Амурская – Ледяная


Исполнитель

студент группы 442 об-1(1)


  
\_\_\_\_\_ К. А. Авраменко  
(подпись, дата) 09.06.2018

Руководитель

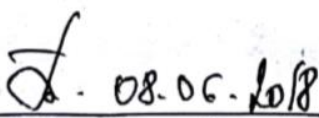
доцент, канд. тех. наук

  
\_\_\_\_\_ А. Н. Козлов  
(подпись, дата) 15.06.2018

Нормоконтроль

  
\_\_\_\_\_ А. Н. Козлов  
(подпись, дата) 15.06.2018

Консультант по разделу  
безопасность и экологичность  
доцент, канд. тех. наук

  
\_\_\_\_\_ А. Б. Булгаков  
(подпись, дата) 08.06.2018

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

«07» 05 2018 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Авраменко Кирилл  
Алексеевич

1. Тема бакалаврской работы: Проектирование перекрывающегося  
контракта напряжением 220 кВ с законами воздушной линии  
Амурская - Ледяная (утверждено приказом от 12.03.18 № 573-18)

2. Срок сдачи студентом законченной работы \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к бакалаврской работе: исходные данные предпринимательской практики

4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

1. Характеристика района проектирования; 2. Основные технико-экономические решения;  
3. Выбор оборудования; 4. Расчетная нагрузка и автоматика; 5. Молниезащита  
и заземление.

5. Перечень материалов приложения (наличие чертежей, схем, программных продуктов и т.п.): Схема рассматриваемого участка сети, однолинейная схема ПЛ, план ПЛ, заземление, молниезащита, токовая направленная защита нулевой последовательности; расчетный записки,

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по разделу Безопасность и экологичность, доцент, канд. тех. наук. Булгаков Андрей Борисович

7. Дата выдачи задания 07.05.2018

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов Александр  
Николаевич, доцент, канд. тех. наук.

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 07.05.2018 А. Савина

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 108 страниц, 106 формул, 24 таблицы, 23 рисунка, 25 источников.

ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ, КРУЭ, ЗАХОДЫ ВЛ, АМУРСКАЯ, ЛЕДЯНАЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, МОСТИК, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ДГУ, ТОКОПРОВОД, ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА, УРОВ, АПВ, ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, БЕЗОПАСНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.

В работе спроектирован переключательный пункт напряжением 220 кВ с заходами воздушной линии Амурская – Ледяная.

Цель работы – обеспечение надёжного электроснабжения подстанции напряжением 220 кВ Кс – 7а путём проектирования переключательного пункта, а также выбор оборудования для обеспечения его нормальной работы.

Выбор провода для заходов ВЛ произведён по экономической плотности тока. Для выбора основного оборудования был рассчитан ток трёхфазного короткого замыкания методом приближённого приведения в относительных единицах.

Использование КРУЭ позволяет: значительно уменьшить площадь, занимаемую переключательным пунктом, снизить расходы на эксплуатацию оборудования, дополнительно защитить персонал, значительно повысить надёжность работы переключательного пункта.

## СОДЕРЖАНИЕ

Список использованных сокращений	6
Введение	7
1 Характеристика района проектирования	9
1.1 Исходные данные для проектирования	10
2 Основные технические решения	11
2.1 Основные характеристики проектируемого объекта и источников питания	11
2.2 Провода и тросы	14
2.3 Техничо – экономическое сравнение вариантов трассы	17
2.4 Выбор схемы переключательного пункта	20
3 Выбор оборудования	25
3.1 Расчёт токов короткого замыкания	25
3.2 Выбор комплектных распределительных устройств	32
3.3 Проверка выключателей	37
3.4 Проверка разъединителей	38
3.5 Проверка трансформаторов тока	39
3.6 Проверка трансформаторов напряжения	43
3.7 Выбор ограничителей перенапряжения	47
3.8 Выбор ошиновки 220 кВ	49
3.9 Выбор трансформаторов собственных нужд	52
3.10 Выбор дизельной генераторной установки	55
3.11 Выбор аккумуляторных батарей	56
3.12 Выбор высокочастотных заградителей	60
4 Релейная защита и автоматика	62
4.1 Релейная защита и автоматика ВЛ 220 кВ Амурская – ПП	62
4.2 Релейная защита и автоматика ВЛ 220 кВ ПП – Ледяная	64
4.3 Автоматика секционного выключателя	66
4.4 Технические решения по защите ошиновки 220 кВ	67

4.5 Расчёт уставок выбранных защит	67
5 Молниезащита и заземление	77
5.1 Анализ компоновки переключательного пункта	77
5.2 Заземляющее устройство	77
5.3 Расчёт заземляющего устройства	78
5.4 Расчёт молниезащиты	82
6 Безопасность и экологичность	85
6.1 Безопасность	85
6.2 Экологичность	91
6.3 Чрезвычайные ситуации	95
Заключение	103
Библиографический список	105

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- ПП – переключательный пункт;
- ПС – подстанция;
- ВЛ – воздушная линия;
- РУ – распределительное устройство;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
- КЗ – короткое замыкание;
- КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;
- ТТ – трансформатор тока;
- ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- СН – собственные нужды;
- ДГУ – дизельная генераторная установка;
- АБ – аккумуляторная батарея;
- ДЗЛ – дифференциальная защита линии;
- УРОВ – устройство резервирования при отказе выключателя;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- ЗУ – заземляющее устройство;
- ОПУ – общеподстанционный пункт управления.

## ВВЕДЕНИЕ

Амурская область является одной из трёх областей, по территории которых проложен газопровод «Сила Сибири». Магистральный газопровод предназначен для транспортировки газа из Иркутского и Якутского центров газодобычи российским потребителям на Дальнем Востоке и в Китай.

В мае 2014 года «Газпром» и «Китайская Национальная Нефтегазовая Корпорация» подписали договор купли – продажи российского газа по «восточному» маршруту. Договор заключен сроком на 30 лет и предполагает доставку в КНР 38 млрд. кубических метров газа в год. Начало поставок запланировано на декабрь 2019 года.

В сентябре 2014 года «Газпром» приступил к строительству первого участка газопровода «Сила Сибири» от Чаяндинского месторождения в Якутии до Благовещенска протяжённостью около 2200 километров.

Тема данной работы является актуальной, так как магистральный газопровод, помимо поставок в Китай, будет способствовать социально – экономическому развитию Дальнего Востока, в частности, Амурской области. Для нормальной стабильной работы газопровода необходимо обеспечить надёжное электроснабжение компрессорной станции, участвующей в транспортировке газа. «Сила Сибири» создаст условия для газоснабжения и газификации российских регионов, развития современных газоперерабатывающих производств. В частности, Амурский газоперерабатывающий завод в районе города Свободный станет крупнейшим в России предприятием по переработке природного газа. Завод будет важным звеном технологической цепочки будущих поставок природного газа в Китай.

Целью данной бакалаврской работы является проектирование переключательного пункта номинальным напряжением 220 кВ для надёжного электроснабжения подстанции 220 кВ Кс – 7а, которая принимает участие в транспортировке газа по газопроводу «Сила Сибири». ПС 220 кВ Кс – 7а находится в ремонтно – эксплуатационном обслуживании компании АО

«ДРСК».

В процессе подготовки к выполнению данной работы был сформирован и поставлен ряд задач, а именно:

1) выбрать наиболее оптимальный вариант сооружения заходов воздушной линии электропередачи;

2) выбрать и обосновать схему распределительного устройства переключательного пункта;

3) произвести выбор современного оборудования 220 кВ и провести его проверку по основным параметрам;

4) обеспечить безопасность персонала при выполнении работы на объекте, а также сохранность оборудования в неблагоприятных климатических условиях;

5) оценить объект с точки зрения безопасности производства и экологической обстановки в процессе эксплуатации.

В ходе выполнения работы было использовано следующее программное обеспечение:

- ПК MathCad;
- Microsoft Visio.



## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Намечаемый к проектированию ПП 220 кВ находится в Свободненском районе Амурской области.

Физико-географический район – юго-запад Амурско-Зейской равнины. Высота равнины 300 – 400 метров над уровнем моря. Климат территории влажный, муссонно–континентальный с умеренно суровой малоснежной зимой и умеренно теплым летом с некоторыми элементами муссонного климата умеренных широт. Средняя продолжительность безморозного покрова составляет 75 – 110 дней, наиболее холодные месяца зимы декабрь и январь. Снежный покров незначителен и достигает 16-20 см. Лето жаркое дождливое. Район прохождения трассы ВЛ 220 кВ Амурская – Ледяная приравнен к районам Крайнего Севера.

Согласно схематическая карта климатического районирования для строительства территория относится к району I А [13].

Сводная информация по наиболее значимым метеорологическим характеристикам, по паспортным данным представлена в таблице 1.

Таблица 1- Метеорологические характеристики

Характеристика	Значение
Нормативное ветровое давление на высоте 10 м над поверхностью земли $W_0$ , Па (скорость ветра $V_0$ , м/сек)	Район по ветру III 650 Па (32 м/с)
Нормативная толщина стенки гололеда $b$ , для высоты 10 м над поверхностью земли	Район по гололёду III (20 мм)
Высшая температура воздуха $T_{max}$ , С	+40
Низшая температура воздуха $T_{min}$ , С	-52
Среднегодовая температура, С	-2,2
Среднегодовая продолжительность гроз, ч	40-60
Сейсмичность, б	6

### 1.1 Исходные данные для проектирования

В результате прохождения преддипломной и производственной практик были получены исходные данные для проектирования в следующем объеме:

1) прогнозируемая мощность нагрузки на 2023 год  $P_H = 9,2 - j3,7$  МВА;

2) ток короткого замыкания на шинах 220 кВ подстанции Амурская  
 $I_{кз}^{(3)} = 9,42$  кА;

3) ток короткого замыкания на шинах 220 кВ подстанции Ледяная  
 $I_{кз}^{(3)} = 4,2$  кА;

4) длина существующей ВЛ Амурская – Ледяная составляет 46,3 км.

## 2 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

### 2.1 Основные характеристики проектируемого объекта и источников питания

#### 2.1.1 Подстанция Амурская

ПС 500 кВ Амурская расположена около г. Свободный в Свободненском районе Амурской области и находится в ремонтно-эксплуатационном обслуживании филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока Амурского ПМЭС. На ПС установлены две автотрансформаторных группы АОДЦТН 3х167000/500/220-75 У1 и два автотрансформатора АДЦТН-63000/220/110/35-78У1, два трансформатора ТДНС-10000/35-85 У1. Электрическая схема соединений ПС представлена на рисунке 1.

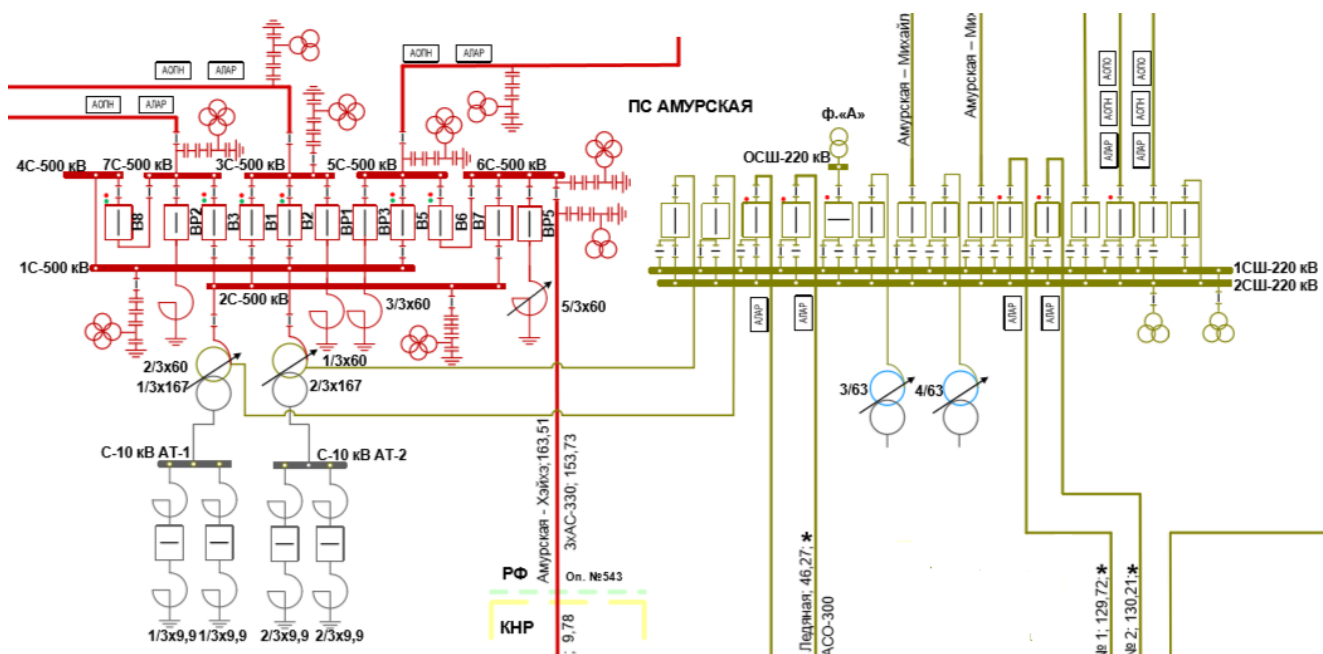


Рисунок 1 – электрическая схема соединений на ПС 500 кВ Амурская

Открытое распределительное устройство (ОРУ) 500 кВ подстанции выполнено по типовой схеме № 500-16 «Трансформаторы-шины с полуприемником присоединением линий». ОРУ 220 кВ подстанции выполнено по типовой схеме № 220-13 «Две рабочие и обходная система шин». ОРУ 35 кВ - по типовой схеме № 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

РУ 10 кВ располагается в отдельностоящем здании закрытого распределительного устройства (ЗРУ 10 кВ).

К ОРУ 500 кВ присоединено четыре ВЛ 500 кВ:

- ВЛ 500 кВ Амурская – Хайхэ;
- ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №1;
- ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №2;
- ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Амурская.

К ОРУ 220 кВ присоединено девять ВЛ 220 кВ:

- ВЛ 220 кВ Амурская – Шимановск/т с отпайкой на ПС Ледяная/т;
- ВЛ 220 кВ Амурская – Ледяная;
- ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №1;
- ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №2;
- ВЛ 220 кВ Амурская – Новокиевка;
- ВЛ 220 кВ Амурская – Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск;
- ВЛ 220 кВ Амурская – М. Чесноковская/т I цепь;
- ВЛ 220 кВ Амурская – М. Чесноковская/т II цепь;
- ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск/т с отпайками.

К ОРУ 35 кВ присоединено девять ВЛ 35 кВ:

- ВЛ 35 кВ Амурская – Н. Ивановка;
- ВЛ 35 кВ Амурская – Северная №1;
- ВЛ 35 кВ Амурская – Северная №2;
- ВЛ 35 кВ Амурская – Базовая;
- ВЛ 35 кВ Амурская – Свободный №1;
- ВЛ 35 кВ Амурская – Свободный №2;
- ВЛ 35 кВ Амурская – Лесная;
- ВЛ 35 кВ Амурская – Костюковка №1;
- ВЛ 35 кВ Амурская – Костюковка №2.

К РУ 10 кВ присоединена одна кабельная линия 10 кВ для питания КРУН 10 кВ. Также к РУ 10 кВ подключены два трансформатора собственных нужд ТСН-1 и ТСН-2 мощностью 1000 кВА для питания общеподстанционных

нагрузок переменного тока. Подстанция выполнена на оперативном постоянном токе.

### 2.1.2 Подстанция Ледяная

ПС 220 кВ Ледяная расположена около села Глухари Свободненского района Амурской области и находится в ремонтно-эксплуатационном обслуживании филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока Амурское ПМЭС. На ПС 220 кВ Ледяная установлены два трансформатора ТДТНГУ-20000/220 УХЛ1. Схема электрических соединений ПС Ледяная представлена на рисунке 2.

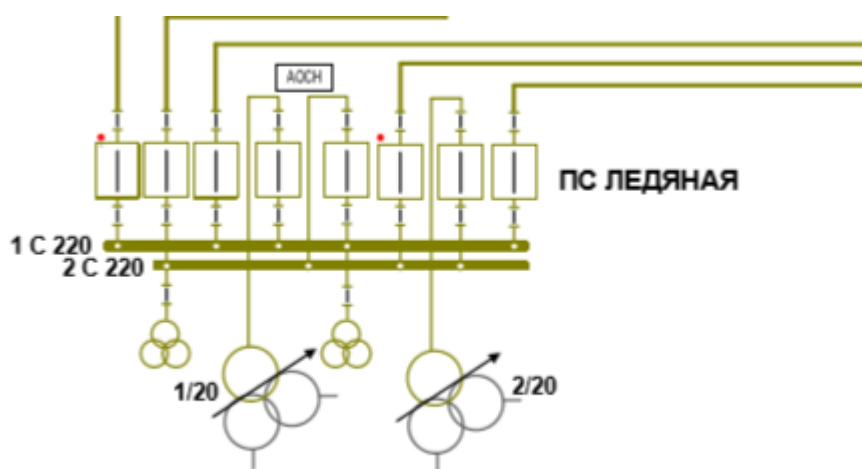


Рисунок 2 – Схема электрических соединений ПС 220 кВ Ледяная

Открытое распределительное устройство (ОРУ) 220 кВ подстанции выполнено по типовой схеме № 220-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». ОРУ 35 кВ подстанции выполнено по типовой схеме № 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». РУ 6 кВ выполнено по схеме №10(6)-1 «Одна секционированная выключателем система шин» и располагается в отдельном здании закрытого распределительного устройства (ЗРУ 6 кВ).

К ОРУ 220 кВ присоединено пять ВЛ 220 кВ:

- ВЛ 220 кВ Амурская – Ледяная;
- ВЛ 220 кВ Шимановск – Ледяная с отпайкой на ПС Ледяная/т;
- ВЛ 220 кВ Ледяная – Восточная №1;
- ВЛ 220 кВ Ледяная – Восточная №2;

- ВЛ 220 кВ Ледяная – ГПП.

К ОРУ 35 кВ присоединено четыре ВЛ 35 кВ:

- ВЛ 35 кВ Ледяная – Правая;

- ВЛ 35 кВ Ледяная – Левая;

- ВЛ 35 кВ Ледяная – №37;

- ВЛ 35 кВ Ледяная – Бузули.

К РУ 6 кВ присоединено шесть кабельных линий 6 кВ и два трансформатора собственных нужд для питания общеподстанционных нагрузок переменного тока. ТСН-1 и ТСН-2 напряжением 6/0,4 кВ и мощностью 630 кВА расположены на ОРУ. Подстанция выполнена на оперативном постоянном токе.

### 2.1.3 Описание проектируемого объекта

В соответствии с заданием предусматривается реконструкция существующей ВЛ 220 кВ Амурская – Ледяная путём строительства заходов ВЛ на ПП 220 кВ с образованием ВЛ 220 кВ Амурская – ПП и ВЛ 220кВ ПП – Ледяная.

Начальным пунктом строительства заходов является пролёт между 66 и 67 опорой существующей ВЛ 220 кВ Амурская – Ледяная, конечным – приёмные порталы ПП 220 кВ. В результате реконструкции протяжённость образованных заходов составляет 8900 метров каждый.

ПП 220 кВ представляет собой РУ и аппараты, необходимые для его нормального функционирования. Строительство ПП требуется для технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «ДРСК» и их надёжного электроснабжения.

## 2.2 Провода и тросы

В данном разделе необходимо выбрать марку и сечение провода проектируемого подхода ВЛ к ПП 220 кВ.

Выбор сечения провода на проектируемом подходе выполним по экономической плотности тока. Суммарное сечение проводов фазы определяется [8]:

$$F = \frac{I_P}{J_H} \quad (1)$$

где  $I_P$  - расчётный ток, А;

$J_H$  - нормированная плотность тока, А/мм<sup>2</sup> [8].

Значение расчётного тока определяется по выражению:

$$I_P = I_5 \cdot a_i \cdot a_t \quad (2)$$

где  $I_5$  - ток линии на пятый год её эксплуатации в нормальном режиме, определяемый для системообразующих линий основной сети по расчётным длительным потокам мощности. Для линий распределительной сети  $I_P$  определяется расчётом потокораспределения при прохождении максимума нагрузки энергосистемы [8];

$a_i$  - коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

$a_t$  - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки ВЛ.

Для линий 110-220 кВ значение  $a_i$  может быть принято равным 1,05, что соответствует математическому ожиданию этого коэффициента в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки.

Так как проектируемый подход не является системообразующей линией основной сети, то  $I_P$  определяется по следующему выражению:

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

где  $P_{\max}$  - поток максимальной активной мощности в линии;

$Q_{\text{неск}}$  - поток некомпенсированной реактивной мощности в линии;

$n_u$  - количество цепей линии;

$U_{ном}$  - номинальное напряжение участка сети.

Исходя из результатов выполненных расчётов и с учётом унификации с проводом на существующей ВЛ, к подвеске на проектируемой ВЛ 220 кВ рекомендован провод сечением проводящей части 300 мм<sup>2</sup>.

Принятое сечение удовлетворяет условиям ограничения напряжённости электрического поля на поверхности проводов до уровней, допустимых по короне, а также величине акустических шумов, радио- и телевизионных помех[16].

На существующей ВЛ 220 кВ Амурская – Ледяная установлен провод марки АСО - 300. Провод АСО - 300 – сталеалюминиевый со стальным сердечником и алюминиевой проводящей жилой, облегчённый. Так как в настоящее время провода марок АСО не производятся, для применения на проектируемых заходах принят провод аналогичный проводу АСО, изготавливаемый по ГОСТ 839-80, который производится наибольшим количеством заводов на территории РФ.

Для унификации технических решений, на вновь сооружаемых заходах к проектируемому ПП, принята марка провода АС 300/39.

Подробный расчёт сечения провода приведён, результаты расчёта представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчёта для выбора марки провода

Название ВЛ	Поток мощности в линии, МВА	Расчётный ток $I_p$ , А	Полученное сечение, мм <sup>2</sup>	Марка провода
Амурская - ПП	119,5 - j2	314,1	285,6	АС 300/39
ПП - Ледяная	110,3 – j5,7	290,2	263,8	АС 300/39

Защита ВЛ 220 кВ Амурская - Ледяная от прямых ударов молнии осуществляется грозозащитным тросом со встроенным оптическим кабелем марки ОКГТ на 16 оптических волокон сечением 80 мм<sup>2</sup>, установленным по



всей длине линии. В качестве грозотроса, устанавливаемого на подходах к ПП 220 кВ на расстоянии 3 км [8], предлагается использовать два грозотроса: грозотрос со встроенным оптическим кабелем - ОКГТ (16 ОВ) и грозотрос, соответствующий требованиям СТО 56947007-29.060.50.015-2008. В качестве второго грозотроса на подходах к ПП 220 кВ возможно применение троса со стальными оцинкованными проволоками или троса с проволоками, плакированными алюминием. Использование троса со стальными оцинкованными проволоками на двухтросовом участке является предпочтительным по сравнению с плакированным тросом. Это обусловлено следующими качествами:

- 1) Прочность троса со стальными оцинкованными проволоками больше, чем прочность плакированного троса;
- 2) Стоимость троса со стальными оцинкованными проволоками меньше, чем стоимость плакированного троса.

Угол защиты не превышает  $20^\circ$  на двухтросовом участке и  $30^\circ$  на одностросовом.

## 2.3 Технико-экономическая оценка вариантов трассы

### 2.3.1 Выбор опор

Во время выбора материалов для проектирования будет рассмотрен всего один вариант расположения трассы, так как именно рассматриваемый вариант имеет наименьшую протяжённость линий электропередачи. Любое отклонение трассы будет сопровождаться увеличением её протяженности, дополнительными поворотами, что в свою очередь приведёт к дополнительным затратам. Вариант расположения трассы представлен на рисунке 3.

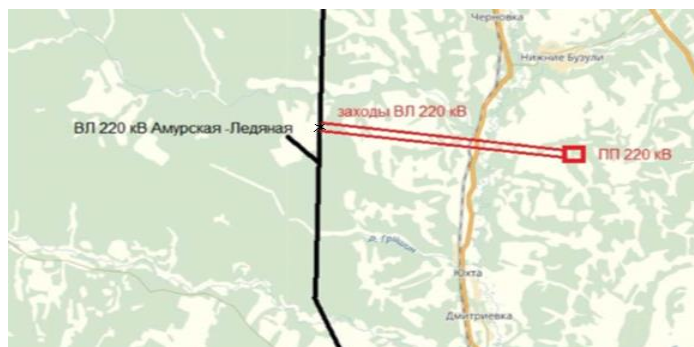


Рисунок 3 – План расположения заходов ВЛ

При выборе типов опор для III района по ветру и III района по гололёду были рассмотрены два варианта с применением промежуточных опор типа:

– П220-3 – одноцепная стальная решетчатая опора по типовому проекту 3080тмт6;

– ПМ220-1 – одноцепная стальная многогранная опора по типовому альбому (РКД) 26.0069.

Типы опор определялись с учётом марки подвешиваемых проводов, количества монтируемых цепей, напряжения ЛЭП, номенклатуры изготавливаемых опор и условий прохождения трассы. Учитывая длину трассы заходов – 8,9 км и малое количество промежуточных опор, применять различные типы анкерно-угловых и промежуточных опор, что повлечет за собой усложнение обслуживания ВЛ, не целесообразно.

Характеристика рассмотренных типов опор.

Промежуточная стальная решетчатая опора П220-3, рассчитана на климатические условия III района по ветру и I-IV района по гололёду, а также на подвеску проводов марки АС 300/39 и АС 400/51. Схематичное изображение опоры и её основные размеры представлены на рисунке 4.

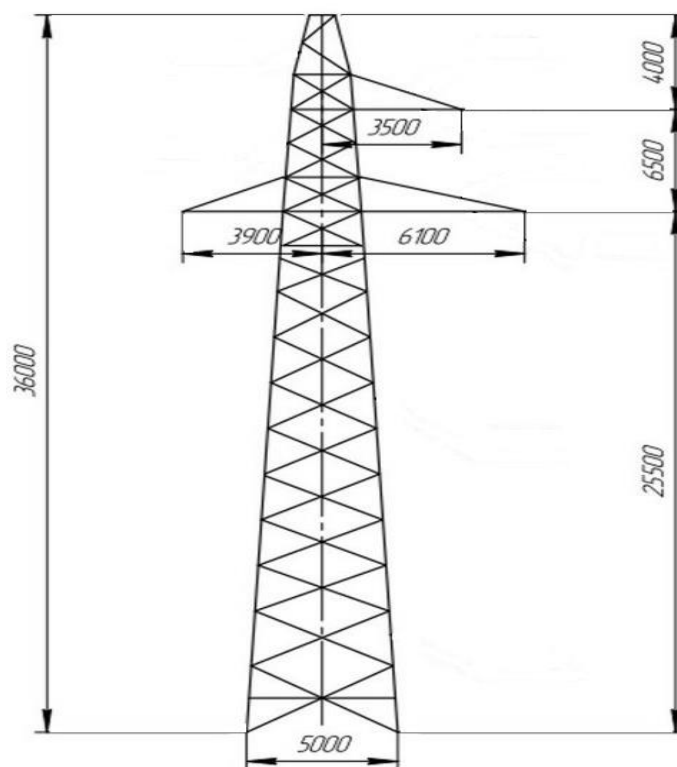


Рисунок 4 - Схематичное изображение опоры П220-3

Многогранная опора ПМ220-1 предназначена для применения в I - IV районах по ветру и гололеду и подвески проводов АС 300/39 и АС 400/51. Схематичное изображение опоры и её основные размеры представлены на рисунке 5.

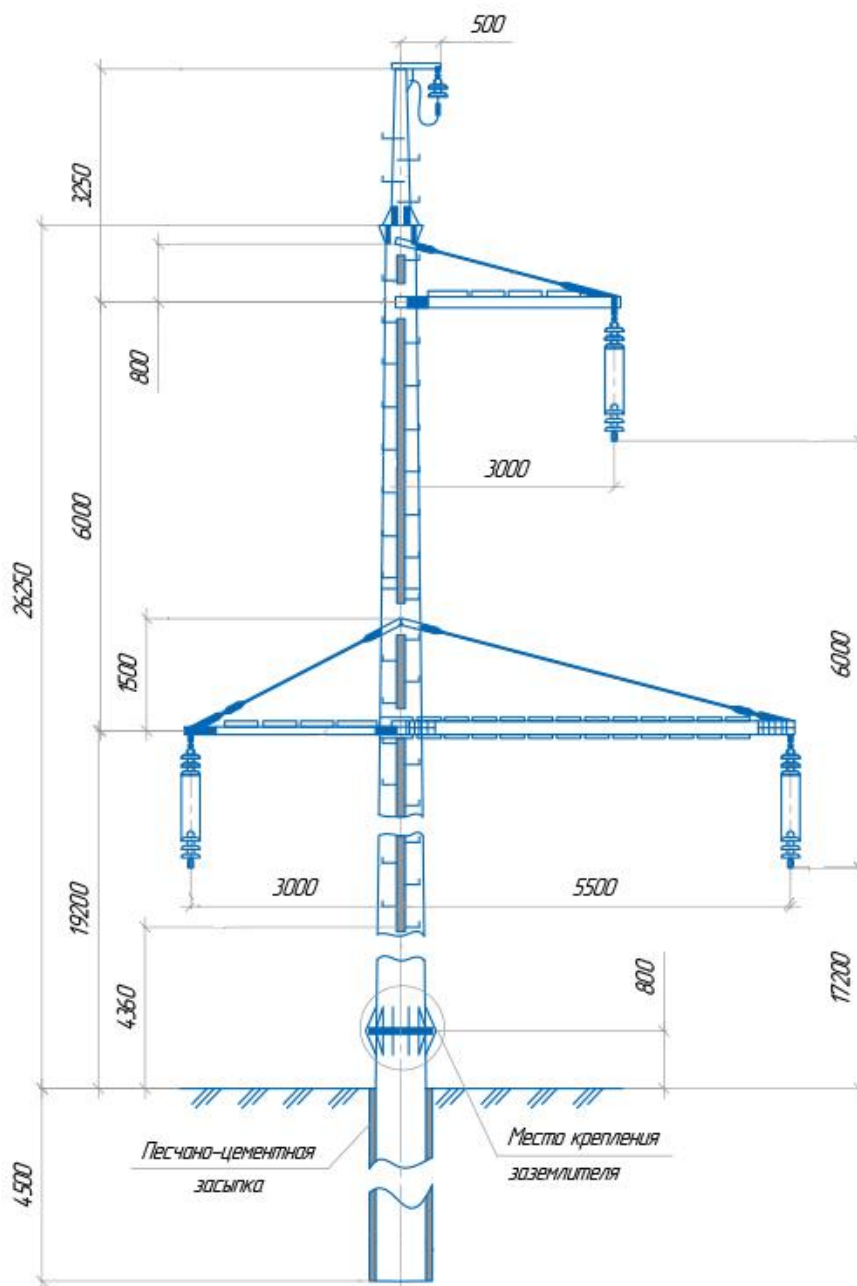


Рисунок 5 – Схематичное изображение опоры ПМ220-1

Характеристики опор удовлетворяют условиям рассматриваемого климатического района и пригодны для эксплуатации с рассматриваемыми марками проводов.

Для подключения к существующей линии 220 кВ Амурская – Ледяная используются опоры типа У220-1, которые, при необходимости, могут комплектоваться подставками +5, +9, +14 м. В качестве анкерно-угловых опор на одностросовом участке заходов приняты опоры типа У220-1. На двухтросовом подходе к ПП используются опоры У220-3. Опоры У220-1 и У220-3 могут комплектоваться подставками +5, +9, +14м. Характеристики опор удовлетворяют условиям рассматриваемого климатического района и пригодны для эксплуатации с рассматриваемыми марками проводов.

### 2.3.2 Экономическое сравнение вариантов трассы

Сравнение стоимости строительства заходов в зависимости от применения промежуточных опор разного типа при использовании провода АС 300/39 приведено в таблице 3.

Таблица 3 – Стоимость строительства заходов

Название провода	Тип опоры	Количество опор	Стоимость установки одной опоры <sup>1</sup> , руб	Сумма установки всех опор, руб
АС-300/39	П220-3	47	155745,1	7320020,0
	ПМ220-1	63	200517,8	12632621,0

<sup>1</sup> – в ценах на 2000 год.

Следует отметить, что в стоимость установки одной опоры включены только стоимости опор, фундаментов и строительно-монтажных работ по их установке [16].

Из результатов технико-экономического сравнения строительства ВЛ наиболее экономичным представляется вариант с использованием промежуточных стальных опор П220-3.

### 2.4 Выбор схемы ПП

В данном разделе выпускной квалификационной работы необходимо выбрать схему распределительного устройства. При выборе схемы будем брать

во внимание количество присоединений, номинальное напряжение и тип подстанции.

ПП 220 кВ имеет 4 присоединения: два захода ЛЭП, а именно ВЛ 220 кВ Амурская – ПП и ВЛ 220 кВ ПП – Ледяная, а также два шинпровода к трансформаторам принимающей ПС 220 кВ Кс – 7а.

Исходя из этого, для схемы РУ ПП 220 кВ можно рассмотреть следующие варианты исполнения:

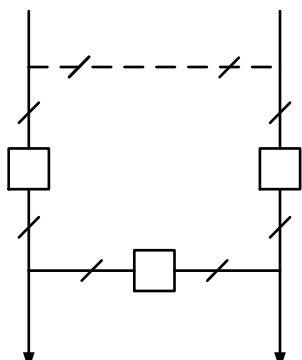
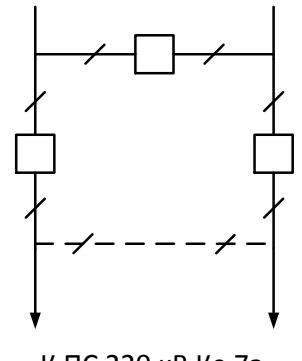
1) Схема 220 – 5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий»[22];

2) Схема 220 – 5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов»[22];

3) Схема 220 – 7 «Четырёхугольник»[22].

Для удобства представим названия и описания схем в виде таблицы.

Таблица 4 – Варианты схем РУ ПП 220 кВ

№	Название схемы	Схема	Область применения
1	220 – 5Н - Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	 К ПС 220 кВ Кс-7а	35-220 кВ. Проходные 2-х трансформаторные ПС с двухсторонним питанием при необходимости сохранения в работе двух трансформаторов при повреждении на ВЛ.
2	220 – 5АН - Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	 К ПС 220 кВ Кс-7а	35 – 220 кВ. Проходные 2-х трансформаторные ПС с двусторонним питанием при необходимости сохранения транзита при повреждении в трансформаторе.

№	Название схемы	Схема	Область применения
3	220 – 7 - Четырёхугольник		110 – 750 кВ. Для 2-х трансформаторных ПС питаемых по 2-м ВЛ, при необходимости секционирования транзитной ВЛ. Может применяться в качестве начального этапа схемы «трансформаторы-шины».

Проведём сопоставление упомянутых выше схем при различных ситуациях во время работы ПП 220 кВ. Для удобства характеристики вариантов схем представим в виде таблицы.

Таблица 5 – Характеристики вариантов схем

	Номера и характеристики вариантов схем		
	220 – 5Н	220 – 5АН	220 – 7
Количество выключателей	3	3	4
Количество разъединителей	10	10	12
Количество отключаемых выключателей при отключении одной цепи ВЛ 220 кВ	1	2	2

	Номера и характеристики вариантов схем		
	220 – 5Н	220 – 5АН	220 – 7
Количество отключаемых элементов сети и выключателей (в скобках) при отказе выключателя в цепи ЛЭП (трансформатора) и действии УРОВ	2 (2) в работе остается один трансформатор и одна ЛЭП	2 (2) в работе остается один трансформатор и одна ЛЭП	2 (3) в работе остается один трансформатор и одна ЛЭП

По представленным в таблице 5 характеристикам можно провести следующие сравнения:

1) Сопоставление вариантов схем по числу коммутируемых элементов (выключателей) при отключении одной цепи ВЛ 220 кВ: минимальное число выключателей 220 кВ - один - коммутируется при отключении любой ВЛ 220 кВ по схеме 220-5Н, максимальное – два – по схемам 220-5АН, 220-7;

2) Сопоставление вариантов схем по количеству отключаемых элементов сети при отказе выключателя в цепи ЛЭП (трансформатора) и действии УРОВ: во всех схемах происходит отключение не более одной ЛЭП и одного трансформатора, питание потребителей осуществляется по оставшейся в работе ЛЭП через один трансформатор;

3) Сопоставление вариантов схем по количеству отключаемых элементов сети при отказе «среднего» выключателя: в схеме 220-5Н полное погашение РУ 220 кВ возможно в случае отказа «среднего» выключателя при КЗ в цепи трансформатора, в схеме 5-АН – при КЗ в цепи ЛЭП.

На основании характеристик вариантов схем, представленных в таблице 5, и их сравнении можно сделать следующие выводы:

1) Наименее затратными, в сравнении с 220 – 7, являются схемы 220-5Н и 220-5АН, так как на их сооружение требуется на один выключатель и два разъединителя меньше;

2) Отказ выключателя в цепи ЛЭП для схемы 220-5Н, выключателя в цепи трансформатора в схеме 220-5АН, приведет к потере транзита мощности через РУ 220 кВ и отключению одной ЛЭП и одного трансформатора. Питание потребителей ПП 220 кВ будет осуществляться по оставшейся в работе ЛЭП через один трансформатор;

3) В схеме 220-5Н полное погашение РУ 220 кВ возможно в случае отказа «среднего» выключателя при КЗ в цепи трансформатора, а в схеме 220-5АН – при КЗ в цепи ЛЭП;

4) При ремонте «среднего» выключателя в схеме 220-5АН и любого выключателя в схеме 220-7 сохраняется секционирование сети, при ремонте «среднего» выключателя в схеме 220-5Н секционирование сети не сохраняется;

5) При повреждении в трансформаторах в схеме 220-5АН транзит мощности через подстанцию сохраняется, в схеме 220-5Н – транзит мощности прерывается на время оперативных переключений;

6) Отказ любого выключателя в схеме 220-7 приведет к потере транзита мощности через РУ 220 кВ и отключение одной ЛЭП и одного трансформатора, но не вызывает погашения РУ 220 кВ.

Таким образом, на основании сравнения характеристик вариантов схем и сделанных по ним выводов, в качестве РУ ПП 220 кВ рекомендуется использовать схему 220 – 5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». Она является одной из наименее затратных по стоимости в сравнении с рассмотренными схемами и позволяет сохранить транзит мощности через ПП при повреждении в трансформаторе на ПС 220 кВ КС – 7а.



## 3 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

### 3.1 Расчёт токов короткого замыкания

В данном разделе необходимо рассчитать величину токов короткого замыкания на шинах ПП 220 кВ. На основании полученных значений токов КЗ выбирается основное оборудование электрических станций и подстанций.

Расчёт электромагнитного переходного процесса в современной электрической системе с учётом всех имеющих место условий и факторов чрезвычайно сложен и практически невыполним. Поэтому, для упрощения задачи и с целью сделать её решение практически возможным, вводят ряд допущений.

Обратим внимание только на те основные допущения, которые обычно принимают при решении большинства практических задач, связанных с определением токов и напряжений при электромагнитных переходных процессах. К таким допущениям нужно отнести [25]:

1) отсутствие насыщения магнитных систем. При этом все схемы оказываются линейными, расчёт которых значительно проще.

2) Пренебрежение токами намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов.

3) Сохранение симметрии трёхфазной системы.

4) Пренебрежение ёмкостными проводимостями.

5) Приближённый учёт нагрузок.

6) Отсутствие активных сопротивлений. Это допущение в известной мере условно. Оно приемлемо при определении начальных и конечных значений отдельных величин, характеризующих переходный процесс в основных звеньях высокого напряжения электрической системы; при этом приближённый учёт активных сопротивлений применяется при оценке постоянных времени затухания свободных составляющих рассматриваемых величин. В тех случаях, когда подобный расчёт проводится для протяжённой кабельной или воздушной сети с относительно небольшими сечениями проводников (особенно линии со

стальными проводами), а также для установок и сетей напряжением до 1 кВ, данное допущение непригодно[25];

7) Отсутствие качаний синхронных машин. Если задача ограничена рассмотрением только начальной стадии переходного процесса, т. е. в пределах 0.1 – 0.2 секунды с момента нарушения режима до отключения повреждения, это допущение обычно не вносит заметной погрешности[25].

Расчеты токов КЗ выполняются без учета активных сопротивлений и проводимостей элементов сети, а также фазовых сдвигов между векторами ЭДС. Для составления схем замещения заданной электрической схемы необходимо определить индуктивные сопротивления всех элементов сети и ЭДС источников, подпитывающих точку КЗ[25].

Для простоты решения расчет будем проводить в относительных единицах приближенным способом. Для начала необходимо задать базисные величины.

1) Базисная мощность. Принимается произвольной величины, но для удобства рекомендуется принимать значение из ряда 100, 1000 и т.д.:

$$S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА.}$$

2) Базисное напряжение. Необходимо использовать значение среднего напряжения в месте установки данного элемента, выбранное из ряда: 515; 340; 230; 115; 37; 24; 20; 18; 15,75; 13,8; 10,5; 6,3 кВ:

$$U_{\sigma} = 230 \text{ кВ.}$$

3) Базисный ток. Определяется по следующему выражению:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} \quad (4)$$

$$I_{\sigma} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51 \text{ кА.}$$

Расчет параметров отдельных последовательностей для различных элементов выполняется следующим образом [25]:

1) Нагрузка. В схему замещения для сверхпереходного режима входит, как источник с параметрами  $E_{H^*}'' = 0.85$ ,  $X_{H^*}'' = 0.35$ .

Приведение сопротивлений нагрузки к базисным условиям выполняется по формуле:

$$X_{*(\delta)} = X_{H^*}'' \frac{S_{\delta}}{S_H} \quad (5)$$

$$X_{*(\delta)} = X_1 = 0,35 \frac{1000}{9,1} = 38,46 \text{ о.е.}$$

2) Система. Наиболее удаленную от расчетной точки КЗ часть электроэнергетической системы допускается представлять в виде одного источника энергии с неизменной по амплитуде ЭДС и результирующим эквивалентным индуктивным сопротивлением. ЭДС этого источника следует принимать равной среднему номинальному напряжению сети, связывающей удаленную и остальную части электроэнергетической системы, а его результирующее эквивалентное сопротивление  $X_{C*(\delta)}$  определять, исходя из известного тока  $I_C$  от эквивалентируемой части системы при КЗ в какой-нибудь узловой точке указанной сети [25]:

$$X_C = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_C} \quad (6)$$

где  $I_C$  – известный ток КЗ на шинах источника питания, кА.

Если для этой сети в качестве базисного напряжения принято соответствующее среднее номинальное напряжение, то

$$X_{C*(\delta)} = \frac{I_{\delta}}{I_C} \quad (7)$$

Сопротивление системы со стороны ПС Амурская будет равно:

$$X_{\text{АМ.С}*(\delta)} = X_2 = \frac{2,51}{9,42} = 0,27 \text{ о.е.}$$

Сопротивление системы со стороны ПС Ледяная:

$$X_{ЛЕД.С*(\delta)} = X_3 = \frac{2,51}{4,2} = 0,6 \text{ о.е.}$$

За этим сопротивлением считается подключенным источник с  $E_{C^*} = 1$ .

3) Воздушные линии электропередачи. Сопротивление прямой последовательности линии электропередачи, приведенное к базисным условиям, равно:

$$X_{Л*(\delta)} = X_{ВД} \cdot L \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} \quad (8)$$

где  $X_{ВД}$  – индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

$L$  – длина линии, км;

$U_{cp}$  – среднее напряжение в месте установки элемента (в данном случае ЛЭП), кВ.

Сопротивление ВЛ 220 кВ Амурская – ПП равно:

$$X_{АМ.Л*(\delta)} = X_4 = 0,4 \cdot 36,9 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,28 \text{ о.е.}$$

Сопротивление ВЛ 220 кВ ПП – Ледяная:

$$X_{ЛЕД.Л*(\delta)} = X_5 = 0,4 \cdot 27,2 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,21 \text{ о.е.}$$

После определения сопротивлений элементов, на основании электрической схемы рассматриваемого участка сети, составляется схема замещения этого участка. Электрическая схема рассматриваемого участка представлена на рисунке 6.

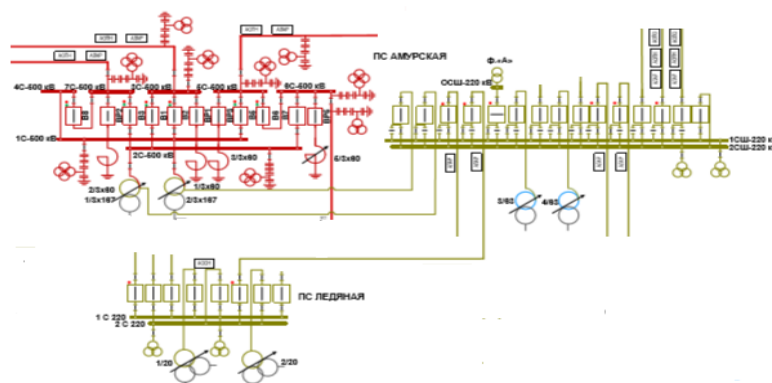


Рисунок 6 – электрическая схема участка сети.

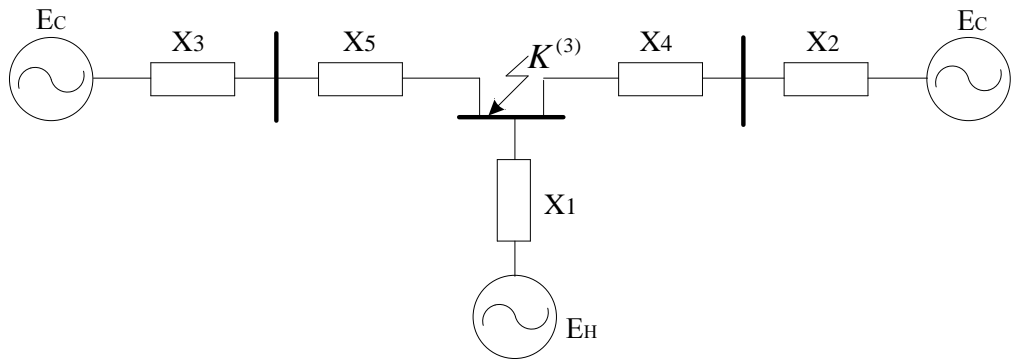


Рисунок 7 – схема замещения прямой последовательности.

Далее необходимо произвести эквивалентные преобразования исходной схемы. Целью преобразование схемы замещения является приведение её к простейшему виду. Каждая схема должна быть преобразована до одного результирующего сопротивления (если источники питания одного рода) соответствующей последовательности относительно точки КЗ [25].

При преобразованиях следует использовать основные приемы эквивалентных преобразований, известные из теории линейных цепей (параллельное и последовательное сложение сопротивлений, преобразование звезды в треугольник и обратно и т.п.) [25].

После преобразований схема замещения примет вид:

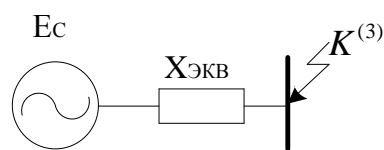


Рисунок 8 – схема замещения после преобразований

На схеме  $X_{ЭКВ}$  – эквивалентное сопротивление, которое с помощью преобразований определяется по формуле:

$$X_{ЭКВ} = \frac{(X_2 + X_4) \cdot (X_3 + X_5)}{X_2 + X_4 + X_3 + X_5} \quad (9)$$

$$X_{ЭКВ} = \frac{(0,27 + 0,28) \cdot (0,6 + 0,21)}{0,27 + 0,28 + 0,6 + 0,21} = 0,33 \text{ о.е.}$$

Так как сопротивление нагрузки слишком велико по отношению к системе, им можно пренебречь.

При приближенных расчетах начальное действующее значение периодической составляющей тока в месте КЗ допускается определять, приняв в соответствии с теоремой об активном двухполюснике ЭДС всех источников энергии равными нулю и используя формулу [25]:

$$I_{П0} = \frac{c}{X_{экв}} \cdot I_{\sigma} \quad (10)$$

где  $c$  – коэффициент, который рекомендуется принимать равным:

$c = 1,1$  – при определении максимального значения тока КЗ;

$c = 1$  – при определении минимального значения тока КЗ.

$$I_{П0} = \frac{1,1}{0,33} \cdot 2,51 = 8,36 \text{ кА} .$$

Далее находим наибольшее начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ. В общем случае следует принимать его равным амплитуде периодической составляющей тока в начальный момент КЗ:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \quad (11)$$

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 8,36 = 11,82 \text{ кА} .$$

Следом рассчитывается значение аperiodической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени по формуле:

$$i_{at} = i_{a0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \quad (12)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ;

$t$  – время от начала КЗ до момента расхождения дугогасящих контактов.

Постоянную  $T_a$  можно определить по формуле:

$$T_a = \frac{X_{ЭК}}{\omega_c \cdot R_{ЭК}} \quad (13)$$

где  $\omega_c$  – синхронная угловая частота напряжения сети;

$X_{ЭК}$  и  $R_{ЭК}$  – соответственно индуктивная и активная составляющие результирующего эквивалентного сопротивления схемы.

Постоянную  $T_a$  также можно определить из таблицы [24]:

Таблица 6 – Значения  $T_a$  и  $K_{уд}$  для характерных ветвей схемы.

Элементы или части энергосистемы	$T_a$ , с	$K_{уд}$
Система, связанная со сборными шинами, где рассматривается КЗ, воздушными линиями напряжением, кВ:		
110 – 150	0,02-0,03	1,608-1,717
220 – 330	0,03-0,04	1,717-1,78

$$i_{ат} = 11,82 \cdot e^{\frac{0,07}{0,03}} = 1,146 \text{ кА} .$$

Затем необходимо посчитать значение ударного тока. При расчете ударного тока КЗ с целью проверки проводников и электрических аппаратов по условиям КЗ допустимо считать, что амплитуда периодической составляющей тока КЗ в момент наступления ударного тока равна амплитуде этой составляющей в начальный момент КЗ. Если исходная расчетная схема содержит только последовательно включенные элементы, то ударный ток следует определять по формуле [24]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot K_{уд} \quad (14)$$

где  $K_{уд}$  – ударный коэффициент, который определяется по формуле 15.

$$K_{уд} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}} \quad (15)$$

Также  $K_{уд}$  можно определить из таблицы 6.

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 8,36 \cdot 1,717 = 20,3 \text{ кА} .$$

Для удобства результаты расчёта сведём в таблицу.

Таблица 7 – Значения токов КЗ.

Место КЗ	$I_{IIO}$ , кА	$i_{a0}$ , кА	$i_{y0}$ , кА	$i_{at}$ , кА
Шины ПП 220 кВ	8,36	11,82	20,3	1,146

Таблица 8 – Значения максимальных рабочих токов.

	Максимальный рабочий ток $I_{\text{раб. макс.}}$ , А
ВЛ 220 кВ Амурская – ПП	774
ВЛ 220 кВ ПП – Ледяная	757
Шины ПП 220 кВ	757

### 3.2 Выбор комплектных распределительных устройств

КРУЭ представляют собой единую герметизированную, трехфазную конструкцию со встроенными высоковольтными выключателями, измерительными трансформаторами тока, трансформаторами напряжения, разъединителями, заземлителями, а также ОПН, совмещенные в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом [5].

Применение SF<sub>6</sub> в качестве изоляции позволяет создать КРУ на напряжения до 800 кВ. Элегаз обладает высокими электроизоляционными и дугогасительными свойствами, не горит и не образует взрывоопасных смесей. Используя элегазовую изоляцию, можно значительно уменьшить габариты элементов РУ. Деление КРУЭ на блоки позволяет при замене одного из них сохранить газовое заполнение в остальной части [5].

К особенностям стоит отнести ограничение нижних рабочих температур до -5°С, что приводит к необходимости установки распределительного устройства в помещении.

Таким образом, КРУЭ является качественным распределительным устройством с множеством превосходных характеристик, включая компактность, безопасность, высокую надежность, удобство эксплуатации и стойкость к воздействию внешней среды.



Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией выбирается:

1) по номинальному напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (16)$$

2) по длительному току:

$$I_{max} \leq I_{ном} \quad (17)$$

3) по отключающей способности.

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по следующему условию:

$$I_{n,\tau} \leq I_{откл,ном} \quad (18)$$

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} \quad (19)$$

где  $i_{a,ном}$  – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ ;

$i_{a,\tau}$  – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов  $\tau$ ;

$\tau$  – время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов.

$$\tau = t_3 + t_{c,\delta} \quad (20)$$

где  $t_3$  – время срабатывания релейной защиты (обычно 0,01 с)[24];

$t_{c,\delta}$  – собственное время отключения выключателя (0,06 с).

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{откл,ном} \quad (21)$$

где  $\beta_n$  – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, (не менее 30%).

На электродинамическую стойкость КРУЭ проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{уд} \leq i_{дин} \quad (22)$$

где  $i_{дин}$  – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу.

На термическую стойкость КРУЭ проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (23)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс тока КЗ;

$I_{тер}$  – среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) по каталогу;

$t_{тер}$  – длительность протекания тока термической стойкости.

$$B_k = I_{n,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (24)$$

где  $t_{отк}$  – время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов.

К установке на ПП 220 кВ предлагается КРУЭ типа 300SR производства фирмы Hyundai.

Подробный расчёт выбора и проверки комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией произведён, результаты сведём в таблицу 9.

Таблица 9 – Выбор и проверка КРУЭ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 245 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 765 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$
$I_{откл, ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n, \tau} = 8,36 \text{ кА}$	$I_{n, \tau} \leq I_{откл, ном}$
$i_{дин} = 130 \text{ кА}$	$i_{уд} = 20,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$i_{a, ном} = 13,36 \text{ кА}$	$i_{a\tau} = 1,146 \text{ кА}$	$i_{a, \tau} \leq i_{a, ном}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 6,99 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Таким образом, исходя из данных, представленных в таблице можно сделать вывод о том, что выбранное КРУЭ 300SR соответствует всем условиям выбора и проверки и может быть установлено на ПП.

Технические особенности:

1) Компактность исполнения. Высокая степень готовности к монтажу и стоимость земли играют значительную роль в выборе типа распределительного устройства. Подстанция с КРУЭ занимает 5-10% площади подстанции с ОРУ. Благодаря таким компактным размерам КРУЭ Hyundai позволяет располагать подстанции в густо населенных районах, гористой местности и т.д. Оно может быть смонтировано даже в жилых домах, эффективно используя ограниченность пространства[5].

2) Защита от контакта с деталями под напряжением. Все детали КРУЭ, находящиеся под напряжением, заключены в заземленный кожух, что обеспечивает повышенную безопасность персонала[5].

3) Защита от загрязнения. Так как все элементы заключены в герметичный металлический кожух, они полностью защищены от влияний внешней среды, таких как солевые отложения в прибрежных зонах, снег, дожди, запыленный воздух, большая влажность, что обеспечивает высокую надежность работы[5].

4) Модульное исполнение. КРУЭ состоит из стандартных модулей, что обеспечивает лёгкость монтажа и высокое качество сборки.

5) Газонепроницаемость. Небольшое количество труб и клапанов изолированной системы стандартных модулей гарантирует высокую степень герметичности и газонепроницаемости[5].

6) Применение пружинно – моторного привода выключателя. Использование такого привода выключателя обеспечивает высокую надежность, простоту монтажа, меньшее количество комплектующих, устраняет нагрев газа.

7) Простота эксплуатации. Конструкция КРУЭ обеспечивает легкий доступ к его электротехническим компонентам и позволяет осуществлять проверку и замену контактов выключателя без демонтажа.

Компоновка элементов, а также габаритные размеры стандартной ячейки представлены на рисунке 9.

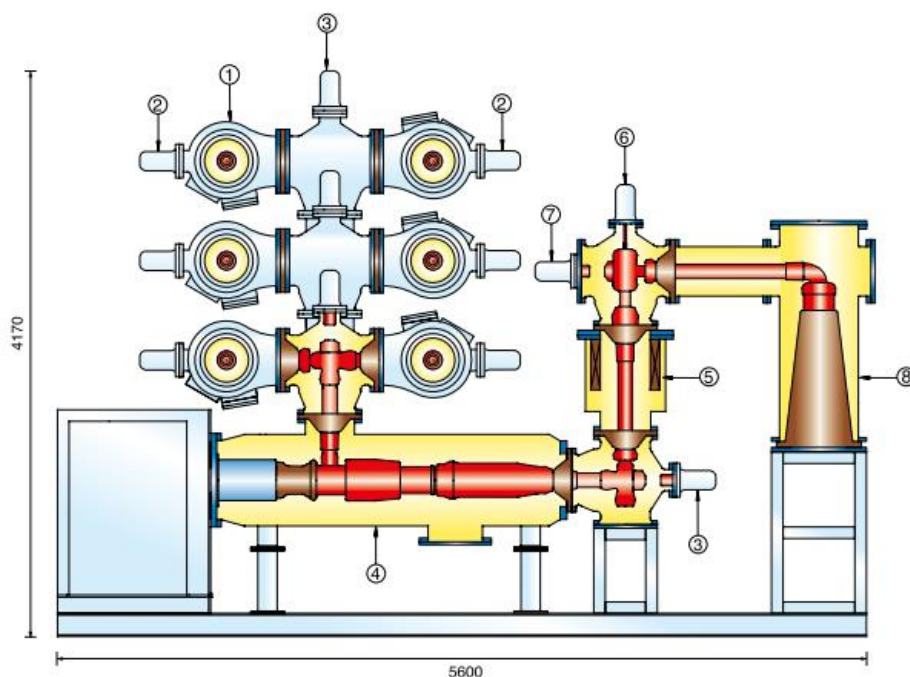


Рисунок 9 – Ячейка КРУЭ 220 кВ 300SR

На рисунке цифрами обозначены: главная шина – 1, шинный разъединитель – 2, заземлитель (тех. обслуживание) – 3, выключатель – 4, трансформатор тока – 5, линейный разъединитель – 6, заземлитель – 7, концевая кабельная муфта – 8.

В зависимости от требуемого вида присоединения может использоваться ввод элегаз – воздух, элегаз – кабель или элегаз – трансформатор.

### 3.3 Проверка выключателей

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения в цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на соответствующее короткое замыкание.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- 1) надежное отключение любых токов;
- 2) быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- 3) пригодность для БАПВ, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- 4) легкость ревизии и осмотра контактов;
- 5) взрыво- и пожаробезопасность;
- 6) удобство транспортировки и эксплуатации.

Выключатели высокого напряжения должны длительно выдерживать номинальный ток и номинальное напряжение.

Выключатель выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, а также динамической и термической устойчивости к токам коротких замыканий.

При выборе выключателей необходимо учесть 12 различных параметров, но так как заводами – изготовителями гарантируется определенная зависимость параметров, например:

$$I_{\text{вкл,ном}} \geq I_{\text{откл,ном}} \quad (25)$$

$$i_{\text{вкл,ном}} \geq 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл,ном}} \quad (26)$$

допустимо производить выбор выключателей по важнейшим параметрам, а именно по тем же, что и КРУЭ, но выключатель дополнительно необходимо проверить по включающей способности по условию:

$$i_{y\partial} \leq i_{вкл} \quad (27)$$

где  $i_{y\partial}$  – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$i_{вкл}$  – наибольший пик тока включения (по каталогу).

Заводами-изготовителями соблюдается условие, где  $K_{y\partial} = 1,8$  – ударный коэффициент, нормированный для выключателей. Проверка по двум условиям необходима потому, что для конкретной системы  $K_{y\partial}$  может быть более 1,8[24].

Результаты по проверке выключателя КРУЭ 300SR сведены в таблицу 9, а его изображение представлено на рисунке 9. Привод выключателя пружинно-моторный.

Таблица 10 – Выбор и проверка выключателя.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 245 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 765 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$
$I_{откл, ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n, \tau} = 8,36 \text{ кА}$	$I_{n, \tau} \leq I_{откл, ном}$
$i_{вкл} = 80 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 20,3 \text{ кА}$	$i_{y\partial} \leq i_{вкл}$
$i_{дин} = 130 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 20,3 \text{ кА}$	$i_{y\partial} \leq i_{дин}$
$i_{a, ном} = 13,36 \text{ кА}$	$i_{a\tau} = 1,146 \text{ кА}$	$i_{a, \tau} \leq i_{a, ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 7500 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{\kappa} = 6,99 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{\kappa} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Из таблицы 9 видно, что выключатель в КРУЭ 300SR удовлетворяет всем условиям проверки.

### 3.4 Проверка разъединителей

Выбор разъединителей производится так же, как и выбор выключателей, но без проверок на отключающую способность, т.к. они не предназначены для

отключения цепей, находящихся под нагрузкой [24]. Исходя из того, что разъединители комплектуются в сборе с ячейкой КРУЭ, то произведём только их проверку. Результат сведём в таблицу. Изображение представлено на рисунке 9.

Таблица 11 – Проверка разъединителей.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 245 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 765 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 130 \text{ кА}$	$i_{уд} = 20,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 6,99 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Исходя из данных, представленных в таблице 10, следует, что установленный разъединитель удовлетворяет всем требованиям.

### 3.5 Проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока следует выбирать с не менее чем двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другие – для приборов защиты.

Выбор трансформаторов тока производится:

- по напряжению установки
- по номинальному току

$$I_{раб.маx} \leq I_{1ном} \quad (28)$$

где  $I_{1ном}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока.

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости:

$$i_{y\partial} \leq k_{\varepsilon\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном} \quad (29)$$

где  $k_{\varepsilon\partial}$  – кратность электродинамической стойкости по каталогу.

Электродинамическая стойкость шинных трансформаторов тока определяется устойчивостью самих шин распределительного устройства, вследствие этого такие трансформаторы по этому условию не проверяются;

- по термической стойкости

$$B_k \leq (k_\tau \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_{мер} \quad (30)$$

$$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$$

где  $k_\tau$  – кратность термической стойкости по каталогу;

- по вторичной нагрузке

$$Z_{2\partial\partialн} \leq Z_{2ном} \quad (31)$$

где  $Z_{2\partial\partialн}$  – вторичная нагрузка трансформатора;

$Z_{2ном}$  – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,2[24].

Прежде чем выбрать трансформатор тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь, и иметь данные о длине соединительных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм<sup>2</sup> для медных и 4 мм<sup>2</sup> для алюминиевых проводов. После этого приборы распределяют по фазам А и С при наличии на присоединении двух ТТ или по фазам А, В и С при наличии трёх ТТ. Затем определяется сопротивление наиболее загруженной фазы. Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому  $Z_{2\partial\partialн} \approx r_{2\partial\partialн}$  [24].

$$r_{2\partial\partialн} = r_{приб} + r_{пров} + r_{конт} \quad (32)$$



где  $r_{приб}$  – сопротивление приборов;

$r_{пров}$  – сопротивление соединительных проводов;

$r_{конт}$  – сопротивление контактов.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов.

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} \quad (33)$$

где  $S_{приб}$  – мощность, потребляемая прибором;

$I_{2ном}$  – вторичный номинальный ток прибора.

Сопротивление проводов не должно превышать значения, полученного по следующему выражению:

$$r_{пров} \leq r_{2доп} - r_{приб} - r_{конт} \quad (34)$$

Минимальное сечение проводов можно определить из соотношения:

$$S_{min} = \frac{l_{расч}}{\gamma \cdot r_{пров}} \quad (35)$$

где  $\gamma = 54$  м/Ом·мм<sup>2</sup> – для меди;

$\gamma = 32$  м/Ом·мм<sup>2</sup> – для алюминия.

На стороне 220 кВ в цепях трансформаторного и секционирующего выключателей предусматривается устанавливать амперметр, ваттметр, варметр и счетчики с измерением мощности в обоих направлениях. Изображения измерительных приборов и счётчика активной и реактивной энергии представлено на рисунках 10,11,12.

Таблица 12 – Измерительные приборы и приборы учёта.

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах		
		A	B	C
Амперметр	ЩМ120	15	15	15
Ватт- и Варметр	ЩВ120	-	-	-
Счетчик акт. и реакт. эн.	Меркурий 234 ARTM2	7	7	7
Итого		22	22	22



Рисунок 10 – Многофункциональный измерительный прибор ЩМ120



Рисунок 11 – Ваттметр и варметр ЩВ120



Рисунок 12 – Счётчик активной и реактивной энергии Меркурий ARTM2

Из таблицы видно, что все фазы загружены равномерно. Произведём проверку трансформатора тока, встроенного в ячейку КРУЭ. Результаты расчёта сведены в таблицу. Расположение ТТ представлено на рисунке 9.

Таблица 13 – данные встроенного ТТ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 245 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{1ном} = 800 - 1000 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 757 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{1ном}$
$i_{дин} = 130 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 20,3 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 6,99 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$Z_{2ном} = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,985 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

Исходя из данных, представленных в таблице 13, можно сделать вывод о том, что встроенный в КРУЭ ТТ удовлетворяет всем требованиям и пригоден к использованию в данных условиях.

### 3.6 Проверка трансформаторов напряжения

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

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} \quad (36)$$

где  $S_{ном}$  – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

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

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{приб} \cdot \cos \varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin \varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} \quad (37)$$

Если вторичная нагрузка превышает номинальную мощность в выбранном классе точности (0,2), то устанавливают второй трансформатор напряжения и часть приборов присоединяют к нему.

Сечение проводов в цепях трансформаторов напряжения определяется по допустимой потере напряжения. Согласно [8] потеря напряжения от трансформаторов напряжения до расчетных счетчиков должна быть не более 0,5 %, а до щитовых измерительных приборов – не более 1,5 % при нормальной нагрузке.

Для упрощения расчетов при учебном проектировании можно принимать сечение проводов по условию механической прочности 1,5 мм<sup>2</sup> для медных жил и 2,5 мм<sup>2</sup> для алюминиевых жил.

Проведём проверку встроенного трансформатора напряжения для подключения приборов измерений и учета на стороне 220 кВ. Нагрузка

приборов подключаемых к вторичной обмотке приведена в следующей таблице.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Общая мощность	
					P, Вт	Q, ВАр
Мультиметр	DMTME	-	-	1	4.2	6
Итого					4.2	6



Рисунок 13 – Мультиметр АBB DMTME

Мощность нагрузки вторичных цепей определяется по формуле 37:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{4.2^2 + 6^2} = 7.32 \text{ ВА}$$

Результаты проверки встроенного трансформатора напряжения в КРУЭ 300SR представлены в таблице ниже.

Таблица 15 – Сопоставление данных встроенного ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 245 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 100 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 7.32 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Определяем общее сопротивление приборов:

$$z_{приб} = \frac{7.32}{5^2} = 0.3 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$z_{пров} = 1 - 0.3 - 0.05 = 0.65 \text{ Ом}$$

Для 220 кВ применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина 50 м, тогда сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{z_{пров}} \tag{38}$$

$$q = \frac{0.0175 \cdot 50}{0.65} = 1.35 \text{ мм}^2$$

По найденному сечению принимаем контрольный кабель сечением 1.5 мм<sup>2</sup>. Проверяем условие выбора трансформатора напряжения с учетом выбранного сечения:

$$z_{пров} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} \tag{39}$$

$$z_{пров} = \frac{0.0175 \cdot 50}{1.5} = 0.583 \text{ Ом}$$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения с учетом выбранного сечения:

$$Z_2 = z_{приб} + z_{пров} + z_{кон}$$

$$Z_2 = 0.3 + 0.583 + 0.05 = 0.933 \text{ Ом}$$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения не превышает номинальной допустимой нагрузки,  $Z_2 \leq Z_{2ном}; 0,933 \leq 1$ , поэтому встроенный в КРУЭ 300SR трансформатор напряжения удовлетворяет всем условиям.

### 3.7 Выбор ограничителей перенапряжения

ОПН предназначены для защиты изоляции электрооборудования подстанций и электрических сетей от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения произведём в зависимости от номинального напряжения в месте установки, т.к. уточненных параметров их выбора нет.

При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая предварительно определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n \quad (40)$$

где  $U$  – величина неограниченных перенапряжений;

$U_{ост}$  – остающееся напряжение на ограничителе,  $U_{ост} = 331 \text{ кВ}$ ;

$Z$  – волновое сопротивление линии,  $Z = 430 \text{ Ом}$ ;

$T$  – время распространения волны;

$n$  – количество последовательных токовых импульсов,  $n = 2$ .

Значение  $U$  можно рассчитать по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0} \quad (41)$$

где  $U_0$  – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

$k$  – коэффициент полярности,  $k = 0,2 \cdot 10^{-3}$ ;

$l$  – длина защищенного подхода, 3 км [8].

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 900} = 584,416 \text{ кВ}$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c} \quad (42)$$

где  $\beta$ – коэффициент затухания волны;  
 $c$ – скорость распространения волны.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 2,7} = 1,221 \text{ мкс}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(584,416 - 331)}{430} \cdot 331 \cdot 2 \cdot 1,221 \cdot 2 = 952,73 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}} \quad (43)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{952,73}{220} = 4,33 \text{ кДж/кВ}$$

На стороне ОРУ 220 кВ перед входом в здание ЗРУ и на выходе из него к порталам ПС 220 кВ Кс–7а выбираем ОПН-220 УХЛ1 с удельной энергоемкостью 4,4 кДж/кВ и параметрами, представленными в таблице 15. Изображение показано на рисунке 14.

Таблица 16– Характеристики ОПН-220 УХЛ1

Напряжение сети	220 кВ
Наибольшее допустимое напряжение	156 кВ
Номинальный разрядный ток	10 кА
Максимальная амплитуда импульсного тока	100 кА
Пропускная способность (не менее)	850 А
Длина пути тока утечки (не менее)	360 см





Рисунок 14 – ОПН-220 УХЛ1

### 3.8 Выбор ошиновки 220 кВ

В РУ 35 кВ и выше применяют гибкие шины, выполненные сталеалюминиевыми проводами марки АС.

Гибкие шины, обычно, крепятся с помощью гирлянд подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так, для сборных шин 220 кВ на ОРУ ПП выбрано расстояние между фазами, равное 3,5 метра. При таком расстоянии силы взаимодействия между фазами не достаточно велики, поэтому проверка на электродинамическое воздействие токов КЗ гибких шин, обычно, не производится. Однако, при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться, что произойдет схлестывание или пробой между фазами[24].

Сечение гибких шин выбирается по нагреву (по допустимому току):

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}} \quad (44)$$

Так как  $I_{\max} = 757 \text{ А}$ , выбираем провод марки АС–300/39 с параметрами[8]:

- 1) сечение провода  $q = 300 \text{ мм}^2$ ;
- 2) диаметр провода  $d = 23,6 \text{ мм}^2$ ;

3) допустимый ток  $I_{дон} = 852 \text{ А}$ .

Выбранное сечение проверяется на термическое воздействие токов КЗ:

$$q_{\min} \leq q \quad (45)$$

где  $q_{\min}$  – минимальное сечение провода.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \quad (46)$$

где  $B_K$  – тепловой импульс тока КЗ;

$C$  – принимается равным  $91 \cdot 10^{-2}$  для алюминиевых шин.

По результатам расчёта получаем минимальное сечение  $q_{\min} = 91,87 \text{ мм}^2$ , которое удовлетворяет требованию в формуле 45.

На электродинамическое воздействие токов КЗ проверяются гибкие шины РУ при  $I_k^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$  и провода ВЛ при  $i_{yo} \geq 50 \text{ кА}$  [24].

По экономической плотности тока сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений по экономической плотности тока не проверяются [8].

При напряжении 35 кВ и выше проводники должны быть проверены по условиям образования короны с учётом приведенного радиуса проводника и коэффициента негладкости проводника по условию:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (47)$$

где  $E_0$  – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля;

$E$  – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода.

Максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля определяется по следующему выражению:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (48)$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода  
(для многопроволочных проводов  $m = 0,82$ );

$r_0$  – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \log \left( \frac{D_{cp}}{r_0} \right)} \quad (49)$$

где  $D_{cp}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot a \quad (50)$$

где  $a$  – расстояние между соседними фазами (350), см.

Подробный расчёт представлен в приложении А, по его результатам проведём проверку. Так как  $E_0 = 31,288$  кВ/см, а  $E = 23,231$  кВ/см, тогда по условию 47 получается:

$$24,857 \leq 28,159$$

Таким образом, можно сделать вывод о том, провод АС – 300/39 удовлетворяет всем критериям проверки и годен к использованию в качестве ошиновки 220 кВ на ПП.

Аналогичным способом выбирается токопровод от ЗРУ до трансформаторного портала ПС 220 кВ Кс-7а. По результатам расчёта выбран токопровод марки АС – 240/32 с параметрами:

- 1) сечение провода  $q = 240$  мм<sup>2</sup>;
- 2) диаметр провода  $d = 21,6$  мм<sup>2</sup>;
- 3) допустимый ток  $I_{дон} = 605$  А.

### 3.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

В качестве источника электроснабжения собственных нужд ПП 220 кВ предлагается использовать РУ 10 кВ ПС Кс-7а, так как мы считаем, что этот вариант является наиболее выгодным и целесообразным.

Электроснабжение собственных нужд ПП выполняется путем установки двух трансформаторов собственных нужд на средний класс напряжения 10 кВ. Устанавливаются ТСН в здании, объединенном ОПУ с ЗРУ 220 кВ. Электроснабжение самих ТСН выполняется с помощью кабельной линии электропередачи напряжением 10 кВ.

Перед тем, как выбирать трансформаторы собственных нужд, необходимо выбрать состав собственных нужд на ПП. По материалам, полученным в результате прохождения преддипломной и производственной практик, был получен предварительный состав собственных нужд ПП 220 кВ.

Таблица 17 – Состав собственных нужд ПП 220 кВ.

Наименование нагрузки	Расчётная нагрузка	
	Полная мощность в летний период, кВА	Полная мощность в зимний период, кВА
Рабочее освещение открытой части	0,79	1,12
Охранное освещение периметра	6,18	6,18
Приточная система вентиляции	6,11	91,04
Вытяжная система вентиляции	20,45	17,29
Система микроклимата помещений	54,34	7,25
Горячее водоснабжение	5,68	5,68
Система пожарной сигнализации и пожаротушения	5,93	5,93
Отопление помещений здания	0	132,01
Воздушно – тепловые завесы здания	0	22,18
Оборудование ЗРУ	1	11
Нагрузки СОПТ	18,62	18,62

Наименование нагрузки	Расчётная нагрузка	
	Полная мощность в летний период, кВА	Полная мощность в зимний период, кВА
Оборудование ОСУ ТП	6	6
Система связи	10	10
Устройства РЗА и ПА	5,5	5,5
Система видеонаблюдения	8	8
Другая нагрузка	16,87	131,19

Полная расчетная мощность собственных нужд переменного тока для летнего и зимнего режимов определяется в соответствии с формулами:

$$S_{Л} = \sqrt{(\sum P_{i,Л})^2 + (\sum Q_{i,Л})^2} = \sum S_{i,Л} \quad (51)$$

$$S_{Л} = 165,47 \text{ кВА}$$

$$S_{З} = \sqrt{(\sum P_{i,З})^2 + (\sum Q_{i,З})^2} = \sum S_{i,З} \quad (52)$$

$$S_{З} = 478,99 \text{ кВА}$$

Выбор мощности трансформаторов СН выполняется по наибольшей расчётной мощности собственных нужд, в нашем случае:

$$S_{расч} = S_{З} = 478,99 \text{ кВА}$$

Далее выбирается трансформатор по условию:

$$S_{ТСН} \geq S_{расч} / K_{П} \quad (53)$$

где  $S_{ТСН}$  – мощность выбранного трансформатора собственных нужд, кВА;  
 $K_{П}$  – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора СН (1 для сухого).

На ПП 220 кВ в качестве источника питания собственных нужд переменного тока принимаются 2 трансформатора собственных нужд сухого исполнения ТСЗ – 630/10 УЗ.



Рисунок 15 – ТСЗ-630/10 УЗ.

Выполним проверку загрузки ТСН-1 и ТСН-2 в нормальном и аварийном режимах работы.

Проектируемая нагрузка СН подключается таким образом, чтобы обеспечить равномерную загрузку ТСН-1 и ТСН-2 в нормальном режиме работы. Равномерная загрузка обеспечивается путем выбора оптимальных схем питания потребителей. Проверка загрузки трансформаторов СН ПП 220 кВ в аварийных режимах выполняется по условию аварийного отключения одного из двух ТСН.

Определим коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме работы по формуле:

$$K_3 = \frac{S_{расч}}{S_{ТСН}} \cdot 100 \% \quad (54)$$

$$K_3 = \frac{478,99}{630 \cdot 2} \cdot 100 = 38,02 \%$$

Определим коэффициент загрузки в аварийном режиме (один ТСН отключен):

$$K_3 = \frac{478,99}{630} \cdot 100 = 76,03 \%$$

Таким образом, загрузка ТСН–1 и ТСН–2 в нормальном режиме составляет 38,02 %, в аварийном режиме – 76,03 %, то есть коэффициент загрузки ТСН составляет 0,38 и 0,76 соответственно, что не превышает допустимый коэффициент перегрузки равный 1,0.

### **3.10 Выбор дизельной генераторной установки**

Дизельная генераторная установка необходима для обеспечения резервирования питания ответственных потребителей собственных нужд ПП 220 кВ.

По результатам прохождения производственной и преддипломной практик была получена суммарная мощность ответственных потребителей собственных нужд на ПП, которая составляет 298,61 кВА.

Мощность дизель-генератора должна покрывать максимальную суммарную расчетную нагрузку ответственных потребителей (с учетом собственных нужд ДГУ) и обеспечивать запуск электродвигателей.

Учитывая, что стабильная работа ДГУ обеспечивается при загрузке, равной 0,8 от номинальной мощности, рассчитаем требуемую мощность по формуле:

$$S_{ДГУ} = \frac{\Sigma S_{ОП}}{0.8} \tag{55}$$

где  $\Sigma S_{ОП}$  – суммарная мощность ответственных потребителей, кВА.

$$S_{ДГУ} = \frac{298,61}{0.8} = 373,27 \text{ кВА}$$

Таким образом, к установке на ПП 220 кВ принимается ДГУ номинальной мощностью 400 кВА. Установка выполняется на открытой части ПП в защитном контейнере типа «Север».



Рисунок 16 – ДГУ в контейнере типа «Север».

Произведём проверку загруженности выбранной ДГУ по коэффициенту загрузки:

$$K_3 = \frac{\Sigma S_{оп}}{S_{дгу}} \quad (56)$$

$$K_3 = \frac{298.61}{400} = 0.75$$

Таким образом, в результате расчёта получаем коэффициент загрузки равный 0,75, что не превышает коэффициент стабильной работы установки равный 0,8. Следовательно, выбранная ДГУ подходит к установке на ПП 220 кВ.

### 3.11 Выбор аккумуляторных батарей

Для питания сетей управления, автоматики, сигнализации, а также для аварийного освещения на ПП применяются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используют переменный ток или выпрямленный преобразователями



постоянный ток, что позволяет отказаться от дорогих мощных аккумуляторных батарей и существенно упростить оперативные цепи[24].

Установка постоянного тока состоит из нескольких преобразователей энергии переменного тока в постоянный, аккумуляторной батареи и соответствующего распределительного устройства.

В качестве преобразователей используют выпрямители. При нормальной работе ПП система оперативного постоянного тока питается через преобразователь, батарея заряжена и потребляет лишь небольшой ток для компенсации самозаряда. При нарушении нормального режима работы, а именно исчезновении напряжения в системе собственных нужд, преобразователь отключается и всю нагрузку принимает на себя батарея.

Основную нагрузку аккумуляторной батареи на ПП 220 кВ составляют следующие приёмники:

- аварийное освещение;
- приводы выключателей;
- устройства РЗ и противоаварийной автоматики;
- прочие шкафы и щиты управления.

Как правило, АБ эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В [24].

В соответствии с пунктом 5.5.9 «ПТЭ электрических станций и сетей Российской Федерации» напряжение на шинах постоянного тока, питающих цепи управления, устройства релейной защиты, сигнализации, автоматики и телемеханики, в нормальных эксплуатационных условиях допускается поддерживать на 5 % выше номинального напряжения электроприемников.

Система оперативного постоянного тока должна обеспечивать питание устройств РЗА, ПА, АСУ, сигнализации и аварийного освещения в режиме полной потери питания со стороны собственных нужд переменного тока ПП в течении не менее двух часов с обеспечением, по истечении указанного

времени, включения одного высоковольтного выключателя. Расчётная длительная нагрузка составляет 160 А. Режим толковой нагрузки – 18 А (режим включения выключателя КРУЭ 220 кВ).

Определяем количество элементов в АБ исходя из максимально допустимого (рабочего) напряжения на шинах и напряжения на одном элементе при постоянном подзаряде.

Число элементов в батарее будет определяться:

$$n = \frac{U_{ш}}{U_{эл}} \quad (57)$$

где  $U_{ш}$  – напряжение на шинах;

$U_{эл}$  – напряжение на элементе.

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 107$$

В режиме аварийного заряда при напряжении на элементе 1,75 В к шинам присоединяется общее число элементов батареи:

$$n = \frac{220}{1,75} = 126$$

Типовой номер батареи  $N$  определяется следующим образом:

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{I_{AB}}{J} \quad (58)$$

где  $I_{AB}$  – нагрузка установившегося двухчасового аварийного разряда, А;

$J$  – допустимая нагрузка аварийного разряда, А/Н, приведенная к первому номеру аккумуляторов, в зависимости от температуры электролита ( $J = 25$  А/Н для температуры электролита 25°C).

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{160}{25} = 6,4$$

Предварительно принимаем типовой номер батареи 8 (СК – 8).

Выбранный тип АБ необходимо проверить по наибольшему толчковому току по следующему неравенству:

$$46 \cdot N \geq I_{T.\max} \quad (59)$$

$$I_{T.\max} = I_{AB} + I_{ПП} + I_{П} \quad (60)$$

где  $I_{ПП}$  – ток, потребляемый электромагнитным приводом выключателя, включающегося в конце аварийного режима (18 А).

$$I_{T.\max} = 160 + 18 + 20 = 178 \text{ А}$$

$$368 \geq 198$$

Таким образом можно сделать вывод, что выбранный тип АБ СК – 8 подходит для установки на ПП 220 кВ.

Подзарядное устройство в нормальном режиме питает постоянно включенную нагрузку и подзаряжает батарею. Согласно ГОСТ 2.825-73 ток подзаряда должен быть  $0,03 \cdot N$ . Тогда

$$I_{ПЗ} \geq 1,05 \cdot N + I_{П} \quad (61)$$

$$I_{ПЗ} \geq 1,05 \cdot 8 + 20 = 28,4$$

Напряжение подзарядного устройства определяется по условию:

$$U_{ПЗ} \geq 2,15 \cdot n_0 \quad (62)$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,15 \cdot 107 = 230,1$$

В качестве подзарядных устройств применим выпрямительные агрегаты с твёрдыми выпрямителями, типа ВАЗП–380/260–40/80, на напряжение 380–260 В и ток 40–80 А.



Рисунок 17 – ВЗП–380/260–40/80

### **3.12 Выбор высокочастотных заградителей**

Для врезки в линейные провода высоковольтных ЛЭП в качестве высокочастотной обработки воздушных линий, с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ, на линейные тракты каналов ВЧ связи диспетчерского и технологического управления электросетями устанавливаются высокочастотные заградители, которые выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

Заградители выпускаются с естественным воздушным охлаждением и состоят из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора.

ВЗ предназначены для работы в следующих условиях: в частности, воздействия климатических факторов внешней среды – для длительной работы в исполнении «УХЛ» категории I по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543-70; тип атмосферы II по ГОСТ 15150-69; высота над уровнем моря не более 1000 метров. Окружающая среда не взрывоопасна, не содержит агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию, не насыщена токопроводящей пылью.

Выбираем высокочастотный заградитель ВЗ-1250-0,5У1.

Таблица 18 – Условия выбора ВЗ-1250-0,5У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 757 \text{ А}$	$I_{ном} > I_{раб.макс}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 8,36 \text{ кА}$	$I_{откл} > I_{пт}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 20,3 \text{ кА}$	$i_{дин} > i_{уд}$



Рисунок 18 – высокочастотный заградитель ВЗ-1250-0,5УХЛ1

## 4 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 4.1 Релейная защита и автоматика ВЛ 220 кВ Амурская – ПП

В настоящий момент на ВЛ 220 кВ Амурская - Ледяная применен следующий состав защит: ДЗЛ с функцией ступенчатых защит и комплект ступенчатых защит линии с передачей разрешающих сигналов. На ПП 220 кВ предусматривается установка устройства передачи аварийных сигналов и команд по высокой частоте (УПАСК по ВЧ) для нужд ПА, на ПС 500 кВ Амурская уже установлен УПАСК по ВЧ, проектом предусматривается оснащение вновь образовавшейся линии ВЛ 220 кВ Амурская - ПП со стороны ПП 220 кВ комплектом ДЗЛ с функцией ступенчатых защит и комплектом КСЗ с передачей разрешающих сигналов.

В качестве основной быстродействующей защиты ВЛ на ПП 220 кВ предусматривается установка полукомплекта дифференциальной защиты линии ДЗЛ с функцией ступенчатых защит (ДЗЛ с КСЗ), предусматривающее совместную работу с полукомплектом ДЗЛ с КСЗ, установленном на ПС 500 кВ Амурская. Связь полукомплектов ДЗЛ предусматривается по ВОЛС каналу.

Полукомплект ДЗЛ, устанавливаемый на ВЛ со стороны ПП 220 кВ, совместим с полукомплетом ДЗЛ, установленном на ПС 500 кВ Амурская.

Основная защита выполняется на терминале типа RED670 производства «ABB».



Рисунок 19 – терминалы типа RED670

Это интеллектуальное электронное устройство предназначено для защиты, управления и контроля кабельных и воздушных линий всех типов сетей. Данное устройство может использоваться на всех уровнях напряжений, в том числе и сверхвысоких. Дифференциальная токовая защита обеспечивает оптимальную чувствительность к повреждениям через большое переходное сопротивление и надежный выбор поврежденной фазы[2].

В качестве резервной защиты ВЛ предусматривается установка комплекта ступенчатых защит линии с передачей разрешающих сигналов на микропроцессорной базе:

- 1) дистанционная защита;
- 2) токовая направленная защита нулевой последовательности;
- 3) междуфазная токовая отсечка.

Резервная защита выполняется на базе терминала REC650 производства фирмы «ABB».



Рисунок 20 – терминал типа REC650

REC650 содержит полностью готовые к использованию решения, оптимизированные для управления устройствами в схемах с одиночным выключателем в одиночных и двойных системах шин. В комплектное оснащение версий, прошедших типовые испытания, входит как полноценный функционал защиты, так и уставки параметров, заданные по умолчанию, повышающие удобство пользования продуктами. В интеллектуальных электронных устройствах REC650 представлен ряд инноваций, например, существенно уменьшено число задаваемых уставок. Все основные параметры

уже заданы на заводе-изготовителе. В результате на месте необходимо всего лишь задать уставки, специфичные для конкретных условий эксплуатации, такие как данные линии электропередачи [2].

Для управления выключателем предусматривается установка автоматики управления выключателем (АУВ), автоматического повторного включения (АПВ), устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ). Устройства выполняются на микропроцессорной базе, размещены в составе одного терминала. Устройство АПВ предусматривает следующие режимы:

- контроль отсутствия напряжения на линии;
- контроль наличия напряжения на линии;
- контроль наличия напряжения на шинах;
- контроль отсутствия напряжения на шинах;
- проверка синхронизма (улавливание синхронизма);
- блокировка АПВ от внешних устройств (УРОВ, защит присоединений и др.).

Пуск УРОВ осуществляется при срабатывании защит, действующих на отключение данного выключателя, УРОВ выполняется индивидуальным. Действие УРОВ предусматривает:

- 1) первая ступень – действие без выдержки времени и без контроля тока на отключение своего выключателя (действие на «себя»);
- 2) вторая ступень – действие с выдержкой времени и с контролем тока на отключение выключателей смежных присоединений с запретом АПВ, включая передачу команды телеотключения на ПС 500 кВ Амурская.

#### **4.2 Релейная защита и автоматика ВЛ 220 кВ ПП – Ледяная**

В настоящий момент на ВЛ 220кВ Амурская - Ледяная применен следующий состав защит: ДЗЛ с функцией ступенчатых защит и комплект ступенчатых защит линии с передачей разрешающих сигналов. На ПП 220 кВ предусматривается установка УПАСК по ВЧ для нужд ПА, на ПС 220 кВ Ледяная уже установлен УПАСК по ВЧ, проектом предусматривается оснащение вновь образовавшийся линии ВЛ 220кВ ПП – Ледяная со стороны



ПП 220кВ комплектом ДЗЛ с функцией ступенчатых защит и комплектом КСЗ с передачей разрешающих сигналов.

В качестве основной быстродействующей защиты ВЛ на ПП 220 кВ предусматривается установка полукомплекта дифференциальной защиты линии ДЗЛ с функцией ступенчатых защит (ДЗЛ с КСЗ), предусматривающее совместную работу с полукомплектом ДЗЛ с КСЗ, установленном на ПС 220 кВ Ледяная. Связь полукомплектов ДЗЛ предусматривается по ВОЛС каналу.

Полукомплект ДЗЛ, устанавливаемый на ВЛ со стороны ПП 220 кВ, совместим с полукомплетом ДЗЛ, установленном на ПС 220 кВ Ледяная.

Основная защита выполняется на терминале типа RED670 производства «ABB».

В качестве резервной защиты ВЛ предусматривается установка комплекта ступенчатых защит линии с передачей разрешающих сигналов на микропроцессорной базе:

- 1) дистанционная защита;
- 2) токовая направленная защита нулевой последовательности;
- 3) междуфазная токовая отсечка.

Резервная защита выполняется на базе терминала REC650 производства фирмы «ABB».

Для управления выключателем предусматривается установка автоматики управления выключателем (АУВ), автоматического повторного включения (АПВ), устройства резервирования отказа выключателя ( УРОВ). Устройства выполняются на микропроцессорной базе, размещены в составе одного терминала. Устройство АПВ предусматривает следующие режимы:

- контроль отсутствия напряжения на линии;
- контроль наличия напряжения на линии;
- контроль наличия напряжения на шинах;
- контроль отсутствия напряжения на шинах;
- проверка синхронизма (улавливание синхронизма);

– блокировка АПВ от внешних устройств (УРОВ, защит присоединений и др.).

Пуск УРОВ осуществляется при срабатывании защит, действующих на отключение данного выключателя, УРОВ выполняется индивидуальным. Действие УРОВ предусматривает:

1) первая ступень – действие без выдержки времени и без контроля тока на отключение своего выключателя (действие на «себя»);

2) вторая ступень – действие с выдержкой времени и с контролем тока на отключение выключателей смежных присоединений с запретом АПВ, включая передачу команды телеотключения на ПС 220 кВ Ледяная.

#### **4.3 Автоматика секционного выключателя**

Для управления секционным выключателем (В 220 QX) предусматривается установка автоматики управления выключателем (АУВ), автоматического повторного включения (АПВ), устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ). Устройства выполняются на микропроцессорной базе, размещены в составе одного терминала.

Устройство АПВ предусматривает следующие режимы:

- контроль отсутствия напряжения на 1 С;
- контроль наличия напряжения на 1 С;
- контроль наличия напряжения на 2 С;
- контроль отсутствия напряжения на 2 С;
- проверка синхронизма (улавливание синхронизма);
- блокировка АПВ от внешних устройств (УРОВ, защит присоединений и др.).

Пуск УРОВ осуществляется при срабатывании защит, действующих на отключение данного выключателя, УРОВ выполняется индивидуальным.

Действие УРОВ предусматривает:

- 1) первая ступень – действие без выдержки времени и без контроля тока на отключение своего выключателя (действие на «себя»);

2) вторая ступень – действие с выдержкой времени и с контролем тока на отключение выключателей с запретом АПВ на смежных подстанциях (передача команды телеотключения на ПС 500 кВ Амурская, ПС 220 кВ Ледяная).

#### 4.4 Технические решения по защите ошиновки 220 кВ

В соответствии с [8] и [21] защита ошиновки 220 кВ осуществляется двумя комплектами дифференциальной защиты ошиновки ВН (ДЗО).

Комплект ДЗО трансформатора подключается к трансформаторам тока в цепи трансформатора, установленного на ПС 220 кВ Кс–7а, к трансформаторам тока в цепи выключателей и к трансформаторам тока в ремонтной перемычке.

Дифференциальная защита ошиновки 220 кВ выполняется с торможением для отстройки от токов небаланса установившегося и переходного режимов при внешних КЗ.

#### 4.5 Расчёт уставок выбранных защит

##### 4.5.1 Токовая направленная защита нулевой последовательности

Расчёт уставок токовой направленной защиты нулевой последовательности приведён, результаты расчёта сведены в таблицы.

Таблица 19 – Параметры срабатывания ТНЗНП ВЛ 220 кВ Амурская – ПП со стороны ПП.

Параметр	Расчётная формула	Принятая уставка
1 ступень (направленная)		
$I_1$	$I_{1(втор)} = \frac{I_{1(перв)}}{k_{ТТ}}$	1,74 А
$t_1$		0,1 с
2 ступень (направленная)		
$I_2$	$I_{2(втор)} = \frac{I_{2(перв)}}{k_{ТТ}}$	1,15 А
$t_2$	$t_2 = t_1 + \Delta t + t_{УРОВ}$	0,8 с
3 ступень (направленная)		
$I_3$	$I_{3(втор)} = \frac{I_{3(перв)}}{k_{ТТ}}$	0,74 А

Параметр	Расчётная формула	Принятая уставка
$t_3$	$t_3 = t_2 + \Delta t$	1,2 с
4 ступень (направленная)		
$I_4$	$I_{4(втор)} = \frac{I_{4(перв)}}{k_{ТТ}}$	0,06 А
$t_4$	$t_4 = t_{рез} + \Delta t$	5,4 с

Таблица 20 – Параметры срабатывания ТНЗНП ВЛ 220 кВ Амурская – ПП со стороны ПС Амурская.

Параметр	Расчётная формула	Принятая уставка
1 ступень (ненаправленная)		
$I_1$	$I_{1(втор)} = \frac{I_{1(перв)}}{k_{ТТ}}$	22,94 А
$t_1$		0,1 с
2 ступень (направленная)		
$I_2$	$I_{2(втор)} = \frac{I_{2(перв)}}{k_{ТТ}}$	11,6 А
$t_2$	$t_2 = t_1 + \Delta t + t_{УРОВ}$	0,8 с
3 ступень (направленная)		
$I_3$	$I_{3(втор)} = \frac{I_{3(перв)}}{k_{ТТ}}$	3,14 А
$t_3$	$t_3 = t_2 + \Delta t$	1,2 с
4 ступень (направленная)		
$I_4$	$I_{4(втор)} = \frac{I_{4(перв)}}{k_{ТТ}}$	0,3 А
$t_4$	$t_4 = t_{рез} + \Delta t$	4,5 с

Таблица 21 – Параметры срабатывания ТНЗНП ВЛ 220 кВ ПП – Ледяная со стороны ПП.

Параметр	Расчётная формула	Принятая уставка
1 ступень (направленная)		
$I_1$	$I_{1(втор)} = \frac{I_{1(перв)}}{k_{ТТ}}$	23,37 А
$t_1$		0,1 с
2 ступень (направленная)		
$I_2$	$I_{2(втор)} = \frac{I_{2(перв)}}{k_{ТТ}}$	17,12 А
$t_2$	$t_2 = t_1 + \Delta t + t_{УРОВ}$	0,8 с
3 ступень (направленная)		
$I_3$	$I_{3(втор)} = \frac{I_{3(перв)}}{k_{ТТ}}$	0,63 А
$t_3$	$t_3 = t_2 + \Delta t$	1,2 с
4 ступень (направленная)		
$I_4$	$I_{4(втор)} = \frac{I_{4(перв)}}{k_{ТТ}}$	0,06 А
$t_4$	$t_4 = t_{рез} + \Delta t$	4,1 с

Таблица 22 – Параметры срабатывания ТНЗНП ВЛ 220 кВ ПП – Ледяная со стороны ПС Ледяная.

Параметр	Расчётная формула	Принятая уставка
1 ступень (ненаправленная)		
$I_1$	$I_{1(втор)} = \frac{I_{1(перв)}}{k_{ТТ}}$	11,69 А
$t_1$		0,1 с
2 ступень (направленная)		

Параметр	Расчётная формула	Принятая уставка
$I_2$	$I_{2(втор)} = \frac{I_{2(перв)}}{k_{ТТ}}$	8,39 А
$t_2$	$t_2 = t_1 + \Delta t + t_{УРОВ}$	0,8 с
3 ступень (направленная)		
$I_3$	$I_{3(втор)} = \frac{I_{3(перв)}}{k_{ТТ}}$	5,55 А
$t_3$	$t_3 = t_2 + \Delta t$	1,2 с
4 ступень (направленная)		
$I_4$	$I_{4(втор)} = \frac{I_{4(перв)}}{k_{ТТ}}$	0,3 А
$t_4$	$t_4 = t_{рез} + \Delta t$	5,9 с

4.5.2 Дифференциальная защита линии на базе терминала RED670 производства АВВ.

1) ВЛ 220 кВ Амурская – ПП.

Для расчёта уставок необходимо определить коэффициенты ТТ на ПП и на шинах 220 кВ ПС Амурская, базисный ток.

Коэффициент ТТ определяется по формуле:

$$k_{ТТ} = \frac{I_{1ном}}{I_{2ном}} \quad (63)$$

где  $I_{1ном}$  – номинальный первичный ток ТТ;

$I_{2ном}$  – номинальный вторичный ток ТТ.

Коэффициент ТТ, установленного на шинах 220 кВ ПС Амурская:

$$k_{ТТ1} = \frac{1000}{5} = 200.$$

Коэффициент ТТ, установленного на ПП 220 кВ:

$$k_{ТТ2} = \frac{1000}{1} = 1000.$$

Базисный ток  $I_{баз}$  принимается равным току нагрузки линии  $I_{нагр}$  и составляет 774 А.

Отношения номинального первичного тока ТТ к базисному со стороны ПС Амурская и ПП равны и определяются по формуле:

$$k = \frac{I_{ном}}{I_{баз}} \quad (64)$$

$$k = \frac{1000}{774} = 1,29.$$

Отношение номинального первичного тока ТТ к базисному не превышает диапазона цифрового выравнивания ( $0,1 \leq k \leq 10$ ). Так как  $k \leq 5$ , относительную погрешность выравнивания токов плеч  $\Delta f_{выр}^f$  рекомендуется принять 0,02.

Конец горизонтального участка 1 (значение рекомендовано производителем для расчёта первой итерации)  $EndSection1 = 1,5$  о.е. (далее  $ES$ ).

Конец наклонного участка 2 (значение рекомендовано производителем)  $ES2 = 2$  о.е.

Отстройка от тока небаланса, вызванного погрешностями измерительных каналов, выполняется по неравенству:

$$I_{d\min} \geq k_{отс} \cdot ES1 \cdot I_{нб1} \quad (64)$$

где  $I_{d\min}$  – дифференциальный ток срабатывания, А;

$k_{отс}$  – коэффициент отстройки, равный 1,1;

$I_{нб1}$  – ток небаланса, А.

Ток небаланса определяется по следующей формуле:

$$I_{нб1} = \sqrt{(k'_{пер} \cdot \varepsilon)^2 \cdot (1 + \Delta f_{выр}^f)^2 + \Delta f_{выр}^f{}^2} \quad (65)$$

где  $k'_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходный процесс, равный 1,5;

$\varepsilon$  – полная относительная погрешность ТТ, равная 0,1.

$$I_{нб1} = \sqrt{(1,5 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 0,02)^2 + 0,02^2} = 0,18 \text{ о.е.}$$

Тогда дифференциальный ток срабатывания равен:

$$I_{d \min} \geq 1,1 \cdot 1,5 \cdot 0,18$$

$$I_{d \min} \geq 0,297 \text{ о.е.}$$

Таким образом, принятая уставка будет равна:

$$I_{d \min} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Отстройка от коэффициента торможения второго участка *SlopeSection2* (далее *SS*) выполняется по неравенству:

$$SS2 \geq \frac{k_{омс} \cdot I_{нб2} - I_{d \min}}{ES2 - ES1} \quad (66)$$

где  $I_{нб2}$  – ток небаланса в конце второго участка.

$$I_{нб2} = ES2 \cdot \sqrt{(k_{пер}'' \cdot \varepsilon)^2 \cdot (1 + \Delta f_{выр})^2 + \Delta f_{выр}^2} \quad (67)$$

где  $k_{пер}''$  – коэффициент, учитывающий переходной процесс для второго участка, равный 2,5.

$$I_{нб2} = 2 \cdot \sqrt{(2,5 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 0,02)^2 + 0,02^2} = 0,52 \text{ о.е.}$$

$$SS2 \geq \frac{1,1 \cdot 0,52 - 0,3}{2 - 1,5}$$

$$SS2 \geq 0,544$$

Так как помимо неравенства 71, должно соблюдаться условие  $SS2 \leq 0,5$ , необходимо произвести расчёт  $ES1$ :

$$ES1 = ES2 - 2 \cdot (k_{омс} \cdot I_{нб2} - I_{d \min}) \quad (68)$$



$$ES1 = 2 - 2 \cdot (1,1 \cdot 0,52 - 0,3) = 1,45 \text{ о.е.}$$

Тогда коэффициент торможения второго участка:

$$SS2 \geq \frac{1,1 \cdot 0,52 - 0,3}{2 - 1,45}$$

$$SS2 \geq 0,49$$

Таким образом, принятая уставка  $SS2 = 0,5$ .

Коэффициент торможения третьего участка  $SS3$  производителем рекомендуется принимать равным 0,65.

Проверка чувствительности защиты при КЗ на ВЛ 220 кВ Амурская – ПП. Коэффициент чувствительности должен соответствовать условию  $k_{\text{ч}} > 2$  и определяется по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_1 + I_2}{I_{\text{р.сраб}}} \quad (69)$$

где  $I_1$  – значение тока КЗ через комплект защиты со стороны ПС Амурская, 3052 А;

$I_2$  – значение тока КЗ через комплект защиты со стороны ПП, 817 А.

$I_{\text{р.сраб}}$  – расчётный дифференциальный ток срабатывания, А

$$I_{\text{р.сраб}} = I_{\text{баз}} \cdot I_{d \text{ min}} \cdot (1 + (ES2 - ES1) \cdot SS2 + (I_{\text{торм.расч}} - ES2) \cdot SS3) \quad (70)$$

где  $I_{\text{торм.расч}}$  – тормозной расчётный ток, о.е.

$$I_{\text{торм.расч}} = \frac{\max[I_1, I_2]}{I_{\text{баз}}} \quad (71)$$

$$I_{\text{торм.расч}} = \frac{3052}{774} = 3,94 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{р.сраб}} = 774 \cdot 0,3 \cdot (1 + (2 - 1,45) \cdot 0,5 + (3,94 - 2) \cdot 0,65) = 589 \text{ А}$$

$$k_q = \frac{3052 + 817}{589} = 6,57$$

Проверка чувствительности при КЗ в конце ВЛ 220 кВ Амурская – ПП  
вблизи шин ПП 220 кВ:

$$I_{\text{торм.расч}} = \frac{3605}{774} = 4,66 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{р.сраб}} = 774 \cdot 0,3 \cdot (1 + (2 - 1,45) \cdot 0,5 + (4,66 - 2) \cdot 0,65) = 698 \text{ А}$$

$$k_q = \frac{3605}{698} = 5,16$$

Проверка чувствительности при КЗ в начале ВЛ 220 кВ Амурская – ПП  
вблизи шин 220 кВ ПС Амурская:

$$I_{\text{торм.расч}} = \frac{698}{774} = 0,9 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{р.сраб}} = 774 \cdot 0,3 = 232 \text{ А}$$

$$k_q = \frac{698}{232} = 3$$

Как видно из результатов расчёта, во всех случаях коэффициент чувствительности превышает 2. Исходя из этого можно сделать вывод о том, что защита достаточно чувствительна.

Отстройка от режима максимального сквозного тока (КЗ на шинах ПП).  
Ток срабатывания дифференциальной отсечки определяется:

$$I_{dUnre} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{нб1}} \cdot I_{\text{скв.макс}} \quad (72)$$

где  $k_{\text{нб1}}$  – коэффициент небаланса, 0,7;

$I_{\text{скв.макс}}$  – сквозной максимальный ток, 4992 А.

$$I_{dUnre} = 1,1 \cdot 0,7 \cdot 4992 = 3844 \text{ А.}$$

Таким образом, принятая уставка составляет  $3844 / 774 = 4,97$  о.е.

2) ВЛ 220 кВ ПП – Ледяная.

Расчёт уставок ДЗЛ на базе терминала RED670 для ВЛ 220 кВ ПП – Ледяная ведётся аналогично расчёту для ВЛ 220 кВ Амурская – ПП.

Результаты расчёта уставок срабатывания дифференциальной защиты линии представлены в таблице.

Таблица 23 – параметры срабатывания ДЗЛ ВЛ 220 кВ ПП – Ледяная

Параметр	Расчётное условие	Принятая уставка		
		Наименование	Обозначение	Величина
$I_{d\min}$	Отстройка от тока небаланса, вызванного погрешностями измерительных каналов	Ток срабатывания	$I_{d\min}$	0,3 о.е.
<i>SlopeSection2</i>	Коэффициент торможения второго участка	Коэффициент торможения второго участка	<i>SlopeSection2</i>	0,5
$k_{\text{ч}}$	Проверка чувствительности и при КЗ на ВЛ	Коэффициент чувствительности	$k_{\text{ч}}$	7,78
	Проверка чувствительности и при КЗ на ВЛ вблизи шин ПП			2,56
	Проверка чувствительности и при КЗ на ВЛ вблизи шин ПС			6

	Ледяная			
--	---------	--	--	--

Продолжение таблицы 23

Параметр	Расчётное условие	Принятая уставка		
		Наименование	Обозначение	Величина
$I_{dUnre}$	Отстройка от режима максимального сквозного тока (КЗ на шинах ПС Ледяная)	Ток срабатывания дифференциальной отсечки	$I_{dUnre}$	3,3 о.е.

## 5 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

### 5.1 Анализ компоновки переключательного пункта

На проектируемом ПП предполагаются сооружения в следующем составе:

- здание ЗРУ 220 кВ объединенное со зданием ОПУ;
- ОРУ 220 кВ;
- дизельная генераторная установка;
- здание противопожарных резервуаров.

Геометрические размеры переключательного пункта:

- длина  $A = 102$  метра;
- ширина  $B = 71$  метр.

Расположение сооружений представлено на листе 3. При выборе размеров объекта руководствовались требованиями ПУЭ, а также СП 18.13330.2011. На территории ПП также предусмотрены подъездные пути для транспорта.

### 5.2 Заземляющее устройство

Искусственный заземлитель ОРУ 220 кВ состоит продольных и поперечных горизонтальных заземлителей, соединенных в сетку для выравнивания потенциала, вертикальных заземлителей и заземляющих проводников[18].

Для снижения импульсного сопротивления плотность сетки должна быть уменьшена вблизи высоковольтного оборудования, особенно около молниеотводов и ОПН. Кроме того, у молниеотводов и ОПН на расстоянии 3 – 5 метров устанавливаются не менее двух вертикальных заземлителей длиной не менее 5 метров. Также вертикальные заземлители должны быть равномерно распределены по территории ПП[18].

В помещениях распределительных устройств с элегазовым оборудованием прокладывают непрерывную стальную (медную) высокочастотную (ВЧ) сетку с шагом не более  $2 \times 2 \text{ м}^2$ , залитую бетоном. В качестве сетки может применяться арматура железобетонной конструкции пола. ВЧ сетка

присоединяется к закладным металлоконструкциям, на которых устанавливается оборудование. По периметру помещения с оборудованием КРУЭ прокладывают магистральный заземляющий проводник (шина) уравнивания потенциалов. К шине присоединяют закладные металлоконструкции, оборудование КРУЭ и ВЧ сетку[18].

### 5.3 Расчёт заземляющего устройства

Расчёт ЗУ произведём в соответствии с требованиями ПУЭ, согласно которому величина сопротивления заземляющего устройства на ПП 220 кВ не должна превышать 0,5 Ом.

При расчёте примем двухслойную модель грунта. Для Свободненского района Амурской области, где расположен проектируемый ПП преобладают почвы с удельным сопротивлением  $\rho_1 = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  и  $\rho_2 = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ .

Сначала определим эквивалентное сопротивление грунта  $\rho_{\text{экв}}$  по графику[9]. Для этого необходимо знать отношение  $\rho_1 / \rho_2$ :

$$\frac{60}{200} = 0,3$$

Согласно графику[9], получаем соотношение  $\rho_{\text{экв}} / \rho_2 = 0,5$ , из которого можно выразить  $\rho_{\text{экв}}$ :

$$\rho_{\text{экв}} = 0,5 \cdot \rho_2 \quad (73)$$

Таким образом, удельное сопротивление грунта составляет:

$$\rho_{\text{экв}} = 0,5 \cdot 200 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Далее определим площадь контура заземления  $S$ . Геометрические размеры ПП примем согласно разделу 5.1.

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) \quad (74)$$

$$S = (102 + 2 \cdot 1,5) \cdot (71 + 2 \cdot 1,5) = 7770 \text{ м}^2$$

Предварительно примем диаметр вертикальных электродов  $d = 12 \text{ мм}$ , а их сечение определим по формуле:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (75)$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 12^2}{4} = 113 \text{ мм}^2$$

Далее выбранное сечение необходимо проверить на термическую стойкость по следующему выражению:

$$F \geq \sqrt{\frac{I^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (76)$$

где  $I$  – ток однофазного короткого замыкания, согласно расчётам, равный 4,34 кА;

$T$  – время отключения этого замыкания, 0,56 с [18];

$\beta$  – коэффициент термической стойкости, для стали равен 21.

$$F \geq \sqrt{\frac{4340^2 \cdot 0,56}{400 \cdot 21}} = 35,5 \text{ мм}^2$$

$$113 \text{ мм}^2 \geq 35,5 \text{ мм}^2$$

Как видно из неравенства, выбранное сечение вертикальных электродов проходит проверку по термической стойкости.

Также, выбранное сечение необходимо проверить на коррозионную стойкость. Коррозионная зона принимается К4 [18].

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot h_k \cdot (d + h_k) \quad (77)$$

где  $h_k$  – глубина коррозии.

$$h_k = a_k \cdot \ln^3 t + b_k \cdot \ln^2 t + c_k \cdot \ln t + d_k \quad (78)$$

где  $t$  – время использования заземлителя, рекомендуется не менее 30 лет, 360 мес [18];

$a_k, b_k, c_k, d_k$  – коэффициенты для коррозионной зоны К4, равные соответственно 0,0026; 0,0092; -0,0104; 0,0224.

$$h_k = 0,0026 \cdot \ln^3(360) + 0,0092 \cdot \ln^2(360) + (-0,0104) \cdot \ln(360) + 0,0224 = 0,813$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,813 \cdot (12 + 0,813) = 32,71 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F \geq F_{кор} + \sqrt{\frac{I^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (79)$$

$$F \geq 32,71 + 35,5$$

$$113 \text{ мм}^2 \geq 68,21 \text{ мм}^2$$

Как видно, выбранное сечение удовлетворяет условиям коррозионной стойкости.

Далее определим общую длину полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{l_{n-n}} + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{n-n}} \quad (80)$$

где  $l_{n-n}$  – расстояние между полосами сетки, принимаем 6 метров [ПУЭ].

$$L_{\Gamma} = (102 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(71 + 2 \cdot 1,5)}{6} + (71 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(102 + 2 \cdot 1,5)}{6} = 2590 \text{ м}$$

Минимальное число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (81)$$

$$m = \frac{2590}{2 \cdot \sqrt{7770}} = 14,69$$

Принимаем  $m = 15$ .

Длина горизонтальных полос в расчётной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad (82)$$



$$L = 2 \cdot \sqrt{7770} \cdot (15 + 1) = 2820,7 \text{ м}$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (83)$$

где  $a$  – расстояние между вертикальными электродами, 6 метров.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{7770}}{6} = 58,76$$

Принимаем  $n_B = 59$  штук.

К установке примем вертикальные электроды диаметром  $d_B = 12$  мм и длиной  $l_B = 5$  м.

Определим стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_S = \rho_{\text{экс}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right) \quad (84)$$

где  $A$  – коэффициент подобия, который зависит от соотношения  $\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0,045$  и принимается равным 0,4[9].

$$R_S = 100 \cdot \left( \frac{0,4}{\sqrt{7770}} + \frac{1}{2820,7 + 59 \cdot 5} \right) = 0,485$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{II} = R_S \cdot a_{II} \quad (85)$$

где  $a_{II}$  – импульсный коэффициент.

$$a_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экс}} + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (86)$$

где  $I_M$  – значение тока молнии, принимается равным 60 кА.

$$a_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{7770}}{(100 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,73$$

$$R_{II} = 0,485 \cdot 1,73 = 0,84 \text{ Ом}$$

Согласно [9], импульсное сопротивление ЗУ при защите зданий 1 и 2 категорий не должно превышать 10 Ом. Согласно [8], стационарное сопротивление заземляющего устройства ПП 220 кВ не должно превышать 0,5 Ом. Исходя из результатов расчёта делаем вывод, что ЗУ переключательного пункта рассчитано верно.

#### 5.4 Расчёт молниезащиты

Согласно [20] надёжность защиты ПП 220 кВ должна приниматься не ниже второго уровня с показателем надёжности 0,99.

Молниезащита ОРУ выполняется стержневыми молниеотводами, установленными на линейном портале в требуемом количестве. От стоек портала должно быть обеспечено стекание тока молнии по магистралям заземления не менее, чем в двух направлениях с углом не менее 90 градусов между соседними [20].

Защита от прямых ударов молнии здания ЗРУ объединенного с ОПУ выполняется комбинированной. На крыше здания в части ЗРУ устанавливаются молниеотводы, так как необходимо обеспечить защиту вводов «элегаз – воздух» и отходящий токопровод к ПС 220 кВ Кс – 7а. На части крыши ОПУ и крыши здания противопожарных резервуаров применим молниеприёмную сетку из стальной проволоки диаметром 6 мм и шагом ячейки 10 метров. Токопроводы, соединяющие молниеприёмную сетку с заземляющим устройством должны быть проложены не реже, чем через каждые 25 метров [20].

Расчитаем зоны защиты для двухстержневого молниеотвода, установленного на линейном портале ОРУ 220 кВ.

Радиус зоны защиты  $r_x$  в горизонтальном сечении:

$$r_x = 1,6 \cdot p \cdot h \cdot \frac{h - h_x}{h + h_x} \quad (87)$$

где  $p$  – поправочный коэффициент, вводится при высоте молниеотвода более 30 м;

$h$  – высота молниеотвода, 30,5 м;

$h_x$  – высота защищаемого оборудования (линейный портал), 17 м.

Поправочный коэффициент определяется по формуле:

$$p = \sqrt{\frac{30}{h}} \quad (88)$$

$$p = \sqrt{\frac{30}{30,5}} = 0,99$$

Тогда радиус зоны защиты на высоте 17 метров равен:

$$r_x = 1,6 \cdot 0,99 \cdot 30,5 \cdot \frac{30,5 - 17}{30,5 + 17} = 13,8 \text{ м}$$

Далее определим высоту защитной зоны  $h_0$  между двумя молниеотводами:

$$h_0 = h - \frac{a}{7p} \quad (89)$$

где  $a$  – расстояние между молниеотводами, 30,8 м.

$$h_0 = 30,5 - \frac{30,8}{7 \cdot 0,99} = 26,06 \text{ м}$$

Находим ширину зоны между молниеотводами в горизонтальном сечении:

$$r_{0,x} = 1,6 \cdot p \cdot h_0 \cdot \frac{h_0 - h_x}{h_0 + h_x} \quad (90)$$

$$r_{0,x} = 1,6 \cdot 0,99 \cdot 26,06 \cdot \frac{26,06 - 17}{26,06 + 17} = 8,7 \text{ м}$$

Рассчитанные зоны покажем схематично на рисунке.

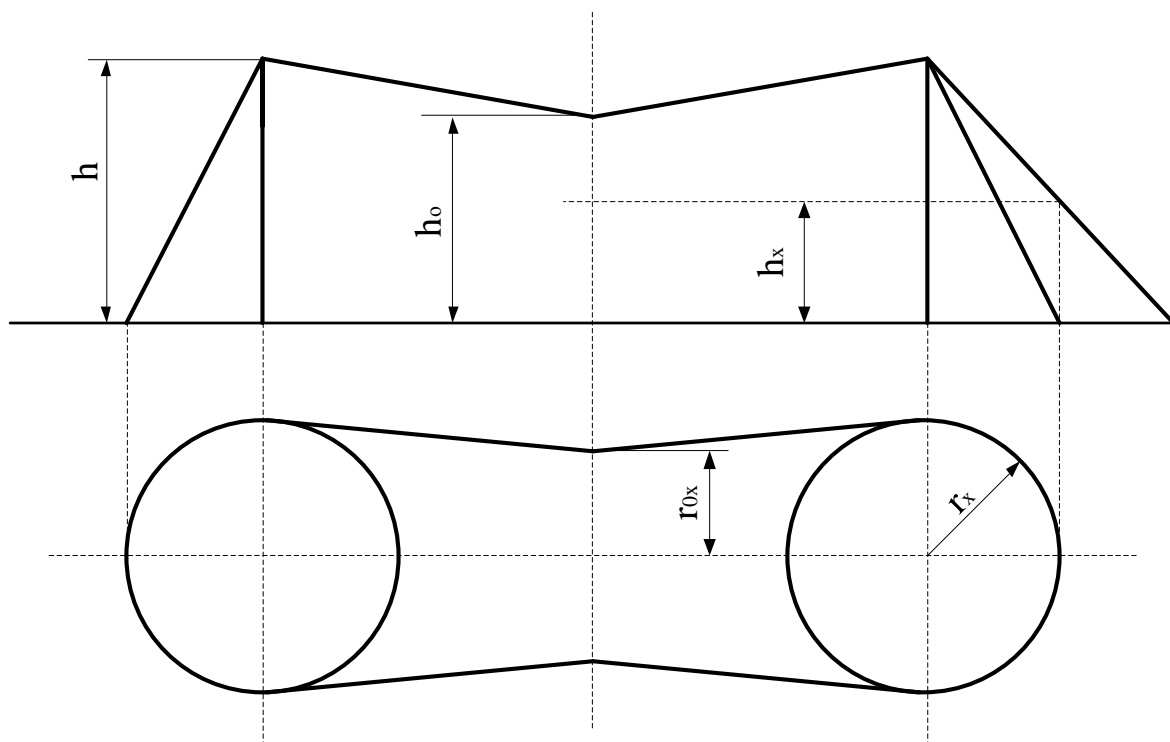


Рисунок 21 – зоны молниезащиты.

Расчёт остальных зон проводится аналогично для высоты на уровне линейного портала 17 метров и на уровне здания ЗРУ объединённого с ОПУ 12 метров. Зоны молниезащиты переключательного пункта в полном объеме изображены на листе 5.

## 6 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 6.1 Безопасность

В данном разделе выпускной квалификационной работы будет произведён расчёт системы общего искусственного освещения помещения дежурного АРМ КТСБ (автоматизированного рабочего места комплекса технических средств безопасности). Расчёт системы общего искусственного освещения необходим для соблюдения правил охраны труда и санитарно-эпидемиологических правил и нормативов СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03.

Расчёт будем выполнять методом коэффициента использования светового потока. Размеры помещения (ориентировочно):

- длина  $A = 6$  метров;
- ширина  $B = 6$  метров;
- высота  $H = 3,2$  метра.

В качестве источника света, т.к. помещение не содержит агрессивных сред, не взрыво- и пожароопасно, а также в целях экономии и равномерности освещения, применяем люминесцентные лампы.

Коэффициенты отражения равны:

- для стен  $R_c = 10 \%$  ;
- для потолка  $R_n = 30 \%$  .

Коэффициент запаса при использовании люминесцентных ламп с учётом малых выделений пыли в помещении принимаем равным  $K = 1,4$  [11]. Фон рабочей поверхности светлый. Высота рабочей поверхности равна  $h_p = 0,75$  м .

Для данного типа помещения наиболее оптимально подходит светильник типа ШОД (2\*80) с параметрами[4]:

- длина  $l_{ce} = 1530$  мм ;
- ширина  $w_{ce} = 284$  мм ;
- толщина  $t_{ce} = 155$  мм .

Согласно [11], нормируемая освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть в пределах 300 – 500 лк. Так как

освещение не должно создавать бликов на поверхности экрана, освещенность должна быть не более 300 лк.

Высота подвеса над рабочей поверхностью определяется по формуле:

$$h = H - h_p - h_c \quad (91)$$

где  $H$  – высота помещения, м;

$h_p$  – высота рабочей поверхности над уровнем пола, м;

$h_c$  – высота светового центра светильника от потолка, м.

$$h = 3,2 - 0,75 - 0,7 = 1,75 \text{ м}$$

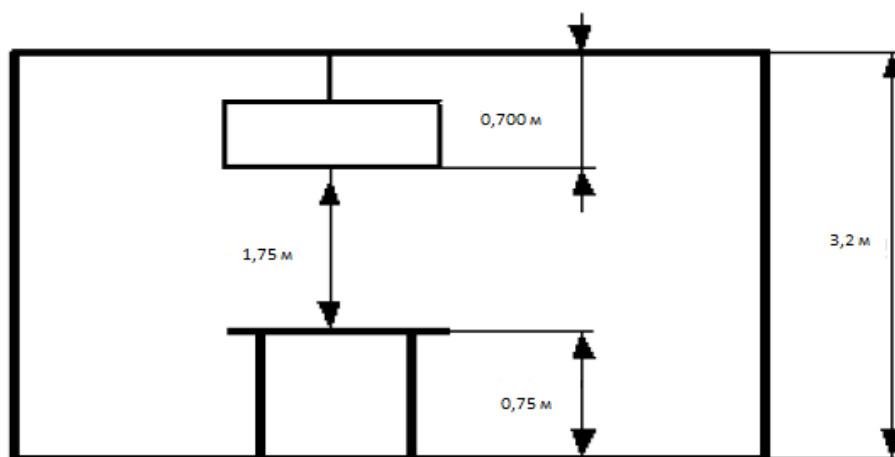


Рисунок 22 – план помещения

Далее определяется наиболее выгодное отношение расстояния между рядами светильников  $L$  к расчётной высоте подвеса  $h$  над рабочей поверхностью:

$$L = \lambda \cdot h \quad (92)$$

где  $\lambda$  – наиболее выгодное относительное расстояние между светильниками, принимается в пределах  $\lambda = (1,1...1,3)$ . Принимаем 1,1.

$$L = 1,1 \cdot 1,75 = 1,925 \text{ м}$$

Исходя из полученного значения  $L$ , проведём расчёт количества светильников в ряду и количество рядов светильников. Количество светильников в ряду определяется по формуле:

$$n_{\text{св.ряд}} = \frac{A - 2 \cdot \frac{L}{3}}{l_{\text{св}}} \quad (93)$$

$$n_{\text{св.ряд}} = \frac{6 - 2 \cdot \frac{1,925}{3}}{1,53} = 3,081 \approx 3 \text{ шт}$$

Так как при расчётах по формуле 6.1.3 получается не целое число, необходимо округлить полученный результат. При этом необходимо принять решение в какую сторону округлять. Если расчётное значение округляется в большую сторону, то необходимо понимать, что светильники в этом случае будут размещены встык, и величина  $L/3$  уменьшится. При этом величина  $L/3$  может быть уменьшена не более чем на 10 %. Если приходится прибегать к округлению, как в нашем случае, необходимо рассчитать величину  $\Delta$ [1]:

$$\Delta = \frac{0,xxx \cdot l_{\text{св}}}{n_{\text{св.ряд}} - 1} \quad (94)$$

$$\Delta = \frac{0,081 \cdot 1,530}{3 - 1} = 0,061 \text{ м}$$

После расчёта, полученные расчётные значения в сумме дадут длину помещения:

$$A' = 2 \cdot \frac{L}{3} + n_{\text{св.ряд}} \cdot l_{\text{св}} + \Delta(n_{\text{св.ряд}} - 1) \quad (95)$$

$$A' = 2 \cdot \frac{1,925}{3} + 3 \cdot 1,530 + 0,061(3 - 1) = 5,995 \text{ м}$$

Количество рядом светильников с люминесцентными лампами определяется по формуле:

$$n_{\text{ряд}} = \frac{B}{L} \quad (96)$$

$$n_{\text{ряд}} = \frac{6}{1,925} = 3,12 \approx 3 \text{ шт}$$

Общее количество светильников с люминесцентными лампами в помещении определяется по формуле:

$$N = n_{\text{св.ряд}} \cdot n_{\text{ряд}} \quad (97)$$

$$N = 3 \cdot 3 = 9 \text{ шт}$$

По результатам расчёта получаем значение:

$$B' = 2 \cdot \frac{L}{3} + (n_{\text{ряд}} - 1) \cdot L + n_{\text{ряд}} \cdot u_{\text{св}} \quad (98)$$

$$B' = 2 \cdot \frac{1,925}{3} + (3 - 1) \cdot 1,925 + 3 \cdot 0,284 = 5,985 \text{ м}$$

Как видно, значение  $B'$  не равно ширине помещения  $B$ . Чтобы выполнить условие  $B' = B$ , необходимо изменить размеры  $L$  и  $L/3$ , но в пределах 10 %[1].

Для того чтобы определить, на сколько нужно уменьшить или увеличить размеры  $L$  и  $L/3$ , сначала определим, насколько расчетное значение  $B'$  отличается от реальной ширины помещения  $B$ :

$$\delta = B - B' \quad (99)$$

$$\delta = 6 - 5,985 = 0,015$$

Знак перед значением  $\delta$  говорит о том, что необходимо сделать с  $B'$ , увеличить или уменьшить.

Значение  $\Delta L$ , которое необходимо прибавить или вычесть из  $L$ , можно выразить из формулы:



$$\delta = \frac{2 \cdot \Delta L}{3} + (n_{\text{ряд}} - 1) \Delta L \quad (100)$$

Таким образом:

$$\Delta L = \frac{3 \cdot \delta}{2 + 3 \cdot (n_{\text{ряд}} - 1)} \quad (101)$$

$$\Delta L = \frac{3 \cdot 0,015}{2 + 3 \cdot 2} = 0,006 \text{ м}$$

Таким образом, скорректированное значение будет равно  $L + \Delta L$ . С учётом этого произведём перерасчёт:

$$L = 1,925 + 0,006 = 1,931 \text{ м}$$

Расчёт осветительной установки.

Применяя метод коэффициента использования светового потока, можно определить световой поток ламп, необходимый для создания заданной освещённости горизонтальной поверхности с учётом света, отражённого стенами и потолком, или наоборот, найти освещённость при заданном потоке[1].

Метод коэффициента использования применяется только при расчёте общего равномерного освещения.

Величина суммарного светового потока одной лампы  $F$  (лм) определяется по формуле:

$$F = \frac{E \cdot K_z \cdot S \cdot z}{n \cdot \eta} \quad (102)$$

где  $E$  – нормативная (требуемая) освещённость, 300 лк;

$K_z$  – коэффициент запаса, 1.4;

$S$  – площадь помещения, 36 м<sup>2</sup>;

$z$  – коэффициент неравномерности освещения;

$n$  – количество ламп;

$\eta$  – коэффициент использования светового потока 0,45.

Количество ламп в помещении определяется по формуле:

$$n = n_{\text{ряд}} \cdot n_{\text{св. ряд}} \cdot a \quad (103)$$

где  $a$  – количество ламп в светильнике.

$$n = 3 \cdot 3 \cdot 2 = 18 \text{ шт}$$

Индекс помещения определяется по формуле:

$$i = \frac{S}{h(A + B)} \quad (104)$$

$$i = \frac{36}{1,75 \cdot (6 + 6)} = 1,714$$

С нормативом в 300 лк мы попадаем в диапазон I – III разрядов зрительной работы, а, следовательно коэффициент неравномерности освещенности мы можем принять равным 1,2 [14].

Величина светового потока одной лампы:

$$F = \frac{300 \cdot 1,4 \cdot 36 \cdot 1,2}{18 \cdot 0,45} = 2240 \text{ лм}$$

Выбираем ближайшую стандартную лампу с величиной светового потока, наиболее близко подходящего расчетному значению  $F$ . При выборе лампы необходимо учитывать напряжение и мощность лампы. Мощность лампы будет зависеть от того, какой светильник был выбран на этапе их оптимального размещения в помещении [1].

Выбираем лампы с световым потоком  $F_{\text{л}} = 2720 \text{ лм}$  ЛДЦ-80 [4].

Произведём расчёт выбранной лампы по условию [1]:

$$-10\% \leq \frac{F_{\text{л}} - F}{F_{\text{л}}} \cdot 100\% \leq 20\% \quad (105)$$

$$-10\% \leq \frac{2720 - 2240}{2720} \cdot 100\% \leq 20\%$$

$$-10\% \leq 17,65\% \leq 20\%$$

Таким образом, можно сделать вывод о том, что выбранный тип светильника и ламп обеспечивает нормируемую освещенность в помещении АРМ КТСБ.

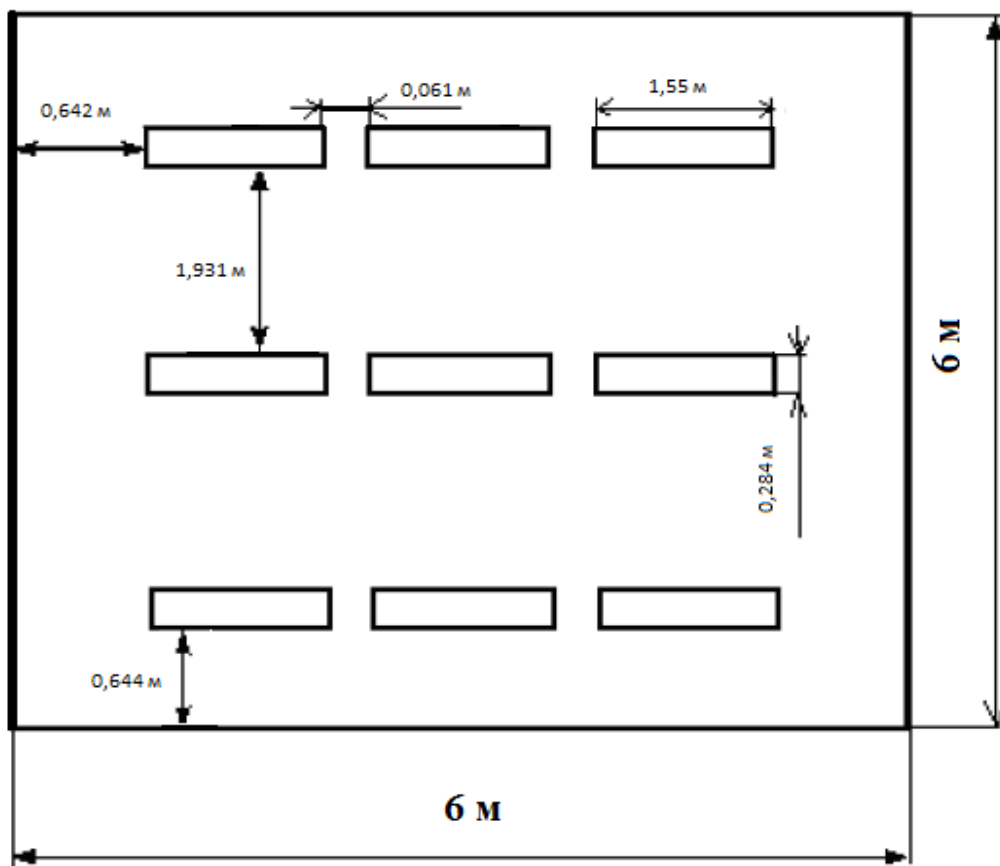


Рисунок 23 – эскиз помещения АРМ КТСБ

## 6.2 Экологичность

ПП 220 кВ по принципу работы в нормальном режиме эксплуатации является слабо загрязняющим природную среду объектом.

На проектируемом ПП 220 кВ в процессе эксплуатации отсутствуют постоянно действующие источники загрязнения атмосферного воздуха.

Исключение составляют коронные разряды на поверхности проводов, в результате которых в воздухе, окружающем провода, образуются газы озон и окислы азота.

При соблюдении норматива выбора проводов по условию ограничения потерь на корону концентрация озона в зоне возможного пребывания людей на открытом воздухе под проводами шинных мостов 220 кВ не превышает допустимых значений уже на расстоянии 1 метра от коронирующего провода[8].

Воздействие в период эксплуатации будет непостоянным, кратковременным и не будет выходить за пределы полосы отвода.

В период эксплуатации ПП 220 кВ не является источником воздействия на растительный и животный мир, а также не является препятствием на путях миграции животных.

Воздействия на речную биоту не прогнозируются. Негативное воздействие, оказываемое на состояние растительности района при строительстве линии электропередачи, выразится, прежде всего, в вырубке просеки на покрытых лесной растительностью землях.

Отрицательное воздействие оказывают следующие факторы:

- вероятность гибели мелких животных при изменении территорий на площадках строительства;
- ограничение перемещения животных, особенно мелких;
- присутствие фактора беспокойства (шум и вибрация от техники, присутствие человека), приводящее к вспугиванию птиц и животных с мест выведения потомства, смене традиционных мест обитания;
- непосредственная гибель животных при движении техники, и прочих технических процессах.
- вырубка древесно-кустарниковой растительности;
- формирование новых местообитаний для растений в коридоре строительства.

На территории, покрытой лесом, восстановление древесной и кустарниковой растительности в полосе отвода под ПП 220 кВ не допускается согласно требованиям ПУЭ.

Строительство ПП 220 кВ не приведет к изменению параметров поверхностного стока, что косвенно могло бы привести к угнетению растительности вдоль трассы.

Необходимо отметить, что просека для ПП 220 кВ, при прохождении по лесным массивам, будет исполнять роль противопожарных защитных полос.

Антропогенное воздействие растительный и животный мир будут испытывать в период строительства.

К основным факторам воздействия на растительность и животный мир при строительстве относятся:

- присутствие большого числа людей, шум от работы технических и транспортных средств (фактор беспокойства);
- загрязнение территорий.

За счёт нарушения местообитаний и шумового воздействия происходит временная откочёвка животных в соседние биотопы, их «уплотнение» в новых местах при снижении биологической продуктивности территории строительства.

Акустическое воздействие.

Шумовое воздействие во время строительства является неизбежным, локальным и кратковременным. В настоящем разделе разработаны мероприятия по снижению шумового воздействия на окружающую среду в период строительства. При условии выполнения указанных мероприятий воздействие будет минимальным.

Шум при эксплуатации ПП 220 кВ вызывается коронными разрядами на проводах. Провода выбраны таким образом, в том числе, чтобы напряженность на поверхности провода не превосходила начальной протяженности коронного разряда.

Однако неровности на поверхности провода – осадки (капли дождя, росы, снега и т.д.) приводят к местному увеличению напряженности электрического поля. Поэтому шум от воздушных линий, практически неслышимый в хорошую погоду, усиливается при дожде.

Электромагнитное воздействие.

Основным специфическим фактором воздействия ПП 220 кВ на живую природу и человека является создаваемое проводами электромагнитное поле. Уровень воздействия электрического поля определяется напряжением ПП 220 кВ и расстоянием до токоведущих частей.

Безопасная для здоровья величина напряженности электрического поля под проводами ПП 220 кВ обеспечивается конструктивно–техническими и компоновочными решениями в соответствии с ПУЭ.

Предельно-допустимые уровни напряженности электрического поля определяются «Санитарными нормами и правилами защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты» № 2971-84, утвержденные заместителем Главного Государственного санитарного врача СССР 28 февраля 1984 года. Согласно пункту 1.1 указанных правил защита населения от воздействия электрического поля ВЛ 220 кВ, удовлетворяющих ПУЭ, не требуется и организация санитарно-защитной зоны для ВЛ ниже 330 кВ по [11] также не требуется.

Непосредственное воздействие электрического поля ограничивается территорией охранной зоны ПП 220 кВ.

Охранная зона предназначена для обеспечения сохранности ПП 220 кВ, создания нормальных условий её эксплуатации, предотвращения несчастных случаев. Размер охранной зоны ВЛ регламентируется «Правилами охраны электрических сетей напряжением свыше 1000 вольт» от проекции крайнего провода на землю и составляет 25 м для ВЛ 220 кВ.

Исходя из вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

1) ПП 220 кВ является мягковлияющим производством, при работе в нормальном режиме эксплуатации является слабо загрязняющими окружающую природную среду объектом.

2) Строительство проектируемого объекта не способствует активизации опасных геологических процессов, изменению гидрогеологического режима и условий поверхностного стока территории.

3) Воздействие на состояние лесного фонда выразится, прежде всего, в вырубке леса на покрытых лесной растительностью землях.

4) Проектируемая ЛЭП 220 кВ не является препятствием для миграции диких и перемещения сельскохозяйственных животных.

5) ЛЭП 220 кВ не имеет источников выделения и выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, следовательно, загрязнения воздуха при ее эксплуатации не происходит.

6) В период строительства проектируемого ЛЭП 220 кВ, а также при эксплуатации, воздействие на различные компоненты окружающей среды проектными решениями сводится к минимуму и не приведет к существенным ее изменениям.

### **6.3 Чрезвычайные ситуации**

Раздел разработан с целью создания универсальной и оптимальной системы противопожарной защиты, способной обеспечить необходимый уровень пожарной безопасности объекта.

Задачи раздела – определить основные противопожарные мероприятия при проектировании здания.

В соответствии с требованиями ФЗ-123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» на объекте предусмотрена система обеспечения пожарной безопасности.

Целью создания системы обеспечения пожарной безопасности объекта является предотвращение пожара, обеспечение безопасности людей и защита имущества при пожаре.

Система обеспечения пожарной безопасности объекта защиты включает в себя:

- систему предотвращения пожара;
- систему противопожарной защиты;

– комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

Целью создания системы предотвращения пожара является исключение условий возникновения пожара.

Исключение условий возникновения пожара достигается исключением условий образования горючей среды и (или) исключением условий образования в горючей среде (или внесения в нее) источников зажигания.

Исключение условий образования горючей среды обеспечивается следующими способами:

– применение, по возможности, негорючих строительных материалов (несущие элементы зданий и сооружений выполнены из негорючих элементов);

– ограничение массы горючих веществ и материалов (применение оборудования с лучшими показателями пожароопасности, применение кабелей с нераспространяющей горение изоляцией и т.д.);

– автоматизация технологических процессов, связанных с обращением горючих веществ (оснащение оборудования измерительной, контрольной и сигнальной аппаратурой);

– регулярная очистка территории объекта, удаление из технологического оборудования и коммуникаций отложений пыли, пуха и т.д.

Исключение условий образования в горючей среде источников зажигания обеспечивается следующими способами:

– применение электрооборудования, соответствующего классу пожароопасной и взрывоопасной зоны, категории и группе взрывоопасной смеси;

– применение в конструкции быстродействующих средств защитного отключения электроустановок;

– применение устройств, исключающих возможность распространения пламени из одного объема в смежный объем (огнестойкие перегородки);

– применение оборудования и режимов проведения технологического процесса, исключающих образование статического электричества;



– устройство молниезащиты зданий и оборудования.

Целью создания систем противопожарной защиты является защита людей и имущества от воздействия опасных факторов пожара и ограничение его последствий. Защита людей и имущества от воздействия опасных факторов пожара и (или) ограничение его последствий обеспечиваются снижением динамики нарастания опасных факторов пожара (наличие систем пожароповещения, автоматики оборудования), эвакуацией людей и имущества в безопасную зону и тушением пожара.

Системы противопожарной защиты обладают надежностью и устойчивостью к воздействию опасных факторов пожара в течение времени, необходимого для достижения целей обеспечения пожарной безопасности.

Комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности разрабатывается эксплуатационным персоналом и должен предусматривать:

- применение сертифицированных веществ, материалов, изделий в части обеспечения пожарной безопасности;
- организацию обучения персонала, проведение инструктажей, стажировок и проверок знаний требований и инструкций;
- разработку и реализацию норм и правил пожарной безопасности, инструкций о порядке обращения с пожароопасными веществами и материалами, о соблюдении противопожарного режима и действиях людей при возникновении пожара;
- изготовление и применение средств наглядной агитации по обеспечению пожарной безопасности;
- разработку мероприятий по действиям администрации и персонала на случай возникновения пожара и организацию эвакуации людей.

Противопожарные разрывы.

Расстояния между проектируемым оборудованием, зданиями приняты в зависимости от степени огнестойкости, категории по взрывопожарной и

пожарной опасности и исключают возможность перехода пожара от одного здания или сооружения к другому.

Противопожарные расстояния между зданиями приняты в соответствии с [15] из условия нераспространения пожара на соседние здания и сооружения, ПУЭ.

Противопожарные разрывы (требуемые и фактические) между проектируемыми зданиями, оборудованием указаны в таблице 24 (в метрах). В скобках указаны требуемые расстояния.

Таблица 24 – противопожарные разрывы

Здание от/до которого определяется расстояние	Здание объединенное ОПУ с ЗРУ 220 кВ	Здание противопожарных резервуаров	Дизельная генераторная установка
Здание объединенное ОПУ с ЗРУ 220 кВ	–	33,9 (9)	20,3 (9)
Здание противопожарных резервуаров	33,9 (9)	–	85,1 (9)
Дизельная генераторная установка	20,3 (9)	85,1 (9)	–

При размещении объектов требования по противопожарным разрывам выполняются.

Размещение проектируемого оборудования представлено на листе 3.

Противопожарное водоснабжение.

В соответствии с требованиями ст. 99 ФЗ-123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», для производственного объекта должны быть предусмотрены источники наружного противопожарного водоснабжения.

Противопожарное водоснабжение осуществляется из проектируемых пожарных резервуаров, заполняемых привозной водой.

Запас воды в резервуарах для целей пожаротушения определен в соответствии с [15].

В соответствии с требованиями расход воды на наружное пожаротушение (на один пожар) следует принимать для здания или сооружения, требующего наибольшего расхода воды.

Расход воды определен по зданию объединенного ОПУ с ЗРУ 220 кВ категорией по пожарной опасности – В, степенью огнестойкости – II, объемом – 15300 м<sup>3</sup> и составляет 15 л/с на наружное пожаротушение.

Расчетное количество пожаров при площади предприятия менее 150 га и составляет – 1 пожар[15].

Продолжительность тушения пожара: 3 часа для зданий II степени огнестойкости [15].

Запас воды для целей пожаротушения составит:

$$V_{\text{зан}} = v_{\text{ТП}} \cdot t_{\text{ТП}} \quad (106)$$

где  $v_{\text{ТП}}$  – скорость тушения пожара, л/с;

$t_{\text{ТП}}$  – время тушения пожара, с.

$$V_{\text{зан}} = 15 \cdot 10800 = 162000 \text{ л} = 162 \text{ м}^3$$

В связи с невозможностью восстановления пожарного запаса воды в течение 24 ч предусмотрен двукратный запас воды[15].

Для обеспечения двукратного запаса воды, в здании противопожарных резервуаров к установке приняты четыре резервуара заводского изготовления объемом 90 м<sup>3</sup> каждый (общий объем 360 м<sup>3</sup>).

Для заполнения резервуаров предусмотрен выведенный наружу патрубок-сухотруб. Заполнение резервуаров осуществляется под давлением насосов автоцистерны.

В качестве емкостей пожарного запаса приняты стальные резервуары заводского изготовления с размерами: D=3,248 м, L=11,048 м, изготовленные на базе типового проекта №704-1-163.83, с уменьшением длины типовых резервуаров на 1,0 м.

Наружное пожаротушение площадки предусмотрено от выведенных наружу здания противопожарных резервуаров патрубков-сухотрубов.

Выполнение требований пожарной безопасности на территории ПП 220 кВ.

Территория в пределах противопожарных расстояний между зданиями и сооружениями должна своевременно очищаться от горючих отходов, мусора, тары, опавших листьев, сухой травы и т. п.

Противопожарные расстояния между зданиями и сооружениями не разрешается использовать под складирование материалов, оборудования и тары, для стоянки транспорта и строительства (установки) зданий и сооружений.

Дороги, проезды и подъезды к зданиям, сооружениям и оборудованию должны быть всегда свободными для проезда пожарной техники, содержаться в исправном состоянии, а зимой быть очищенными от снега и льда.

О закрытии дорог или проездов для их ремонта или по другим причинам, препятствующим проезду пожарных машин, необходимо немедленно сообщать в подразделения пожарной охраны. На период закрытия дорог в соответствующих местах должны быть установлены указатели направления объезда или устроены переезды через ремонтируемые участки.

Временные строения должны располагаться от других зданий и сооружений на расстоянии не менее 15 м (кроме случаев, когда по другим нормам требуются иные противопожарные расстояния) или у противопожарных стен.

Не разрешается курение в помещениях кроме специально отведенных для этого мест.

Разведение костров, сжигание отходов и тары не разрешается в пределах установленных нормами проектирования противопожарных расстояний, но не ближе 50 м до зданий и сооружений. Сжигание отходов и тары в специально отведенных для этих целей местах должно производиться под контролем обслуживающего персонала. Места размещения (нахождения) средств

пожарной безопасности и специально оборудованные места для курения должны быть обозначены знаками пожарной безопасности. Сигнальные цвета и знаки пожарной безопасности должны соответствовать требованиям нормативных документов по пожарной безопасности.

На открытых площадках территории не разрешается оставлять тару (емкости, канистры и т. п.) с легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, баллоны со сжатыми и сжиженными газами, а также устраивать свалки горючих отходов.

Выполнение требований пожарной безопасности в зданиях ПП 220 кВ.

Противопожарные системы и установки должны постоянно содержаться в исправном рабочем состоянии.

Не допускается устанавливать какие-либо приспособления, препятствующие нормальному закрыванию противопожарных или противоподымных дверей.

Нарушения огнезащитных покрытий (штукатурки и т. п.) строительных конструкций и теплоизоляционных материалов должны немедленно устраняться.

В местах пересечения перекрытий и ограждающих конструкций различными инженерными коммуникациями образовавшиеся отверстия и зазоры должны быть заделаны строительным раствором или другими негорючими материалами, обеспечивающими требуемый предел огнестойкости и дымогазонепроницаемость.

При перепланировке здания и помещений должны применяться действующие нормативные документы в соответствии с новым назначением здания или помещений.

В зданиях запрещается:

– использовать технические помещения для организации мастерских, а также хранения оборудования, мебели и других предметов;

– снимать предусмотренные проектом двери эвакуационных выходов; двери, препятствующие распространению опасных факторов пожара на путях эвакуации;

– производить изменения объемно-планировочных решений, в результате которых ухудшаются условия безопасной эвакуации людей, ограничивается доступ к средствам пожарной безопасности или уменьшается зона действия автоматических систем противопожарной защиты (автоматической пожарной сигнализации, системы оповещения и управления эвакуацией). Уменьшение зоны действия автоматической пожарной сигнализации в результате перепланировки допускается только при дополнительной защите объемов помещений, исключенных из зоны действия автоматической установки, индивидуальными пожарными извещателями;

– проводить уборку помещений и стирку одежды с применением бензина, керосина и других легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, а также производить отогревание замерзших труб паяльными лампами и другими способами с применением открытого огня.

На объекте предусмотрены организационно–технические мероприятия: обучение персонала, наличие средств пожаротушения, защитные средства автоматики и т.д. Пожарная безопасность объекта считается обеспеченной, так как на объекте в полном объеме выполнены обязательные требования пожарной безопасности, установленные федеральными законами о технических регламентах, и требования нормативных документов по пожарной безопасности. В связи с этим расчет пожарного риска не требуется (пункт 3 статьи 6 Федерального закона от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения работы была проведена реконструкция воздушной линии электропередачи 220 кВ Амурская – Ледяная путём проектирования заходов на переключательный пункт 220 кВ с образованием двух воздушных линий электропередачи Амурская – ПП и ПП – Ледяная. Данный вариант реконструкции обеспечит питание потребителей в случае отключения одной из двух линий. Также в ходе проектирования было проведено технико – экономическое сравнение вариантов трассы при применении промежуточных разных типов.

В качестве схемы распределительного устройства переключательного пункта, в результате анализа, была принята типовая схема 5АН – 220 «мостик с выключателями в цепях трансформатора и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов», так как она обеспечивает переток мощности в случае повреждения в цепи трансформатора на ПС 220 кВ Кс – 7а. Также она является одной из наименее затратных по капитальным вложениям.

К установке на ПП принято РУ типа КРУЭ модели 300SR производства Hyundai. Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией, в сравнении с ОРУ, обладает рядом преимуществ:

- 1) высокая надёжность при эксплуатации, особенно в условиях климата Амурской области;
- 2) занимает меньшую площадь, что значительно влияет на капитальные вложения при строительстве;
- 3) высокий уровень защиты от поражения электрическим током и т. д.

Релейная защита ПП и образованных ВЛ выполнена на основе микропроцессорных терминалов защиты типов RED670 и REL650, соответственно, производства фирмы АББ. Данные терминалы обеспечивают надёжную защиту и совместимы с терминалами, установленными на ПС Амурская и ПС Ледяная.

Защита от поражения электрическим током выполнена в виде заземляющего устройства, состоящее из горизонтальных стальных электродов диаметром 12 мм и вертикальных электродов длиной 5 м и диаметром 12 мм. В результате расчёта сопротивления ЗУ было получено значение, не превышающее допустимых пределов.

Молниезащита открытой части ПП выполнена с использованием молниеотводов, установленных на линейном портале, на крыше здания ЗРУ, объединенного с ОПУ, а также мачты молниезащиты. Защита здания противопожарных резервуаров выполняется путём укладывания на кровлю молниезащитной сетки. Защита здания ЗРУ объединенного с ОПУ выполняется комбинированной: молниеотводы с молниеприёмной сеткой.

ПП 220 кВ является производством, мягко влияющим на окружающую среду. Воздействие на неё происходит, главным образом, в период строительства при вырубке просеки и незначительного вмешательства строительной техники в поверхностный слой грунта. Пожарная безопасность на объекте обеспечена установкой противопожарных резервуаров, обеспечивающих двукратный запас воды, необходимый для тушения здания ЗРУ объединенного с ОПУ.

Таким образом, цель и задачи, поставленные в ходе подготовки к выполнению бакалаврской работы на тему «Проектирование переключательного пункта напряжением 220 кВ с заходами воздушной линии Амурская – Ледяная», достигнута и выполнены в требуемом объеме.



## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1     Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям [Электронный ресурс]/ сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 101 с. Режим доступа: [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/6979.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/6979.pdf)
- 2     Каталог интеллектуальных устройств защиты и управления [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <https://new.abb.com/substation-automation/ru/oborudovanie-dla-avtomatizacii/zashita-i-upravlenie/relion-intellektualnye-electronnye-ustroistva>. – 3.06.18
- 3     Каталог комплектных распределительных устройств элегазовых [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://hdenergo.ru/uploaded/presentation/00002/KRUE.pdf>. – 25.05.18
- 4     Каталог осветительных установок [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://trialight.ru>. – 5.06.18
- 5     Каталог промежуточных стальных опор. [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://elektropostavka.ru/metalopory/>
- 6     Каталог трансформаторов. [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://elektropostavka.ru/transformatiry/>
- 7     Козлов А.Н. Графическая часть курсовых и дипломных проектов: учебно-методическое пособие / А.Н. Козлов, В.А. Козлов, Ю.В. Мясоедов. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 102 с. Режим доступа: [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7467.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7467.pdf). – 26.05.18
- 8     Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2015.
- 9     РД 153-34.3-35.125-99 ч. 3. Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. – введ. – 2000-07-12. АО НИИПТ, 2000. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://tvn-moscow.ru/RD.153-34.3-35.125-99.Part.3.pdf>

10 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – М.: Изд. центр «Академия», 2004. – 448 с.

11 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно – вычислительным машинам и организация работы. – введ. – 2016-06-21. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/901865498>

12 СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. – введ. – 2003-06-30. ЭНИН им. Г. М. Гржижановского, 2003. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200034368>

13 СП 131.13330.2012. Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99. – введ. – 2013-01-01. – М.: ФГУ «ФЦС», 2013.

14 СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. – введ. – 2010-12-27. – М.: ФГУ «ФЦС», 2010.

15 СП 8.13130.2009. Системы противопожарной защиты. Требования пожарной безопасности. – введ. – 2009-05-01. ФГУ ВНИИПО МЧС РОССИИ, 2009. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200071151>

16 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

17 СТО 56947007-29.120.70.098-2011. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы»: стандарт организации. Актуализированная редакция. – введ. – 2016-12-14. ОАО «ФСК ЕЭС», 2016. [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: [http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO\\_56947007-29.120.70.098-2011\\_izm\\_14.12.2016.pdf](http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.120.70.098-2011_izm_14.12.2016.pdf)

18 СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6 – 750 кВ: стандарт организации. – введ. – 2012-02-03. ОАО «ФСК ЕЭС», 2012. [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: [http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/20.135\\_sto\\_56947007-29.130.15.114-2012\\_n.pdf](http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/20.135_sto_56947007-29.130.15.114-2012_n.pdf)

19 СТО 56947007-29.240.01.189-2014. Методические указания по применению альбомов карт климатического районирования территории по субъектам РФ: стандарт организации. – введ. – 2014-10-03. ОАО «ФСК ЕЭС», 2014. [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: [http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO\\_56947007-29.240.01.189-2014.pdf](http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.01.189-2014.pdf)

20 СТО 56947007-29.240.01.221-2016. Руководство по защите электрических сетей напряжением 110 – 750 кВ от грозových и внутренних перенапряжений: стандарт организации. – введ. – 2016-05-16. ОАО «ФСК ЕЭС», 2016. [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: [http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO\\_56947007-29.240.01.221-2016.pdf](http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.01.221-2016.pdf)

21 СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ: стандарт организации. – введ. – 2017-08-25. ОАО «ФСК ЕЭС», 2017. [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: [http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO\\_56947007-29.240.10.248-2017\\_new.pdf](http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.10.248-2017_new.pdf)

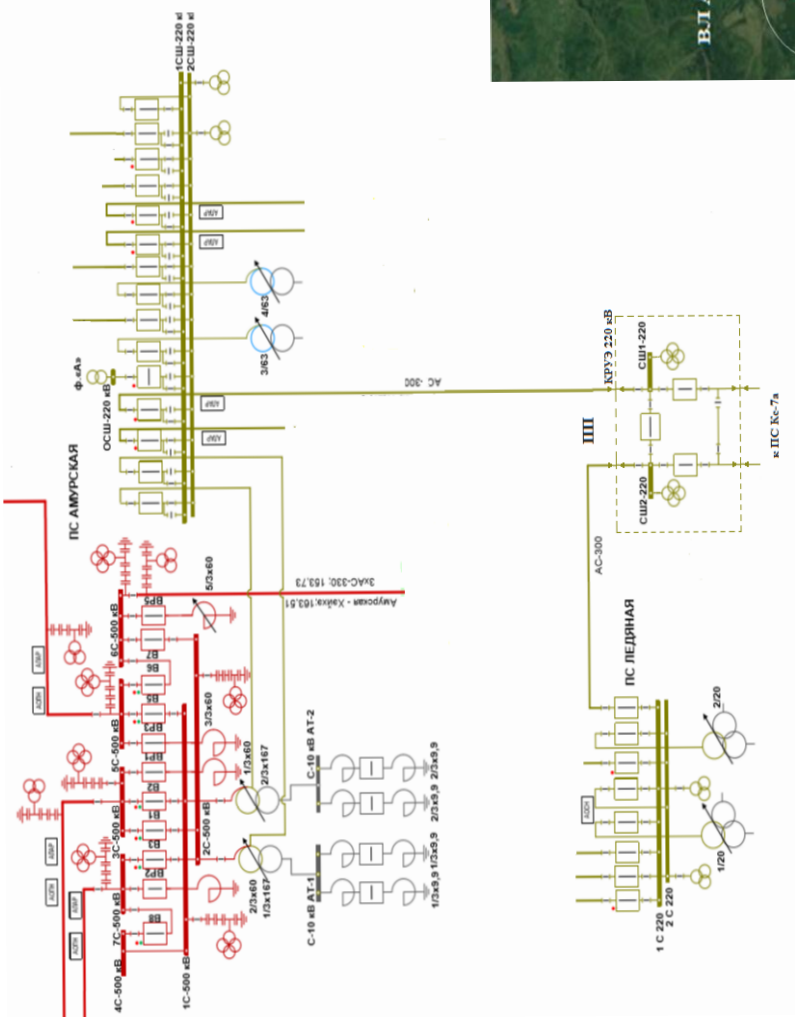
22 СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ: стандарт организации. – введ. – 2007-12-20. ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf>

23 Технический каталог. Ограничители перенапряжений нелинейные 0,38 – 500 кВ. [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: [http://www.zeto.ru/download/8914/%D0%97%D0%AD%D0%A2%D0%9E\\_%D0%9E%D0%9F%D0%9D\\_2016.pdf](http://www.zeto.ru/download/8914/%D0%97%D0%AD%D0%A2%D0%9E_%D0%9E%D0%9F%D0%9D_2016.pdf)

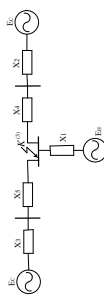
24 Ю.В. Мясоедов. Электрическая часть станций и подстанций: учебное пособие / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 201 с.

25 Ю.В. Мясоедов. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: метод. указания / Ю.В. Мясоедов, Л.А. Мясоедова, И.Г. Подгурская. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 114 с.

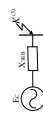
*Электрическая схема участка сети*



*Схема замещения участка сети прямой последовательности*



*Схема замещения нулевой последовательности после преобразований*



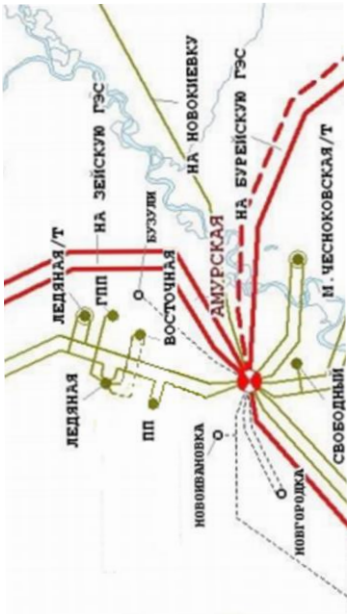
*Схема замещения участка сети нулевой последовательности*



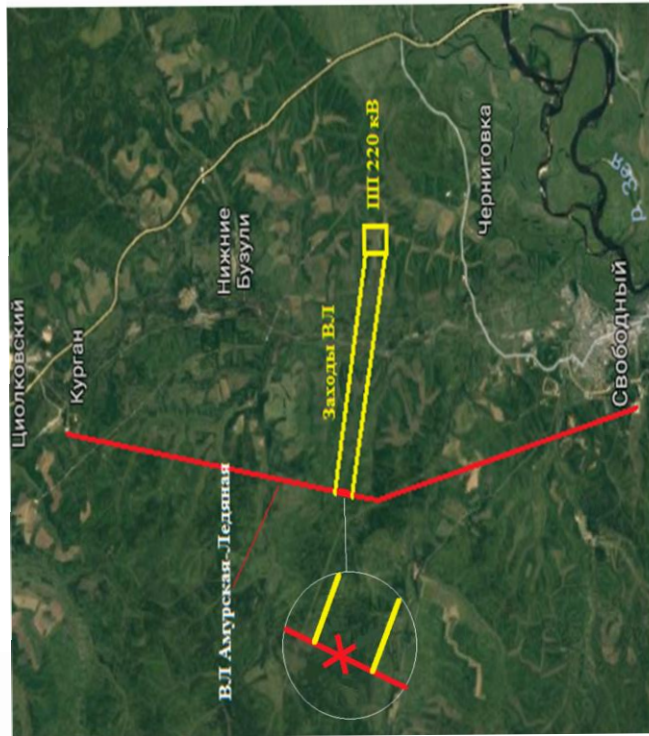
*Схема замещения нулевой последовательности после преобразований*



*Схема энергорайона ПС Амурская*



*План расположения ПП 220 кВ*

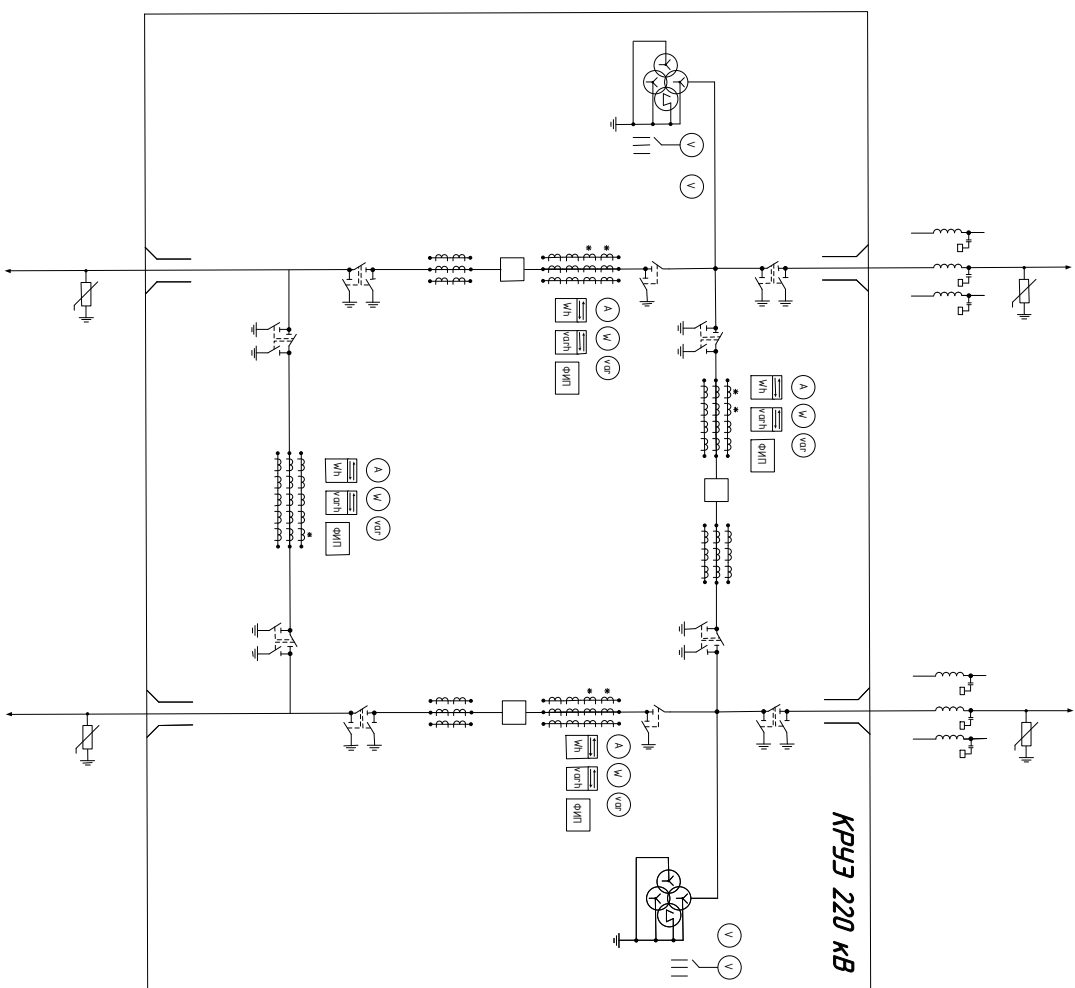


ВКР: 14.0201.130302.СХ			
Лист	№	Дата	Исполн.
1	1		
Схема распределительного участка сети			
Лист	№	Дата	Исполн.
1	1		
Кафедра Энергетики			
Продолжение таблицы № 1			
Исполнитель: Антонов-Лыбина			
Проверитель: Антонов-Лыбina			
Эксперт: Антонов-Лыбina			
Метод: Антонов-Лыбina			
Исполнитель: Антонов-Лыбina			
Проверитель: Антонов-Лыбina			
Эксперт: Антонов-Лыбina			
Метод: Антонов-Лыбina			

ВЛ 220 кВ Амурская - ПЛ

ВЛ 220 кВ ПЛ - Лебяжья

ОПН-220-Х/П
Высоковольтный воздушный выключатель ВЗ-1250-0,5УХЛ1
Омметр АС 300/39
Ввод «звезда-воздух»
ЗНП /Р Разветвитель 220 кВ ЗНУ /Р
Трансформатор напряжения 220 кВ 0,2/0,2/3р-220/0,1 кВ
Трансформатор тока 220 кВ 10р/10р-(800-1000)/1 Ч2/0,25-(800-1000)/1
Выключатель элегазовый 220 кВ
Трансформатор тока 220 кВ 10р/10р-(800-1000)/1
ЗНБ ТР Разветвитель 220 кВ ЗНУ ТР



К трансформаторной подстанции ПЛ 220 кВ Кс-7а

К трансформаторной подстанции ПЛ 220 кВ Кс-7а

ОПН-220-Х/П
Высоковольтный воздушный выключатель ВЗ-1250-0,5УХЛ1
Омметр АС 300/39
Ввод «звезда-воздух»
ЗНП /Р Разветвитель 220 кВ ЗНУ /Р
Трансформатор напряжения 220 кВ 0,2/0,2/3р-(220/0,1 кВ)
Трансформатор тока 220 кВ 10р/10р-(800-1000)/1 Ч2/0,25-(800-1000)/1
Выключатель элегазовый 220 кВ
Трансформатор тока 220 кВ 10р/10р-(800-1000)/1
ЗНБ ТР Разветвитель 220 кВ ЗНУ ТР

Ввод «звезда-воздух»
Омметр АС 240/32
ОПН-220-Х/П

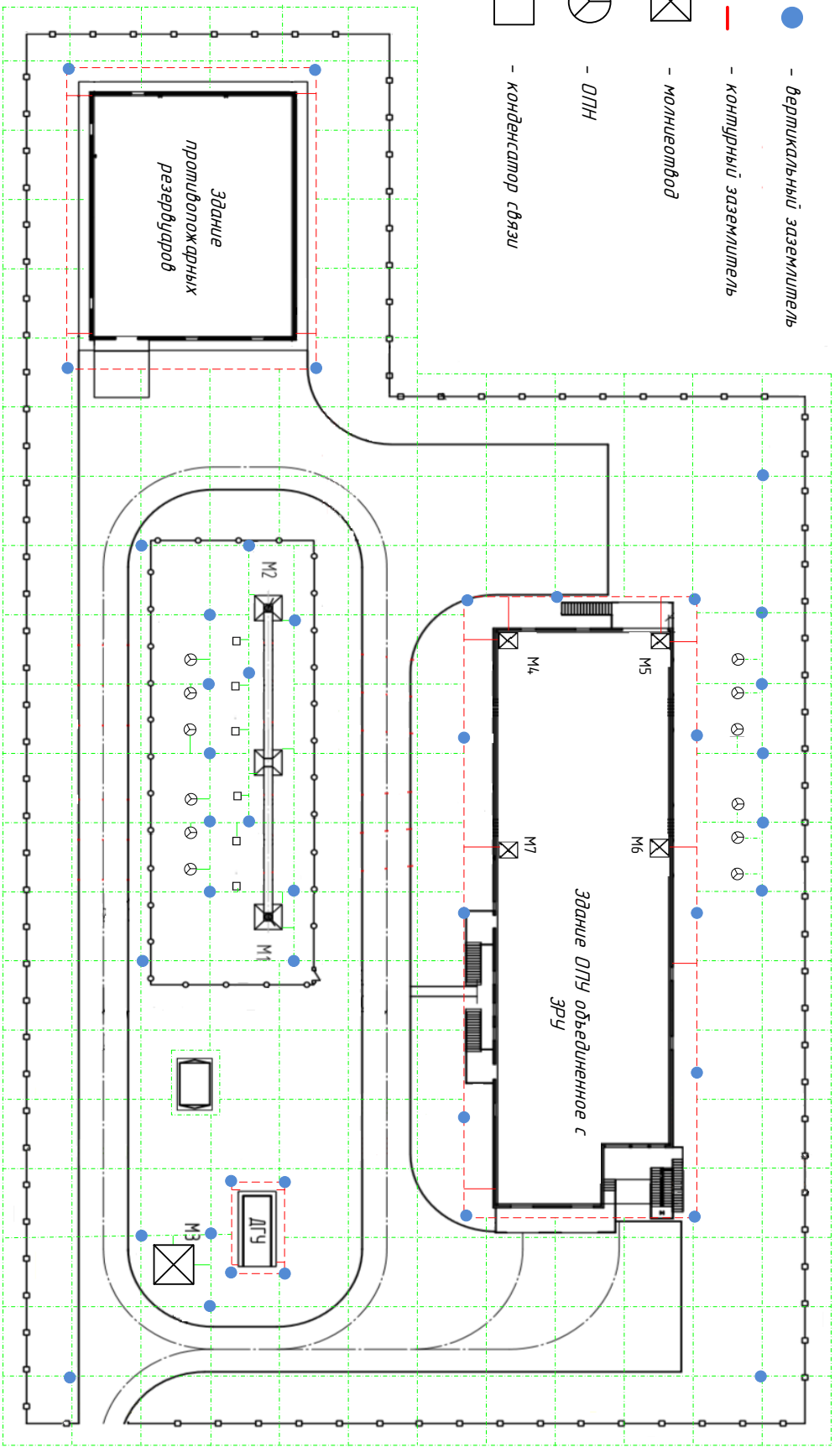
ВКР 14.020.130302 СХ	
№ п/п	Исполнитель
1	Корнеев А. И.
2	Корнеев А. И.
3	Корнеев А. И.
4	Корнеев А. И.
5	Корнеев А. И.
6	Корнеев А. И.
7	Корнеев А. И.
8	Корнеев А. И.
9	Корнеев А. И.
10	Корнеев А. И.
11	Корнеев А. И.
12	Корнеев А. И.
13	Корнеев А. И.
14	Корнеев А. И.
15	Корнеев А. И.
16	Корнеев А. И.
17	Корнеев А. И.
18	Корнеев А. И.
19	Корнеев А. И.
20	Корнеев А. И.
21	Корнеев А. И.
22	Корнеев А. И.
23	Корнеев А. И.
24	Корнеев А. И.
25	Корнеев А. И.
26	Корнеев А. И.
27	Корнеев А. И.
28	Корнеев А. И.
29	Корнеев А. И.
30	Корнеев А. И.
31	Корнеев А. И.
32	Корнеев А. И.
33	Корнеев А. И.
34	Корнеев А. И.
35	Корнеев А. И.
36	Корнеев А. И.
37	Корнеев А. И.
38	Корнеев А. И.
39	Корнеев А. И.
40	Корнеев А. И.
41	Корнеев А. И.
42	Корнеев А. И.
43	Корнеев А. И.
44	Корнеев А. И.
45	Корнеев А. И.
46	Корнеев А. И.
47	Корнеев А. И.
48	Корнеев А. И.
49	Корнеев А. И.
50	Корнеев А. И.
51	Корнеев А. И.
52	Корнеев А. И.
53	Корнеев А. И.
54	Корнеев А. И.
55	Корнеев А. И.
56	Корнеев А. И.
57	Корнеев А. И.
58	Корнеев А. И.
59	Корнеев А. И.
60	Корнеев А. И.
61	Корнеев А. И.
62	Корнеев А. И.
63	Корнеев А. И.
64	Корнеев А. И.
65	Корнеев А. И.
66	Корнеев А. И.
67	Корнеев А. И.
68	Корнеев А. И.
69	Корнеев А. И.
70	Корнеев А. И.
71	Корнеев А. И.
72	Корнеев А. И.
73	Корнеев А. И.
74	Корнеев А. И.
75	Корнеев А. И.
76	Корнеев А. И.
77	Корнеев А. И.
78	Корнеев А. И.
79	Корнеев А. И.
80	Корнеев А. И.
81	Корнеев А. И.
82	Корнеев А. И.
83	Корнеев А. И.
84	Корнеев А. И.
85	Корнеев А. И.
86	Корнеев А. И.
87	Корнеев А. И.
88	Корнеев А. И.
89	Корнеев А. И.
90	Корнеев А. И.
91	Корнеев А. И.
92	Корнеев А. И.
93	Корнеев А. И.
94	Корнеев А. И.
95	Корнеев А. И.
96	Корнеев А. И.
97	Корнеев А. И.
98	Корнеев А. И.
99	Корнеев А. И.
100	Корнеев А. И.





**Условные обозначения:**

- · - · - - горизонтальный заземлитель
- - вертикальный заземлитель
- - - - контурный заземлитель
- молниевод
- - ОПН
- ⊗ - конденсатор связи



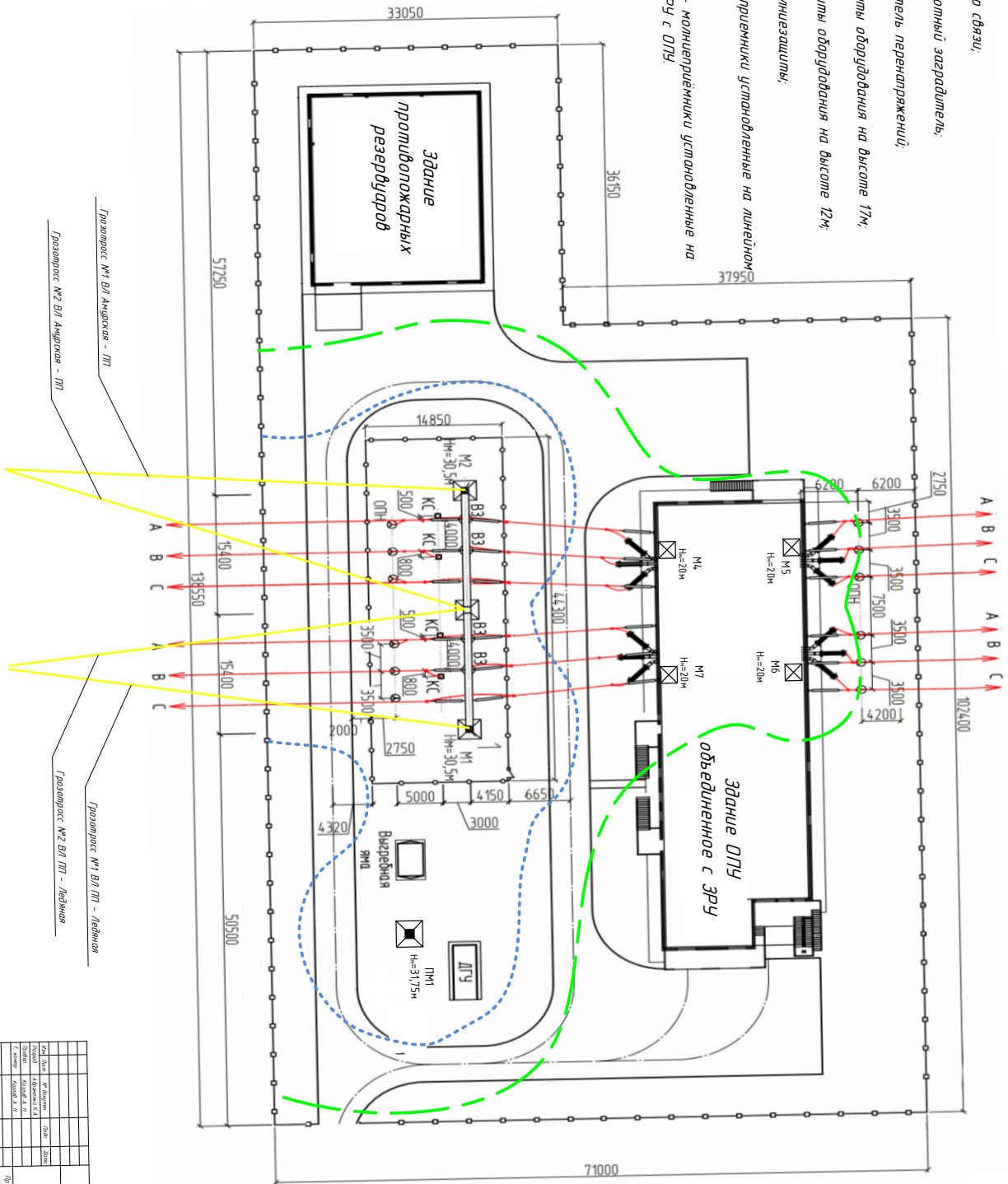
ВКР 14.0201.Э0302.СХ		Заземление		Кодификация	
Исполн.	Проверен.	Исполн.	Проверен.	Исполн.	Проверен.
Дата	Дата	Дата	Дата	Дата	Дата
Лист	Лист	Лист	Лист	Лист	Лист
№	№	№	№	№	№
1	1	1	1	1	1

Информация о документе:  
 Наименование: Заземление  
 Кодификация: ВКР 14.0201.Э0302.СХ  
 Дата: 14.02.2014



**Условные обозначения:**

- КС - конденсатор связи;
- ВЗ - высокочастотный заградитель;
- ОПЧ — ограничитель перенапряжений;
- зона защиты оборудования на высоте 17м;
- зона защиты оборудования на высоте 12м;
- ПМ1 — мачта молнезащиты;
- М1, М2 — молниеприёмники установленные на линейном портале;
- М4, М5, М6, М7 — молниеприёмники установленные на крыше здания ЗРУ с ОПЧ



Размерок №1 ВЛ Анжиска - ПП  
 Размерок №2 ВЛ Анжиска - ПП  
 Размерок №1 ВЛ ПП - Ледина  
 Размерок №2 ВЛ ПП - Ледина

ВМ 14.02.02.13.02.02.Х

Молнезащита		Кабельная	
№	Исполн.	№	Исполн.
1	Ковалев А.И.	1	Ковалев А.И.
2	Ковалев А.И.	2	Ковалев А.И.
3	Ковалев А.И.	3	Ковалев А.И.
4	Ковалев А.И.	4	Ковалев А.И.
5	Ковалев А.И.	5	Ковалев А.И.
6	Ковалев А.И.	6	Ковалев А.И.
7	Ковалев А.И.	7	Ковалев А.И.
8	Ковалев А.И.	8	Ковалев А.И.
9	Ковалев А.И.	9	Ковалев А.И.
10	Ковалев А.И.	10	Ковалев А.И.

Проект молниезащиты оборудования и молниезащиты ЗРУ №1 с заградителем ОПЧ и мачтой молнезащиты Анжиска - Ледина

