

**Министерство науки и высшего образования 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) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Расширение открытого распределительного устройства напряжением 220 кВ подстанции Тында в связи со строительством второй кабельной линии напряжением 220 кВ.

Исполнитель  
студент группы 742-об1

\_\_\_\_\_

подпись, дата

М.А. Гунин

Руководитель  
доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Г. Ротачева

Консультант по безопасности и экологичности  
доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ассистент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

**Министерство науки и высшего образования 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

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Гунин Михаил Алексеевич

1. Тема выпускной квалификационной работы: Расширение распределительного устройства напряжением 220 кВ подстанции Тында в связи со строительством второй кабельной высоковольтной линии напряжением 220 кВ

(утверждено приказом от 19.03.21 № 575-уч )

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: исходные схемы электрической сети, ГОСТы, ПУЭ, ПТЭ, ПТБ

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района расположения подстанции; 2. Расчет ТКЗ; 3. Выбор оборудования; 4. Изоляция и перенапряжения; 5. РЗиА; 6. Экологичность и безопасность; 7. Экономика

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 6 листов графической части

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – А.Б.Булгаков

7. Дата выдачи задания 22.03.2021

Руководитель выпускной квалификационной работы: Алла Георгиевна Ротачева, доцент

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

Задание принял к исполнению (дата): 22.03.2021

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит с., рисунков, таблиц, источников.

АККУМУЛЯТОРНЫЕ БАТАРЕИ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ГРОЗОУПОРНОСТЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ИЗОЛЯТОР, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, МОЛНИЕЗАЩИТА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ПОДСТАНЦИЯ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ, СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ, ШИНА.

Цель данной работы – из-за увеличивающейся транзитной мощности требуется расширение действующей подстанции. Построить вторую кабельную линию 220кВ на ПС Хорогочи. Нужно проверить и выбрать новое оборудование по пересчитанным токам короткого замыкания. В связи со строительством новой линии увеличиваются размеры ОРУ 220 кВ и требуется расставить новые молниеотводы, а также рассчитать зону их защиты. А так же пересчитать защитное заземление. В разделе релейной защиты подстанции должны быть пересчитаны уставки действующих защит. Так же произвести расчет безопасности и экологичности, посчитать объем маслоприемника и определить воздействие подстанции на шумы.

## СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Характеристика района расположения подстанции 220/110/35/10 «Тында»	9
1.2 Описание ПС Тында	11
2 Расчёт токов короткого замыкания для выбора и проверки оборудования	13
2.1 Общие положения	13
2.2 Составление расчётной схемы замещения и определение её параметров	14
2.3 Расчёт токов КЗ	17
3 Выбор основного электрического оборудования подстанции	20
3.1 Обоснование выбора КРУЭ	20
3.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения	43
3.3 Выбор гибких шин	48
3.4 Выбор кабелей	51
3.5 Выбор трансформаторов собственных нужд	54
3.6 Выбор ограничителей перенапряжения	54
3.7 Выбор технических характеристик объектов	54
4 Изоляция и перенапряжения	58
4.1 Расчёт заземления подстанции	58
4.2 Расчёт молниезащиты	60
4.3 Определение параметров контура заземления	63
5 Релейная защита и автоматика	67
5.1 Основные типы защит трансформаторов	67
5.2 Газовая защиты трансформатора	68
5.3 Дифференциальная защита трансформаторов	69
5.4 Расчет защит трансформатора	75
6 Экологичность и безопасность	78
6.1 Безопасность	78
6.1.1 Основные электрозащитные средства	79
6.1.2 Безопасность при проверке и обслуживании устройств РЗА	80

6.2 Экологичность	81
6.2.1 Электроэнергетика и экологичность	81
6.2.2 Воздействие электроэнергетической подстанции на окружающую среду.	82
6.2.3 Акустические шумы	82
6.2.4 Загрязнение трансформаторным маслом	85
6.3. Пожаробезопасность	88
6.3.1 Общие положения	89
6.3.2 Средства пожаротушения	89
6.3.3 Общие требования	90
7 Экономика	91
7.1 Цель организационно-экономической части	91
7.2 Расчет капитальных вложений в сооружение ПС	93
7.2.1 Расчет амортизационных отчислений	93
7.2.2. Расчет эксплуатационных затрат	94
7.2.3 Расчет затрат на оплату труда эксплуатационно – ремонтного и оперативного персонала	95
7.3 Расчет прочих затрат в электрическую сеть	97
7.4 Расчет тарифов	98
7.5 Расчет экономической эффективности проекта	103
7.6 Заключение экономической эффективности проекта	105
Заключение	107
Библиографический список	108

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – Воздушная линия

ГЭС – Гидроэлектро станция

КЗ – Короткое замыкание

КРУ – Комплектное распред устройство

ОРУ – Открытое распред устройство

ОПН – Ограничитель перенапряжений нелинейный

ПС – Подстанция

РЗ –Релейная защита

## ВВЕДЕНИЕ

Актуальность данной работы заключается в том, что в ближайшее время планируется усиление транзита в Читинскую энергосистему, для этого требуется строительство второй КВЛ 220 кВ Тында – Лопча для этого требуется изменить действующую схему ОРУ 220 кВ.

Работа над дипломным проектом рассматривает выполнение расчетов по всему спектру изученных дисциплин, в частности:

- обоснование схемы и выбор электрооборудования;
- расчет и выбор уставок релейной защиты и автоматики;
- комплекс расчетов по определению параметров грозозащиты и заземления;
- анализ режимов безопасной и экологичной работы оборудования;
- организация технической и пожарной безопасности;
- определение параметров, влияющих на качество электрической энергии;
- расчет экономической эффективности и сроков окупаемости реализованного проекта;
- обоснование и анализ, предлагаемых инженерных решений.

Данную работу предстоит выполнить согласно исходным данным, по теме реконструкция подстанции Тында 220/110/35/10 (Амурская область). В связи с тем, что средний возраст эксплуатируемого оборудования заходит за 25 лет, стоящие на подстанции трансформаторы работают сверх нормативного ресурса, что может привести к внезапной аварийной ситуации на ПС.

Целью моей работы является создание проекта расширения подстанции в связи с увеличением линейных присоединений, а также замена устаревшего оборудования подстанции и проверка нового по планируемому режиму работы.

Для достижения поставленных целей необходимо:

- пересчитать токи КЗ с учетом ввода новых линий;
- выбрать и проверить оборудование подстанции;
- рассчитать заземление и молниезащиту, учитывая расширение ОРУ 220 кВ;

- рассчитать уставки релейной защиты.

пе- ВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи и Хорогочи - Бамское предназначены для усиления сети 220 кВ на участке Тында – Чара, надежного электроснабжения потребителей прилегающего района.

Ввод второй ВЛ 220 кВ на транзите Тында – Чара необходим для обеспечения надежности электроснабжения потребителей, так как одноцепной транзит не обеспечивает требуемой надежности.

В связи с введением в эксплуатацию Амурского преобразовательного комплекса на ПС Хани в 2020 году в западной части ОЭС Востока увеличится переток мощности от ПС Тында в сторону ПС Хани. При этом величина перетока мощности по единственной ВЛ 220 кВ транзита Тында – Чара превысит допустимую величину.

С вводом ВЛ 220 кВ Хорогочи - Бамское появится возможность вывода в ремонт ВЛ 220 кВ Хорогочи - Лопча.

Таким образом, проведенная в ходе выполнения дипломного проекта работа должна полностью отразить и укрепить полученные знания, а также закрепить навыки, необходимые инженеру в его дальнейшей деятельности.

## 1 Характеристика района расположения подстанции 220/110/35/10 «Тында»

Тындинский район представляет собой горную страну. Однако горы здесь не достигают большой высоты; преобладают среднегорья и низкогорья. В целом для гор характерны мягкие очертания плоских и куполовидных вершин, сглаженные переходы к таким же седловинам. Всюду нагромождения каменных осыпей — курумов, возникших в результате морозного выветривания. На более высоких участках горных склонов сохранились древнеледниковые формы рельефа — кары, цирки, корытообразные долины (троги), моренные скопления обломочного материала.

Многолетняя мерзлота приводит здесь к образованию своеобразных форм рельефа — термокарстовых провалов, бугров пучения и т. п.

Климат Тындинского района – резко континентальный, с чертами муссонного. Это проявляется в больших амплитудах температур между сезонами года и преобладании ясной безоблачной погоды зимой. Осадки преимущественно в теплый период.

Тындинский район, приравнен к районам Крайнего Севера.

Участок территории расширяемой подстанции не затрагивает водоохранные зоны водотоков и водоемов.

Грунтовые воды на участке работ в не обнаружены.

Риск возникновения чрезвычайных ситуаций вследствие опасных геологических процессов на территории района включает вероятность возникновения землетрясений, оползней, селей. Территория района входит в сейсмически активную зону с возможной силой землетрясения 6-9 баллов. В пределах площадки подстанции сейсмичность составляет 7 баллов.

Основные климатические характеристики района размещения площадки ПС «Тында» следующие:

Подстанция размещается в районе, не попадающем в зону влияния промышленных и природных источников загрязнения. В соответствии с ГОСТ 9920-89, табл.1.9.1 ПУЭ 7-го издания и с учетом опыта эксплуатации оборудования. Изоляция вновь устанавливаемого оборудования и ошиновки принято для II степени загрязненности атмосферы с удельной длиной пути утечки не менее 2 см/кВ для оборудования на напряжении 220 кВ и не менее 2.35 см/кВ для оборудования на напряжении до 35 кВ включительно.

В пределах площадки подстанции сейсмичность составляет 7 баллов.

Зимние периоды продолжительные, морозные. Средние температуры в январе составляют -30 °С. Наибольшее отклонение средней температуры воздуха наиболее холодных суток от средней месячной температуры составляет 10 °С. Средняя температура из ежегодных абсолютных минимальных составляет -48 °С. Величина снежного покрова доходит до 25-35 см. Минимальные температурные показатели в районе составляют -54 °С. Весенний период непродолжительный и сопровождается значительными ночными заморозками.

Лето умеренно теплое, средние температуры доходят до +20 °С. Средняя температура воздуха из ежегодных абсолютных максимальных составляет 32 °С. Абсолютный максимум температуры 36 °С. Прогноз погоды предупреждает о частых кратковременных дождях и грозах, большая часть которых приходится на июль месяц. Осень с первыми значительными заморозками наступает в конце августа и до середины сентября может устанавливаться прохладная, но сухая и ясная погода, в дальнейшем происходит постепенное понижение температур. Первые существенные морозы приходят во второй половине октября. В среднем за год выпадает до 550 мм осадков.

Согласно ПУЗ 7 изд. (карта районирования территории РФ по толщине стенки гололеда) толщина стенки гололеда составляет 15 мм.

В соответствии с письмом ОАО «ФСК ЕЭС» № ЧА/29/11 от 12.02.2009 г. «О рекомендациях по применению высоковольтного оборудования в холод-

ной климатической зоне РФ» значение средней из ежегодных абсолютно минимальных температур воздуха округляется до  $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Электротехническое оборудование с нижним рабочим значением температуры минус  $55\text{ }^{\circ}\text{C}$  может быть рекомендовано для применения в умеренном макроклиматическом районе (У). В связи с этим открыто устанавливаемое оборудование принимается исполнения У1 по ГОСТ 15543.1-89. ГОСТ 15150-69.

В районе размещения подстанции средняя годовая продолжительность гроз составляет от 40 до 60 часов

## **1.2 Описание ПС Тынды**

Подстанция 220 кВ Тынды установленной мощностью 176 МВА была введена в эксплуатацию в 1978 году. В административном отношении площадка подстанции расположена на юго-восточной окраине г.Тынды, Тындинского района, Амурской области. Она размещается в районе, не попадающим в зону влияния промышленных и природных источников загрязнения.

Являясь узловой, подстанция обеспечивает перетоки электроэнергии между Нерюнгринской ГРЭС и Объединенной энергосистемой (ОЭС) Востока. От надежной работы подстанции зависит питание потребителей города Тынды и Тындинского района Амурской области, в том числе золотодобывающих и лесоперерабатывающих предприятий региона, а также электроснабжения 10 кВ нефтепроводной системы Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО) суммарной присоединенной мощностью 1,1 МВА. В результате проведенных работ повысилась надежность электроснабжения объектов нефтепровода на участке от нефтеперекачивающей станции (НПС) Сковородино (Амурская область) до нефтепорта в бухте Козьмино (Приморский край).

К шинам 220 кВ подсоединены следующие линии:

- двухцепная ВЛ, 2(АС-300) 185,4 км, идущая на ПС Нерюнгринской ГРЭС;
- одноцепной ВЛ, АС-300 155,2 км, идущая на ПС Сковородино;
- одноцепной ВЛ, АС-300 149,3 км, питающая ПС Дипкун;
- одноцепной ВЛ Тынды – Сковородино (148 км) выполнена в габаритах 500 кВ (кроме 4,9 км на подходе к ПС Сковородино), но работает на напряжении 220 кВ,

В перспективе она будет отключена от ПС Тында и напрямую соединена с участком 500 кВ АС-300х3 (179 км) подходящая на ПС Нерюнгринской ГРЭС;

- к существующей одноцепной ВЛ, АС-300 74,6 км, питающая ПС Хорогочи, с постройкой новой ПС Бамское 220 кВ в 35 км от Хорогочи, дать более надежное питание электроэнергией предусмотрено установка еще одной ВЛ ПС Тында – ПС Хорогочи.

К шинам 110 кВ подсоединены следующие линии:

- двухцепная ВЛ, 2(АС-120) 9,8 км, питающая ПС Эльга.

К шинам 35 кВ подсоединены следующие линии:

- одноцепной ВЛ, АС-50 23 км, питающая ПС Аэропорт;

- одноцепной ВЛ, АС-120 21,3 км, питающая ПС Сети;

- двухцепная ВЛ, 2(АС-95) 3,4 км, питающая ПС Опорная;

- двухцепная ВЛ, 2(АС-95) 12,5 км, питающая ПС Строительная;

- двухцепная ВЛ, 2(АС-95) 28 км, питающая ПС Бестужево.

К шинам 10 кВ подключены собственные нужды подстанции и приближащие потребители электроэнергии.

Для компенсации избыточной зарядной мощности и стабилизации напряжения на подстанции будет установлен управляемый шунтирующий реактор (УШР) 220 кВ мощностью 100 МВАр.

## 2 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ДЛЯ ВЫБОРА И ПРОВЕРКИ ОБОРУДОВАНИЯ

### 2.1 Общие положения

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям КЗ необходимо предварительно определить:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ и значение этой составляющей в расчетный момент времени (к моменту начала расхождения дугогасительных контактов выключателей и к моменту погасания дуги);
- начальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;
- ударный ток КЗ;

Расчет тока КЗ аналитическим способом включает:

- составление эквивалентной схемы замещения и определение значений параметров ее элементов;
- преобразование схемы с целью приведения ее к простейшему виду;
- определение искомого тока КЗ.

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

Расчет токов КЗ с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электростанций и ПС, весьма сложен. Вместе с тем можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. Поэтому, при расчетах токов КЗ допускается:

- не учитывать емкостную проводимость линий;
- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными

и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания;
- не учитывают влияние нагрузки;
- при вычислении тока КЗ обычно пренебрегаю активным сопротивлением цепи, если отношение  $x_r$  более трех. Однако активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной затухания апериодической составляющей тока КЗ -  $T_a$ . В нашем случае  $T_a$  будем определять приближенно.

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

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

- проверка оборудования в условиях короткого замыкания проводится по значениям суммарного тока короткого замыкания при повреждении на шинах РУ. Это соответствует расчетным условиям для выключателя (оборудования) тупиковой линии и создает определенный запас при выборе оборудования других присоединений;
- расчет ударного тока и апериодической составляющей тока КЗ можно выполнять по эквивалентным постоянным времени  $T_a$ , не рассматривая составляющих токов по отдельным ветвям;
- принимая во внимание значительную удаленность РУ 35 кВ и выше от генераторов станций не учитываем затухание периодической составляющей тока КЗ, то есть  $I_{p35} = I_{p0}$ .

## **2.2 Составление расчётной схемы замещения о определение её параметров**

Для расчета токов короткого замыкания необходимо составить схему замещения, на которой должны быть указаны все сопротивления, необходимые для расчета.

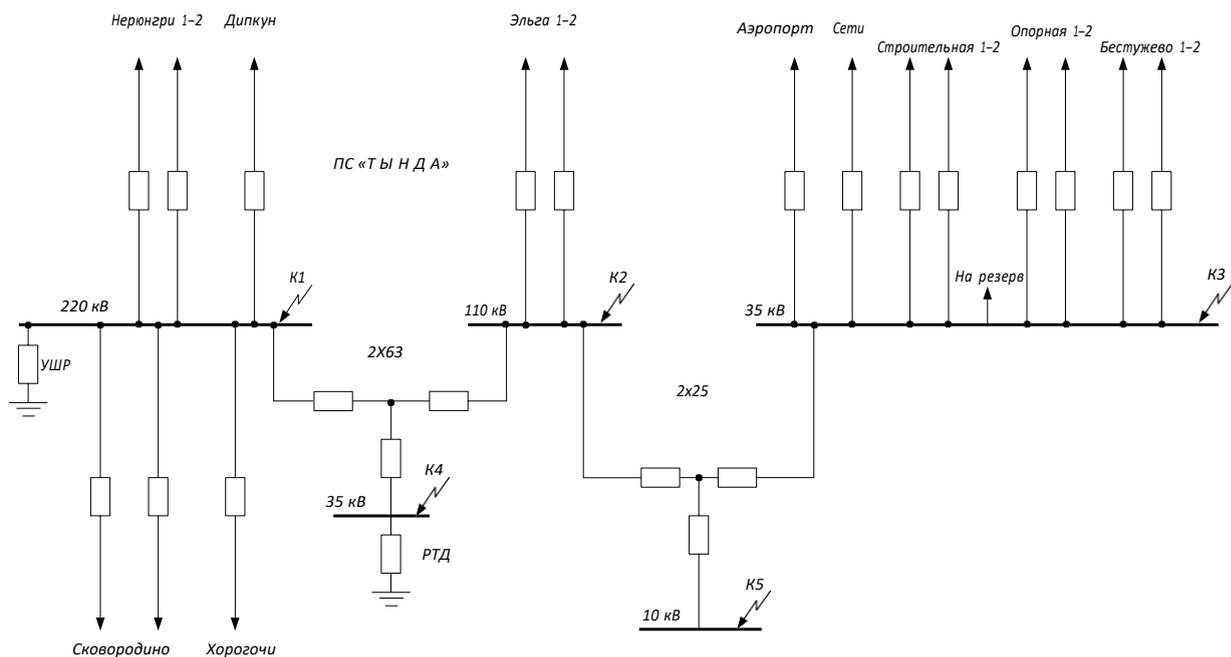


Рисунок 1 - Схема замещения подстанции.

В практических расчетах часто выполняют приближенное приведение, позволяющее значительно быстрее и проще получить приближенную схему замещения. При этом установлены средние номинальные напряжения: 750; 515; 340; 230; 154; 115; 37; 20; 18; 15,75; 13,8; 10,5; 6,3; 3,15; 0,69; 0,4; 0,23 кВ. При этом считаем, что номинальные напряжения всех элементов (кроме реакторов) данной ступени одинаковы и равны  $U_{ср}$ . Коэффициент трансформации каждого трансформатора будет равен отношению тех ступеней, который он связывает. При каскадном включении трансформаторов равен отношению крайних ступеней.

ЭДС системы:

$$E_c = 1;$$

ЭДС нагрузки в сверхпереходном режиме:

$$E_H = 0,85 \text{ о.е.}$$

$$x''_H = 0,2 \text{ о.е.}$$

$$S_\phi = 1000 \text{ МВА.}$$

Сопротивления трансформаторов, о.е:

$$x_{AT1\_B} = \frac{U_k \%}{100} \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{н.м}} = \frac{12}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0,952; \quad (1)$$

$$x_{AT1\_H} = \frac{U_k \%}{100} \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{н.м}} = \frac{23}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 1,825; \quad (2)$$

$$x_{T1\_B} = \frac{U_k \%}{100} \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{н.м}} = \frac{10,7}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0,853; \quad (3)$$

$$x_{T1\_H} = \frac{U_k \%}{100} \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{н.м}} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0,536; \quad (4)$$

Сопротивление линии, о.е.:

С шин 220 кВ:

$$x_{Нер} = X_{AC-300} \cdot \frac{l_{Нер}}{2} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{230^2} = 0,752; \quad (5)$$

$$x_{Дун} = X_{AC-300} \cdot l_{Дун} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{230^2} = 1,211; \quad (6)$$

$$x_{Хор} = X_{AC-300} \cdot \frac{l_{Хор}}{2} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{230^2} = 0,302; \quad (7)$$

$$x_{Сков} = X_{AC-300} \cdot l_{Сков} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{230^2} = 1,259; \quad (8)$$

С шин 110 кВ:

$$x_{Эльга} = X_{AC-120} \cdot l_{Эльга} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{115^2} = 0,316; \quad (9)$$

С шин 35 кВ:

$$x_{Опр} = X_{AC-95} \cdot \frac{l_{Опр}}{2} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{37^2} = 0,569; \quad (10)$$

$$x_{\text{Бестуж}} = X_{\text{АС-95}} \cdot \frac{I_{\text{Бестуж}}}{2} \cdot \frac{S_{\delta}}{37^2} = 4,305; \quad (11)$$

Находим сопротивления системы и приводим их к шинам подстанции, о.е.:

На шины 220 кВ:

$$x_{c\_Нер} = \left( \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot I_{\text{Нер\_КЗ}}} \right) + X_{\text{Нер}} = 1,17; \quad (12)$$

$$x_{c\_Дун} = \left( \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot I_{\text{Дун\_КЗ}}} \right) + X_{\text{Дун}} = 2,687; \quad (13)$$

$$x_{c\_Сковор} = \left( \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot I_{\text{Сков\_КЗ}}} \right) + X_{\text{Сков}} = 3,35; \quad (14)$$

$$x_{c\_Хор} = \left( \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot I_{\text{Хор\_КЗ}}} \right) + X_{\text{Хор}} = 0,963; \quad (15)$$

На шины 35 кВ:

$$x_{c\_Опор} = \left( \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot I_{\text{Опор\_КЗ}}} \right) + X_{\text{Опр}} = 10,972; \quad (16)$$

$$x_{c\_Бест} = \left( \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot I_{\text{Бестуж\_КЗ}}} \right) + X_{\text{Бест}} = 15,067; \quad (17)$$

### 2.3 Расчёт токов КЗ

Покажем расчёт токов короткого замыкания путём эквивалентирования схемы на примере точки К-3 (к шинам 35 кВ подстанции).

Базисный ток, приведенный к точке К-3, кА:

$$I_{\delta 3} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сп3}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,604; \quad (18)$$

Покажем расчетную схему замещения подстанции «Тында».

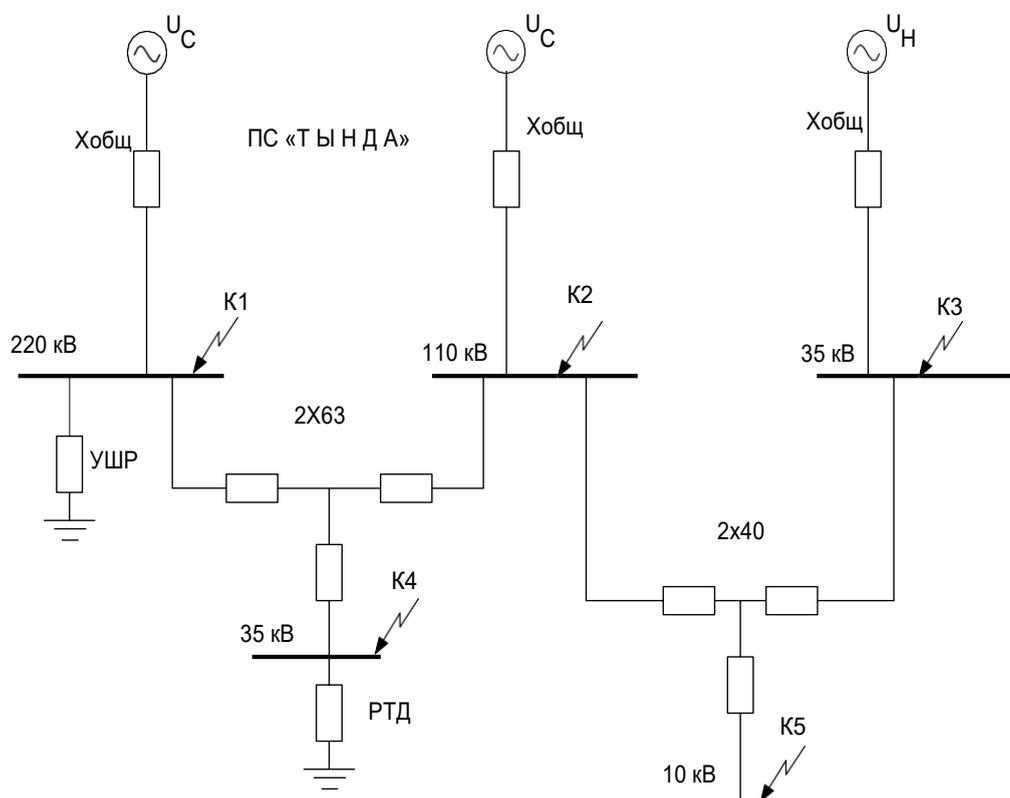


Рисунок 2 – Расчетная схема замещения подстанции.

Сопротивления, о.е.:

$$X_{шун} = \left( \frac{1}{x_{c\_Опор}} + \frac{1}{x_{c\_Бест}} \right)^{-1} = 6,349; \quad (19)$$

$$X_{от220и110\_35} = X_{общ\_220} \cdot \left( \frac{X_{AT1\_B} \cdot X_{AT1\_H}}{X_{AT1\_B} + X_{AT1\_H}} \right) + \left( \frac{X_{T1\_B} \cdot X_{T1\_H}}{X_{T1\_B} + X_{T1\_H}} \right) = 1,345. \quad (20)$$

$$I_{K3\_3\_35\_от220и110} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot X_{от220и110\_35}} \cdot I_{\delta 3} = 6,698 \text{ кА}; \quad (21)$$

$$I_{K3\_3\_общ35} = I_{K3\_3\_35} + I_{K3\_3\_35\_от220и110} = 7,89 \text{ кА}. \quad (22)$$

Расчет остальных точек КЗ приведен в приложении Б.

Покажем в таблице 1 токи трехфазного, однофазного КЗ и ударные токи.

Таблица 1 – Токи КЗ

Точка К	КЗ трехфазное		КЗ однофазное	
	$I_{КЗ}, кА$	$i_{уд}, кА$	$I_{КЗ}, кА$	$i_{уд}, кА$
К-1 (на шин. 220)	3,715	8,932	2,604	6,26
К-2 (на шин. 110)	4,319	10,384	4,62	11,108
К-3 (на шин. 35)	7,89	18,969	-	-
К-4 (на шин 35 тр)	5,303	12,758	-	-
К-5 (на шин 10)	13,927	33,482	-	-

### 3 ВЫБОР ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ

#### 3.1 Обоснование выбора КРУЭ

Основные области применения КРУЭ определяются общими экономическими соображениями, это:

- крупные города, где из-за плотности застройки, большой стоимости земли и необходимости ввода напряжения, в основном кабельного, в центральные районы, альтернативы КРУЭ просто не существует. Строительство подстанций возможно, как в виде отдельных зданий из сборных блоков, так и в виде подвальных подземных сооружений;

- труднодоступные районы, особенно вечной мерзлоты с полностью автоматизированными подстанциями;

- объекты металлургии и химии, а также ТЭЦ с сильно загрязненной атмосферой;

- береговые районы с солевыми туманами;

- гидростанции в скальном грунте с ограниченными или трудно осваиваемыми площадями под подстанциями;

- подстанции с ультравысоким напряжением 750 кВ и выше, где эксплуатация традиционного оборудования сильно затруднена, в том числе по соображениям экологии, а само оборудование не может быть выполнено с необходимыми характеристиками надежности.

Наряду с минимизацией размеров оборудования применение элегаза, ввиду его специфических физико-химических свойств и герметизированной конструкции оборудования, придает КРУЭ и входящим в его состав элементам еще ряд преимуществ, таких, как защита обслуживающего персонала от воздействия электрических и магнитных полей, повышенная безопасность обслуживания, отсутствие атмосферных воздействий на работу изоляции, контактных и конструкционных элементов, сниженные уровни шума при работе оборудования, исключение радиопомех при эксплуатации КРУЭ, более высокая сейсмостойкость.

Изоляция ячеек выдерживает наибольшее фазное рабочее напряжение промышленной частоты при аварийном понижении давления внутри КРУЭ до атмосферного.

Токоведущие части КРУЭ расположены в заземленных немагнитных оболочках, заполненных SF<sub>6</sub> под давлением.

Комплексность конструкции КРУЭ, включающей весь набор оборудования распределительного устройства (РУ), и выполнение ее в виде отдельных блоков, содержащих элементы КРУЭ, облегчает проектные работы, сокращает трудоемкость и сроки выполнения. В то же время компактность и малогабаритность КРУЭ, а также высокая заводская готовность их элементов, поступающих на монтаж, позволяют сократить сроки, трудоемкость и стоимость строительства РУ и ввода в эксплуатацию подстанций (ПС).

Эти же факторы дают возможность оптимального выбора местоположения ПС и достижения экономии средств у потребителя и изготовителя оборудования; экономии материалов при строительстве РУ за счет экономии производственных площадей, необходимых для выпуска всего комплекса аппаратуры РУ и материалов при изготовлении КРУЭ, а также внедрения диагностики в систему управления коммутационного оборудования.

При неизбежной более высокой трудоемкости герметичного элегазового оборудования по сравнению с затратами на изготовление одноименной аппаратуры традиционного исполнения изготовителям КРУЭ в процессе совершенствования характеристик последних удалось достигнуть для элементов КРУЭ наиболее высоких ресурсных характеристик. Это придало КРУЭ дополнительные преимущества перед любыми другими существующими видами аппаратуры, в ряде случаев определяющие выбор оборудования потребителем - увеличение межремонтных периодов, снижение затрат на обслуживание и, наконец, возможность эксплуатации без постоянного обслуживающего персонала.

Трехполюсные комплектные распределительные устройства, имеющие полную или частичную элегазовую изоляцию главных цепей, предна-

значены для приема, распределения и передачи электроэнергии, измерения параметров и коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока.

КРУЭ представляет собой совокупность коммутационных, измерительных и других аппаратов и устройств, заключенных в герметичную металлическую оболочку, заполненную элегазом. Каждый аппарат (устройство), представляет собой элемент КРУЭ. Для сочленения между собой отдельных элементов оболочки каждого из них имеют изоляторы, фланцы или патрубки, контакты и уплотнения. КРУЭ изготавливается либо как комплекс различных функциональных единиц (ячеек), каждая из которых выполняет функцию какой-либо электрической схемы распределительного устройства, либо как комплекс всех необходимых элементов в соответствии с заданной схемой.

По функциональному назначению ячейки КРУЭ могут быть линейные, шиносоединительные, трансформаторов напряжения и секционные, с одной или двумя системами сборных шин.

В настоящее время имеется тенденция к объединению в одном герметизированном отсеке разных аппаратов, например выключателя с трансформаторами тока, сборных шин с разъединителями и заземлителями и т.д.

Вопрос объединения разных элементов имеет только критерий надежности и удобства эксплуатации, так как подчас вообще исключает возможность вывода отдельных элементов в ремонт.

Выбираем элегазовые ячейки 8DN9 220 кВ

КРУЭ 8DN9 на класс напряжения до 245 кВ отвечает всем требованиям, предъявляемым сегодня к современным и перспективным распределительным устройствам по мощности и надежности. Оно относится к самым компактным распределительным устройствам в мире. Компактность конструкции стала возможной благодаря применению новых изоляционных материалов, оптимизации формы корпуса с применением методов автоматизированного проектирования в сочетании с современными технологиями литья и улучшенными производ-

ственными технологиями. Конструкция, занимающая малую площадь, имеющая малый вес, длительный срок эксплуатации и низкие эксплуатационные расходы - все это делает КРУЭ очень экономичным. Благодаря крайне низкому уровню шума и электромагнитного излучения, оно без проблем может быть установлено в непосредственной близости к районам, восприимчивым к электромагнитному излучению, жилым кварталам, а также на внутригородских участках.

Электрические соединения выполняют стержневыми шинами, размещенными в металлических корпусах с элегазом, и стычными контактами розеточного типа. Деление КРУЭ на блоки позволяет при замене одного из них сохранить газовое заполнение в остальной части.

Ячейки элегазовые трехполюсные типа 8DN89 220 технические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Технические характеристики.

Тип КРУЭ	8DN9
1	2
Номинальное напряжение	до 245 кВ
Ном. частота	50 Гц
Ном. выдерж. переменное U (1 мин.)	до 460 кВ
Ном. выдерж. U грозового импульса	до 1050 кВ
Коммутационного импульса	до 850 кВ
Ном. ток СШ	до 3150 А
Ном. ток линии	до 3150 А
Ном. ток отключения токов КЗ	до 50 кА
Ном. ударный ток	до 135 кА
Ном. кратковременный ток	до 50 кА
Утечка элегаза в год на газовый отсек	<1 %
Ширина ячейки	1500 мм
Нормы	EN/МЭК

Конструкция ячейки 8DN9 приведена в графической части

КРУЭ 8DN9 на класс напряжения до 245 кВ отвечает всем требованиям, предъявляемым сегодня к современным и перспективным распределительным устройствам по мощности и надежности. Оно относится к самым компактным распределительным устройствам в мире. Компактность конструкции стала возможной благодаря применению новых изоляционных материалов оптимизации формы корпуса с применением методов автоматизированного проектирования в сочетании с современными технологиями литья и улучшенными производственными технологиями. Конструкция, занимающая малую площадь, имеющая малый вес, длительный срок эксплуатации и низкие эксплуатационные расходы - все это делает КРУЭ очень экономичным. Благодаря крайне низкому уровню шума и электромагнитного излучения, оно без проблем может быть установлено в непосредственной близости к районам, восприимчивым к электромагнитному излучению, жилым кварталам, а также на внутригородских участках.

В КРУЭ 8DN9 используются преимущества однополюсной и трехполюсной изоляции. Однополюсная изоляция фидера дополняется трехполюсной изоляцией сборных шин. Это позволяет предложить заказчику самое компактное распределительное устройство, занимающее наименьшую площадь, и свести до минимума сроки монтажа. В качестве материала для корпуса КРУЭ используется алюминий. Это гарантирует отсутствие коррозии и малый вес распределительного устройства. Следствием малого веса ячеек являются небольшие нагрузки на фундамент и, как следствие, его простая конструкция. Все модули соединены друг с другом при помощи фланцев.

Соединительные модули

Эти однополюсные модули применяются для необходимых соединений внутри ячеек или магистральных присоединений. В зависимости от электрической схемы КРУЭ, а также от пространственной конфигурации ячейки могут применяться следующие соединительные модули:

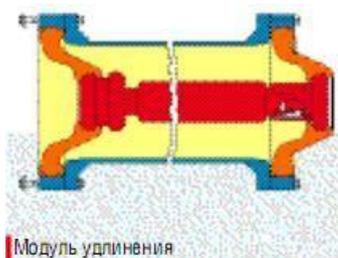


Рисунок 3 - Модули ответвления

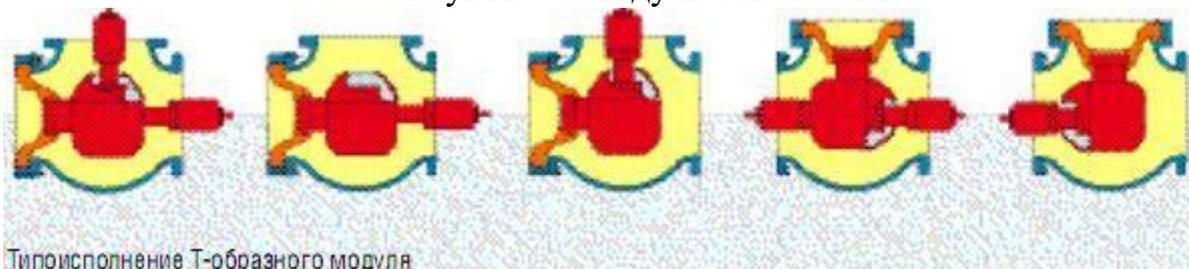


Рисунок 4 - Т-образные модули

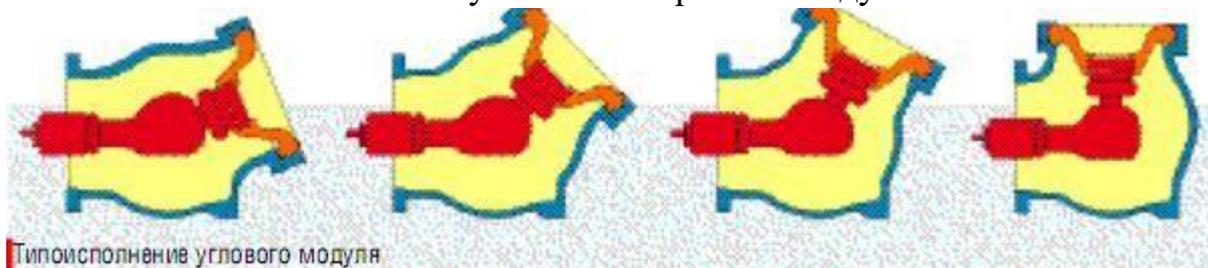


Рисунок 5 - Угловые модули

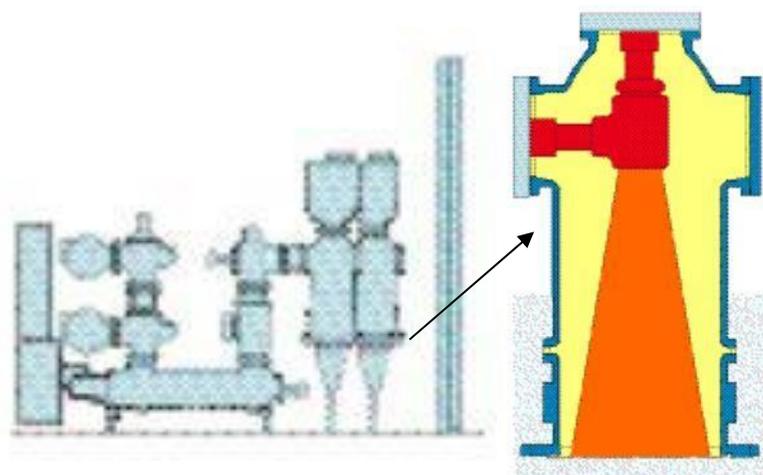


Рисунок 6 - Модуль подключения кабеля

Модуль подключения кабеля - этот модуль соединяет ячейки КРУЭ с высоковольтным кабелем. Модуль подключения кабеля обеспечивает подключение всех используемых в настоящее время типов высоковольтного кабеля. Для проведения высоковольтных испытаний через монтажное отверстие возможно отсоединение первичного токо-провода между концевой кабельной муфтой и распредустройством.

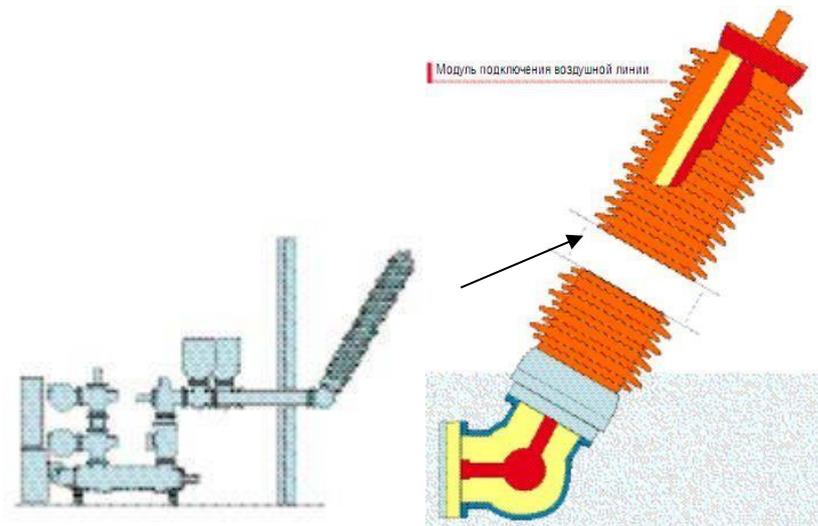


Рисунок 7 – Модуль подключения ВЛ

Через модули подключения воздушной линии осуществляется переход от элегазовой изоляции распреустройства к компонентам с воздушной изоляцией или воздушным линиям. Эти модули представляют собой комбинацию угловых модулей и вводов «воздух-элегаз». Строительная длина, способ экранирования, а также длина пути утечки ввода «воздух-элегаз» определяются в соответствии с координацией изоляции, минимальным расстоянием и степенью загрязнения. Модуль подключения воздушной линии используется для соединения КРУЭ с:

- воздушными линиями;
- воздушными вводами трансформаторов наружной установки или реакторов;
- концевыми муфтами высоковольтных кабелей.

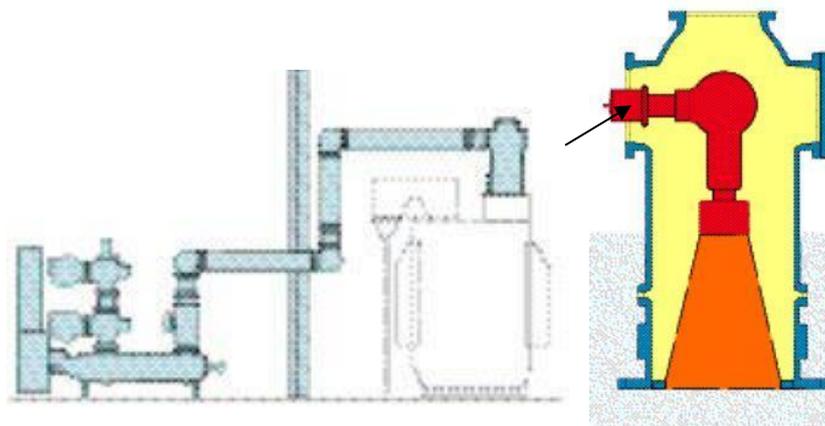


Рисунок 8 – Модуль подключения трансформаторов

Модуль подключения дает возможность перехода от элегазо-вой изоляции непосредственно к проходному изолятору маслона-полненных трансформаторов или реакторов. При этом трансформаторный проходной изолятор должен быть газо- и масло-непроницаемым. Компенсация изменения линейных размеров, обусловленных температурными колебаниями, а также разности высот фундаментов КРУЭ и трансформатора, производится при помощи компенсаторов.

Для измерений и защиты в КРУЭ используются трансформаторы тока и напряжения. Они поставляются в различных вариантах: начиная с обычных индуктивных трансформаторов и заканчивая современными датчиками тока и напряжения, пример модуль трансформатора тока на рисунке 10.

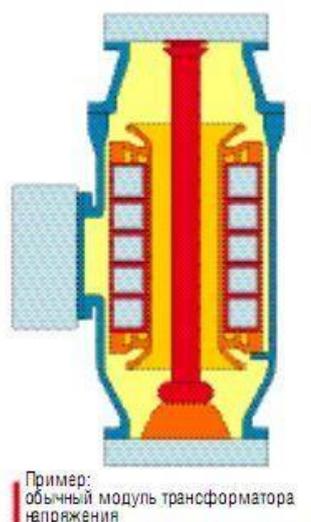


Рисунок 9 – Модуль трансформатора тока

Как правило, в КРУЭ применяются индуктивные трансформаторы тока с однополюсной изоляцией. Трансформатор тока монтируется обычно со стороны отходящей линии силового выключателя. Однако, при необходимости, модуль трансформатора тока может быть также встроен в любом месте ячейки или установки. Токопроводы высокого напряжения образуют первичную обмотку. Сердечники со вторичными обмотками рассчитываются в соответствии с требованиями к количеству ответвлений, классу точности и мощности. Переключение на различные коэффициенты трансформации происходит на клеммах вторичной обмотки трансформатора, выведенных через

газонепроницаемую вводную плиту. Элегаз, находящийся под давлением в модуле, образует первичную изоляцию. Герметичная конструкция трансформатора тока обеспечивает высокий класс электромагнитной совместимости.

В КРУЭ 8DN9 каждый индуктивный трансформатор напряжения с однополюсной изоляцией монтируется в отдельном корпусе и образует тем самым отдельный газонепроницаемый модуль. Модули трансформатора напряжения могут быть установлены перед разъединителем отходящей линии или после него, а также монтироваться на сборных шинах. Любой трансформатор напряжения состоит из: стального сердечника; одной или нескольких вторичных обмоток на держателе и первичной обмотки. Находящийся под давлением внутри герметично закрытого корпуса, элегаз образует вместе с изоляцией обмоток высоковольтную изоляцию. Высоковольтное присоединение к распределительному устройству реализовано через первичную обмотку, закрепленную на герметичном проходном изоляторе. Вторичные подключения выведены из корпуса, модуль трансформатора напряжения на рисунке 11.



Рисунок 10 – Модуль трансформатора напряжения

Модули ОПН, возможно непосредственное подключение ограничителей перенапряжений в металлическом корпусе. Они служат для ограничения возникающих перенапряжений. Их активная часть состоит из металлооксидных резисторов с нелинейной характеристикой. Как правило, ОПН подключается к КРУЭ при помощи поставляемого газонепроницаемого фланцевого

соединения. Корпус ОПН имеет монтажное окно, через которое можно получить доступ к внутренней шине при проведении испытаний распреустройства. С нижней стороны имеются выводы для подключения приборов контроля давления газа и ОПН, рисунок 12.

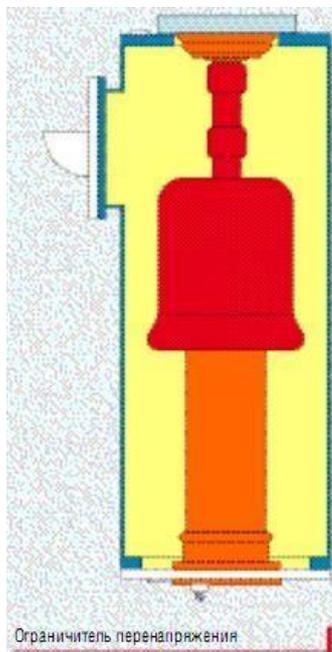


Рисунок 11 – Модуль ОПН

#### Модуль силового выключателя

Центральным элементом распреустройства с элегазовой изоляцией является модуль силового выключателя с однополюсной изоляцией, состоящий из двух компонентов:

- дугогасительной камеры;
- привода.

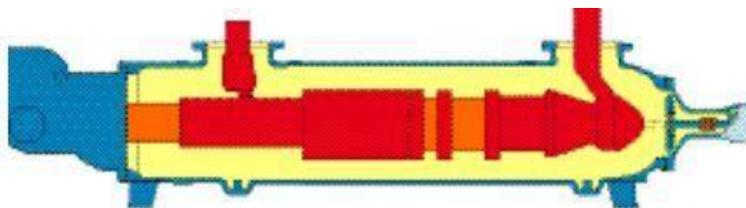


Рисунок 12 – Модуль силового выключателя

Модульная конструкция КРУЭ позволяет реализовать любые типовые распреустройств электрических схем.

Пример модулей ячеек КРУЭ:

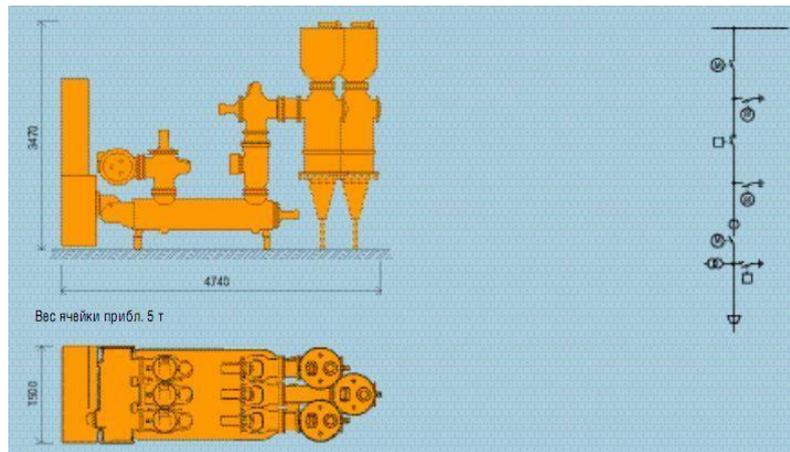


Рисунок 13 – Ячейки КРУЭ с одной системой СШ,  
(для подключения кабеля)

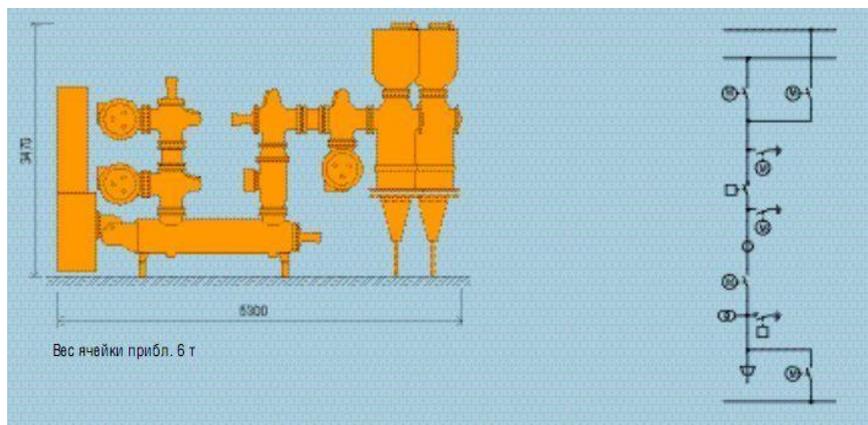


Рисунок 14– Ячейки КРУЭ с двойной системой СШ и обходной шиной,  
(для подключения кабеля)

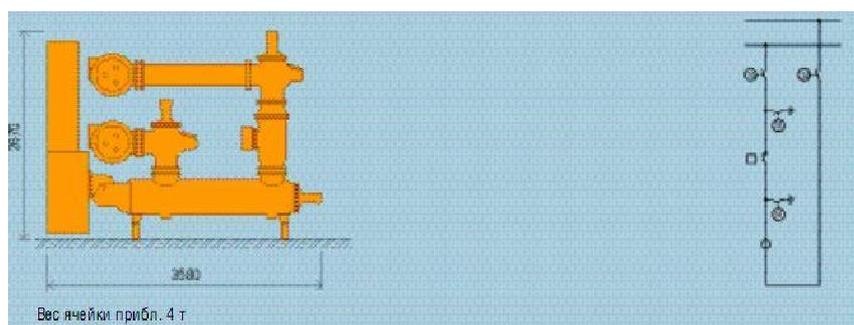


Рисунок 15 – Секционная ячейка с двойной системой СШ

Выбираем КРУЭ 8DN9 220 кВ по следующим параметрам:

(23)

– по длительному току:  $I_{норм} \leq I_{ном}$ , (24)

Производим проверку:

– проверка по выключателю на электродинамическую стойкость:

$$i_{y\partial} \leq i_{дин} . \quad (25)$$

$$13,704 \leq \partial \partial 135$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq B_{Kном} ; \quad (26)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс тока КЗ по расчёту, определяется по формуле:

$$B_K^{расч} = I_{н.о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 5,7^2 \cdot (0,01 + 0,07 + 0,03) = 3,574 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (27)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.  $T_a = 0,03 \text{ с}$  из /2/ стр. 190.

$$B_{Kном} = I_{ном}^2 \cdot t_{терм} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (28)$$

Условие проверки выполняется, т.к.:  $B_{Kном} = 7200 \geq B_{Kрасч} = 3,574 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ .

Сравнение каталожных и расчетных данных КРУЭ 220 кВ приведем в таблицу 3

Таблица 3 - Сравнение каталожных и расчетных данных КРУЭ 220 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
1	2	3
до $U_{уст} = 245 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
до $I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{рmax} = 165,332 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
до $i_{дин} = 135$	$i_{y\partial} = 13,704 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{y\partial}$

1	2	3
$\partial o B_{к.ном} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 3,574 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к}$
$\partial o I_{отк} = 50 \text{ кА}$	$I_{но} = 5,7 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{но}$

Сравнение расчетных данных показывает, что выбранная марка КРУЭ 8DN9 на 220 кВ удовлетворяет всем требованиям.

Также отвечает всем требованиям, предъявляемым сегодня к современным и перспективным распределительным устройствам по мощности и надежности.

Устройство КРУЭ 8DN8 приведено в графической части (лист 5 «Конструкция ячеек 220, 110, 35, 10 кВ»).

Центральным элементом распределительного устройства с элегазовой изоляцией является **модуль силового выключателя** с трехполюсной изоляцией, состоящий из двух компонентов:

- дугогасительной камеры;
- привода.

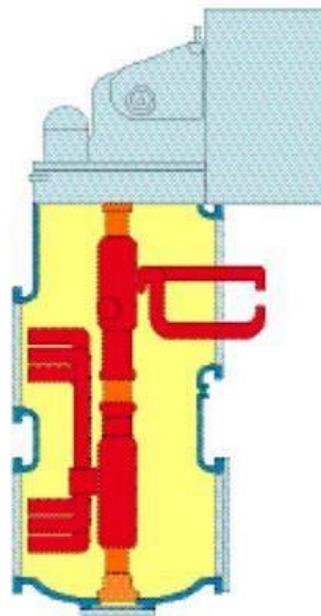


Рисунок 16 - Модуль силового выключателя

В дугогасительной камере, используется принцип автокомпрессии. Вследствие малой энергии привода, необходимой для коммутаций, необходимы не-

большие механические усилия, что положительно сказывается на нагрузке выключателя и корпуса.

Быстродействующий заземлитель представляет собой так называемый штифтовой заземлитель. Заземлённый, подвижный штифтовой контакт входит в неподвижный контакт, имеющий форму тюльпана.

Заземлитель оснащен пружинным приводом с электрическим двигателем взвода пружины.

Для измерений и защиты в КРУЭ используются трансформаторы тока и напряжения. Они поставляются в различных вариантах: начиная от обычных индуктивных трансформаторов и заканчивая современными датчиками тока и напряжения.

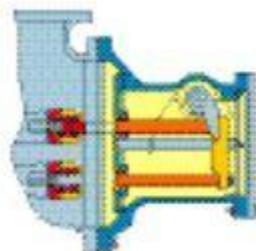


Рисунок 17 - Быстродействующий заземлитель

#### Модуль трансформатора тока

Как правило, в КРУЭ применяются оптимизированные по мощности индуктивные трансформаторы тока. Модуль трансформатора тока может быть встроен в любом месте ячейки или установки. Шины высокого напряжения, поддерживаемые газонепроницаемыми изоляторами, образуют первичную обмотку. Сердечники со вторичными обмотками рассчитываются в соответствии с требованиями к количеству ответвлений, классу точности и мощности. Переключение на различные коэффициенты трансформации происходит на клеммах вторичной обмотки трансформатора, выведенных через газонепроницаемую вводную плиту, расположенную во встроенном шкафу местного управления.

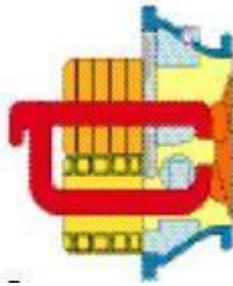


Рисунок 18 - Модуль трансформатора тока

#### Модуль трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения работает по принципу емкостного делителя напряжения. В качестве альтернативы могут использоваться индуктивные трансформаторы напряжения. Они могут быть установлены перед разъединителем отходящей линии или после него, а также монтироваться на сборных шинах. Вторичные подключения выведены из корпуса через газонепроницаемую вводную плиту, расположенную во встроенном шкафу местного управления.



Рисунок 19 - Модуль трансформатора напряжения

Соединительные модули КРУЭ 8DN8 имеют типичные подключения, как и у КРУЭ 8DN9, к следующим оборудованьям:

- воздушной линией;
- трансформатором или реактором;
- кабельной линией.

Технические характеристики ячеек типа 8DN9 110 приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Технические характеристики

Тип КРУЭ	8DN8
Номинальное напряжение	до 145 кВ
Ном. частота	50 Гц
Ном. выдерж. переменное U (1 мин.)	до 275 кВ
Ном. выдерж. U грозового импульса	до 650 кВ
Ном. ток СШ	до 3150 А
Ном. ток линии	до 2500 А
Ном. ток отключения токов КЗ	до 40 кА
Ном. ударный ток	до 108 кА
Ном. кратковременный ток	до 40 кА
Утечка элегаза в год на газовый отсек	<1 %
Ширина ячейки	800 мм
Нормы	EN/МЭК

Выбираем КРУЭ 8DN9 110 кВ по следующим параметрам:

$$- \text{ по напряжению установки: } U_{уст} \leq U_{ном} ; \quad (29)$$

$$- \text{ по длительному току: } I_{норм} \leq I_{ном} , \quad (30)$$

Производим проверку:

– проверка по выключателю на электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq i_{дин} . \quad (31)$$

$$10,384 \leq \delta \leq 108$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq B_{кном} ; \quad (32)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс тока КЗ по расчёту, определяется по формуле:

$$B_K^{расч} = I_{н.о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 4,319^2 \cdot (0,01 + 0,07 + 0,03) = 2,052 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (33)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.  $T_a = 0,03 \text{ с}$  из /2/ стр 190.

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (34)$$

Условие проверки выполняется, т.к.:  $B_{Кном} = 4800 \geq B_{Красч} = 2,052 \text{ кА}$ .

Сравнение каталожных и расчетных данных КРУЭ 110 кВ приведем в таблицу 5

Таблица 5 - Сравнение каталожных и расчетных данных КРУЭ 110 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
1	2	3
до $U_{уст} = 145 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
до $I_{ном} = 3140 \text{ А}$	$I_{рmax} = 803,27 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
до $i_{дин} = 108$	$i_{уд} = 10,384 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
до $B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.} = 2,502 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
до $I_{отк} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,319 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{но}$

Сравнение расчетных данных показывает, что выбранная марка КРУЭ 8DN9 удовлетворяет всем требованиям.

Устройства NXPLUS представляют собой комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в трехполюсном металлическом корпусе с металлическими перегородками, для установки в помещениях, с одинарными и двойными системами сборных шин.

Свойства и безопасность:

Независимость от окружающей среды

Сварные резервуары КРУЭ из нержавеющей стали без уплотнений и

надежно изолированные кабельные адаптеры делают распределительное устройство NXPLUS:

- устойчивым к агрессивным воздействиям окружающей среды, таким как соленая вода, влажность воздуха, пыль и температура;
- герметично защищенным от проникновения инородных тел, таких как пыль и грязь;
- независимым от высоты установки.

Минимум технического обслуживания

Резервуар КРУЭ представляет собой герметично закрытую систему, находящуюся под давлением. Не требующие технического обслуживания коммутационные аппараты и надежно изолированные кабельные адаптеры обеспечивают:

- герметичность на протяжении всего срока эксплуатации;
- установку, управление, расширение и замену без работ с элегазом
- снижение эксплуатационных расходов;
- быструю амортизацию инвестиций;
- отсутствие циклов обслуживания.

Электрические характеристики приведены в таблице 6

Таблица 6 - Электрические характеристики

Тип КРУЭ	<i><b>NXPLUS 35кВ</b></i>
Ном. напряжение	36 кВ
Ном. испытательное напряжение грозового импульса	170 кВ
Ном. кратковременно выдерживаемое напряжение промышленной частоты	70 кВ
Ном. частота	50 Гц
Ном. ток отключения КЗ	31,5 кА
Ном. ударный ток	80 кА
Ном рабочий ток СШ	1250 А
Ном. импульсный ток	80 кА
Температура окружающей среды	-5 до +55 С°

Конструкция ячейки *NXPLUS* 35кВ, одинарной системы сборных шин приведена в графической части (лист 5 «Конструкция ячеек 220, 110, 35, 10 кВ»).

Выбираем КРУЭ *NXPLUS* 35кВ по следующим параметрам:

– по напряжению установки:  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ; (35)

– по длительному току:  $I_{норм} \leq I_{ном}$ , (36)

Производим проверку:

– проверка по выключателю на электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq i_{дин}. \quad (37)$$

$$18,969 \leq 80$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq B_{кном}; \quad (38)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс тока КЗ по расчёту, определяется по формуле:

$$B_K^{расч} = I_{п.о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 7,89^2 \cdot (0,01 + 0,07 + 0,03) = 6,848 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (39)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.  $T_a = 0,03 \text{ с}$  из /2/ стр 190.

$$B_{кном} = I_{норм}^2 \cdot t_{терм} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (40)$$

Условие проверки выполняется, т.к.:  $B_{кном} = 2977 \geq B_{Красч} = 6,848 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ .

Сравнение каталожных и расчетных данных КРУЭ 35 кВ приведем в таблицу 6

Таблица 6 - Сравнение каталожных и расчетных данных КРУЭ 35 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{уст} = 36 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$

1	2	3
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{рmax} = 819,213 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{дин} = 80$	$i_{уд} = 18,969 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 6,848 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{отк} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{но} = 7,89 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{но}$

Сравнение расчетных данных показывает, что выбранная марка КРУЭ NXPLUS 35кВ удовлетворяет всем требованиям.

Устройства NXPLUS С представляют собой комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией, прошедшие проверку соответствия стандарту, в металлическом корпусе модульного исполнения, для одинарных и двойных систем сборных шин, для установки внутри помещений.

#### Компактность

Благодаря использованию элегазовой изоляции смогли добиться компактных размеров КРУЭ

Тем самым:

- эффективно используются имеющиеся помещения распределительного устройства;
- новостройки требуют меньших затрат;
- экономично используются площади в городах.

#### Простота в обслуживании

Резервуар КРУЭ представляет собой герметично закрытую систему, находящуюся под давлением. Не требующие эксплуатационных затрат коммутационные элементы и полностью изолированная система подключения с помощью кабельных адаптеров обеспечивают:

- высочайшую надежность электроснабжения;
- безопасность персонала;
- герметичность на весь срок службы по IEC 62 271-200 (герметически закрытая барическая система);

- монтаж, эксплуатацию, расширение, замену без работ с элегазом;
- снижение эксплуатационных расходов;
- быструю амортизацию инвестиций;
- нет необходимости в эксплуатационных циклах.

Электрические параметры (макс. значения) и размеры приведены в таблице 7

Таблица 7 - Электрические параметры КРУЭ на 10 кВ типа NXPLUS C

Типа КРУЭ	<i>NXPLUS C</i>
Расчетное напряжение	12 кВ
Расчетная частота	50 Гц
Расчетное кратковременное выдерживаемое предельное импульсное напряжение	28 кВ
Расчетное импульсное напряжение выдерживаемый импульс грозового напряжения	75 кВ
Расчетный импульсный ток	80 кА
Расчетный пусковой ток короткого замыкания	80 кА
Расчетный ток термической устойчивости 3 с	31,5 кА
Расчетный ток отключения при коротком замыкании	31,5 кА
Расчетный рабочий ток сборной шины	1200 А
Расчетный рабочий ток ответвления	1200 А

Проектирование пространства приведено на рисунке 23.

Виды спереди, разрезы, отверстия, точки крепежа для установки одинарных шин приведены на рисунке 24.

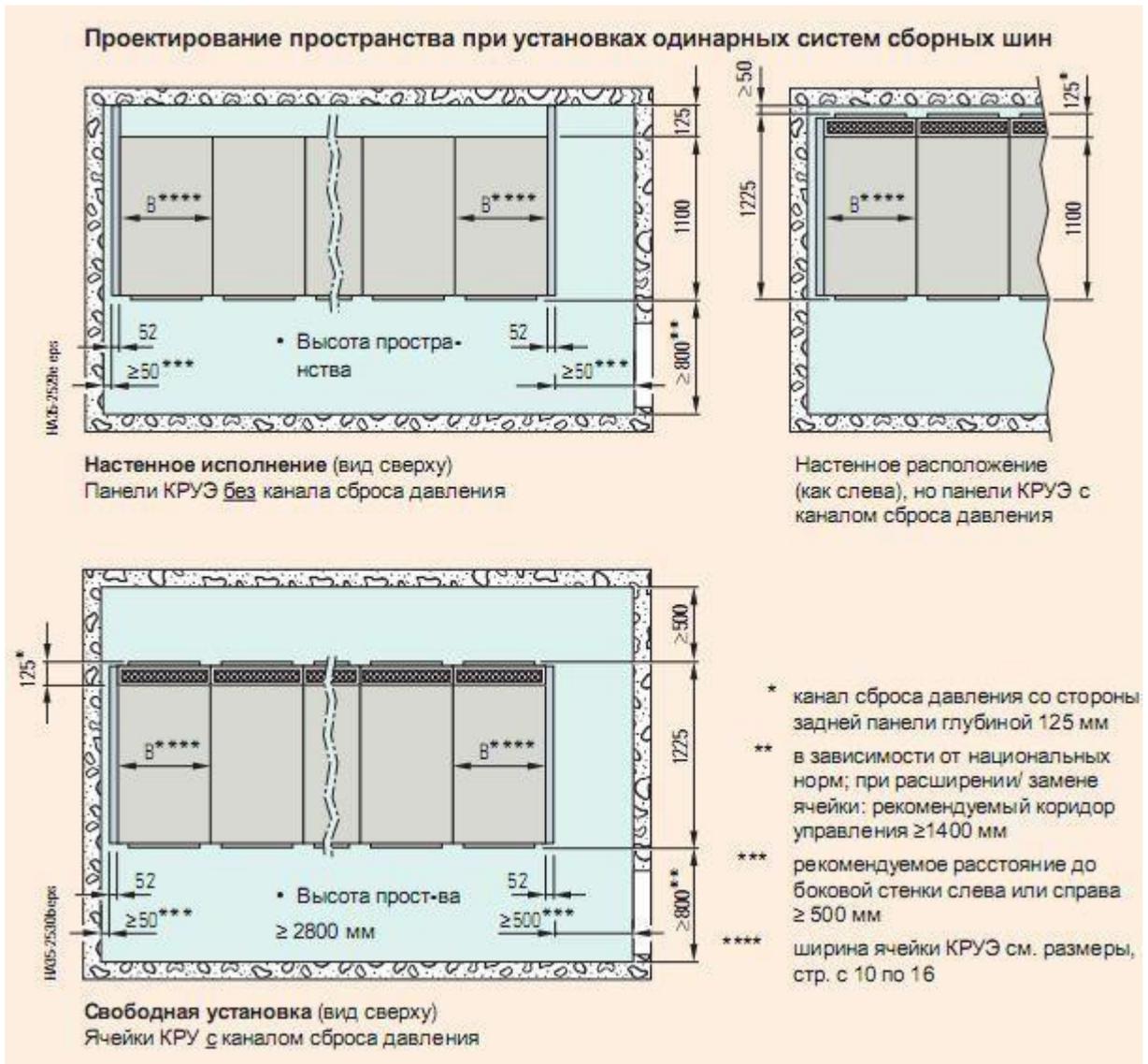


Рисунок 20 - Проектирование пространства при установках одинарных систем сборных шин

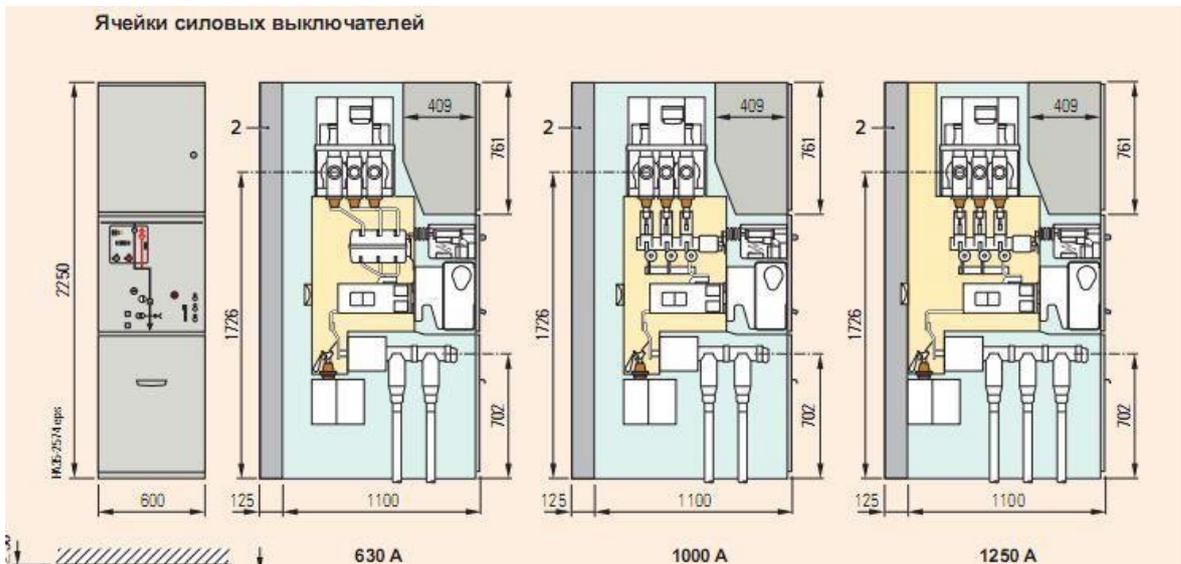




Рисунок 21 – Разрезы, конструкции

Конструкция ячейки NXPLUS С 10кВ, приведена в графической части  
Выбираем КРУЭ NXPLUS С 10кВ по следующим параметрам:

– по напряжению установки:  $U_{уст} \leq U_{ном}$  ; (41)

– по длительному току:  $I_{норм} \leq I_{ном}$  , (42)

Производим проверку:

– проверка по выключателю на электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq i_{дин} . \quad (45)$$

$$33,482 \leq 80$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq B_{кном} ; \quad (46)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс тока КЗ по расчёту, определяется по формуле:

$$B_K^{расч} = I_{н.о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 13,927^2 \cdot (0,01 + 0,07 + 0,03) = 21,336 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (47)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.  $T_a = 0,03 \text{ с}$  из /2/ стр 190.

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (48)$$

Условие проверки выполняется, т.к.:  $B_{Кном} = 2977 \geq B_{Красч} = 21,336 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ .

Сравнение каталожных и расчетных данных КРУЭ 10 кВ приведем в таблицу 8

Таблица 8 - Сравнение каталожных и расчетных данных КРУЭ 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{уст} = 12 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 1200 \text{ А}$	$I_{рmax} = 692,82 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{дин} = 80$	$i_{уд} = 33,482 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.} = 21,336 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{отк} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{но} = 13,927 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{но}$

Сравнение расчетных данных показывает, что выбранная марка КРУЭ NXPLUS C 10кВ удовлетворяет всем требованиям.

### 3.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Трансформаторы тока служат для передачи сигнала измерительной информации приборам и устройствам защиты и управления, а также для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в комплектных распределительных устройствах внутренней и наружной установки .

Выбор осуществляем по условиям:

- по напряжению установки;

- по току.

Следовательно, 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;
- по вторичной нагрузке.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx R_2.$$

Вторичная нагрузка  $R_2$  состоит из сопротивления приборов  $R_{ПРИБ}$ , соединительных проводов  $R_{ПР}$  и переходного сопротивления контактов  $R_K$ :

$$R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине  $l$  соединенных проводов. Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что  $Z_{ПРОВ} = R_{ПРОВ}$

На стороне с. н. между секциями шин предусматривается измерение электроэнергии приборами в следующем порядке:

Таблица 9 - Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Линейный трансформатор				
Амперметр	Э 350	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Э 350	0,5	0	0,5
Варметр	Э 350	1	0,5	1

1	2	3	4	5
Шиносоединительный трансформатор				
Амперметр	Э 350	0,5	0,5	0,5
Обходной трансформатор				
Амперметр	Э 350	0,5	0,5	0,5
Итого		0,5	0	0,5

Из таблицы видно, что наиболее загруженные трансформаторы тока фаз А и С.

Трансформатор тока типа 4МС

Таблица 10 - Каталожные и расчетные данные ТТ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_P = 1000 \text{ А}$	$I_H = 693 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_2 = 0,02 \text{ Ом}$	$Z_H = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_H$
$i_{ЭЛД} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 33,482 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{ЭЛД}$
$B_{кр} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 21,34 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < B_{кр}$

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02, \quad (49)$$

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

$I_{2н}$  - вторичный номинальный ток прибора;

$r_k = 0,05 \text{ Ом}$  – при двух – трех приборах;

$r_k = 0,1 \text{ Ом}$  – при большем числе приборов.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} = 0,15 + 0,02 + 0,05 = 0,22. \quad (50)$$

Для с. н. применяем контрольный кабель с медными жилами, ориентировочная длина 100 м, тогда сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 30}{1,13} = 4,65 \text{ мм}^2; \quad (51)$$

По найденному сечению принимаем контрольный кабель сечением 6 мм<sup>2</sup>.

Проверяем условие выбора трансформатора тока с учетом выбранного сечения:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q} = \frac{0,0175 \cdot 50}{6} = 0,15 \text{ Ом}; \quad (52)$$

Из расчетных данных видно, что выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

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

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

Выберем трансформатор напряжения для измерений и учета. Нагрузка приборов подключаемых к вторичной обмотке приведена в таблице 11.

Таблица 11 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Cos(φ)	Sin(φ)	Число приборов	Общая мощность	
							P, Вт	Q, ВА
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0		2	-
Счетчик активный	И-674	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Счетчик реактивный	И-673	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Ваттметр	Д-355	1,5	2	1	0	1	3	-
Итого							17	29

Мощность нагрузки вторичных цепей определяется как:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{17^2 + 29^2} = 33,615 \text{ ВА.} \quad (53)$$

Трансформатор напряжения типа 4МТЗ класса точности 0,5

Таблица 12 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 50 \text{ ВА}$	$S_P = 33,615 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Определяем общее сопротивление приборов, Ом:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}^2} = \frac{33,6}{0,58^2} = 99,161. \quad (54)$$

Допустимое сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пр}} = Z_{\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 100 - 99,161 - 0,1 = 0,739 \quad (55)$$

Для с. н. применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина 50 м, тогда сечение, мм<sup>2</sup>:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}} = \frac{0,0175 \cdot 50}{0,739} = 2,367 \quad (56)$$

По найденному сечению принимаем контрольный кабель сечением 2,5 мм<sup>2</sup>.

Проверяем условие выбора трансформатора напряжения с учетом выбранного сечения, Ом:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{q} = \frac{0,0175 \cdot 50}{2,367} = 2,37 \quad (57)$$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения с учетом выбранного сечения:

$$Z_2 = r_{приб} + r_{np} + r_k = 99,16 + 0,37 + 0,1 = 99,93 \quad (58)$$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения не превышает номинальной допустимой нагрузки,  $Z_2 \leq Z_{2ном}; 99,63 \leq 100 \text{ Ом}$ , поэтому выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем условиям.

### 3.3 Выбор гибких шин

В распреустройствах 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС.

Так как сборные шины по экономической плотности тока не выбираются, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах.

Ток рабочий максимальный на реактор РТД – 20000/35:

$$I_{max} = \frac{S_m}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{20 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 312,08 \text{ А.} \quad (59)$$

Принимаем АС – 120/19,  $q = 120 \text{ мм}^2$ ,  $d = 15,2 \text{ мм}$ ,  $I_{доп} = 390 \text{ А}$ . Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами 850 мм

Проверка шин на схлестывание не производится, так как  $I_{н.о.}^{(3)} \leq 20 \text{ кА}$ ;

Определяем усилие от длительного протекания тока двухфазного КЗ, Н/м:

$$f = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(I^2)^2}{D}, \quad (60)$$

$$I^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{п.0}}, \quad (61)$$

где  $D$  – расстояние между фазами, м;

$I^2$  – среднеквадратичное значение (за время прохождения) тока двухфазного КЗ;

$I_{\text{п.0}}$  – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ.

$$I^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,3 = 4,589.$$

$$f = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{4,59^2}{0,85} = 4,957 \cdot 10^{-6}.$$

Определяем силу тяжести 1 м токопровода с учетом внутрифазных расporок, Н/м:

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m = 1,1 \cdot 9,8 \cdot 0,5 = 5,39, \quad (62)$$

где  $m$  – масса 1 метра токопровода, равна 0,5 кг.

Определяют отношение  $\sqrt{h}/t_{\text{ЭК}}$ , где  $h$  – максимальная расчетная стрела провеса провода в каждом пролете при максимальной расчетной температуре, м;  $t_{\text{ЭК}}$  – эквивалентное по импульсу времени действия быстродействующей защиты, с. Для цепей генераторов и трансформаторов с средним  $t_{\text{ЭК}}$  определяется по формуле:

$$t_{\text{ЭК}} = t_z + 0,05 = 0,11 + 0,05 = 0,16, \quad (63)$$

где  $t_3$  - действительная выдержка времени защиты от токов КЗ.

По диаграмме рисунка 26 в зависимости от определяем отклонение провода  $b$  м, и угол  $\alpha$ .

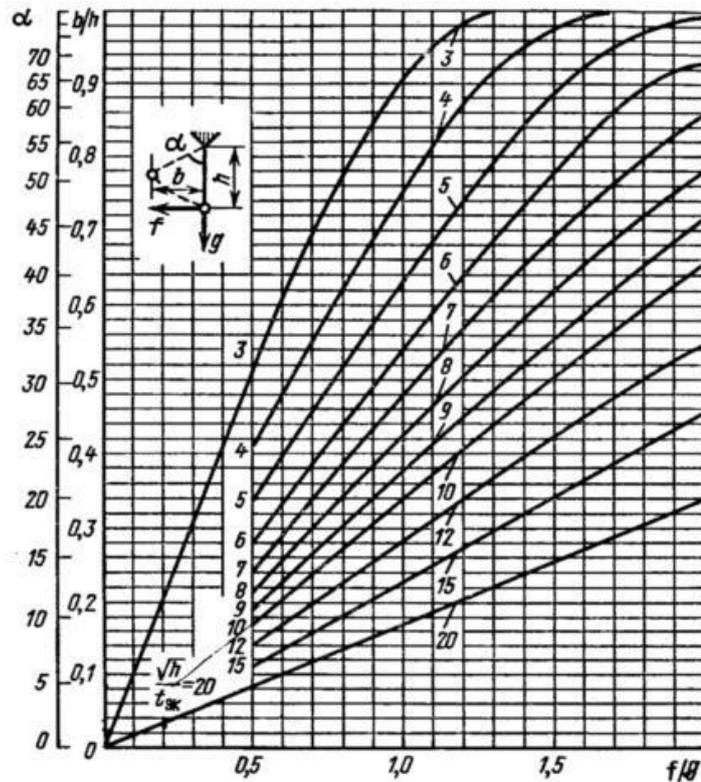


Рисунок 22 – Диаграмма определения отклонения гибкого токопровода с горизонтальным расположением фаз под действием токов КЗ

Найденное значение  $b$  сравниваем с максимально допустимым:

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - d - a_{\text{доп}}}{2}, \quad (64)$$

где  $a_{\text{доп}}$  - наименьшее допустимое расстояние в свету между соседними фазами в момент их наибольшего сближения, для 35 кВ, оно равно 0,3 м;  
 $d$  – диаметр токопроводов.

$$b_{\text{доп}} = \frac{0,85 - 0,0152 - 0,3}{2} = 0,2674.$$

$$b < b_{\text{доп}} : \quad (65)$$

$0,1 < 0,2674$  – условие выполняется.

Проверка на термическое действие тока к.з. не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования не производится, так как напряжение меньше 220 кВ

Провод АС – 120/19 по условиям проходит.

Гибкая ошиновка на КРУЭ 35 и 10 кВ.

Ток рабочий максимальный, А:

- на 35 кВ

$$I_{max} = \frac{S_m}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{40 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 624,162 \quad (66)$$

Принимаем АС – 300/48,  $q = 300 \text{ мм}^2$ ,  $d = 24,1 \text{ мм}$ ,  $I_{доп} = 680 \text{ А}$ . Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами 850 мм.

$$I_{доп} \geq I_{max}$$

$680 \geq 624,162$  - проходит по условию.

- на 10 кВ

$$I_{max} = \frac{S_m}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{6 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 329,914 \quad (67)$$

Принимаем АС – 120/19,  $q = 120 \text{ мм}^2$ ,  $d = 15,2 \text{ мм}$ ,  $I_{доп} = 390 \text{ А}$ . Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами 330 мм.

$$I_{доп} \geq I_{max}$$

$390 \geq 329,914$  - проходит по условию.

### 3.4 Выбор кабелей

Кабели широко применяются в электроустановках. На напряжение 6 - 500 кВ, как правило, потребители получают питание по кабельным линиям, которые сначала прокладываются в кабельных туннелях в распре-

стройстве, а затем в земле (в траншеях).

В зависимости от места прокладки, свойств среды, механических усилий, воздействующих на кабель, рекомендуются различные марки кабелей (справочники).

Кабели выбирают:

по напряжению установки

$$U_{ном} \leq U_{уст} \quad (68)$$

по допустимому току

$$I_{доп} \geq I_{max} \quad (69)$$

где  $I_{доп}$  - длительно допустимый ток с учетом поправки на число рядом расположенных в земле кабелей  $a_x$  и на температуру окружающей среды  $a_2$ .

$$I_{доп} = a_x a_2 \cdot I_{доп ном} \quad (70)$$

Поправочные коэффициенты  $a_x$  и  $a_2$ , допустимый ток находят по справочникам или ПУЭ.

При выборе сечения кабелей следует учитывать допустимую перегрузку их, определяемую по § 1.3.5 и 1.3.6 ПУЭ в зависимости от вида прокладки, длительности максимума и предварительной нагрузки.

При этом кабели небольшой длины проверяют по току при КЗ в начале кабеля; одиночные кабели со ступенчатым сечением по длине проверяют по току при КЗ в начале каждого участка. Два параллельных кабеля и более проверяют по токам при КЗ непосредственно за пучком кабелей, т. е. с учетом разветвления тока КЗ.

Таблица 13 – Выбор кабелей на 220, 110, 35, 10 кВ

Класс напряжения 220 кВ					
Кабель фирмы Nexans U 127/220(245) Алюминиевый проводник					
Линия:	$I_{раб}, А$	$I_{доп}, А$ (кабель)	$I_{доп} \geq I_{max}$	Сечение, мм <sup>2</sup>	$U_{ном.} \leq U_{уст}$
1	2	3	4	5	6
От ПС Сквородино	57,795	555	выполн.	400 R	выполн.
На ПС Хоро- гочи 2 ВЛ	74,609	555	выполн.	400 R	выполн.
на ПС Нерюн- гринская (НГРЭС) 2 ВЛ	54,066	555	выполн.	400 R	выполн.
На Дипкун	122.55	555	выполн.	400 R	выполн.
Класс напряжения 110 кВ					
Кабель фирмы Nexans U 64/110(123) Алюминиевый проводник					
1	2	3	4	5	6
На ПС Эльгу 2 ВЛ	45.222	430	выполн	240 R	выполн
Класс напряжения 35 кВ					
ТФ кабель типа УНАКXS 20/35 кВ					
1	2	3	4	Сечение рабоч жилы (мм <sup>2</sup> )	6
На ПС Аэропорт	16,578	195	выполн	50	выполн
На ПС Сети	8,413	195	выполн	50	выполн
На ПС Строи- тельная 2 ВЛ	32,497	195	выполн	50	выполн
На ПС Бесту- жево 2 ВЛ	63,739	195	выполн	50	выполн
На ПС опорная 2 ВЛ	119,79	195	выполн	50	выполн

Примечание: R – Круглая жила.

$$I_{кздоп} = 20 \text{ кА} - \text{на } 110 \text{ кВ}$$

$$I_{кздоп} = 31,5 \text{ кА} - \text{на } 220 \text{ кВ}$$

Кабели по односекундному КЗ, преувеличивают расчетных значений, кА:

$$5,7 \leq 31,5 - \text{на шинах } 220 \text{ кВ};$$

$4,7 \leq 20$  – на шинах 110 кВ.

Условия на напряжения 220 и 110 кВ  $I_{кзрасч} \leq I_{кздоп}$  – выполняются.

ТФ кабель типа УНАКХС 20/35 кВ - силовой кабель (К) с радиальным полем (Н) с алюминиевой (А) рабочей жилой и изоляцией из сшитого полиэтилена (ХС) во внешней оболочке из поливинилхлорида (У) красного цвета. Прокладка кабеля происходит непосредственно в земле, сечение рабочей жилы  $50 \text{ мм}^2$ , односекундный ток КЗ составляет 4,7 кА, что больше расчетного тока КЗ составляющий на отходящую линию.

На напряжение 10 кВ выбираем кабель типа УНАКХС 6/10 кВ.

### **3.5 Выбор трансформаторов собственных нужд**

Выбираем трансформаторы с. н., потребляемая мощность узловой подстанции составляет 1 - 2% от установленной мощности трансформаторов, т.о.:

$$S_{с.н.} = S_T \cdot 0,01\% = 40000 \cdot 0,01 = 400 \text{ кВА.} \quad (71)$$

В качестве трансформаторов с. н. выбираем ТМ – 630/10/0,4.

### **3.6 Выбор ограничителей перенапряжения**

Выбираем ограничители перенапряжения нелинейные. Так как условий выбора уточненных неизвестно будем выбирать по напряжению:

На напряжение 220 кВ ОПН-220/146/10/550 УХЛ1;

На напряжение 110 кВ ОПН-110 УХЛ1;

На напряжение 35 кВ ОПН-35 УХЛ1;

На напряжение 10 кВ ОПН-10 УХЛ1.

ОПН предназначены для защиты электрооборудования сетей с эффективно заземленной нейтралью переменного тока частоты 50 Гц от грозовых и коммутационных перенапряжений.

### **3.7 Выбор технических характеристик объектов**

В качестве опор будем использовать двухцепные стальные многогранные опоры (СМО) типа ПМ220-2 – в качестве промежуточных и АМ220-2Ф – в качестве анкерных опор. Основные характеристики данных опор представ-

лены в таблице 14.

Таблица 14 – Характеристики многогранных опор

Тип	Район по ветру	Район по гололеду	Высота опоры	Высота до ниж. траверсы, м	Число стоек	Цена, руб
ПМ220-2Ф	IV	V	32	19	1	1180800
АМ110-2Ф	IV	V	27,8	10,5	1	3095100

Основные преимущества стальных многогранных опор:

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

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

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

4. Малый землеотвод. При применении многогранных опор затраты на

постоянный землеотвод снижаются примерно в 2 раза. По сравнению с железобетонными опорами выигрыш обеспечивается за счет меньшего количества опор при равном отводе на одну опору, а по сравнению с решетчатыми, за счет меньшего отвода под одну опору при примерно равном количестве опор. Сокращаются затраты и на временный землеотвод.

5. Надёжность многогранных опор. Надёжность является комплексным свойством, которое включает в себя безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость. По всем этим характеристикам многогранные опоры лучше традиционных. Долговечность, в среднем, составляет для бетонных опор 30 лет, для решетчатых – 40 лет, а для многогранных - 50 лет. Безотказность – по статистике, повреждения ЛЭП на многогранных стойках значительно реже, чем у традиционных опор. На линиях отсутствуют катастрофические разрушения, типичные для железобетонных и металлических решётчатых опор. Ремонтпригодность – практически не нуждаются в ремонте, который при необходимости осуществляется в кратчайшие сроки. Сохраняемость – способность сохранять в заданных пределах функциональной работоспособности изделия, в течении и после хранения, транспортирования и погрузочно-разгрузочных работ [4].

На опорах данного типа предусмотрена подвеска сталеалюминевых проводов АС 120/19, АС 150/24, АС 185/29, АС 240/32, АСВТ, АСВП. Опоры рассчитаны на применение подвесных стеклянных и полимерных изоляторов.

В данном же случае будем использовать провод марки АСВТ 185/30. Данный провод схож по конструкции с проводом АС, однако отличается повышенной пропускной способностью за счет большей рабочей температуры.

Это достигается за счет использования в качестве токопроводящего материала алюминиево – циркониевый сплав.

Из достоинств провода АСВТ можно также выделить следующие:

- рабочая температура увеличена до 150 С;
- отсутствие гололеда;
- отсутствие пляски;

– сниженный вес провода и сердечник с малым коэффициентом расширения, как результат – малые стрелы провеса и меньшая нагрузка на арматуру;

– высокая коррозионная стойкость, долговечность провода.

Характеристика выбранного провода приведена в таблице 15.

Таблица 15 – Характеристики провода АСВТ 185/30

Ном.сечение ал./сталь, мм <sup>2</sup>	Длит. доп. ток, А	Диаметр, мм	Масса кг/км	r <sub>0</sub> , Ом/км	x <sub>0</sub> , Ом/км	b <sub>0</sub> , См <sup>-6</sup> /км
185/30	765	29,8	705	0,16	0,4	2,8

## 4. ИЗОЛЯЦИЯ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

### 4.1 Расчет заземления подстанции

Заземлением называют преднамеренное гальваническое соединение металлических частей электроустановки с заземляющим устройством.

Различают следующие виды заземлений: защитное — выполняютс целью обеспечения электробезопасности при замыкании токоведущих частей на землю; рабочее — предназначено для обеспечения нормальных режимов работы установки; молниезащитное — для защиты электрооборудования от перенапряжений и молниезащиты зданий и сооружений. В большинстве случаев одно и то же заземление выполняет несколько функций, т. е. одновременно является защитным, рабочим и т.д.

Заземляющее устройство — это совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

Заземлителем называют металлический проводник или группу проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Различают естественные и искусственные заземлители.

Естественные заземлители — это различные конструкции и устройства, которые по своим свойствам могут одновременно выполнять функции заземлителей: водопроводные и другие металлические трубопроводы (кроме трубопроводов горючих или взрывчатых жидкостей и газов, а также трубопроводов, покрытых изоляцией от коррозии), металлические и железобетонные конструкции зданий и сооружений, имеющие надежное соединение с землей.

Под искусственными заземлителями понимают, закладываемые в землю металлические электроды, специально предназначенные для устройства заземлений. В качестве искусственных заземлителей применяют: для вертикального погружения в землю — стальные стержни диаметром 12—16 мм, угловую сталь с толщиной стенки менее 4 мм или стальные трубы (некондиционные) с толщиной стенки не менее 3,5 мм; для горизонтальной укладки

— стальные полосы толщиной не менее 4 мм или круглую сталь диаметром 6 мм.

Рекомендуется принимать длину вертикальных стержневых электродов 2—5 м, а электродов из угловой стали 2,5—3 м. Верхний конец вертикального заземлителя целесообразно заглублять на 0,5—0,7 м от поверхности земли. Горизонтальные заземлители применяют для связи собой вертикальных заземлителей и как самостоятельные заземлители.

Искусственные заземлители можно условно разделить два типа: концентрированные и протяженные. Концентрированные заземлители в виде вертикальных электродов, расположенные в непосредственной близости от молниеотвода, более эффективно отводят ток молнии, чем протяженные заземлители, которые имеют значительную индуктивность. В то же время рассредоточенные, протяженные заземлители, особенно кольцевого типа, дают более пологую характеристику шаговых напряжений, что является чрезвычайно важным для защиты, например, животноводческих объектов. Широко распространены и заземляющие устройства смешанного типа, представляющие собой комбинацию из горизонтальных и вертикальных заземлителей.

Заземляющие проводники служат для присоединения частей электроустановки с заземлителем. Помимо обычных проводов соответствующего сечения, заземляющим проводниками могут служить металлические конструкции зданий и сооружений: колонны, фермы, каркасы РУ.

Заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление более 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей.

В целях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, следует прокладывать продольные и поперечные заземлители и соединять их между собой в заземляющую сетку.

Продольные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5 - 0,7 м от поверхно-

сти земли и на расстоянии 0,8 – 1,0 м от фундаментов или оснований оборудования. Допускается увеличение расстояний от фундаментов или оснований оборудования до 1.5 м с прокладкой одного заземлителя для двух рядов оборудования, если стороны обслуживания обращены одна к другой, а расстояние между фундаментами двух рядов не превышает 3,0 м.

Поперечные заземлители следует прокладывать в удобных местах между оборудованием на глубине 0,5 – 0,7 м от поверхности земли. Расстояние между ними рекомендуется принимать увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. При этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии не должны превышать соответственно 4, 5, 6, 7.5, 9, 11, 13.5, 16, 20 м.

Размеры ячеек заземляющей секи, примыкающих к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов и короткозамыкателей к заземляющему устройству, не должны превышать 6·6 м<sup>2</sup>.

Горизонтальные заземлители следует прокладывать по краю территории, занимаемой заземляющим устройством, так, чтобы они в совокупности образовывали замкнутый контур.

Если контур заземляющего устройства располагается в пределах внешнего ограждения электроустановки, то у входов и у въездов на ее территорию следует выравнивать потенциал путем установки двух вертикальных заземлителей у внешнего горизонтального заземлителя напротив входов и въездов. Вертикальные заземлители должны быть длиной 3 – 5 м, а расстояние между ними должно быть равно ширины входа или въезда.

#### **4.2 Расчёт молниезащиты**

Защита подстанции от прямых ударов молнии осуществляется с помощью системы молниеотводов. Назначение молниеотвода – принять подавляющее число ударов молнии в пределах защищаемой территории и отвести ток молнии в землю. Отсюда молниеотвод – это возвышающееся над защищаемым объектом устройство через которое ток молнии минуя защищаемый объект, отводится в землю.

Конструктивно любой молниеотвод состоит из: молниеприёмника, токоотвода и заземлителя. Молниеотводы делятся по типу молниеприёмников на: стержневые, тросовые и сетчатые.

Молниеприёмники устанавливаются на порталах (кроме трансформаторных), на прожекторных мачтах, на крышах зданий. В этом случае металлоконструкции порталов и мачт используются в качестве токоотводов.

Если молниеприёмник расположен на изолированных опорах, то по ним прокладываются токоотводы в виде тросов. Заземлитель молниеотвода выполняется в виде сложной конструкции, соединяется с заземлителем ПС и служит для стекания тока молнии в землю. При этом он выполняет роль выравнивания потенциалов по территории ПС при аварийных замыканиях для обеспечения безопасности персонала.

Методика выбора систем молниеотводов основана на понятии зоны защиты, под которой подразумевается некоторое пространство в окрестности молниеотводов, внутри которых любое сооружение защищено от прорывов молнии с надёжностью не ниже заданной. Наименьшую надёжность защиты объект будет иметь, если его внешняя поверхность повторяет поверхность границы зоны защиты. При размещении объекта в глубине зоны надёжность его защиты повышается.

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы, тросовые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли.

Зоны защиты двух равновеликих стержневых молниеотводов показаны на рисунке 24.

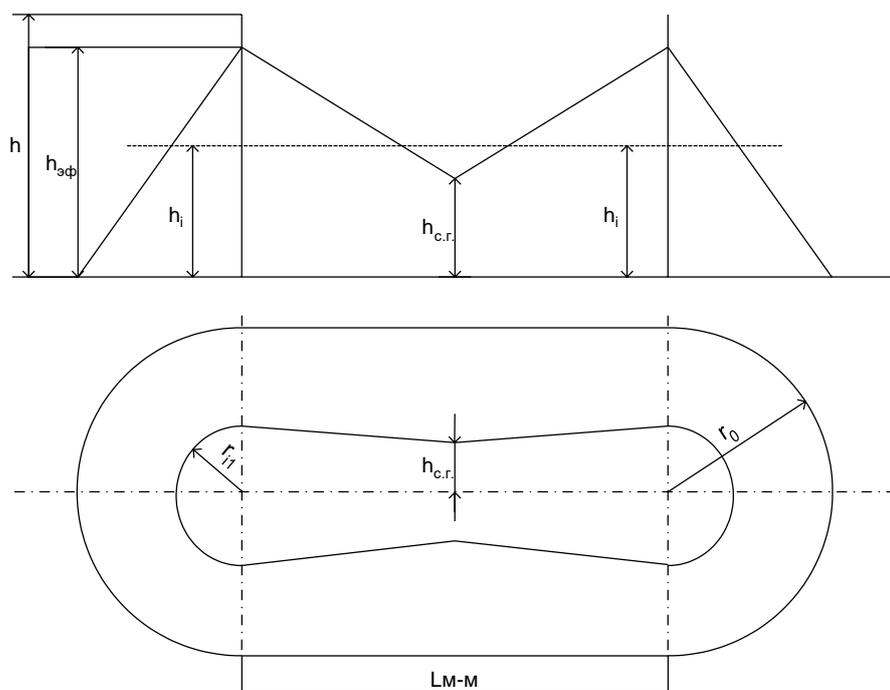


Рисунок 24 - Зоны защиты двух равновеликих стержневых молниеотводов

Принимаю высоту молниеотвода:  $h = 12 \text{ м}$ .

Высота зоны защиты при высоте МО до 150 м включительно:

$$h_{эфл} = 0,85 \cdot h_l = 0,85 \cdot 12 = 10,2 \text{ м.} \quad (85)$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0л} = (1,1 - 0,002 \cdot h_l) \cdot h_l = (1,1 - 0,002 \cdot 12) \cdot 12 = 12,912 \text{ м.} \quad (86)$$

Высота защищаемого объекта (линейного портала):  $h_i = 6 \text{ м}$ .

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{Хл} = r_{0л} \cdot \left( 1 - \frac{h_i}{h_{эфл}} \right) = 12,912 \cdot \left( 1 - \frac{6}{10,2} \right) = 5,317 \text{ м.} \quad (87)$$

Расстояние между молниеотводами 1-2:  $L = 13 \text{ м}$

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли для равновеликих МО при  $H < L \leq 2 \cdot H$  из таблицы П 29.2 стр. 305/4/  $r_{с0} = r_0 = 12,912 \text{ м}$ .

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{сХл} = h_{эфл} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_l) \cdot (L - h_l); \quad (88)$$

$$h_{CX_i} = 12,2 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 12) \cdot (13 - 12) = 10,026 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{CX_i} = r_{CO_i} \cdot \left( \frac{h_{CX_i} - h_i}{h_{CX_i}} \right) = 12,912 \cdot \left( \frac{10,026 - 6}{10,026} \right) = 5,185 \text{ м.} \quad (89)$$

Таблица 18 – Молниеотводы

МОЛНИЕОТВОД	1-2	1-3	2-3	1-4	8-7
$L, \text{ м}$	13	32,5	22,5	20,5	25
$h_{CX}, \text{ м}$	10,026	6,641	8,377	8,724	7,943
$r_0, \text{ м}$	12,912	12,912	12,912	12,912	12,912
$r_X, \text{ м}$	5,317	5,317	5,317	5,317	5,317
$r_{CO}, \text{ м}$	12,912	12,912	12,912	12,912	12,912
$r_{CX}, \text{ м}$	5,185	1,247	3,664	13,587	3,159

#### 4.3 Определение параметров контура заземления

Главным источником опасности для человека, находящегося вблизи действующей электроустановки, является ток, который протекает через тело человека при соприкосновении с частями электроустановки, находящиеся под различными потенциалами. Этот ток зависит от разности потенциалов, мощности источника и сопротивления тела человека.

Для защиты персонала от появления опасных потенциалов на металлических конструкциях электроустановок (опоры, корпуса трансформаторов и т.п.) применяют защитное заземление, выполненное в виде сетки.

С целью выравнивания потенциала на территории подстанции и снижения напряжения прикосновения вдоль осей оборудования (со стороны его обслуживания) должны прокладываться продольные заземлители

на глубине 0,5 – 0,7 м и на расстоянии 0,8 – 1 м от фундамента оборудования.

Таблица 19 – Исходные данные

А, м	В, м	$\rho_1, \text{ Ом}\cdot\text{м}$	$I_{\text{КЗ}}, \text{ кА}$	$I_{\text{М}}, \text{ кА}$	$t_{\text{сз}}, \text{ с}$
295	80	90	22,78	50	0,1

Выполним расчет импульсного сопротивления заземлителя

Удельное сопротивление грунта второго слоя:

$$\rho_2 = \frac{\rho_1}{\varphi} = \frac{90}{2,1} = 42,857 \text{ Ом}\cdot\text{м}, \quad (90)$$

где  $\varphi = 2,1$  – коэффициент сезонности.

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) = (64 + 3) \cdot (44 + 3) = 3149 \text{ м}^2. \quad (91)$$

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{\text{М.П.}} = \pi \cdot R^2 = 3,14 \cdot 6^2 = 113,097 \text{ мм}^2. \quad (92)$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{\text{Т.С.}} = \sqrt{\frac{I_{\text{КЗ}}^2 \cdot t_{\text{откл}}}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{7890^2 \cdot 0,1}{400 \cdot 21}} = 27,223 \text{ мм}^2, \quad (93)$$

где  $\beta = 21$  (для стали)- коэффициент термической стойкости.

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{\text{КОР}} = \pi \cdot S_{\text{СП}} \cdot (d + S_{\text{СП}}) = 3,14 \cdot 0,134 \cdot (2 \cdot 6 + 0,134) = 5,124 \text{ мм}^2, \quad (94)$$

$$S_{\text{СП}} = \alpha_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_0 = 0,134 \text{ мм}^2, \quad (95)$$

$$\alpha_k = 0,005;$$

$$b_k = 0,0031;$$

$$c_k = -0,041;$$

$$\alpha_0 = 0,0243.$$

где - коэффициенты, зависящие от грунта

$T = 240$  мес - время использования заземлителя за 20 лет

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} = 113,097 \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{Т.С.} = 32,347 \text{ мм}^2; \quad (96)$$

Принимаем расстояние между полосами сетки:  $l_{П-П} = 6$  м.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = 50 \cdot \frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{l_{П-П}} + 45,5 \cdot \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{П-П}} = 914,75 \text{ м}. \quad (97)$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной  $\sqrt{S} = 56,116$ .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{914,75}{2 \cdot 56,116} - 1 = 8,151 \quad (98)$$

Принимаем  $m = 8$ .

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot 56,116 \cdot (8 + 1) = 1010 \text{ м}. \quad (99)$$

Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем:  $l_B = 5$  м - длина вертикального электрода;

$a = 12$  м - расстояние между вертикальными электродами.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot 56,116}{12} = 18,71. \quad (100)$$

Принимаю  $n_B = 19$ .

Стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экв}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + L + n \cdot \frac{1}{B} \cdot l \right), \quad (101)$$

где  $A$  - коэффициент подобия, принимается по таблице на стр. 48 /7/ и зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0,03, \text{ принимаем } A = 0,37;$$

$\rho_{\text{экв}}$  - эквивалентное сопротивление, Ом;

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{\rho_1 \cdot h_1 + \rho_2 \cdot h_2}{H_{\text{расч}} - h_{\text{экв}}} = \frac{42,857 \cdot 0,8 + 23,81 \cdot 4}{16,8 - 12,8} = 32,381; \quad (102)$$

где  $h_1$  и  $h_2$  - толщина верхнего и второго слоя грунта,  $h_1 = 0,8 \text{ м}$  и  $h_2 = 4 \text{ м}$

$$H_{\text{расч}} = 1,4 \cdot l_{\text{верт}} = 1,4 \cdot 12 = 16,8 \text{ м}. \quad (103)$$

$$h_{\text{экв}} = l_{\text{верт}} + l_{\text{зверт}}, \quad (104)$$

где  $l_{\text{верт}}$  - длина вертикального прутка  $l_{\text{верт}} = 5 \text{ м}$ ;

$l_{\text{зверт}}$  - глубина заложения вертикального прутка  $l_{\text{зверт}} = 0,8 \text{ м}$ .

$$R = \rho_{\text{экв}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + L + n \cdot \frac{1}{B} \cdot l \right) = 32,381 \cdot \left( \frac{0,37}{56,116} + 914,75 + 19 \cdot \frac{1}{12} \right) = 0,24 \text{ Ом}.$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_m + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 56,116}{(32,381 + 320) \cdot (50 + 45)}} = 1,586. \quad (105)$$

Определяем импульсное сопротивление грунтов при условии:

$$R_{u1} = R \cdot \alpha_{u1} = 0,24 \cdot 1,586 = 0,38 \text{ Ом}. \quad (106)$$

Условие выполняется  $0,38 \leq 0,5$ .

По полученным расчетам строим план заземления и молниезащиты.

## 5. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 5.1 Основные типы защит трансформаторов

Трансформаторы конструктивно весьма надежны благодаря отсутствию у них подвижных или вращающихся частей. Несмотря на это, в процессе эксплуатации возможны нарушения нормальных режимов работы. В связи с этим трансформаторы оснащаются соответствующими устройствами релейной защиты.

В обмотках трансформаторов могут возникать межфазные и межвитковые короткие замыкания а также замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов, ошиновке и в кабелях также могут возникать межфазные короткие замыкания и замыкания на землю.

Из выше изложенного следует, что защита трансформаторов должна выполнять следующие функции:

- 1) полное отключение трансформатора при его повреждении;
- 2) отключать трансформатор от поврежденной части установки при прохождении через него больших токов в случаях повреждения шин или другого оборудования, связанного с трансформатором, а также при повреждениях или отказах защит оборудования или выключателей;
- 3) подавать предупредительный сигнал дежурному персоналу подстанции при перегрузке трансформатора, разложении масла, понижении уровня масла, повышении его температуры.

Дифференциальная защита для защиты при повреждениях обмоток, вводов и шин трансформаторов. Токовая отсечка мгновенного действия для защиты трансформатора при повреждениях его ошиновки, вводов и части обмотки со стороны источника питания. Газовая защита для защиты при повреждениях внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа, а также при понижениях уровня масла. Максимальная токовая или максимальная направленная защита или эти же защиты с пуском напряжения для защиты от сверхтоков, проходящих через трансформатор, при по-

вреждении как самого трансформатора, так и других элементов, связанных с ним. Защиты от сверхтоков действуют, как правило, с выдержкой времени.

Защита от замыканий на корпус. Защита от перегрузки, действующая на сигнал, для оповещения дежурного персонала или с действием на отключение на подстанциях без постоянного дежурного персонала. В отдельных случаях на трансформаторах могут применяться другие виды релейных защит.

## **5.2 Газовая защиты трансформатора**

Газовая защита трансформаторов универсальной защитой трансформатора, также она является наиболее чувствительной. Она устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла.

Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА, не имеющих быстродействующей защиты. На трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА применение газовой защиты при наличии другой быстродействующей защиты допускается, но не является обязательным.

Действие газовой защиты основано на том, любые повреждения внутри трансформатора вызывают увеличение температуры обмоток, что вызывает разложение масла и изоляции, данные процессы сопровождаются выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. По этой причине газовая защита срабатывает в две ступени. Первая ступень подает предупредительный сигнал при медленном газообразовании. Вторая ступень отключает трансформатор при интенсивном газообразовании или понижении уровня масла, данная ступень защиты может срабатывать, минуя первую ступень. При некоторых опасных повреждениях действует только она, так как другие типы защит не могут обнаружить определенные виды повреждений. К данным повреждениям относятся межвитковые замыкания, пожар в стали магнитопровода, неисправно-

сти устройств РПН и ряд других, сопровождающихся местным повышением температуры частей трансформатора, находящихся внутри бака.

### **5.3 Дифференциальная защита трансформаторов**

Дифференциальная защита применяется в качестве основной быст-родействующей защиты трансформаторов. Ввиду ее сравнительной сложно-сти дифференциальная защита устанавливается не на всех трансформаторах, а лишь в следующих случаях:

1) на одиночно работающих трансформаторах мощностью 6300 кВА и выше;

2) на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4000 кВА и выше;

3) на трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, если токовая от-сечка не обеспечивает необходимой чувствительности ( $K_{\text{ч}} < 2$ ), а макси-мальная токовая защита имеет выдержку времени более 1 с.

При параллельной работе трансформаторов дифференциальная защита обеспечивает не только быстрое, но и селективное отключение поврежден-ного трансформатора.

Дифференциальная защита, без выдержки времени, обеспечивает от-ключение только поврежденного трансформатора. Для выполнения диффе-ренциальной защиты трансформатора устанавливаются трансформаторы то-ка со стороны всех его обмоток. Вторичные обмотки соединяются в диффе-ренциальную схему и параллельно к ним подключается токовое реле. Ана-логично выполняется дифференциальная защита автотрансформатора.

При рассмотрении принципа действия дифференциальной защиты условно принимается, что защищаемый трансформатор имеет коэффициент трансформации, равный единице, одинаковое соединение обмоток и одина-ковые трансформаторы тока с обеих сторон [1].

Расчет параметров реле и уставок дифференциальной защиты силового трансформатора:

Ток срабатывания дифференциальной защиты силового трансформатора на базе микропроцессорных реле должен отстраиваться от броска тока намагничивания, а также от токов небаланса относительно сторон СН и НН силового трансформатора:

$$I_{с.з.} \geq \begin{cases} K_{зан1} \cdot I_{номВН}; \\ K_{зан2} \cdot I_{н.б.К-1}; \\ K_{зан3} \cdot I_{н.б.К-2}. \end{cases} \quad (69-71)$$

где  $K_{зан1}$  - коэффициент запаса ( $K_{зан} = 4$ );

$K_{зан2}$ ,  $K_{зан3}$  - коэффициент запаса ( $K_{зан2} = K_{зан3} = 1,3$ );

$I_{н.б.К-1}$ ,  $I_{н.б.К-2}$  - токи небаланса от низкой и средней стороны соответственно.

Ток небаланса защиты, относительно стороны НН силового трансформатора:

$$I_{н.б.К-5} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рнн}}{100} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{к.з.К-5}^{(3)}, \quad (72)$$

где  $K_{пер}$  - коэффициент, учитывающий наличие быстронасыщающегося сердечника в трансформаторах тока, наличие переходных режимов ( $K_{пер} = 2$ );

$K_{одн}$  - коэффициент однородности трансформаторов тока, учитывающий наличие трансформаторов тока на разные или одинаковые напряжения (для трансформаторов тока на разные номинальные напряжения  $K_{одн} = 1$ );

$\varepsilon$  - погрешность работы трансформаторов тока, составляющая 5% для выбранных трансформаторов тока, а также для реле на микропроцессорной базе ( $\varepsilon = 0,05$ );

$\Delta f_{добав}$  - величина, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН трансформатора – округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства. По данным фирмы изготовителя значение  $\Delta f_{добав}$  можно принять равным 0,04;

$\Delta U_{рпн}$  - наибольший относительный предел регулировки напряжения силового трансформатора (при регулировке напряжения  $\pm 9,1,78\%$ , наибольший относительный предел  $\Delta U_{рпн} = 16,02 \%$ )

$$I_{н.б.К-5} = (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + \frac{16,02}{100} + 0,04) \cdot 277,19 = 83,21 \text{ A.}$$

Ток небаланса защиты, относительно стороны СН силового трансформатора:

$$I_{н.б.К-4} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рпн}}{100} + \frac{\Delta U_{нбв}}{100} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{к.з.К-4}^{(3)}, \quad (73)$$

где  $\Delta U_{нбв}$  - наибольший относительный предел регулировки напряжения без возбуждения силового трансформатора (для силового трансформатора, как правило  $\Delta U_{нбв} = 5 \%$ ).

$$I_{н.б.К-4} = (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + \frac{16,02}{100} + \frac{5}{100} + 0,04) \cdot 423,25 = 148,22 \text{ A.}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} \geq \begin{cases} 4 \cdot 209,9 = 839,6 \text{ A;} \\ 1,3 \cdot 659,82 = 857,76 \text{ A;} \\ 1,3 \cdot 2309,4 = 3002,22 \text{ A.} \end{cases}$$

Из условия принимаем ток срабатывания защиты, равным 839,6 А.

Ток срабатывания реле определим по формуле:

$$I_{с.р.} = \frac{K_{сх}}{n_{ТА}} \cdot I_{с.з.}; \quad (74)$$

$$I_{с.р.} = \frac{\sqrt{3}}{\left(\frac{300}{5}\right)} \cdot 839,6 = 24,23 \text{ А.}$$

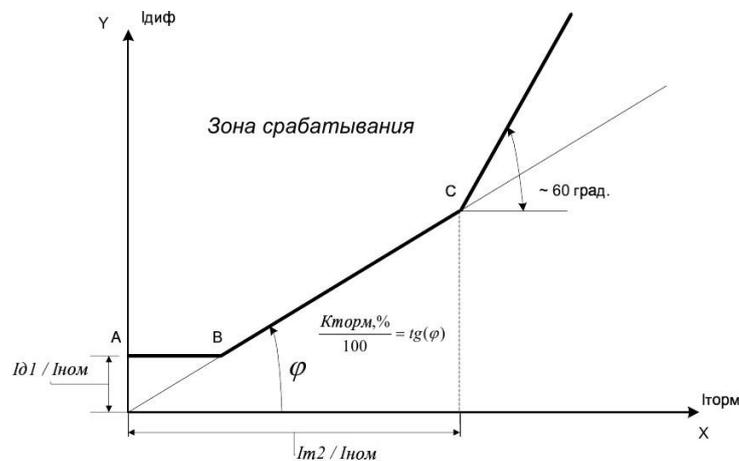


Рисунок 15 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты

Для микропроцессорной релейной защиты выбору подлежат величины, отмеченные на рис 5, которые представляются в относительных единицах (относительно номинального тока):

$I_{д1}/I_{ном}$  - базовая уставка ступени;

$K_{ТОРМ}$  - коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$I_{т2}/I_{ном}$  - вторая точка излома тормозной характеристики;

Базовая уставка  $I_{д1}/I_{ном}$  определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты. Следует стремиться иметь уставку в пределах (0,3 - 0,5) для обеспечения чувствительности к полным витковым замыканиям в переплетенных обмотках и к межкатушечным замыканиям в любых обмот-

ках.

Коэффициент торможения  $K_{ТОРМ}$  должен обеспечить несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики (примерно от 1,0 до 3,0  $I_{НОМ}$ ). Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АВР секционных выключателей, АПВ питающих линий.

Если по защищаемому трансформатору проходит сквозной ток  $I_{скв}$  (ток внешнего КЗ), он может вызвать дифференциальный ток (ток набаланса):

$$I_{н.б.} = I_{ДИФ} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) I_{скв}. \quad (75)$$

Этот ток обуславливает появление тормозного тока ДЗТ, который равен:

$$I_{ТОРМ} = (I_{скв} + I_{скв} - I_{ДИФ}) / 2. \quad (76)$$

Формула предполагает, что один ТТ работает точно, второй имеет погрешность, равную  $I_{ДИФ}$ .

Введем понятие коэффициента снижения тормозного тока:

$$K_{сн.т} = I_{ТОРМ} / I_{скв} = 1 - 0,5 \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}). \quad (77)$$

Чтобы реле не сработало, коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению:

$$K_{ТОРМ} \geq 100 \cdot I_{ДИФ} / I_{ТОРМ} = 100 \cdot K_{отс} (K_{пер} \cdot K_{одн} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) / K_{сн.т}. \quad (78)$$

Вторая точка излома тормозной характеристики.  $I_{Т2}/I_{НОМ}$  — размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузоч-

ном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ( $I_T/I_{НОМ} = 1$ ), режим допустимых длительных перегрузок ( $I_T/I_{НОМ} = 1,3$ ). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после А ВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются).

Поэтому рекомендуется уставка  $I_{T2}/I_{НОМ} = 1,5 - 2$ .

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически и равна:

$$I_{T1}/I_{НОМ} = (I_{Д1}/I_{НОМ}) \cdot 100 / K_{ТОРМ} \quad (78)$$

При больших уставках  $I_{Д1}/I_{НОМ}$  следует убедиться, что первая точка не заходит за вторую.

Для примера проведем расчет ДЗТ на микропроцессорной базе по вышеизложенной методике для стороны НН:

Для трансформатора, стоящего на ПС Агрокомплекс принимаем

$$I_{Д1}/I_{НОМ} = 0,3.$$

Дифференциальный ток равен:

$$I_{ДИФ} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,1602 + 0,04) \cdot 423,25 = 115,65 \text{ А};$$

$$K_{сн.т} = 1 - 0,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,1602 + 0,04) = 0,85;$$

$$K_{ТОРМ} = 100 \cdot 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,1602 + 0,04) / 0,85 = 100 \cdot 0,390 / 0,85 = 46;$$

$$I_{T1}/I_{НОМ} = (I_{Д1}/I_{НОМ}) \cdot 100 / K_{ТОРМ} = 0,3 \cdot 100 / 46 = 0,65;$$

$$I_{T2}/I_{НОМ} = 2;$$

$$I_{T2}/I_{НОМ} > I_{T1}/I_{НОМ};$$

Характеристика срабатывания ДЗТ на стороне низкого напряжения примет следующий вид.

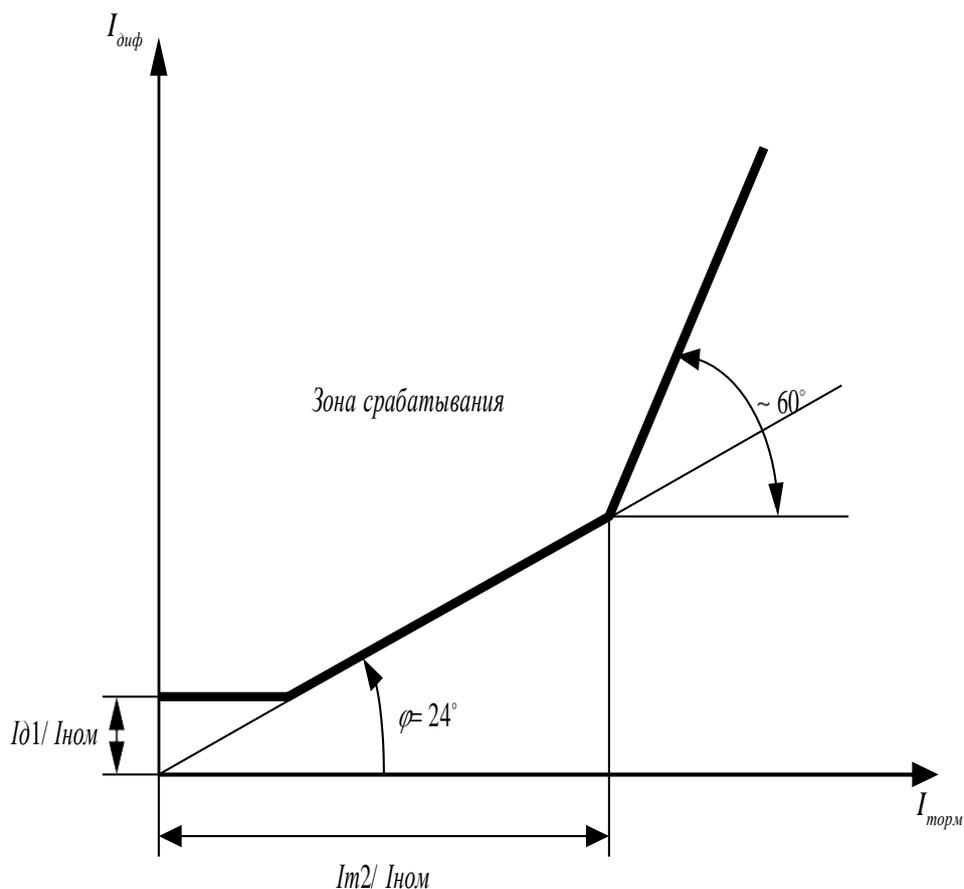


Рисунок 16 – Характеристика срабатывания ДЗТ на стороне НН силового трансформатора

Расчет уставок срабатывания ДЗТ на стороне СН силового трансформатора проводится аналогично.

Также дальнейший расчет защит трансформатора будет приведен для электромеханической базы, а полученные в результате расчета уставки будут актуальными и для релейной защиты на базе микропроцессорных устройств.

#### 5.4 Расчет защит трансформатора

Расчет основных защит трансформатора представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Результаты расчета релейной защиты трансформатора

Наименование величины	Обозначение и метод опре-	Числовое значение для стороны		
		110 кВ	35 кВ	10 кВ
1	2	3	4	5
Первичный ток на сторонах защи- щаемого тр-ра соответствующей его походной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном,прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 209,9$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 659,8$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2309,4$
Коэффициент трансформации ТТ	$K_I$	300/5	750/5	3000/5
Схема соедине- ния ТТ	–	Д	Д	У
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий проходной мощ- ности Т, А	$I_{ном,В} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_I}$	$\frac{209,9 \cdot \sqrt{3}}{300 / 5} = 6,05$	$\frac{659,8 \cdot \sqrt{3}}{750 / 5} = 7,61$	$\frac{2309,4 \cdot \sqrt{3}}{3000 / 5} = 6,66$
МТЗ				
Рабочий мак- симальный ток, А	$I_{р.мах} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 209,9$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 659,8$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2309,4$
Ток срабаты- вания защиты, А	$I_{МТЗ} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.зан}}{K_B} \cdot I_{р.п}$	$\frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 209,9 = 592,6$	$\frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 659,8 = 1862,9$	$\frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 2309,4 = 6520,6$

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5
Коэффициент чувствительности	$K_{\text{ч}} = \frac{I_k \left( \frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{I_{\text{МТЗ}}}$	$\frac{14,1 \cdot \left( \frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{0,592} = 20,6$	$\frac{5,037 \cdot \left( \frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{1,8629} = 2,34$	$\frac{11,1 \cdot \left( \frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{6,5206} = 1,47$
Коэффициент чувствительности	$K_{\text{ч}} = \frac{I_k \left( \frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{I_{\text{МТЗ}}}$	$\frac{14,1 \cdot \left( \frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{0,592} = 20,6$	$\frac{5,037 \cdot \left( \frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{1,8629} = 2,34$	$\frac{11,1 \cdot \left( \frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{6,5206} = 1,47$
Защита от перегрузки				
Ток срабатывания защиты, А	$I_{\text{СЗ.П}} = \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном}}$	$\frac{1,05}{0,85} \cdot 209,9 = 259,28$	$\frac{1,05}{0,85} \cdot 659,8 = 815,04$	$\frac{1,05}{0,85} \cdot 2309,4 = 2852,8$
Вторичный ток защиты, А	$I_{\text{втор.П}} = K_{\text{сх}} \cdot \frac{I_{\text{СЗ.П}}}{n_{\text{T}}}$	$\frac{259,28}{40} \cdot 1,732 = 11,22$	$\frac{815,04}{240} \cdot 1,732 = 10,08$	$\frac{2852,8}{600} \cdot 1,732 = 8,235$

## 6. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 6.1 Безопасность

В зависимости от характера воздействия на организм человека опасных факторов различают следующие виды производственных травм:

- механические повреждения (ушибы, ранения, вывихи, переломы, сотрясения мозга и др.);
- поражения электрическим током (электроудары, электротравмы);
- термические (ожоги, тепловые удары, обморожения);
- химические (ожоги, острые отравления);
- комбинированные, вызванные одновременным воздействием нескольких факторов с различными последствиями.

Причины производственного травматизма можно условно подразделить на следующие основные группы: технические, санитарно-гигиенические, организационные, психофизиологические.

Согласно требованиям ПУЭ на любом электроэнергетическом объекте должен осуществляться постоянный и периодический контроль технического состояния электроустановок. Постоянный контроль должен производиться оперативным и оперативно-ремонтным персоналом энергообъекта. Периодические осмотры оборудования должны производиться лицами, ответственными за их безопасность. Также должен быть назначен персонал, отвечающий за технический надзор оборудования.

Периодичность осмотров устанавливается техническим руководителем энергообъекта. Результаты осмотров должны фиксироваться в специальном журнале.

Лица, ответственные за состояние и безопасную эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений, должны обеспечивать соблюдение технических условий при эксплуатации энергообъектов, учет их состояния, расследование и учет отказов в работе электроустановок и их компонентов, ведение эксплуа-

тационно-ремонтной документации.

Технический персонал, производящий осмотры и ремонт электроустановок, должен подтверждать знание правил техники безопасности путём сдачи экзамена по ПТБ на соответствующую группу с выдачей удостоверения. Помимо этого от персонала требуется знание оперативных схем, должностных и эксплуатационных инструкций и особенностей оборудования.

#### 6.1.1 Основные электротехнические средства

Главным фактором при обслуживании электрообъектов, является поражения персонала электрическим током. Поэтому подстанция должна быть укомплектована средствами индивидуальной защиты персонала.

Персонал обслуживающий электроустановки делаются на оперативно-выездные бригады, обслуживающие подстанции и распределительные электросети, и персонал централизованного ремонта подстанций, воздушных и кабельных линий. Численность бригад и её состав с учетом групп по электробезопасности определяется исходя из условий выполнения работы. Электрические средства, находящиеся в пользовании оперативно-выездных и ремонтных бригад или в индивидуальном пользовании персонала, необходимо хранить в ящиках, сумках и чехлах. Средства защиты, находящиеся в эксплуатации проходят периодические испытания, их сроки и виды испытаний нормируются в [1]. Помимо комплектования оперативно-выездных и ремонтных бригад, существуют нормы комплектования средствами защиты РУ, п/ст, щитов и пультов. В таб.1 приведены нормы комплектования средствами защиты п/ст.

Таблица – 16 средства защиты.

Средства защиты	Наименование, допустимое количество
1.Изолирующая штанга.	2 шт.
2.Указатель напряжения.	2 шт.
3.Изолирующие клещи.	по 1 шт. на 10 и 35 кВ.
4.Диэлектрические перчатки.	не менее 2 пар.
5.Диэлектрические боты.	1 пара
6.Переносное заземление.	не менее 2 на каждое напряжения
7.Шланговый противогаз.	2 шт.
8.Защитные очки.	2 пары.

Нормы комплектования являются минимальными. Средства находящиеся в эксплуатации, размещаются в специально отводимых местах. В местах хранения должны иметься перечни средств защиты.

#### 6.1.2 Безопасность при проверке и обслуживании устройств РЗА

Для обеспечения безопасности работ, проводимых в цепях измерительных приборов и устройств релейной защиты, все вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения должны иметь постоянное заземление. В сложных схемах релейной защиты для группы электрически соединенных вторичных обмоток трансформаторов тока, независимо от их числа, допускается выполнять заземление только в одной точке.

При необходимости разрыва токовой цепи измерительных приборов и реле, цепь вторичной обмотки трансформатора тока предварительно закорачивается на специально предназначенных для этого зажимах.

В цепях между трансформаторами тока и зажимами, где установлена закоротка, запрещается производить работы, которые могут привести к замыканию цепи.

При производстве работ на трансформаторах тока или их вторичных цепях необходимо соблюдать следующие меры безопасности:

а) шины первичных цепей не использовать в качестве вспомогательных токопроводов при монтаже, при выполнении сварочных работ не использовать их в качестве токоведущих цепей.

б) цепи измерений и защиты присоединять к зажимам указанных трансформаторов тока после полного окончания монтажа вторичных схем;

в) при проверке полярности, приборы которыми она производится, до подачи импульса тока в первичную обмотку надёжно присоединять к зажимам вторичной обмотки.

Работа в цепях устройств релейной защиты, электроравтоматики и телемеханики производится по исполнительным схемам, запрещается работа по памяти.

При проверке цепей измерения, сигнализации, управления и защиты в случае необходимости в помещении электроустановок напряжением выше 1000В разрешается оставаться одному лицу из состава бригады по условиям работы; лицо, находящееся отдельно от производителя работ, должно иметь группу не ниже 3; этому лицу производитель работ должен дать необходимые указания по технике безопасности.

При работах в цепях трансформаторов напряжения с подачей напряжения от постоянного источника снимается предохранитель со стороны высшего и низшего напряжений и отключаются автоматы от вторичных обмоток.

## **6.2 Экологичность**

### **6.2.1 Электроэнергетика и экологичность**

Электроэнергетика является одной из наиболее опасных с точки зрения экологической безопасности отраслей экономики. Негативное воздействие электроэнергетических объектов на окружающую среду имеет несколько составляющих: задымление, электромагнитное воздействие, тепловое воздействие, радиоактивное воздействие (АЭС), запыление, химическое загрязнение, поражение живых организмов электрическим током и ряд других.

В данной дипломной работе рассматривается проектирование релейной защиты и автоматики. Устройства РЗА предназначены для предотвращения

развития аварийных ситуаций в энергосистеме, в процессе которых, как правило, оказывается наибольшее отрицательное воздействие на окружающую среду по многим вышеперечисленным факторам, устройства РЗА служат преградой между объектами энергетики и биосферой.

6.2.2 Воздействие электроэнергетической подстанции на окружающую среду.

Отрицательное воздействие подстанции на окружающую среду в основном имеет следующие аспекты:

- повышенный уровень акустических шумов, возникающих при работе трансформаторов и автотрансформаторов;
- опасность загрязнения почвы и грунтовых (поверхностных) вод трансформаторным маслом;
- повышенный уровень электромагнитных полей.

### 6.2.3 Акустические шумы

Трансформаторы являются источниками акустических шумов вследствие работы их электромагнитных систем и систем охлаждения .

Уровень шума трансформатора в эксплуатации на его рабочем месте определяется по методике, приведенной в [12].

На подстанции установлены АДЦТН-63000/220/110/35 и ТДТН-40000/110/35/10 нужно проверить на допустимый уровень шума

Уровень шума, создаваемого трансформатором, на расстоянии  $R$  от трансформатора определяется по формуле, дБА:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R^2) \quad (79)$$

Принимаем, что трансформаторы располагаются от расчетной точки на одном и том же расстоянии. Корректированный уровень звуковой мощности от нескольких источников шума, дБА:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot L_{PAi}} \quad (80)$$

Для определения минимального расстояния используем допустимый уровень звука

$DU_{LA}$ , который определяется для различных типов территорий, дБА:

$$DU_{LA} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R_{\min}^2) \quad (81)$$

Отсюда: 
$$r_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0.1(L_{WA\Sigma} - L_A)}}{2 \cdot \pi}}$$

Таблица – 17 Исходные данные для расчета

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной масла (система охлаждения вида Д)	40	110	Территории, непосредственно прилегающие к зданиям домов отдыха и пансионатов.
2	Автотрансформатор масляный с дутьем и принудительной циркуляцией масла	63	220	Территории, непосредственно прилегающие к зданиям домов отдыха и пансионатов.

Расчетные данные трансформаторов:

$S_{НОМ}=63 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ ,  $U_{НОМ}=220 \text{ кВ}$ , автотрансформатор масляный с дутьем и принудительной циркуляцией масла  $L_{РА}=105 \text{ дБА}$ .

$S_{НОМ}=40 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ ,  $U_{НОМ}=110 \text{ кВ}$ , трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха. Для данного типа трансформаторов скорректированный уровень звуковой мощности  $L_{РА}=97 \text{ дБА}$ .

Корректированный уровень звуковой мощности от четырех трансформаторов:

$$L_{РА}=10\lg(2\cdot 10^{0,1\cdot 97}+2\cdot 10^{0,1\cdot 105})=106,2 \text{ дБА}$$

Согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» допустимый уровень звука в период с 23<sup>00</sup> до 7<sup>00</sup> составляет 45 дБА:

$$ДУ_{LA}=45 \text{ дБА}$$

Определяем минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму:

$$r_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(106,2 - 45)}}{2 \cdot 3,14}} = 460 \text{ м.}$$

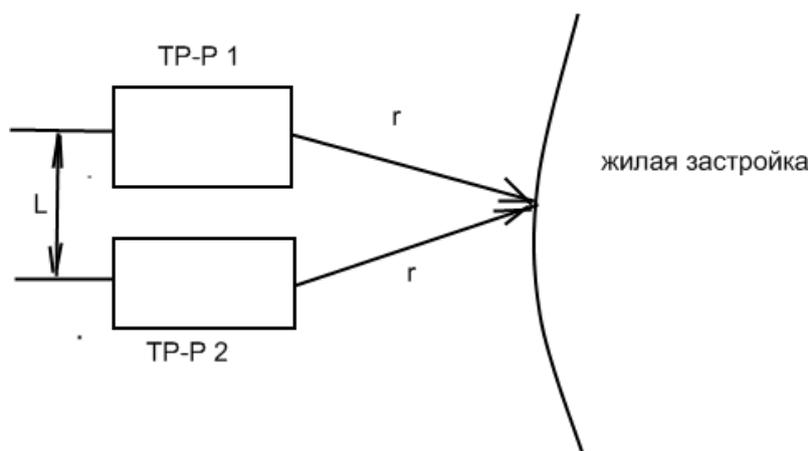


Рисунок - 17 Общий вид подстанции открытого типа, расположенной вблизи жилой застройки

ПС 220 Тында находится на удалении более 500 метров от близлежащих построек, поэтому делаем вывод: на данном расстоянии от источника шума уровень звука соответствует санитарно–гигиеническим нормативам.

#### 6.2.4 Загрязнение трансформаторным маслом

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслонеполненных силовых трансформаторов с массой более 1т в единице (одном баке) и баковых выключателей 220кВ и выше должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники .

Габариты маслоприемника для трансформатора марки ТДТН40000/110/35/10 и АДЦТН-63000/220/110/35 должны выступать за габариты электрооборудования не меньше чем на 1,5 м.

При этом габарит маслоприемника принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородок располагаемых от трансформатора на расстоянии не менее 2м.

Объем маслоприемника рассчитан на одновременный прием 100% масла содержащегося в корпусе трансформатора .

Для трансформаторов мощностью до 10 МВА допустимо выполнение маслоприемников без отвода масла . При этом маслоприемники должны выполняться в заглублении, рассчитанном на полный объем масла, содержащегося в установленном над ними оборудовании, и закрываются металлической решеткой, поверх которой должен быть посыпан слой чистого гравия или промытого графитного щебня, толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм.

Удаление масла и воды из заглубленного маслоприемника должно предусматриваться переносным насосным агрегатом.

На ОРУ 220 кВ реконструируемой подстанции «Тында» предполагается установка двух трансформаторов ТДТН-40000/110/35/10 и двух трансформаторов АДЦТН-63000/220/110/35. Габариты трансформатора: длина  $A=6,96$  м; ширина  $B=4,35$  м; высота  $H=5,58$  м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе  $m = 77,8$  т. Плотность масла  $\rho = 0,85$ т/м<sup>3</sup>.

Габариты автотрансформатора: длина  $A=8,8$  м; ширина  $B=6,4$  м; высота  $H=7,95$  м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе  $m = 115$  т. Плотность масла  $\rho = 0,85$  т/м<sup>3</sup>.

Для предотвращения распространения растекания масла по ОРУ и пожара маслonaполненный трансформатор ограждается маслоприемником, расчет которого необходимо произвести.

Зная массу масла и его плотность, можно определить 100% объем масла.

$$V_{TM1} = \frac{m}{\rho} = \frac{77,8}{0,85} = 91,53 \text{ м}^3 \quad (82)$$

$$V_{TM2} = \frac{m}{\rho} = \frac{115}{0,85} = 135,3 \text{ м}^3 \quad (83)$$

Зная объем, который занимает масло, а так же длина  $A=6,96$  м; ширина  $B=4,35$  м; высота  $H=5,58$  м трансформатора и длина  $A=8,8$  м; ширина  $B=6,4$  м; высота  $H=7,95$  м автотрансформатора до крышки трансформатора, можно определить площадь, отводимую под маслоприемник и высоту маслоприемника:

$$S_{МП1} = (A+2 \cdot \Delta) \cdot (B+2 \cdot \Delta) = (6,96+2 \cdot 1,5) \cdot (4,35+2 \cdot 1,5) = 73,2 \text{ м}^2$$

$$S_{МП2} = (A+2 \cdot \Delta) \cdot (B+2 \cdot \Delta) = (8,8+2 \cdot 1,5) \cdot (6,4+2 \cdot 1,5) = 110,92 \text{ м}^2$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A+B) \cdot H, \text{ м}^3 \quad (83)$$

$$S_{БПТ1} = 2 \cdot (6,96+4,35) \cdot 5,58 = 126,22 \text{ м}^2;$$

$$S_{БПТ2} = 2 \cdot (8,8+6,4) \cdot 7,95 = 241,7 \text{ м}^2;$$

Объем маслоприемника с отводом масла рассчитывается исходя из того, что он должен принять 100% объема масла, залитого в трансформатор.

Определяем высоту уровня полного объема масла:

$$H_{\text{УРОВНЯ}} = \frac{V_{\text{ТМ}}}{S_{\text{МП}}}, \text{ м}, \quad (84)$$

$$H_{\text{УРОВНЯ}1} = 91,53/126,2 = 0,72$$

$$H_{\text{УРОВНЯ}2} = 135,3/241,7 = 0,56$$

Высота маслоприемника:

$$H_{\text{МП}} = H_{\text{УРОВНЯ}} + h_{\text{Г}} + h_{\text{ПЛ}}$$

где  $H_{\text{УРОВНЯ}}$  – высота уровня полного объема масла;

$h_{\text{Г}}$  – толщина щебня;

$h_{\text{ПЛ}}$  – расстояние от уровня окружающей планировки до щебня.

$$H_{\text{МП}1} = 0,72 + 0,25 + 0,075 = 1,045 \text{ м.}$$

$$H_{\text{МП}2} = 0,56 + 0,25 + 0,075 = 0,885 \text{ м.}$$

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике. Рисунок 26 наглядно показывает основные размеры маслоприемника.

Дно маслоприемника выполняется под наклоном 0,005 м в сторону маслоотвода через который осуществляется полное удаление масла и воды от средств пожаротушения в маслосборник.

Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформаторов, реакторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0,2 л/с·м<sup>2</sup> в течение 30 мин. и должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления [6].

Объем маслосборника:

$$V_{\text{МСБ(ТМ+Н}_2\text{О)}} = V_{\text{ТМ}} + 0,8 \cdot V_{\text{Н}_2\text{О}}, \text{ м}^3, \quad (85)$$

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{H_2O} = t \cdot I \cdot S_{БПТ}, \text{ м}^3, \quad (86)$$

где  $t$  – нормативное время пожаротушения тушения,  $t = 1800$  с;

$I$  – интенсивность пожаротушения,  $I = 0,2$  л/с · м<sup>2</sup>;

$S_{БПТ}$  – площадь боковых поверхностей трансформатора.

$$V_{1H_2O} = 1800 \cdot 0,2 \cdot 126,22 = 45439 \text{ л} = 45,44 \text{ м}^3$$

$$V_{2H_2O} = 1800 \cdot 0,2 \cdot 241,7 = 87012 \text{ л} = 87,01 \text{ м}^3$$

$$V_{МСБ1(ТМ+H_2O)} = 91,53 + 0,8 \cdot 45,44 = 127,88 \text{ м}^3$$

$$V_{МСБ2(ТМ+H_2O)} = 135,3 + 0,8 \cdot 87,01 = 204,91 \text{ м}^3$$

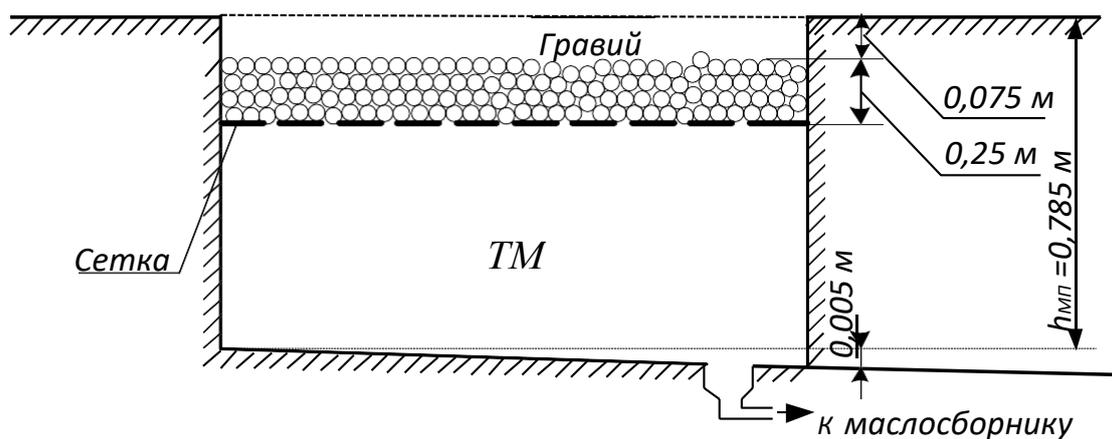


Рисунок - 18. Конструкция маслоприемника с отводом масла

Таким образом, при расчете основных размеров маслоприёмника трансформатора мы получили следующие параметры: площадь – 126,22 м<sup>2</sup>; объём масла – 91,53 м<sup>3</sup>; глубина – 0,785 м; объём маслоборника – 127,88 м<sup>3</sup>

Таким образом, при расчете основных размеров маслоприёмника авто-трансформатора мы получили следующие параметры: площадь – 241,7 м<sup>2</sup>; объём масла – 135,3 м<sup>3</sup>; глубина – 0,785 м; объём маслоборника – 204,91 м<sup>3</sup>

### 6.3. Пожаробезопасность

### 6.3.1 Общие положения

Устройство и эксплуатация оборудования, зданий и сооружений согласно ПУЭ должны соответствовать требованиям ППБ, подробно изложенным в [9]. Работники энергообъектов должны проходить противопожарный инструктаж, совершенствовать знания по пожарной безопасности при повышении квалификации. На каждом энергообъекте должен быть установлен противопожарный режим и выполнены противопожарные мероприятия исходя из особенностей производства и разработан оперативный план тушения пожара.

Стационарные установки тушения пожара, к которым относятся специальные устройства с автоматическим или, дистанционным (ручным) пуском в работу должны поддерживаться в работоспособном состоянии для обеспечения тушения пожара без непосредственного участия персонала в зоне горения.

Установки пожаротушения с дистанционным (ручным) пуском должны обеспечивать подачу огнетушащего средства в зону горения при воздействии персонала предприятия на соответствующие органы управления (кнопки, ключи, электропривод и т.п.).

Оборудование, входящее в состав установки пожарной защиты (насосы, трубопроводы, запорно-пусковая арматура, оросители, пено-генераторы, пожарные извещатели и т.п.) находится в постоянной готовности к работе, не имеет дефектов и по технологическим параметрам соответствует паспортным данным и техническим условиям .

В соответствии с [1] за установками пожарной защиты должен быть установлен постоянный надзор со стороны работников предприятия. Документ о закреплении зон обслуживания и оборудования за цехами предприятия, определении численности персонала (бригады или группы) и лицах, ответственных за техническое обслуживание установок пожарной защиты и их готовность к работе, утверждается руководством предприятия

### 6.3.2 Средства пожаротушения

Первичные средства пожаротушения, находящиеся в производственных помещениях и других сооружениях и установках, передаются на сохранность соответствующим должностным лицам.

Для указания местонахождения первичных средств тушения пожара следует устанавливать знаки по действующему государственному стандарту на видных местах внутри и вне помещений .

Переносные огнетушители на подстанции размещаются на расстоянии не менее 1,2 м от проема дверей и на высоте не более 0,5м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна позволять визуально определить тип огнетушителя и обеспечивать доступ к нему.

На пожарных щитах размещаются только первичные средства тушения пожара, которые могут применяться в данном помещении, сооружении или установке.

### 6.3.3 Общие требования

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния должны быть выбраны и установлены таким образом, чтобы:

1) вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия – нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работе явления не могли привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыкания на землю, а также не причинить вреда обслуживающему персоналу;

2) при нарушении правильных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

3) при снятом напряжении в какой-либо цепи, относящиеся к ней, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонту без нарушения нормальной работы соседней цепи.

## 7 ЭКОНОМИКА

### 7.1 Цель организационно-экономической части

Целью организационной экономической части дипломного проекта является оценка экономической эффективности инвестиционного проекта.

В основной части дипломного проекта была спроектирована подстанция «Тында» напряжением 220/110/35/10 кВ. Принципиальная электрическая схема представлена на листе 2 графической части диплома.

Проект подразумевает строительство КРУЭ на напряжение 220, 110 кВ и ЗРУ 35, 10 кВ.

Ввод питания на подстанцию осуществляется при помощи КЛЭП.

Проектируемая ПС «Тында» находится на балансе ОАО «ФСК МЭС Востока» (федеральная сетевая компания магистральные электрические сети востока), которые в свою очередь являются филиалом ОАО «ФСК ЕЭС».

Инвестором проекта и владельцем подстанции «Тынды» является Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - Магистральные электрические сети (МЭС) Востока, произведем расчет затрат на реализацию проекта.

Проведен расчет капиталовложения в проектируемую подстанцию. Результат представлен в таблице 27.

Таблица 27 – Капиталовложения в проектирование и реконструкцию ПС

Наим. Обор	U,кВ	Кол-во	Стоим. за ед.	Итого,	T <sub>сл</sub>	A <sub>г</sub> ,
	S,МВА		тыс. руб	тыс. руб.		тыс. руб.
	L,км					
1	2	3	4	5	6	7
<i>Ячейки КРУЭ</i>						
<b>8DN9</b>	220					
Кабельная ячейка		6	88822	532932	25	21317,3
Тран-рная ячейка		2	81337	162674	25	6506,96
Реакторная ячейка		1	212574	212574	25	8502,96
Секц-нная ячейка		1	88822	88822	25	3552,88
Обходная ячейка		1	88822	88822	25	3552,88
<b>8DN8</b>	110					
Кабельная ячейка		2	48403	96806	25	3872,24

## Продолжение таблицы –27

1	2	3	4	5	6	7
Тран-рная ячейка		4	12900	51600	25	2064
Секц-нная ячейка		1	47530	47530	25	1901,2
Обходная ячейка		1	48403	48403	25	1936,12
<b>NXPLUS</b>	35					
Тран-рная ячейка		2	1069	2138	25	85,52
Секц-нная ячейка		1	1529	1529	25	61,16
Кабельная ячейка		9	1106	9954	25	398,16
<b>NXPLUS C</b>	10					
Тран-рная ячейка		4	969	3876	25	155,04
Секц-нная ячейка		1	1429	1429	25	57,16
Кабельная ячейка		22	1007	22154	25	886,16
<i>Трансформаторы</i>						
АТДЦТН 63000/220 110		2	15000	30000	20	1500
ТДТН 40000/110/35		2	10000	20000	20	1000
РТД 20000/35		2	5000	10000	20	500
УШР 100000/220		1	30000	30000	20	1500
ТМ 630/10/0,4		2	242	484	20	24,2
<i>Выключатели</i>						
38РМ31-12	35	2	1000	2000	25	80
<i>Разъединители</i>						
ЗНо-110	110	2	10	20	20	1
РНДЗ.2-35/1000	35	2	10	20	20	1
<i>Тр-ры напряже- ния</i>						
НОМ-35-66У1	35	2	185	370	20	18,5
<i>ОПН</i>						
ОПН 220	220	9	79,5	715,5	25	28,62
ОПН 110	110	6	50,27	301,62	25	12,0648
ОПН 35	35	4	15,72	62,88	25	2,5152
ОПН 10	10	4	2,57	10,28	25	0,4112
Прокладка КЛ и завод на ПС		1	3000	3000	20	150
Изоляторы			50	50	25	2
				1468277,28	23,5	59670

Суммарные капиталовложения в оборудования подстанции с учетом коэффициента инфляции по Амурской области – 1468277,28 тыс.руб

Так как суммарная сметная стоимость более 60 и не превышает 300

млн.руб, то согласно /2/, данный проект относится к среднему.

## 7.2 Расчет капитальных вложений в сооружение ПС

Базовые показатели стоимости ПС соответствуют средним условиям строительства, учитывают все затраты производственного назначения.

Капитальные затраты в сооружение ПС будут определяться по формуле:

$$K_{ПС} = \left[ \left[ (\Sigma K_{ОБР}) \cdot K_{ЗАТ} \right] \cdot K_{Р} \right] + S_{ПС} \cdot k_{ОСВ.УД.} \quad (141)$$

где  $K_{ИНФ} = 5,51$  - коэффициент инфляции по Амурской области;

$K_{ЗАТ} = (1+0,43)$  – затраты на ПС: на благоустройство временных зданий и сооружений, на проектно-изыскательские работы, затраты на подготовку территории и т.д.;

$S_{ПС} = 3$  тыс.м<sup>2</sup> - площадь подстанции;

$K_{Р} = 1,3$  – районный коэффициент, для Дальнего Востока;

$K_{ОСВ.УД.} = 50$  руб. 1м<sup>2</sup> – коэффициент освоения удельный (отвод земли).

$$K_{ПС} = \left[ \left[ (1468277,28) \cdot (1 + 0,43) \right] \cdot 1,3 \right] + 3 \cdot 50 = 2877285,782 \text{ тыс.руб.}$$

### 7.2.1 Расчет амортизационных отчислений

Амортизация – процесс перенесения стоимости основных фондов на стоимость готовой продукции путем начисления так называемых амортизационных отчислений, которые включаются в себестоимость продукции, реализуются и накапливаются на предприятии в виде амортизационного фонда.

Под основными фондами понимается та часть средств производства, которая участвует во многих производственных процессах не меняя своей натуральной формы и переносит свою стоимость на стоимость готовой продукции частями в меру снашивания.

Эксплуатационные издержки – это затраты на эксплуатацию в течении одного года.

$$I = I_{AM} + I_{ЭКС.РЕМ.} + I_{\Delta W} + I_{ЗП} + I_{ЕСН} + I_{ПР}. \quad (142)$$

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}}, \quad (143)$$

где  $T_{СЛ}$  – срок службы оборудования по ОКОФ (ПС – 20 лет);

$K$  – капиталовложения в ПС и ЛЭП;

$I_{AM,ПС}$  – ежегодные амортизационные отчисления (издержки).

Годовой размер амортизационных отчислений определяется по формуле:

$$I_{AM,ПС} = \frac{2877285,782}{20} = 143864,289 \text{ тыс.руб.}$$

### 7.2.2. Расчет эксплуатационных затрат

Эксплуатационные издержки включают в себя затраты на капитальный и текущий ремонт оборудования, затраты, связанные с передачей и распределением электроэнергии по сетям в течение 1 года.

В данном проекте силовое оборудование включает в себя: силовые трансформаторы, элегазовые выключатели (ячейки КРУЭ 220, 110, 35, 10 кВ).

Примечание: примем допущение, что элегазовые выключатели не ремонтируются на всем протяжении срока эксплуатации, т.к. ремонт этих выключателей силами предприятия потребует оснащение ремонтных цехов сложным и дорогостоящим оборудованием, что во много раз дороже, чем замена неисправного выключателя новым. Батареи конденсаторов также не ремонтируются, а заменяются новыми.

Затраты на ремонт были определены по «Укрупненные нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств электростанций» СО 34.20.611-2003.

Определяем ежегодные отчисления на техническое обслуживание, капитальный и технический ремонт.

$$I_{\text{ЭСПЛ.РЕМ.ПС}} = K \cdot \frac{\alpha_{\text{ЭСПЛ.}}}{100} \quad (144)$$

где  $\alpha_{\text{ЭСПЛ.}} = 3,7 \%$  - коэффициент, учитывающий процент отчислений на капитальный ремонт силового оборудования.

$$I_{\text{ЭСПЛ.РЕМ.ПС}} = 2877285,782 \cdot \frac{3,7}{100} = 106459,574 \text{ тыс.руб.}$$

7.2.3 Расчет затрат на оплату труда эксплуатационно – ремонтного и оперативного персонала

Определяем объем работ в условных единицах, составим таблицу 28.

Таблица 28 – Объем работ в условных единицах

№№	Наименование	Единиц измерения	Количество условных единиц измерения	Количество
1	ПС -220кВ	1	210	1·210=210
2	Авто-тр	2	12	2·12=24
	трех тр-р	2	7,8	15,6
2	КРУЭ 220кВ	11	10	110
	КРУЭ 110кВ	8	6	48
	КРУЭ 35кВ	10	3	30
	КРУЭ 10кВ	27	1,4	37,8
Условные единицы на одно устройство				

Учитывая общий объем работ расчет административно - управленческого

Определяем численность рабочих обслуживающих электрическую сеть и численность инженерно-технических работников (ИТР). Составим таблицу.

Таблицу составляем согласно документу «Нормативы численности

промышленно-производственного персонала производства»

Таблица 29 - Нормативная численность рабочих и ИТР

№№	Наименование таблицы	Нормативная численность	K <sub>1</sub>	K <sub>2</sub>	Количество	Нормативная численность
Численность рабочих по оперативному и техническому обслуживанию ПС и ее ремонт.						
1	Табл. 4.1.1	H <sub>a</sub>	K <sub>1</sub>	K <sub>2</sub>	n	H <sub>a</sub> ·K <sub>1</sub> ·K <sub>2</sub> ·n
	КРУЭ 220кВ	2,6	1,03		110	294,58
	КРУЭ 110кВ	1,22	1,03		48	60,317
	КРУЭ 35кВ	0,66	1,03		30	20,934
	КРУЭ 10кВ	0,66	1,03		37,8	25,7
2	Табл. 4.1.2					
2.1	Трансформаторы (на 100 устройс.)	220    13,72	1,18	1,01	2	32,70
		110    8,25			2	19,67
3	Табл. 4.1.4	РЗиА	1,18		6	7,08
4	Табл. 4.1.5	Принимаем количество рабочих				3
5	Табл. 4.1.6					2
7	Табл. 4.1.11					22
Итого: рабочих и мастеров с учетом повышающего коэффициента учитываю- щий условия местности						Σ = 1,3· 27 = 35
K <sub>УС.МЕСТ.</sub> =1,3						
Численность старших мастеров и инженерно - технических работников						
1	2	3			4	
7	Табл. 4.2.2	Принимаем количество ИТР				1
8	Табл. 4.2.3	Принимаем количество ИТР				1
9	Табл. 4.2.5	Принимаем количество ИТР				1
10	Табл. 4.2.7	Принимаем количество ИТР				1
11	Табл. 4.2.8	Принимаем количество ИТР				1
12	Табл. 4.2.16	Принимаем количество ИТР				1
13	Табл. 4.2.18	Принимаем количество ИТР				1
14	Табл. 4.2.19	Принимаем количество ИТР				1
15	Табл. 4.2.20	Принимаем количество ИТР				1
16	Табл. 4.2.21	Принимаем количество ИТР				1
Итого: старших мастеров и инженерно-технических работников						Σ = 10
Итого : суммарное количество работников					Σ Σ = 35 + 10 = 45	

Фонд заработной платы:

$$\Phi ЗП_{раб} = МРОТ \cdot М \cdot N_{пер\_раб} \cdot k_{1\_раб} \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot 10^{-3}, \quad (145)$$

где  $МРОТ = 5330$  – минимальный размер оклада труда, Амурская область на 2010 год;

$М = 12$  – месяцев;

$N_{пер\_раб} = 35$  – число рабочего персонала (таблица 00);

$N_{пер\_ИТР} = 10$  – число рабочего персонала (таблица 00);

$k_{1\_раб} = 6$  - коэффициент учитывающий размер оклада, премий и т.п.;

$k_{1\_ИТР} = 15$  - коэффициент учитывающий размер оклада, премий и т.п.;

$k_2$  – районный коэффициент (для Для дальнего востока равен 1,5);

$k_3$  - районный коэффициент(для Северных районов области, равен 1,4).

$$\Phi ЗП_{раб} = 5330 \cdot 12 \cdot 35 \cdot 6 \cdot 1,5 \cdot 1,4 \cdot 10^{-3} = 22565,088 \text{ тыс.руб};$$

$$\Phi ЗП_{ИТР} = 5330 \cdot 12 \cdot 10 \cdot 15 \cdot 1,5 \cdot 1,4 \cdot 10^{-3} = 16117,92 \text{ тыс.руб};$$

$$\Phi ЗП = \Phi ЗП_{раб} + \Phi ЗП_{ИТР} = 38683,008 \text{ тыс.руб}.$$

Расчет единого социального налога

Единый социальный налог:

$$E_{ЕСН} = \Phi ЗП \cdot 0,264 = 38683,008 \cdot 0,264 = 10212,314 \text{ тыс. руб}.$$

### 7.3 Расчет прочих затрат в электрическую сеть

Затраты энергоресурсов на технологические цели:

$$И_{\Delta W} = C_{\Delta W} \cdot \Delta W, \quad (146)$$

где  $C_{\Delta W} = 405,52$  – возмещение затрат на передачу 1 МВт·ч эл. энергии – стоимость 1 МВт·ч эл.потерь эл.энергии на 2010 год;

$\Delta W_{\Sigma}$  – суммарные потери эл.энергии в трансформаторах ПС.

$$\Delta W_{\Sigma} = 5800,154 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$I_{\Delta W} = 405,52 \cdot 5800,48 \cdot 10^{-3} = 2352,078 \text{ тыс.руб.}$$

Прочие затраты:

$$I_{\text{ПРОЧ.}} = 0,3 \cdot (I_{\text{АМ}} + I_{\text{ЭКСП}} + I_{\Delta W} + \Phi\text{ЗП} + E_{\text{ЕЧ}}) + 0,03 \cdot K_{\text{ПС}} \quad (147)$$

$$I_{\text{ПРОЧ.}} = 0,3 \cdot (143864,289 + 106459,574 + 2352,07 + 38683,008 + 10212,314) + 0,03 \cdot 2877285,782 = 478361215,898 \text{ тыс.руб.}$$

#### 7.4 Расчет тарифов

Согласно Постановлению Правительства РФ от 26 февраля 2004 г. в расчетах регулируемых тарифов на оптовом и потребительском рынках электроэнергии могут применяться следующие методы ценообразования:

- 1) метод экономически обоснованных расходов (затрат);
- 2) метод экономически обоснованной доходности инвестированного капитала;
- 3) метод индексации тарифов.

В необходимую валовую выручку включаются следующие расходы:

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции, включают следующие составляющие расходов:

- 1) на топливо;
- 2) на покупаемую электрическую и тепловую энергию;
- 3) на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- 4) на сырье и материалы;
- 5) на ремонт основных средств;
- 6) на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- 7) на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- 8) прочие расходы, связанные с производством и (или) реализацией продукции, определяются ФСТ.

Внереализационные расходы (с учетом внереализационных доходов), в

том числе расходы по сомнительным долгам. При этом в составе резерва по сомнительным долгам может учитываться дебиторская задолженность, уплата сомнительных долгов, а также расходы на консервацию основных производственных средств.

Расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включают в себя следующие основные группы расходов:

- капитальные вложения (инвестиции) на расширенное воспроизводство;
- выплата дивидендов и других доходов из прибыли после уплаты налогов;
- взносы в уставные (складочные) капиталы организаций;
- прочие экономически обоснованные расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включая затраты организаций на предоставление работникам льгот, гарантий и компенсаций в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями.

Необходимая валовая выручка, определяемая при установлении долгосрочных тарифов (1 и 2 метод расчета тарифов), рассчитывается по формуле:

$$HBB_i^D = P_i + BK_i + ДК_i + \Delta HBB_i^C \quad (148)$$

где  $HBB_i^D$  - необходимая валовая выручка, определяемая на год  $i$ ;

$P_i$  - расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, устанавливаемые на год  $i$ ;

$BK_i$  - возврат инвестированного капитала (амортизация капитала), устанавливаемые на год  $i$ ;

$ДК_i$  - доход на инвестированный капитал, устанавливаемый на год  $i$ ;

$\Delta HBB_i^C$  - величина изменения необходимой валовой выручки, устанавливаемой на год  $i$ , производимого в целях сглаживания тарифов.

В необходимую валовую выручку регулируемой организации включа-

ется доход на инвестированный капитал по следующей формуле:

$$ДК_i = РИК_{i0} \times НДСК_i + \left( \sum_{j=i0}^{i-1} И_j - \sum_{j=i0}^{i-1} ВК_j + ЧОК_i \right) \times НДК \quad (149)$$

где  $ДК_i$  - доход на инвестированный капитал в году  $i$ ;

$РИК_{i0}$  - размер инвестированного капитала в долгосрочном периоде регулирования, начавшемся в году  $i0$ ;

$\sum_{j=i0}^{i-1} И_j$  - сумма величин инвестиций, предусмотренных согласованной инвестиционной программой на долгосрочный период регулирования, начавшийся в году  $i0$ , с начала периода регулирования до года  $i-1$  включительно;

$НДК$  - норма доходности на инвестированный капитал;

$НДСК_i$  - норма доходности на «старый» инвестированный капитал.

В необходимую валовую выручку регулируемой организации включается возврат инвестированного капитала по следующей формуле:

$$ВК_i = \left( \frac{РИК_{i0}}{1 - ИИК_{i0}} + \sum_{j=i0}^{i-1} И_j \right) \times ВК \quad (150)$$

где  $ВК_i$  - возврат инвестированного капитала в году  $i$ ;

$РИК_{i0}$  - размер инвестированного капитала в долгосрочном периоде регулирования, начавшемся в году  $i0$ ;

$ИИК_{i0}$  - износ инвестированного капитала в году  $i0$ , который устанавливается в соответствии с результатами оценки размера инвестированного капитала;

$\sum_{j=i0}^{i-1} И_j$  - сумма величин инвестиций, предусмотренных согласованной инвестиционной программой на долгосрочный период регулирования;

СВК - срок возврата инвестированного капитала.

Таблица 30 – Расчет себестоимости электроэнергии

№	Показатели и статьи расходов	Обозначение	Ед. изм.	Значение	Процентное соотношение
1	2	3	4	5	6
1	Капиталовложения	$K_{ПС}$	млн. руб.	2729,677	29,106%
2	Амортизация основных средств	$I_{ам}$	млн. руб.	136,484	29,106%
2	Затраты на ремонт и эксплуатацию оборудования	$I_{экс}$	млн. руб.	100,998	21,545%
3	Затраты на потери и собственные нужды	$I_{ΔW}$	млн. руб.	2,3521	1,759%
4	Затраты на оплату труда оперативного персонала	$\PhiЗП_{год}$	млн. руб.	3,868	2,029%
5	ЕСН	$ЕСН$	млн. руб.	10,212	0,536%
6	Прочие расходы	$I_{ПР}$	млн. руб.	168,509	45,025%
7	Всего годовых затрат	$I_{\Sigma}$	млн. руб.	478,361	100%
8	Электроэнергия, потребленная потребителями сетевого предприятия	$W$	МВт·ч	1443648	-
9	Себестоимость потерь одного 1 кВт·ч электроэнергии	$C_{ΔW}$	руб./кВт·ч	0,053	-

1	2	3	4	5	6
10	Себестоимость одного 1 кВт·ч электроэнергии, относимая на содержание сети	$C_{\text{перед}}$	руб./кВт·ч	0,315	-
11	Себестоимость передачи 1 кВт·ч электроэнергии	$C$	руб/ кВт·ч	0,317	-

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (151)$$

где  $W$  – суммарное электропотребление за год с учетом потерь;

$I$  – издержки;

$C$  – себестоимость.

Определяем суммарную электроэнергию, переданную потребителю:

$$W = \Sigma P_{\text{ср.год.}} \cdot T_{\Gamma} \quad (152)$$

где  $\Sigma P_{\text{ср.год.}}$  - среднегодовая потребленная электроэнергия;

$T_{\Gamma}$  - число часов в году.

$$W = 206 \cdot 0,8 \cdot 10^3 \cdot 8760 = 1443648000 \text{ кВт·ч};$$

Затраты на полученную электроэнергию потребителю эл. сети на напряжение 110 (220) кВ с учетом ее передачи по сетям более высокого

напряжения:

$$I_w = W \cdot 1 = 1443648 \cdot 1 = 1443648 \text{ тыс. руб.}$$

Всего годовых затрат, тыс. руб.:

$$I_{\Sigma} = I_{AM} + I_{\text{ЭКС}} + I_{\Delta W} + \Phi ЗП + ЕСН + I_{\text{ПР}} \quad (153)$$

$$I_{\Sigma} = \left( \begin{array}{l} 143864,298 + 106459,574 + 2352,078 + \\ + 38683,008 + 10212,314 + 176789,952 \end{array} \right) = \\ = 47861215,898$$

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W} = \frac{47861215,898}{1443648000} = 0,331 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч};$$

$$C_{\text{перед}} = \frac{(I_{\Sigma} - I_{\Delta W})}{W} = \frac{(47861215,898 - 2352078)}{1443648000} = 0,315 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч};$$

$$C_w = \frac{(I_{\Sigma} + I_w)}{W} = \frac{(47861215,898 + 2352078)}{1443648000} = 0,317 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}.$$

## 7.5 Расчет экономической эффективности проекта

Величина прибыли после вычета налогов ( $\Pi_{\text{чт}}$ ) численно равна прибыли от реализации ( $\Pi_{\text{от}}$ ) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль ( $H_t$ ):

$$\Pi_{\text{чт}} = \Pi_{\text{от}} - H_t = O_{\text{пт}} - I_t - H_t \quad (154)$$

где  $O_{\text{пт}}$ , - стоимостная оценка результатов деятельности объекта, объема реализованной продукции в год  $t$  без НДС;

$I_t$ , - суммарные эксплуатационные издержки в год  $t$ .

Сравнивая расчетную величину ППП с минимальным или средним уровнем доходности, можно прийти к заключению о целесообразности дальнейшего анализа данного проекта.

Определение срока окупаемости капитальных вложений производится последовательным суммированием величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений, т.е.

$$\sum_{t=0}^{tc} K_t = \sum_{t=tn}^{T_{ок.п}} (O_{pt} - I_t - H_t) = \sum_{t=tn}^{T_{ок.п}} (\Pi_{чt} + I_{ам.t}) \quad (155)$$

где  $tc$  - срок завершения инвестиций (окончания строительства);

$tn$  - момент начала производства;

$I_t$  - суммарные эксплуатационные издержки без отчислений на реновацию;

$I_{ам.t}$  - амортизационные отчисления.

Находим величину  $T_{ок.п}$  обеспечивающую равенство левой и правой частей формулы.

При равномерном поступлении чистого дохода срок окупаемости можно определить по формуле

$$T_{ок.п} = \frac{K}{(\Pi_{чt} + I_{ам.t})} \quad (156)$$

Существенный недостаток этого метода - то, что он не учитывает деятельности проекта за пределами срока окупаемости и, следовательно, не может применяться при сопоставлении вариантов, различающихся по продолжительности длительного цикла.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей  $\dot{Y}_t$  который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования):

$$\dot{Y}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t + K_{лик.t} = \Pi_{ч.t} + I_{ам.t} - K_t \quad (157)$$

где  $K_t$  - величина инвестиций в год  $t$ .

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей - чистый дисконтированный доход (ЧДД), или чистая текущая стоимость, определяемая следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (158)$$

Где  $T_p$  - расчетный период (для проектов в области энергетики составляет 20 лет), лет;

$E$  - норматив дисконтирования (обычно принимают ставку рефинансирования ЦБ, однако для энергетических ИП рекомендуется принимать в размере ставки рефинансирования ЦБ, т.е. примерно  $E=13\%$ ), о.е.

Критерием финансовой эффективности инвестиций в ИП является условие:  $\text{ЧДД} > 0$ ; тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования (или средней стоимости капитала).

Применительно к электросетевым объектам оценка результатов производственной деятельности образуется от продажи дополнительно поступающей электроэнергии в сеть. Со строительством объектов предусматривается дополнительный полезный отпуск электроэнергии на величину 30 МВт и следовательно повлияет на величину себестоимости электроэнергии.

### **7.6 Заключение экономической эффективности проекта**

В ходе выполнения организационно – экономической части данного дипломного проекта определены суммарные капиталовложения необходимые для строительства подстанции «Тында».

Рассчитаны затраты на содержание, ремонт и эксплуатацию электрооборудования.

Рассчитаны затраты на оплату труда персоналу и налоги.

В результате расчетов была определена себестоимость электроэнергии:

- себестоимость потерь одного 1 кВт·ч электроэнергии – 0,053 руб./

кВт·ч;

- себестоимость одного 1 кВт·ч электроэнергии, относимая на содержание сети, – 0,315 руб./ кВт·ч;

- себестоимость передачи 1 кВт·ч электроэнергии, – 0,317 руб./ кВт·ч.

Рассчитана экономическая эффективность инвестиции в проектируемую подстанцию, которая показала целесообразность строительства данной подстанции. Был сделан анализ экономической эффективности проекта.

Общий срок окупаемости 8,5 лет с использованием заемного капитала в 30%.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте была спроектирована, на основе современных данных, подстанция Тында.

Проведен ряд расчетов:

- расчет токов короткого замыкания на основе схемы развития электрических сетей Амурской области;
- на основе расчета токов короткого замыкания был проведен выбор основного оборудования подстанции;
- были установлены ячейки КРУЭ 220, 110, 35, 10 кВ фирмы;
- часть схемы электрических соединений ПС, были проверены на надежность работы;
- спроектированы кабельные линии напряжением 220, 110, 35, 10 кВ на основе современного кабеля с изоляцией из шитого полиэтилена фирмы «Nexans» и ТФ кабеля;
- выбраны основные виды защиты и определены необходимые токи срабатывания комплектов релейной защиты, устанавливаемые автотрансформаторе;
- определены параметры молниезащиты и сетки заземления подстанции;
- проведен анализ влияния работы подстанции на здоровье людей и окружающую среду;
- обозначены основные экономические параметры.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляков, Ю. П. Релейная защита и автоматика электрических систем : учеб. пособие для вузов / Ю. П. Беляков, А. Н. Козлов, Ю. В. Мясоедов. – Благовещенск : Амурский гос. университет, 2017. – 132 с.
- 2 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М. : 2012. – 151 с.
- 3 Блок, В. М. Электрические системы и сети / В. М. Блок. – М. : Высш.шк., 2018. – 430с.
- 4 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат. 2018. – 608 с.
- 5 Ротачёв, Ю. А. Релейная защита и автоматика : учебно–методическое пособие для студентов заочного обучения / Ю. А. Ротачёв – М. : Амурский гос. ун-т. – Благовещенск, 2016. – 31с.
- 6 Александров, Г. Н. Электрические аппараты высокого напряжения: справочник / Г. Н. Александров, А. И. Афанасьев - М.: Энергоатомиздат, 2016.-503 с.
- 7 Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2019.
- 8 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 4-е изд., перераб. и доп. -М.:Энергоатомиздат. 2019. - 604 с.
- 9 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин . - 3-е изд., доп. - М.: Энергоатомиздат, 2017.

- 10 Усов, С. В. Электрическая часть электростанций: Учеб. пособие / С. В, Усов. - М.: Энергоатомиздат, 2018. - 616 с.
11. Барыбина Ю.Г., Федоров Х.Е. Справочник по проектированию электроснабжения. – М.: Энергоатомиздат, 2020. – 576 с.
12. Беркович М.А. Автоматика энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1985. - 208 с.
13. ГОСТ 12.1.019-79 (2001) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
14. ГОСТ 27514-87 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ
15. ГОСТ 30323-95 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания
16. Засынкин А.С. Релейная защита трансформаторов. – М.: Энергоатомиздат, 2019. – 240 с.
17. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. РД 34.21.122-87/Минэнерго СССР. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 56 с.
18. Карякин Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок. – М.: Энергосервис, 2012. – 375 с.
19. Коновалова Л.Л., Рожкова Л.Д.. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие для техникумов. - М. Энергоатомиздат. ,2019 - 528с.
20. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок – Екатеринбург: Уральское юридическое издание, 2013 – 160с.
21. Нормы технологического проектирования понижающих подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ. 3-е изд. - М.: Энергия, 2019.-40 с.
22. Падалко Л.П., Пекеис Г.Б. Экономика энергетических систем. – Киев: Наукова дерика, 2014. – 307 с.

23. Приказ Минэнерго РФ от 30.12.08 № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям» // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_85593/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_85593/)
24. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Текст]. 7–е изд. перераб. и доп., с изм. – Екатеринбург : Модуль, 2019. – 672 с.
25. Красник В.В. Эксплуатация электрических подстанций и распределительных устройств [Электронный ресурс] : производственно-практическое пособие / В.В. Красник. — Электрон. текстовые данные. — М. : ЭНАС, 2011. — 319 с. — 978-5-4248-0005-4. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/5048.html> 23.02.2021 г.
26. Государственная программа Российской Федерации "Социально-экономическое развитие Дальнего востока и Байкальского региона 2020-2025" – г. Москва 2019 г. – 639 с.
27. Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. ПОТ Р М-016-2001. РД 153-34.0-03.150-00. М: «Издательство НЦ ЭНАС», 2001.-211с.
28. СНиП 11-12-77. Защита от шума. М.: Стройиздат, 1978.-22с.
29. СНиП 21-01-97. Противопожарные нормы и правила. М.: Стройиздат, 1997.-31с.
30. СанПиН 29-71-84. Правила охраны высоковольтных электрических сетей. М.: Госкомсанэпиднадзор России, 1991.-19с.
31. СанПиН 58-02-91. Выполнение работ в условиях воздействия электрических полей промышленной частоты. М.: Госкомсанэпид- надзор России, 1991.-19с.
32. ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. М.: Издательство стандартов, 1985.-6с.
33. ГОСТ 12.1.006-84. ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности. М.: Госстандарт, 1984.-12с