

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Развитие электрических сетей напряжением 220 кВ центрального энергорайона Амурской области в связи с реконструкцией подстанции Белогорск

Исполнитель

студент группы 242-об3

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Р. Коновалова

Руководитель

доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

П.П. Проценко

Нормоконтроль

доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2016г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Коноваловой Анны Романовны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие электрических сетей напряжением 220 кВ центрального энергорайона Амурской области в связи с реконструкцией подстанции Белогорск

(утверждено приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

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

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: \_\_\_\_\_

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

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

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

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

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

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 141., 5 рисунков, 35 таблиц, 23 источника, 10 приложений.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА, ХАРАКТЕРИСТИКА ПОДСТАНЦИИ, РАСЧЁТ НАГРУЗОК, РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ, РАСЧЁТ РЕЖИМОВ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИИ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ.

В данной выпускной квалификационной работе представлен план реконструкции подстанции «Белогорск» напряжением 220/110/35/10 кВ.

Цель работы – предложить варианты выполнения реконструкции подстанции и подробно разработать наиболее оптимальный из них. В процессе реализации данной цели решается определенный ряд задач. Работе над окончательным планом реконструкции предшествует технико-экономическое сравнение предложенных вариантов. Для выбора основного электрооборудования рассчитываются токи короткого замыкания.

Основными этапами работы также является расчёт режимов прилегающей сети, описание и расчёт релейной защиты и автоматики, расчёт заземления и молниезащиты подстанции. В завершении работы производится оценка её экологичность и безопасность.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика района проектирования	9
1.1 Географическое расположение и климатические условия	9
1.2 Экономическая характеристика территории	9
1.3 Описание подстанции «Белогорск»	10
1.4 Обоснование реконструкции подстанции	11
2 Разработка вариантов реконструкции	14
2.1 Разработка вариантов реконструкции	14
2.2 Технико-экономическое сравнение вариантов	17
3 Расчёт нагрузок и режимов	24
3.1 Расчёт нагрузок подстанций	24
3.2 Расчёт рабочих токов	27
3.3 Расчёт параметров элементов схемы замещения сети	28
3.4 Расчёт режимов электрической сети	30
4 Расчет токов короткого замыкания	33
4.1 Определение параметров схемы замещения	33
4.2 Преобразование схемы замещения	37
4.3 Определение токов короткого замыкания	39
5 Выбор оборудования	40
5.1 Общие сведения	40
5.2 Выбор электрооборудования	41
5.2.1 Выбор выключателей	41
5.2.2 Выбор разъединителей	50
5.2.3 Выбор трансформаторов тока	53
5.2.4 Выбор трансформаторов напряжения	58
5.2.5 Выбор шинных конструкций	63
5.2.6 Выбор изоляторов	68
5.2.7 Выбор ограничителей перенапряжения	73
5.2.8 Выбор трансформаторов собственных нужд	77

6 Релейная защита и автоматика	78
6.1 Общие требования	78
6.2 Защита ВЛ 110-220 кВ с эффективно заземлённой нейтралью	79
6.3 Расчёт защиты линии «Амурская-Белогорск»	80
6.3.1 Дистанционная защита линии	80
6.3.2 Токовая защита нулевой последовательности линии	83
6.3.3 Максимальная токовая защита линии	84
6.4 Автоматика на подстанции Белогорск	85
7 Молниезащита и заземление	88
7.1 Заземление подстанции	88
7.2 Молниезащита подстанции	92
8 Безопасность и экологичность	96
8.1 Силовой трансформатор	96
8.2 Воздушные линии электропередачи	97
8.3 Экологичность	97
8.3.1 Расчёт маслоприёмника	98
8.4 Чрезвычайные ситуации	100
Заключение	104
Библиографический список	105
Приложение А Сводный перечень установленного оборудования	107
Приложение Б Расчёт рабочих токов	109
Приложение В Расчёт параметров элементов схемы замещения сети	110
Приложение Г Рассматриваемая сеть для расчёта режимов	113
Приложение Д Схемы замещения сети до и после реконструкции	114
Приложение Е Результаты расчёта режимов электрической сети	116
Приложение Ж Расчёт токов короткого замыкания	128
Приложение З Расчёт релейной защиты	133
Приложение И Расчёт заземления подстанции	135
Приложение К Расчёт молниезащиты подстанции	137

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АБ – аккумуляторные батареи

ВКР – выпускная квалификационная работа

ВЛ – воздушная линия

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

ЗРУ – закрытое распределительное устройство

КЗ – короткое замыкание

КЛ – кабельная линия

КРУ - комплектное распределительное устройство

КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией

ОПН – ограничитель перенапряжения

ОПУ - общеподстанционный пункт управления

ОРУ – открытое распределительное устройство

ПУЭ – правила устройства электроустановок

ПТЭ – правила технической эксплуатации

ПС – подстанция

РЗиА – релейная защита и автоматика

СН – собственные нужды

СТ – силовой трансформатор

## ВВЕДЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа (ВКР) является заключительным этапом освоения студентом специальности и позволяет определить результат его обучения по данному направлению, оценить качество его подготовки.

Данная работа включает в себя выполнение расчетов по всему спектру изученных дисциплин, в частности:

- обоснование и анализ предлагаемых инженерных решений.
- технико-экономическое сравнение вариантов;
- расчёт режимов электрической сети;
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор основного электрооборудования;
- расчет и выбор уставок релейной защиты и автоматики;
- комплекс расчетов по определению параметров грозозащиты и заземления;
- расчет и анализ надежности подстанции;
- организация технической и пожарной безопасности;

Темой данной выпускной работы является развитие электрических сетей напряжением 220 кВ центрального энергорайона Амурской области в связи с комплексной реконструкцией подстанции «Белогорск», которая расположена в Белогорском районе Амурской области.

Актуальность данной темы заключается в том, что в настоящее время на подстанции «Белогорск» имеются ограничения на технологическое присоединение потребителей к электрической сети. Во-первых, это обусловлено тем, что подстанция введена в эксплуатацию в 1972 году, большая часть оборудования морально и физически устарела. Во-вторых, в связи со строительством в регионе новых предприятий, таких, как «Амурский нефтеперерабатывающий завод», появляется необходимость в увеличении трансформаторной мощности. В-третьих, присоединение подстанции к электрической сети крайне неудобно. Это приводит к определённым ограничениям в электроснабжении потребителей.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимального варианта присоединения к электрической сети и комплексной реконструкции подстанции «Белогорск». В процессе выполнения работы решается определённый ряд задач. На начальном этапе происходит разработка возможных вариантов реконструкции подстанции. Далее следует технико-экономическое сравнение этих вариантов и выбор оптимального из них. В основной части излагается расчёт токов короткого замыкания, выбор основного оборудования подстанции, к которому относятся трансформаторы, выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжения нелинейные, шинные конструкции, изоляторы, ячейки КРУ.

Также необходимо произвести описание и расчёт релейной защиты, разработать план молниезащиты и заземления подстанции. После выполнения вышеизложенных пунктов необходимо произвести оценку её экологичности.

Исходными данными к работе является схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2015-2019 годов, нормальные схемы подстанций прилегающей сети, данные контрольных замеров за 2015 год.

В процессе разработки вариантов реконструкции используется главная схема и паспорт подстанции «Белогорск», где представлен перечень установленного оборудования. Для выбора новых аппаратов и конструкций приведена климатогеографическая характеристика района расположения подстанции.

Таким образом, решение поставленных в данной работе задач должно полностью отразить, а также закрепить полученные в ходе обучения знания и навыки, необходимые инженеру в его дальнейшей трудовой деятельности.



# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

## 1.1 Географическое расположение и климатические условия

Знание климатогеографических условий района, в котором расположена подстанция, очень важно, так как от этого во многом зависит выбор оборудования, а также его надежность и долговечность.

Климатические условия района расположения площадки ПС с учетом действующих нормативных материалов (с повторяемостью 1 раз в 25 лет) и данных обработки материалов многолетних наблюдений по метеостанциям представлены в таблице 1:

Таблица 1 – Климатические условия района подстанции

Район по ветру	I
Район по гололеду	I
Среднегодовая температура воздуха, °С	0,3
Число грозных часов в году	30
Высота снежного покрова, см	13
Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов, м	2,8
Сейсмичность района строительства, баллов	8
Степень загрязнения атмосферы	II

## 1.2 Экономическая характеристика района

В настоящее время в городе действует, порядка, 630 предприятий. Успешно развивается в Белогорске в последние годы и малый бизнес. 21 организация Белогорска осуществляет свою деятельность в сфере энергетики, а также распределения газа и воды. Наличие большого числа работающих предприятий в Белогорске позволяет решить вопрос трудоустройства.

Сырьевые ресурсы Белогорска представлены пресными подземными водами и глинами. На городской окраине расположено «Куйбышевское II» - участок по добыче кирпично-черепичных глин, который относится к государственному резервуару. Стоит отметить, что занятость населения

Белогорска, достаточно высока, а процент безработного трудоспособного населения сокращается. Город исторически был расположен в сельскохозяйственном районе. Это дает возможность развития перерабатывающей и пищевой промышленности Белогорска.

На предприятиях этого дальневосточного города производится овсяная и пшеничная мука, овощные консервы, крупы, мясопродукты, макаронные изделия, комбикорма для птицы и животных. Произведенные здесь продукты пользуются большой популярностью в Читинской области, в Якутии, в Приморском и Хабаровском краях.

Лесная промышленность Белогорска также получила развитие. Лес, выращенный под Белогорском, экспортируется в Китай. Помимо леса в Китай из Белогорска поставляется металлолом, казеин. Стоит отметить, что помимо промышленного развития, Белогорск ведет активную торговлю. Сам город является крупным транспортным узлом.

В таблице 2 представим экономические показатели района подстанции.

Таблица 2 – Экономические показатели района

Стоимость электроэнергии, руб./кВт·ч	3,40
Стоимость потерь электрической энергии, руб./кВт·ч	0,64

### **1.3 Описание подстанции «Белогорск»**

Подстанция «Белогорск» находится в центральном энергорайоне Амурской области на окраине одноименного города Белогорск, который расположен на левом берегу реки Томь в 50 км от её устья. Расстояние до областного центра г. Благовещенск 116 км.

Суммарная установленная мощность подстанции 206 МВА. Подстанция «Белогорск» является крупным энергетическим узлом в Амурской энергосистеме. Она осуществляет приём, преобразование, распределение и передачу электрической энергии потребителям на напряжениях 220,110,35,10 кВ. Подстанция является промежуточной ответвительной

(отпаечной), присоединяется к ВЛ 220 кВ «Амурская-Короли/тяга» и к ВЛ 220 кВ «Амурская-Белогорск/тяга». Осуществляет питание близлежащих промышленных, сельскохозяйственных и коммунально-бытовых потребителей.

От шин 110 кВ отходят следующие линии:

- одноцепная ВЛ, АС-95, длиной 28 км, идущая на ПС «Серышево»;
- одноцепная ВЛ, АС-95, длиной 20,6 км, идущая на ПС «Возжаевка»;
- одноцепная ВЛ, АС-120, длиной 66 км, идущая на ПС «Среднебелая».

От шин 35 кВ отходят следующие линии:

- одноцепная ВЛ, АС-70, длиной 18,4 км, идущая на ПС «Бочкарёвка»;
- одноцепная ВЛ, АС-70, длиной 35,6 км, идущая на ПС «Державинка»;
- одноцепная ВЛ, АС-50, длиной 22,3 км, идущая на ПС «Новосергеевка»;
- одноцепная ВЛ, АС-95, длиной 3 км, идущая на ПС «Васильевка»;
- двухцепная ВЛ, АС-120, длиной 1,46 км, идущая на ПС «Амурсельмаш»;

- двухцепная ВЛ, АС-120, длиной 3,5 км, идущая на ПС «Промышленная»;

- одноцепная ВЛ, АС-240, длиной 17,8 км, идущая на ПС «Нагорная»;
- одноцепная ВЛ, АС-95, длиной 9,5 и АС-70, длиной 0,9 км, идущая на ПС «Пригородная».

К шинам 10 кВ подключены собственные нужды подстанции и близлежащие потребители электроэнергии, всего 9 кабельных линий в настоящее время.

В приложении А показан сводный перечень установленного оборудования.

#### **1.4 Обоснование реконструкции подстанции «Белогорск»**

В настоящее время на ПС «Белогорск» ОРУ 220 кВ выполнено по схеме – одна рабочая секционированная выключателем система шин. Данная схема применяется при питании подстанции от разных линий или источников. При КЗ в трансформаторе или его ремонте она позволяет сохранять электроснабжение потребителей путём перевода потребителей на другую секцию шин.

Подстанция по типу подключения к энергосистеме является ответственной (отпаечной), это, в свою очередь, приносит ряд неудобств при обслуживании как ВЛ, так и самой подстанции. Поэтому данную подстанцию необходимо включить в рассечку линии «Амурская-Белогорск/тяга». При реализации данного мероприятия образуется две линии «Амурская-Белогорск» и «Белогорск-Белогорск/тяга».

На ПС «Белогорск» установлено 2 автотрансформатора марки АДЦТН-63000/220/100 присоединённых к 1 секции шин 220 кВ. Они осуществляют питание ОРУ-110 кВ, к НН АТ-2 присоединена 1 с.ш. ЗРУ-10 кВ, в нормальном режиме его питание не осуществляется. Также на подстанции установлено 2 трёхобмоточных трансформатора марки ТДТН-40000/220, присоединённых ко 2 секции шин 220 кВ. Они осуществляют питание ОРУ-35 кВ, Т-4 питает 2 секцию шин ЗРУ-10 кВ. Данное присоединение трансформаторов к ОРУ-220 кВ очень неудобно и ненадёжно. При отключении 1 с.ш. 220 кВ питание АТ-1 и АТ-2 прекращается, следовательно, отсутствует электроснабжение ОРУ-110 кВ. Аналогичная картина возникает при отключении 2 с.ш. 220 кВ. Питание Т-3 и Т-4 прекращается, электроснабжение ОРУ-35 кВ и ЗРУ-10 кВ отсутствует. Для устранения данной проблемы необходимо поменять местами присоединения Т-3 и АТ-2, при этом при отключении одной из секций шин электроснабжение ОРУ-110 кВ ОРУ-35 кВ не прекратится. Для бесперебойной работы ЗРУ-10 кВ необходимо осуществлять питание 1 с.ш. 10 кВ от НН Т-3, т.к. при отключении 2 с.ш. 220 кВ питание будет осуществляться только от НН Т-4.

В настоящий момент на подстанции имеется ограничение на технологическое присоединение потребителей. По результатам расчёта Т-3 и Т-4 номинальной мощностью 40 МВА каждый загружены в зимний период на 76 % (Т-3) и 84 % (Т-4), в летний период на 45 % (Т-3) и 53 % (Т-4). Аварийное отключение трансформатора (Т-3) влечёт загрузку второго (Т-4) до 170 %. Вывод в ремонт в летний период Т-3 влечёт загрузку Т-4 до 98 %. Вывод одного трансформатора в ремонт в зимний период требует ввода графиков

аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), а аварийное отключение – ввода графика временного отключения потребителей на величину до 15 МВт [10]. Для обеспечения возможности подключения новых потребителей и повышения надёжности на ПС «Белогорск» требуется выполнить замену Т-3 и Т-4 на трансформаторы большей мощности, либо увеличить число трансформаторов исходной мощности.

Помимо перехода к другому присоединению подстанции, замены трансформаторов и их присоединения, на ней необходимо произвести реконструкцию ОРУ 220,110,35 кВ и ЗРУ 10 кВ, замену отделителей на выключатели, так как оборудование морально и физически устарело, состав оборудования не соответствует нормам качества, не обеспечивает должную надёжность.

## 2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ

### 2.1 Разработка вариантов реконструкции

В связи с переходом к новому присоединению подстанции к системе, она становится проходной (транзитной). Наиболее оптимальной схемой для РУ 220 кВ будет являться схема номер 220-9 – одна рабочая секционированная система шин (согласно стандарту ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008). Эта схема используется на проходных трансформаторных подстанциях, занимает минимальные отчуждаемые площади, является лучшей схемой с позиции надёжности и экономичности при использовании современных элегазовых выключателей. [11]

Достоинства данной схемы:

- занимает минимальные отчуждаемые площади с учётом количества присоединений;
- наиболее дешёвая схема с учётом количества присоединений для заданной конфигурации сети;
- электромагнитные блокировки и операции просты и однотипны;
- лучшая схема с позиции надёжности и экономичности.

Недостаток схемы заключается в том, что при отказе нормально включенного «среднего» выключателя возможно полное погашение РУ, нарушается транзит мощности.

Для выбора исполнения РУ необходимо сравнить несколько вариантов и выбрать наиболее оптимальный.

По конструктивному исполнению можно выделить следующие типы РУ:

- ОРУ (открытое распределительное устройство);
- ЗРУ (закрытое распределительное устройство);

Открытое распределительное устройство – распределительное устройство, оборудование которого располагается на открытом воздухе, где воздух служит основной изоляционной средой между элементами РУ. Все элементы ОРУ размещаются на бетонных или металлических основаниях.

Расстояния между элементами выбираются согласно ПУЭ [2].

Сборные шины ОРУ могут выполняться как в виде жёстких труб, так и в виде гибких проводов. Жёсткие трубы крепятся на стойках с помощью опорных изоляторов, а гибкие подвешиваются на порталы с помощью подвесных изоляторов.

Преимущества открытых распределительных устройств:

- ОРУ позволяют использовать сколь угодно большие электрические устройства, чем и обусловлено их применение практически на любых классах напряжения;

- Изготовление ОРУ не требует дополнительных затрат на строительство помещений;

- ОРУ удобнее ЗРУ в плане расширения и модернизации;

- Возможно визуальное наблюдение всех аппаратов ОРУ;

Недостатки:

- эксплуатация ОРУ затруднена в неблагоприятных климатических условиях, кроме того, окружающая среда сильнее воздействует на элементы ОРУ, что приводит к их раннему износу.

- ОРУ занимают намного больше места, чем ЗРУ.

Закрытые распределительные устройства, как правило, сооружаются на напряжении 6 – 35 кВ. Однако при ограниченной площади под РУ или при повышенной загрязненности атмосферы, а также в районах крайнего севера могут применяться ЗРУ на напряжения более высоких классов [3].

В некоторых случаях для ЗРУ используется то же оборудование, что и для ОРУ, но с размещением внутри закрытого помещения. Типичный класс напряжения: 35-110 кВ, реже 220 кВ. ЗРУ такого типа имеют мало преимуществ по сравнению с ОРУ, поэтому используются редко. Более практично применение для ЗРУ специального оборудования – КРУ.

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – распределительное устройство, собранное из типовых унифицированных блоков (ячеек) высокой степени готовности, собранных в заводских условиях. На напряжении до 35 кВ

ячейки изготавливают в виде шкафов, соединяемых боковыми стенками в общий ряд. В таких шкафах элементы с напряжением до 1 кВ (цепи учёта, релейной защиты, автоматики и управления) выполняют проводами в твердой изоляции, а элементы от 1 до 35 кВ – проводниками с воздушной изоляцией (шины с изоляторами).

Для напряжений выше 35 кВ воздушная изоляция не применима, поэтому элементы, находящиеся под высоким напряжением, помещают в герметичные камеры, заполненные элегазом. Ячейки с элегазовыми камерами имеют сложную конструкцию, внешне похожую на сеть трубопроводов. КРУ с элегазовой изоляцией сокращённо обозначают КРУЭ.

Комплектные распределительные устройства могут использоваться как для внутренней, так и для наружной установки (в этом случае их называют КРУН). КРУ широко применяются в тех случаях, где необходимо компактное размещение распределительного устройства. В частности, КРУ применяют на электрических станциях, городских подстанциях, для питания объектов нефтяной промышленности (нефтепроводы, буровые установки), в схемах энергопотребления судов[3].

Среди шкафов КРУ, отдельно выделяют камеры сборные одностороннего обслуживания (КСО). Одностороннее обслуживание позволяет ставить КСО непосредственно к стене или задними стенками друг к другу, что позволяет экономить место (важно в условиях высокой плотности застройки) [3].

При выборе того или иного конструктивного исполнения РУ необходимо четкое обоснование, так как от этого зависят, во-первых, капитальные затраты на закупку, монтаж и эксплуатацию распределительного устройства, а, во-вторых, надежность и долговечность работы данного оборудования.

Опираясь на вышеизложенный материал можно предложить несколько вариантов исполнения РУ 220 кВ:

- произвести замену всего оборудования и замену отделителей на выключатели;
- демонтировать ОРУ 220 кВ и возвести КРУЭ на новой площадке;



Реконструкцию РУ 35 кВ можно провести следующим образом:

- произвести замену всего оборудования, оставив при этом существующее ОРУ;

- демонтировать ОРУ 35 кВ и возвести КРУН 35 кВ

Реконструкцию ЗРУ 10 кВ можно произвести следующим образом:

- произвести замену всего оборудования, оставив при этом существующее ЗРУ;

- демонтировать ЗРУ 10 кВ и возвести КРУ 10 кВ.

Распределительное устройство 110 кВ выполнено в виде ОРУ по схеме 110-12-одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин. На нём необходимо лишь произвести замену оборудования.

## **2.2 Техничко-экономическое сравнение вариантов**

Каждый из ранее предложенных вариантов реконструкции обладает рядом преимуществ и недостатков. Для выбора оптимального варианта необходимо взвесить все плюсы и минусы каждого из них.

В первом варианте на ОРУ 220 кВ необходимо всего лишь демонтировать старое оборудование и на его месте возвести новое, с заменой ОД на выключатели.

Использование КРУЭ выгодно ввиду высокой изоляции всего оборудования от воздействия внешних условий. Данное оборудование обладает высокой надежностью, долговечностью и практически не требует обслуживания. Монтаж КРУЭ обходится дешевле, чем ОРУ ввиду высокой заводской готовности модулей. Но само оборудование стоит в разы дороже, чем на ОРУ. Общие затраты за весь срок службы также выше. Добавятся затраты на демонтаж старого ОРУ и постройку здания под КРУЭ. По сравнению с предыдущим вариантом затраты будут очень велики и, скорее всего, такой вариант не окупится.

Для большей наглядности сравнения вариантов проведём сравнение по капитальным вложениям, необходимым для реконструкции.

Экономическим критерием, по которому будем сравнивать два варианта

является минимум приведенных затрат, вычисляемых по формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (1)$$

где  $E$  – норматив дисконтирования, принимаемый равным 0,1 1/год;

$K$  – капитальные вложения, руб., необходимые для сооружения сети;

$I$  – эксплуатационные издержки, руб./год.

Расчёт капиталовложений произведём по укрупнённым стоимостным показателям на 2000 год. При расчёте необходимо учесть районный коэффициент и коэффициент инфляции.

Капитальные вложения, необходимые для реконструкции РУ 220 кВ будут складываться из следующих показателей:

$$K_P = (K_{пост} + K_{ру} + K_{дем}) \cdot K_{инф} \cdot K_{зон}, \quad (2)$$

где  $K_{пост}$  – стоимость постоянной части затрат по ПС;

$K_{ру}$  – затраты на сооружение ОРУ;

$K_{дем}$  – затраты на демонтаж оборудования и конструкций.

Стоимость постоянной части затрат по ПС учитывает подготовку и благоустройство территории, ОПУ, устройство СН, систему оперативного постоянного тока, компрессорную, внутриплощадочные водоснабжение, канализацию и подъездные дороги, средства связи и телемеханики, наружное освещение, ограду и прочие элементы (табл. 7.29, [4]). Постоянная часть затрат принимается с учетом схемы электрических соединений и высшего напряжения ПС [4].

При осуществлении реконструкции ПС постоянная часть затрат может быть принята (в % от значений, приведенных в табл. 7.29, [4]):

- 15–20 % при установке второго трансформатора, выключателя или другого вида оборудования, если оно не было предусмотрено проектом;

- 40–60 % при переустройстве ОРУ или замене РУ [4].

Показатели стоимости ОРУ 35–1150 кВ учитывают установленное оборудование (выключатель, разъединитель, ТТ и ТН, разрядники и ОПН); панели управления, защиты и автоматики, установленные в ОПУ, относящиеся к ОРУ или ячейке; кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей в ОПУ

и др., а также строительные и монтажные работы. Стоимость ячейки ОРУ 35–1150 кВ с количеством выключателей более трех, а также закрытого РУ 10 кВ, включая строительную часть здания, может быть принята по данным табл. 7.18, [4].

Затраты на демонтаж определяются в зависимости от характеристик оборудования, стоимости работ по его монтажу, а также от дальнейшего предназначения демонтируемого оборудования.

Стоимость демонтажа оборудования рассчитывается в соответствии с порядком определения затрат на демонтаж оборудования, изложенным в «Указаниях по применению федеральных единичных расценок на монтаж оборудования (ФЕРм-2001)» – МДС 8137.2004. Согласно указанному порядку затраты на демонтаж оборудования определяются путем применения усредненных коэффициентов к стоимости монтажа оборудования (учитывается сумма затрат на оплату труда и эксплуатацию машин; стоимость материальных ресурсов не учитывается) [4].

Коэффициенты к стоимости работ по монтажу оборудования установлены исходя из дальнейшего предназначения демонтируемого оборудования:

- оборудование подлежит дальнейшему использованию со снятием с места установки, необходимой (частичной) разборкой и консервацией с целью длительного или кратковременного хранения – 0,7;

- оборудование подлежит дальнейшему использованию без необходимости хранения (перемещается на другое место установки и т. п.) – 0,6;

- оборудование не подлежит дальнейшему использованию (предназначено в лом) с разборкой и резкой на части – 0,5; то же без разборки и резки – 0,3 [4].

Стоимость демонтажа основного оборудования подстанций приведена в таблице 7.32, [4].

Затраты на отвод земли не учитываются, так как в укрупненных

показателях даны затраты для подстанции в целом.

Издержки при реконструкции подстанции будут определяться по формуле:

$$I = (\alpha_a + \alpha_p + \alpha_o) \cdot K_p, \quad (3)$$

где  $\alpha_a$  – ежегодные отчисления на амортизацию, в о.е.;

$\alpha_p$  – ежегодные отчисления на ремонт, в о.е.;

$\alpha_o$  – ежегодные отчисления на обслуживание, в о.е.

Коэффициент инфляции принимается равным 4,78 на первое полугодие 2016 по отношению к базисному 2000 году. Коэффициент зоны прием равным 1,3. Ежегодные отчисления на амортизацию прием равными 0,05 (табл. 6.1, [4]), на ремонт – 0,049 (табл. 6.2, [4]), на обслуживание – 0,02 (табл. 6.2, [4]).

Капитальные затраты на реконструкцию ОРУ 220 кВ составят, тыс.руб.:

$$K_{P(OPV)} = (26000 + 12500 \cdot 3 + 6,4 \cdot 3) \cdot 4,78 \cdot 1,3 = 394708.$$

Издержки на амортизацию, ремонт и обслуживание составят, тыс.руб./год:

$$I_{OPV} = (0,05 + 0,049 + 0,02) \cdot 394708 = 39076.$$

Приведенные затраты составят, тыс.руб./год:

$$Z_{OPV} = 0,1 \cdot 394708 + 39076 = 78547.$$

При замене ОРУ на КРУЭ учитываются те же самые показатели, что и для первого варианта. Капитальные затраты на сооружение КРУЭ 220 кВ будут составлять, тыс. руб.:

$$K_{P(KPVЭ)} = (17000 + 24000 \cdot 3 + 6,4 \cdot 3) \cdot 4,78 \cdot 1,3 = 553165.$$

Издержки на амортизацию, ремонт и обслуживание составят, тыс.руб./год:

$$I_{KPVЭ} = (0,05 + 0,049 + 0,02) \cdot 553165 = 54763.$$

Приведенные затраты для КРУЭ составят, тыс.руб./год:

$$Z_{KPVЭ} = 0,1 \cdot 553165 + 54763 = 110080.$$

Как видно из расчётов, вариант с установкой КРУЭ оказался дороже практически в полтора раза, по сравнению с заменой всего оборудования на

новое.

Таким образом, можно заключить, что первый из двух предложенных вариантов является наиболее оптимальным и экономически выгодным. Использование элегазовых выключателей позволит повысить надёжность и безопасность РУ 220 кВ подстанции.

Рассмотрим варианты реконструкции ОРУ 35 кВ. В первом варианте при замене всего оборудования (с сохранением ОРУ) затраты будут меньше, чем во втором, так как необходимо всего лишь заменить старое оборудование на новое. Второй вариант (строительство КРУН) обойдётся дороже, так как необходимо демонтировать старое ОРУ и на его месте построить КРУН. Помимо этого само оборудование КРУН стоит дороже, но в то же время такой вариант имеет ряд преимуществ по сравнению с первым.

Установка ячеек не представляет большой сложности. Камеры и шкафы изготавливаются заводами, что позволяет добиться тщательной сборки всех узлов и обеспечения надёжной работы электрооборудования. КРУН безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом. Оно обладает высокой степенью защищённости от воздействий внешней среды. Модернизация в дальнейшем будет обходиться дешевле и организовываться намного проще, чем при традиционном варианте. Основным преимуществом КРУН является компактное расположение отдельных модулей входящих в установку [3].

Реконструкцию ЗРУ 10 кВ можно произвести двумя способами. Заменить всё оборудование ЗРУ или соорудить на месте ЗРУ новое КРУ. Первый вариант проще и дешевле, нужно всего лишь заменить старое оборудование на новое. Второй вариант дороже, но имеет ряд преимуществ. КРУ в значительной степени превосходит распределительное устройство обычного исполнения (например КСО-9). Оно собрано из типовых унифицированных блоков высокой степени готовности, собранных в заводских условиях. КРУ компактно, удобно в управлении, а самое главное надёжно и безотказно в процессе эксплуатации. Также у КРУ есть ещё одно преимущество: разделение ячейки перегородками

на несколько отсеков. Это позволяет локализовать внезапно возникшую аварию, не допустить ее распространение, а также обеспечивает удобство и безопасность обслуживания ячейки комплектного РУ.

ОРУ 110 кВ не требует перехода к другому технологическому присоединению, необходимо всего лишь заменить оборудование на более новое.

Увеличение трансформаторной мощности можно осуществить заменой Т-3 и Т-4 на трансформаторы большей мощности (63 МВА) или установкой дополнительного трансформатора мощностью 40 МВА с заменой существующих трансформаторов Т-3 и Т-4 на аналогичные.

Капитальные затраты на установку трансформаторов мощностью 63 МВА будут составлять, тыс. руб.:

$$K_{63} = (15800 \cdot 2) \cdot 4,78 \cdot 1,3 = 196362.$$

Издержки на амортизацию, ремонт и обслуживание составят, тыс.руб./год:

$$I_{63} = (0,05 + 0,049 + 0,02) \cdot 196362 = 19440.$$

Приведенные затраты для данного варианта составят, тыс.руб./год:

$$Z_{63} = 0,1 \cdot 196362 + 19440 = 39076.$$

Капитальные затраты на установку трансформаторов той же мощности и такого же дополнительного трансформатора будут составлять, тыс. руб.:

$$K_{40} = (12000 \cdot 3) \cdot 4,78 \cdot 1,3 = 223704.$$

Издержки на амортизацию, ремонт и обслуживание составят, тыс.руб./год:

$$I_{40} = (0,05 + 0,049 + 0,02) \cdot 223704 = 22147.$$

Приведенные затраты для данного варианта составят, тыс.руб./год:

$$Z_{40} = 0,1 \cdot 223704 + 22147 = 44517$$

Из расчётов видно, что установка дополнительного трансформатора дороже, чем установка двух трансформаторов мощностью 63 МВА. Суммарная мощность трёх трансформаторов по 40 МВА каждый на 6 МВА меньше, чем

двух по 63 МВА. Помимо этого установка дополнительного трансформатора потребует расширения подстанции. Исходя из всего выше сказанного можно заключить, что установка двух трансформаторов мощностью по 63 МВА каждый целесообразнее и экономически выгоднее.

## 3 РАСЧЁТ НАГРУЗОК И РЕЖИМОВ

### 3.1 Расчёт нагрузок подстанций

На основании расчётов нагрузок производится выбор и проверка основного оборудования, проверка загрузки трансформаторов в разных режимах работы, проверка сечений проводников электрической сети на термическую и динамическую стойкость.

Расчёт нагрузок произведём по данным контрольных замеров за 2015 год. Зимний контрольный замер – 16 декабря, летний замер – 17 июня. Расчёт производится в ПВК RastrWin3.

Нагрузку подстанций рассчитаем как сумму мощностей отходящих линий (за исключением тех, что взяты для рассмотрения) и мощностей трансформаторов подстанции.

Так как в данных по контрольным замерам нет сведений о загрузке трансформаторов на высокой стороне, но имеется ток, протекающий в обмотке ВН и напряжение на шинах ВН, то можно рассчитать загрузку трансформаторов по формулам:

$$P = \sqrt{3} \cdot I \cdot U \cdot \cos(\operatorname{atan}(Q_{cp} / P_{cp})) \cdot 10^{-3} \quad (4)$$

где  $P$  - активная мощность, протекающая по обмотке ВН, МВт;

$I$  – ток, протекающий по обмотке ВН, А;

$U$  – напряжение на шинах ВН подстанции, кВ;

$Q_{cp}$  – реактивная мощность, протекающая по обмотке СН, Мвар;

$P_{cp}$  – активная мощность, протекающая по обмотке СН, МВт.

Аналогичным образом рассчитаем реактивную мощность, протекающую по обмотке ВН:

$$Q = \sqrt{3} \cdot I \cdot U \cdot \sin(\operatorname{atan}(Q_{cp} / P_{cp})) \cdot 10^{-3} \quad (5)$$

Полная мощность, протекающая по обмотке ВН:

$$S_{mp} = P + j \cdot Q \quad (6)$$

Таким образом, нагрузка всей подстанции будет равна:



$$S_{ПС} = S_{тр} + S_{\Sigma\text{линий}} \quad (7)$$

Результаты расчёта нагрузок в зимний период до реконструкции подстанции «Белогорск» сведём в таблицу 3.

Таблица 3 – Нагрузки подстанций в зимний период

Наименование ПС	Значение нагрузки, МВА
Амурская (500 кВ)	282,9+i·414,1
Амурская (220 кВ)	205,5-i·70
Белогорск (1 с.ш. 110 кВ)	9,52+i·0,83
Белогорск (2 с.ш. 110 кВ)	12,37+i·2,08
Белогорск (1 с.ш. 35 кВ)	16,46+i·5,35
Белогорск (2 с.ш. 35 кВ)	39,25+i·13,2
Белогорск (10 кВ)	2,03+i·1,19
Белогорск/тяга (220 кВ)	29+i·5,2
Короли/тяга (220 кВ)	18,5+i·6,5
Хвойная (1 с.ш. 220 кВ)	12,27-i·7,11
Хвойная (2 с.ш. 220 кВ)	12,84-i·1,38
Завитая (220 кВ)	157,8-i·36,8
Талакан (220 кВ)	19,8+i·0,3

Аналогичным образом произведём расчёт нагрузок в летний период.

Результаты расчёта нагрузок сведём в таблицу 4

Таблица 4 – Нагрузки подстанций в летний период.

Наименование ПС	Значение нагрузки, МВА
Амурская (500 кВ)	730,2+i·428,1
Амурская (220 кВ)	-22,16+i·46,99
Белогорск (1 с.ш. 110 кВ)	4,96+i·-0,36
Белогорск (2 с.ш. 110 кВ)	6,94+i·0,67
Белогорск (1 с.ш. 35 кВ)	8,53+i·4,23
Белогорск (2 с.ш. 35 кВ)	24,83+i·8,05

Продолжение таблицы 4

Белогорск (10 кВ)	1,23+i·0,68
Белогорск/тяга (220 кВ)	10,3+i·34,7
Короли/тяга (220 кВ)	17,84+i·40,93
Хвойная (1 с.ш. 220 кВ)	11,99-i·4,27
Хвойная (2 с.ш. 220 кВ)	12,04-i·2,83
Завитая (220 кВ)	199,2-i·33,5
Талакан (220 кВ)	4,3-i·0,2

Произведём расчёт нагрузок с перспективой до 2019 года. Данные о мощности и месте подключаемых потребителей к подстанции «Белогорск» возьмём из схемы и программы развития электроэнергетики Амурской области на период 2015-2019 годов [10]. Полученные результаты расчёта нагрузок в зимний и летний период после реконструкции сведём в таблицы 5 и 6.

Таблица 5 – Нагрузки подстанций в зимний период

Наименование ПС	Значение нагрузки, МВА
Амурская (500 кВ)	282,9+i·414,1
Амурская (220 кВ)	205,5-i·70
Белогорск (1 с.ш. 110 кВ)	9,52+i·0,83
Белогорск (2 с.ш. 110 кВ)	29,2+i·4,8
Белогорск (1 с.ш. 35 кВ)	18,2+i·6
Белогорск (2 с.ш. 35 кВ)	40,9+i·13,8
Белогорск (10 кВ)	2,03+i·1,19
Белогорск/тяга (220 кВ)	29+i·5,2
Короли/тяга (220 кВ)	18,5+i·6,5
Хвойная (1 с.ш. 220 кВ)	12,27-i·7,11
Хвойная (2 с.ш. 220 кВ)	12,84-i·1,38
Завитая (220 кВ)	157,8-i·36,8
Талакан (220 кВ)	19,8+i·0,3

Таблица 6 – Нагрузки подстанций в летний период.

Наименование ПС	Значение нагрузки, МВА
Амурская (500 кВ)	730,2+i·428,1
Амурская (220 кВ)	-22,16+i·46,99
Белогорск (1 с.ш. 110 кВ)	5+i·-0,4
Белогорск (2 с.ш. 110 кВ)	23,73+i·3,42
Белогорск (1 с.ш. 35 кВ)	10,2+i·4,8
Белогорск (2 с.ш. 35 кВ)	26,5+i·8,6
Белогорск (10 кВ)	1,71+i·0,7
Белогорск/тяга (220 кВ)	10,3+i·34,7
Короли/тяга (220 кВ)	17,84+i·40,93
Хвойная (1 с.ш. 220 кВ)	11,99-i·4,27
Хвойная (2 с.ш. 220 кВ)	12,04-i·2,83
Завитая (220 кВ)	199,2-i·33,5
Талакан (220 кВ)	4,3-i·0,2

### 3.2 Расчёт рабочих токов

Максимальный рабочий ток в ветвях линий определяем по суммарной трансформаторной мощности питаемых подстанций. Ток через секционный выключатель, согласно схеме, равен линейным. Токи в ветвях трансформаторов определим исходя из допустимой перегрузки.

$$I_{\max 220 \text{ ВЛ, секционный}} = \frac{1,4 \cdot 4 \cdot S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (8)$$

где  $S_{\text{ТНОМ}}$  – номинальная мощность трансформатора.

$$I_{\max 220 \text{ ВЛ, секционный}} = \frac{1,4 \cdot 4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 926 \text{ А.}$$

$$I_{\max 220 \text{ ТТ и АТ}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (9)$$

$$I_{\max 220 \text{ ТТ и АТ}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 231 \text{ А}$$

Подробный расчёт рабочих токов в элементах подстанции представлен в приложении Б.

Все необходимые для выбора рабочие токи представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Максимальные рабочие токи в элементах подстанции

Место	Максимальные рабочие токи, А
Линейные выключатели 220 кВ	926
Выключатели 110 кВ в ветвях СТ	331
Выключатели 35 кВ в ветвях СТ	1039
Выключатели 10 кВ в ветвях СТ	3637

### 3.3 Расчёт параметров элементов схемы замещения сети

Для расчёта режима необходимо найти активное и реактивное сопротивление, активную и ёмкостную проводимость трансформаторов и ЛЭП.

Активное сопротивление линии моделирует тепловые потери при протекании тока через проводник. Определяется по формуле, Ом:

$$R_l = R_0 \cdot l, \quad (10)$$

где  $R_0$  – удельное сопротивление провода, Ом/км;

$l$  – длина линии, км.

Реактивное сопротивление линии моделирует электромагнитное взаимодействие между фазами линии. Определяется по формуле, Ом:

$$X_l = X_0 \cdot l, \quad (11)$$

где  $X_0$  – удельное реактивное сопротивление провода, Ом/км.

Активная проводимость линии моделирует потери на коронирование. Определяется по формуле, мкСм:

$$G_l = \frac{\Delta P_{кор}}{U_{ном}^2} \cdot l \cdot 10^3, \quad (12)$$

где  $\Delta P_{кор}$  - потери мощности на корону, кВт/км;

$U_{ном}$  - номинальное напряжение, кВ.

Ёмкостная проводимость линии моделирует реактивную мощность, возникающую между проводом и землёй. Определяется по формуле, мкСм:

$$B_l = B_0 \cdot l, \quad (13)$$

где  $B_0$  – удельная ёмкостная проводимость провода, мкСм/км;

В процессе эксплуатации в трансформаторах неизбежно возникают потери мощности. Потребляемая трансформатором мощность в режиме короткого замыкания расходуется на нагрев его обмоток. В режиме холостого хода мощность потерь складывается из потерь в магнитопроводе (на вихревые токи) и гистерезис. В общем виде активное и реактивное сопротивление трансформатора моделируют потери в меди (нагрузочные потери), активная и ёмкостная проводимость моделируют потери в стали (потери холостого хода).

Активное сопротивление для трёхобмоточного трансформатора и автотрансформатора рассчитывается по формуле, Ом:

$$R_{T(вн,сн,нн)} = \frac{\Delta P_{к(вн,сн,нн)} \cdot U_{вн}^2}{S_{тном}^2}, \quad (14)$$

где  $\Delta P_k$  - потери мощности короткого замыкания, кВт;

$U_{вн}^2$  – номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора, кВ;

$S_{тном}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Реактивное сопротивление для трёхобмоточного трансформатора и автотрансформатора рассчитывается по формуле, Ом:

$$X_{T(вн,сн,нн)} = \frac{u_{к(вн,сн,нн)} \cdot U_{вн}^2}{S_{тном}}, \quad (15)$$

где  $u_k$  – напряжение короткого замыкания, %;

$U_{вн}^2$  – номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора, кВ;

$S_{тном}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Активная проводимость трансформатора:

$$B_T = \frac{\Delta Q_x \cdot 10^3}{U_{BH}^2} \text{ Ом}, \quad (16)$$

где  $\Delta Q_x$  - реактивные потери мощности холостого хода, кВар;

$U_{BH}^2$  – номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора, кВ.

Ёмкостная проводимость трансформатора, мкСм:

$$G_T = \frac{\Delta P_x \cdot 10^3}{U_{BH}^2}, \quad (17)$$

где  $\Delta P_x$  - активные потери мощности холостого хода, кВар;

$U_{BH}^2$  – номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора, кВ.

Подробный расчёт параметров элементов схемы замещения расчётной сети приведён в приложении В.

### 3.4 Расчёт режимов электрической сети

Режимом электрической сети называют совокупность параметров (режима), характеризующих электрическое состояние этой сети в данный момент времени. Рассчитать режим электрической сети, это значит определить его параметры. К параметрам режима относят такие величины, как перетоки мощности, напряжения и токи в узлах, частота, величины ЭДС источников, нагрузки узлов.

Перед проведением расчёта режимов необходимо подготовить исходные данные по схеме и нагрузкам в форму, понятную для программы RastrWin3.

Для этого необходимо:

- 1) Начертить схему с указанием всех узлов и ветвей;
- 2) Пронумеровать все узлы сети, включая все промежуточные узлы;
- 3) Для каждого узла определить его номинальное напряжение нанести на схему.
- 4) Для каждого узла нагрузки определить активную и реактивную мощность потребления.
- 5) Для узлов с синхронными машинами определить активную мощность

генерации, пределы регулирования реактивной мощности и задать модуль напряжения;

6) При наличии в узле шунтов на землю – батареей статических конденсаторов или шунтирующих реакторов определить их проводимость и нанести на схему;

7) Для ЛЭП определить продольное сопротивление и проводимость на землю;

8) Для трансформаторов определить сопротивление приведённое к стороне высокого напряжения, проводимость шунта на землю и коэффициент трансформации;

9) Автотрансформаторы и трёхобмоточные трансформаторы представить по схеме звезда с промежуточным узлом и тремя ветвями, две из которых имеют коэффициент трансформации;

10) При наличии в сети параллельных линий желательно присваивать каждой из них свой номер в группе.

11) Определить номер балансирующего узла и его модуль напряжения.

Балансирующий узел – узел, принимающий весь небаланс активной и реактивной мощности.

Рассматриваемая сеть для расчета режимов до и после реконструкции представлена в приложении Г.

Схемы замещения сети представлена в приложении Д.

Расчёт режимов рассматриваемой сети позволит проследить загрузку трансформаторов на подстанции «Белогорск, оценить значения напряжения на шинах подстанции.

Для оценки состояния сети необходимо произвести расчёт следующих режимов:

1) Нормальный режим работы – такой режим энергосистемы, при котором все потребители получают электроэнергию в соответствии с диспетчерскими графиками, а значения параметров режима энергосистемы и оборудования находятся в допустимых пределах. Расчёт данного режима позволит

приблизить состояние рассматриваемой сети к реальной.

2) Послеаварийный режим работы – режим, в котором находится потребитель электрической энергии в результате нарушения в системе его электроснабжения до установления нормального режима после локализации отказа. [2].

3) Ремонтный режим работы – рабочее состояние объекта, при котором часть его элементов находится в состоянии предупредительного или аварийного ремонта.

Рассматриваемые режимы:

1) Нормальный режим минимальных и максимальных нагрузок. С помощью полученных результатов можно оценить работу основного оборудования подстанции в режиме максимума и минимума нагрузок.

2) Послеаварийный режим №1 (отключение Т4 в режиме максимума нагрузок). Результаты расчётов данного анализа позволят оценить работу оставшегося в работе трансформатора Т3.

3) Послеаварийный режим №2 (отключение Т3 в режиме максимума нагрузок). Полученные результаты позволят проанализировать режим работы оставшегося в работе трансформатора Т4.

4) Ремонтные режимы (ремонт Т3 и Т4 в режиме минимума нагрузки). Расчёт данных режимов позволит пронаблюдать загрузку оставшегося в работе трансформатора в течении длительного времени.

Полученные результаты расчёта режимов представлены в приложении Е.



## 4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 4.1 Определение параметров схемы замещения

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки оборудования, а также уставок релейной защиты и автоматики.

При расчете токов КЗ вводят допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают 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.

Исходная схема сети для расчета токов короткого замыкания представлена на рисунке 1.

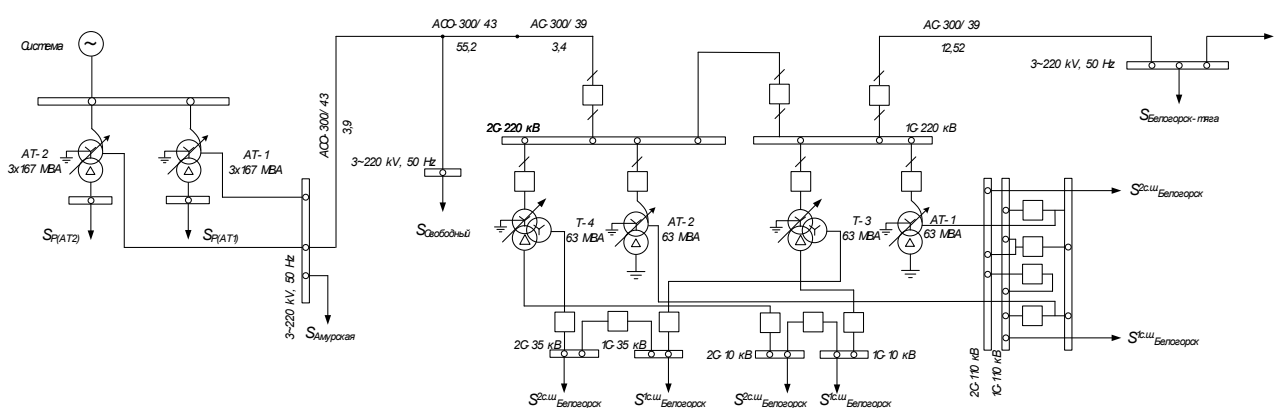


Рисунок 1 – Исходная схема

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

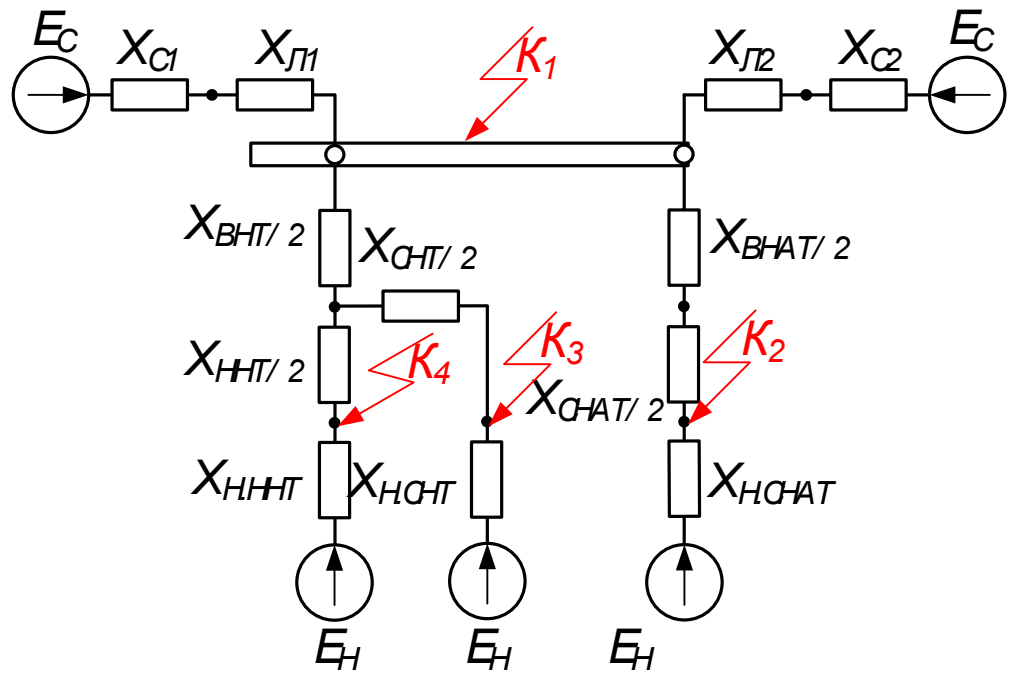


Рисунок 2–Схема замещения подстанции

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. Считаем, что номинальные напряжения всех элементов данной ступени одинаковы и равны  $U_{ср}$ . Коэффициент трансформации каждого трансформатора будет равен отношению тех ступеней, который он связывает.

Для простоты решения расчет будем проводить в относительных единицах приближенным способом [22]. Задаемся следующими базисными величинами:

$$U_{б1} = 230 \text{ кВ}; U_{б2} = 115 \text{ кВ}; U_{б3} = 37 \text{ кВ}; U_{б4} = 10,5 \text{ кВ}.$$

$$S_{б} = 100 \text{ МВА}; E_{с} = 1; E_{н} = 0,85; X_{нагр} = 0,35.$$

Нагрузка подстанции и количество отходящих линий с нагрузкой:

$$S_{нагр110} = 39 \text{ МВА}; n_{110} = 3$$

$$S_{нагр35} = 63 \text{ МВА}; n_{35} = 10$$

$$S_{нагр10} = 2,3 \text{ МВА}; n_{10} = 5$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{кз} = \sqrt{3} \cdot U_{\bar{b}} \cdot I_{кз}, \quad (18)$$

где  $I_{кз}$  – значение тока короткого замыкания на шинах соседней подстанции.

Мощность короткого замыкания со стороны ПС «Амурская»:

$$S_{кз1} = \sqrt{3} \cdot U_{\bar{b}1} \cdot I_{кз1}, \quad (19)$$

где  $I_{кз1}$  – значение тока короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС «Амурская»

$$S_{кз1} = \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 12,387 = 4935 \text{ МВА}$$

Мощность короткого замыкания со стороны ПС «Белогорск-тяга»:

$$S_{кз2} = \sqrt{3} \cdot U_{\bar{b}1} \cdot I_{кз2}, \quad (20)$$

где  $I_{кз2}$  – значение тока короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС «Белогорск-тяга»

$$S_{кз2} = \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 4,772 = 1901 \text{ МВА}$$

Определим параметры элементов схемы замещения:

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{S_{\bar{b}}}{S_{кз}} \quad (21)$$

$$X_{c1} = \frac{100}{4935} = 0,02$$

$$X_{c2} = \frac{100}{1901} = 0,053$$

Сопротивление линий, Ом:

$$X_l = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{U_{\bar{b}1}^2} \quad (22)$$

$$X_{л1} = 0,429 \cdot (3,9 + 55,2 + 3,4) \cdot \frac{100}{230^2} = 0,051$$

$$X_{л2} = 12,52 \cdot 0,429 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,01$$

Сопротивления трансформаторов:

$$X_{Bm} = \frac{U_{Bm\%} \cdot S_{\bar{b}}}{100 \cdot S_{ном}} \quad (23)$$

$$X_{Bm} = \frac{13 \cdot 100}{100 \cdot 63} = 0,206$$

$$X_{Bam} = \frac{12,4 \cdot 100}{100 \cdot 63} = 0,197$$

$$X_{Cm} = \frac{U_{Cm\%} \cdot S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{НОМ}} \quad (24)$$

$$X_{Cm} = 0$$

$$X_{Cam} = 0$$

$$X_{Hm} = \frac{U_{Hm\%} \cdot S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{НОМ}} \quad (25)$$

$$X_{Hm} = \frac{11 \cdot 100}{100 \cdot 63} = 0,175$$

$$X_{Ham} = \frac{23,3 \cdot 100}{100 \cdot 63} = 0,37$$

Сопротивление нагрузки для одной линии:

$$X_{нагр.м} = X_{нагр} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\frac{S_{нагр}}{n}} \quad (26)$$

$$X_{сн.м} = 0,35 \cdot \frac{100}{\frac{63}{10}} = 5,556$$

$$X_{сн.ам} = 0,35 \cdot \frac{100}{\frac{39}{3}} = 2,692$$

$$X_{нн.м} = 0,35 \cdot \frac{100}{\frac{2,3}{5}} = 76,087$$

Базисные токи:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} \quad (27)$$

$$I_{\bar{\sigma}1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,251$$

$$I_{\bar{b}2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502$$

$$I_{\bar{b}3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56$$

$$I_{\bar{b}4} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499$$

#### 4.2 Преобразование схемы замещения

Для примера рассчитаем ток короткого замыкания на шинах 220 кВ (точка 1):

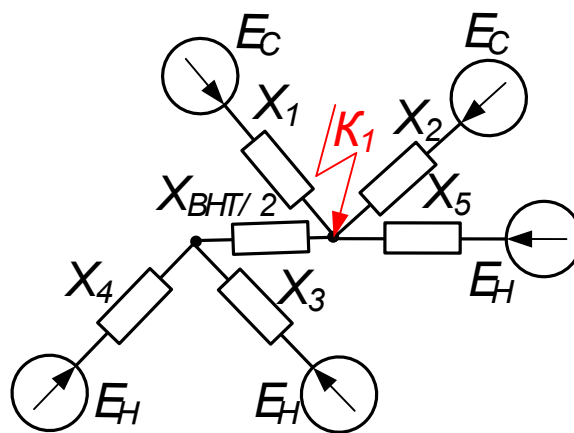


Рисунок 3 – Первое преобразование

Определим суммарное сопротивление ветви «Амурская»:

$$x_1 = x_{Л1} + x_{C1} \quad (28)$$

$$x_1 = 0,051 + 0,02 = 0,071$$

Суммарное сопротивление ветви «Белогорск-тяга», Ом:

$$x_2 = x_{Л2} + x_{C2} \quad (29)$$

$$x_2 = 0,01 + 0,053 = 0,063$$

Суммарное сопротивление  $X_3$ :

$$x_3 = \frac{X_{C.m}}{2} + \frac{X_{сн.m}}{n_{35}} \quad (30)$$

$$x_3 = 0 + \frac{5,556}{10} = 0,556$$

Суммарное сопротивление  $X_4$ :

$$x_4 = \frac{X_{H.m}}{2} + \frac{X_{нн.m}}{n_{10}} \quad (31)$$

$$x_4 = \frac{0,175}{2} + \frac{76,087}{5} = 15,305$$

Суммарное сопротивление  $X_5$ :

$$x_5 = \frac{X_{C.am}}{2} + \frac{X_{сн.am}}{n_{110}} + \frac{X_{B.am}}{2} \quad (32)$$

$$x_5 = 0 + \frac{2,692}{3} + \frac{0,197}{2} = 0,996$$

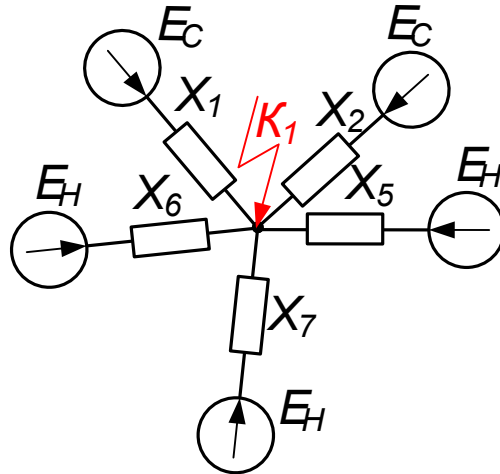


Рисунок 4 – Второе преобразование

$$x_6 = X_4 + \frac{X_{B.m}}{2} + \frac{X_4 \cdot \frac{X_{B.m}}{2}}{X_3} \quad (33)$$

$$x_6 = 15,305 + \frac{0,206}{2} + \frac{15,305 \cdot \frac{0,206}{2}}{0,556} = 18,25$$

$$x_7 = X_3 + \frac{X_{B.m}}{2} + \frac{X_3 \cdot \frac{X_{B.m}}{2}}{X_4} \quad (34)$$

$$x_7 = 0,556 + \frac{0,206}{2} + \frac{0,556 \cdot \frac{0,206}{2}}{15,305} = 0,662$$

### 4.3 Определение токов короткого замыкания

Ток трёхфазного короткого замыкания находим как сумму токов, протекающих по каждой ветви умноженных на базисный ток:

$$I_{ПОК1}^{(3)} = \left( \frac{E_c}{X_1} + \frac{E_c}{X_2} + \frac{E_H}{X_5} + \frac{E_H}{X_6} + \frac{E_H}{X_7} \right) \cdot I_{\sigma 1} \quad (35)$$

$$I_{\text{ПОК1}}^{(3)} = \left( \frac{1}{0,071} + \frac{1}{0,063} + \frac{0,85}{0,996} + \frac{0,85}{18,25} + \frac{0,85}{0,662} \right) \cdot 0,251 = 8,086 \text{ А}$$

Результаты расчётов других видов токов, а также расчёты для других точек представлены в приложении Ж. Результаты расчёта представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Токи КЗ

Точка КЗ	КЗ трехфазное		КЗ однофазное
	$I_{\text{П,0}}^{(3)}$ , кА	$i_{\text{уд}}$ , кА	$I_{\text{П,0}}^{(1)}$ , кА
К-1 (на шинах 220 кВ)	8,086	21,155	7,994
К-2 (на шинах 110 кВ)	4,307	10,963	4,879
К-3 (на шинах 35 кВ)	13,943	36,478	-
К-4 (на шинах 10 кВ)	27,404	71,697	-

## 5 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

### 5.1 Общие сведения

При проектировании или реконструкции электроэнергетических объектов выбор электрооборудования является важнейшим этапом, ведь от того, насколько правильно произведен выбор, зависит надежность всей станции или подстанции, а также бесперебойное электроснабжение потребителей.

Все элементы РУ электрической станции или подстанции должны надежно и столь угодно долго работать в условиях нормальных режимов, и, помимо этого обладать достаточной термической и динамической стойкостью при возникновении самых тяжелых коротких замыканий. Поэтому при выборе аппаратов, шинных, изолирующих конструкций и других элементов РУ очень важна проверка соответствия их параметров длительным рабочим и кратковременным аварийным режимам, которые могут возникать в эксплуатации.

Основными параметрами оборудования, которые должны соответствовать условиям нормального (длительного) режима, являются номинальные ток и напряжение. При проверке аппаратов и токоведущих частей РУ на термическую и динамическую стойкость за расчетный вид КЗ принимают трехфазное КЗ.

Кроме того, следует учитывать внешние условия работы оборудования (температурные показатели, загрязненность атмосферы, высоту над уровнем моря и т. д.), так как эти условия могут потребовать оборудования специального исполнения, обладающего повышенной стойкостью и защищенностью. Для этой цели выше была приведена характеристика района расположения подстанции.

При выборе любого оборудования целесообразно применение устройств одного производителя для наилучшей их совместимости. Необходимо руководствоваться статистическими данными о надежности выбираемого оборудования, простоте обслуживания и эксплуатации, а также о стоимости.



Определяющим фактором является соответствие выбираемого оборудования выбранной схеме распределительного устройства.

## 5.2 Выбор электрооборудования

### 5.2.1 Выбор выключателей

Выключатели являются важнейшими коммутационными аппаратами и предназначены для включения и отключения электрических присоединений. Эти операции выключатели должны совершать в нормальном режиме, а также при коротких замыканиях.

В соответствии с ГОСТ Р 52565-2006 выбор и проверку выключателей произведем по следующим основным параметрам:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (36)$$

- по максимальному рабочему току

$$I_{max} \leq I_{ном} \quad (37)$$

- по отключающей способности.

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

$$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{отк,ном} \quad (38)$$

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{отк,ном}, \quad (39)$$

где  $i_{a,ном}$  – номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе, кА;

$\beta_n$  – номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %;

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

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

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов определяется по формуле:

$$\tau = t_{з, \min} + t_{с, \epsilon}, \quad (40)$$

где  $t_{з, \min}$  – минимальное время действия релейной защиты,  $t_{з, \min} = 0,01$  с;

$t_{с, \epsilon}$  – собственное время отключения выключателя, с.

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов  $\tau$  равна:

$$i_{а, \tau} = \sqrt{2} I_{п,0}^{(3)} \cdot e^{-\tau / T_a}, \quad (41)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с.

Если условие  $I_{п,0}^{(3)} \leq I_{отк, ном}$  соблюдается, а  $i_{а, \tau} > i_{а, ном}$ , то допускается проверку по отключающей способности производить по полному току КЗ по условию:

$$(\sqrt{2} I_{п,0}^{(3)} + i_{а, \tau}) \leq I_{отк, ном} \cdot (1 + \frac{\beta_n}{100}) \quad (42)$$

По включающей способности проверка производится по условиям:

$$i_y \leq i_{вкл} \quad (43)$$

$$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{вкл}, \quad (44)$$

где  $i_y$  – ударный ток КЗ в цепи выключателя, кА;

$i_{вкл}$  – наибольший пик тока включения, кА;

$i_{вкл}$  – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей), кА.

Величина ударного тока определяется по формуле:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п,0}^{(3)} \cdot k_y, \quad (45)$$

где  $k_y$  – ударный коэффициент.

Выключатели проверяются также на электродинамическую и термическую стойкость.

Электродинамической стойкостью аппарата называют его свойство противостоять действию тока КЗ в течение первых нескольких периодов без механических повреждений, препятствующих его дальнейшей работе.

Заводы-изготовители характеризуют электродинамическую стойкость аппаратов номинальным током электродинамической стойкости, под которым следует понимать наибольший гарантированный заводом-изготовителем начальный ток КЗ, который аппарат выдерживает без механических повреждений. Гарантированные значения тока КЗ не должны быть превышены в течение сколь угодно малого времени. На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин} \quad (46)$$

$$i_y \leq i_{дин}, \quad (47)$$

где  $I_{дин}$  – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, кА;

$i_{дин}$  – наибольший пик тока электродинамической стойкости, кА.

Термической стойкостью аппарата называют его способность противостоять кратковременному тепловому действию тока КЗ без повреждений, препятствующих дальнейшей работе.

Термическую стойкость аппаратов заводы-изготовители характеризуют током термической стойкости и временем его прохождения.

Током термической стойкости аппарата называют периодический ток (действующее значение), установленный заводом-изготовителем на основании соответствующих тепловых расчетов и испытаний в качестве номинального параметра аппарата. Аппарат должен выдерживать этот ток в течение времени термической стойкости. На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (48)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс тока КЗ по расчету, кА<sup>2</sup>с;

$I_{тер}$  – среднеквадратичное значение тока за время его протекания, кА;

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

Полный импульс квадратичного тока КЗ определяется из выражения:

$$B_k = I_{п,0}^{(3)2} (t_{отк} + T_a), \quad (49)$$

где  $t_{отк}$  – время отключения, с.

Согласно ПУЭ [2] время отключения (время действия тока КЗ) равно:

$$t_{отк} = t_{р,з} + t_{отк,в}, \quad (50)$$

где  $t_{р,з}$  – время действия основной релейной защиты данной цепи, с;

$t_{отк,в}$  – полное время отключения выключателя, с.

Выбор выключателей необходимо провести в РУ 220, 110, 35 и 10 кВ. В качестве примера подробно разберем выбор выключателей на стороне 220 кВ. Сопоставление каталожных и расчетных данных для всех остальных выключателей сведем в таблицы ниже.

В настоящее время на класс напряжения 110 кВ и выше распространены элегазовые колонковые или баковые выключатели, ввиду высокой электрической прочности, а также высокой дугогасящей способности элегаза.

На ОРУ 220 кВ примем к установке баковые выключатели типа ВЭБ-220 (расшифровывается как: выключатель элегазовый баковый) с пружинным приводом типа ППВ.

Конструкция баковых выключателей зарекомендовала себя как наиболее надежная и долговечная. Баковые элегазовые выключатели типа ВЭБ-220 производства ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ» имеют следующие достоинства:

- наличие встроенных трансформаторов тока с высокими классами точности и характеристиками;

- возможность пломбирования выводов вторичных обмоток трансформаторов для учета электроэнергии позволяет предотвратить несанкционированный доступ у цепям учета;

- комплектация пружинным приводом ППВ;

- использование в соединениях двойных уплотнений, а также «жидкостного затвора» в узле уплотнения подвижного вала. Естественный уровень утечек - не более 0,5% в год - подтверждается испытаниями каждого выключателя на заводе-изготовителе по методике, применяемой в космической технике;

- современные технологические и конструкторские решения и применение надежных комплектующих, в том числе, высокопрочных изоляторов зарубежных фирм;

- высокая заводская готовность, простой и быстрый монтаж и ввод в эксплуатацию;

- высокая коррозионная стойкость покрытий (горячий цинк), применяемых для стальных конструкций выключателя;

- высокий коммутационный ресурс, заданный для каждого полюса, в сочетании с высоким механическим ресурсом, повышенными сроками службы уплотнений и комплектующих, обеспечивают при нормальных условиях эксплуатации не менее, чем 25-летний срок службы до первого ремонта;

- автоматическое управление системами электроподогрева и сигнализация об их исправной работе;

- возможность отключения токов нагрузки при потере избыточного давления газа в выключателе;

- сохранение электрической прочности изоляции выключателя при напряжении равном 1,15 наибольшего фазного напряжения в случае потери избыточного давления газа в выключателе;

- отключение емкостных токов без повторных пробоев, низкие перенапряжения;

- низкий уровень шума при срабатывании;

- высокие пожаро- и взрывобезопасность [6].

Определим расчетные параметры, необходимые для проверки выключателя согласно каталожным данным и исходным данным по месту установки.

Ток апериодической составляющей, номинальный:

$$I_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{47}{100} \cdot 50 = 33,23 \text{ кА.}$$

Ток апериодической составляющей в месте установки:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 8,09 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,05}} = 4,65 \text{ кА.}$$

Ток термической стойкости:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Полный импульс квадратичного тока КЗ в месте установки:

$$B_k = 8,09^2 \cdot (1,055 + 0,05) = 72,32 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных для выключателя ВЭБ-220-50/2500 УХЛ1 в ячейках линий и трансформаторов приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Параметры выбора выключателя ВЭБ-220-50/2500 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 926 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 8,09 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{откл,ном}$
$I_{a,ном} = 33,23 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} = 4,65 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном}$
$i_{вкл} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 21,15 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 8,09 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 21,15 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 50 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 8,09 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 72,32 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Данный выключатель прошел проверку по всем параметрам, а значит, может быть принят к установке.

Для ОРУ 110 кВ примем к установке аналогичный выключатель ВЭБ-110-40/2500 УХЛ1.

Сопоставление каталожных и расчетных данных для выключателя ВЭБ-110-40/2500УХЛ1 в ячейках линий и трансформаторов приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Параметры выбора выключателя ВЭБ-110-40/2500 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 331 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 4,31 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{откл,ном}$
$I_{а,ном} = 22,62 \text{ кА}$	$i_{а,т} = 2,88 \text{ кА}$	$i_{а,т} \leq i_{а,ном}$
$i_{вкл} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 10,97 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 4,31 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 10,97 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 4,31 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2 \text{с}$	$B_{к} = 20,71 \text{ кА}^2 \text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Данный выключатель прошел проверку по всем параметрам, а значит, может быть принят к установке.

Для КРУН 35 кВ примем к установке ячейки типа КРУ-СЭЩ-70-35 производства ЗАО «Электроцит. Шкаф КРУ-СЭЩ-70-35 кВ компактен, ширина ячейки 1,5 м, при этом изделие отвечает всем требованиям безопасности и удобно для обслуживания. Это полноценное КРУ, все отсеки которого локализованы, разделены перегородками. Выключатель оснащен электроприводом и автоматически перемещается внутри ячейки из контрольного положения в рабочее, при закрытой двери. В ячейке установлены автоматические шторки, защищающие обслуживающий персонал от случайного прикосновения к токоведущим частям под напряжением.

В блочно-модульном здании КРУ-СЭЩ-70 35 кВ УХЛ1 устанавливается до шести ячеек в один ряд вдоль коридора обслуживания, размеры которого оптимальны для удобства работы персонала. В пределах транспортного модуля выполнены все соединения как главных, так и вспомогательных цепей. Возможно изготовление распределительного устройства и с большим количеством ячеек, но при этом поставка осуществляется блоками, которые стыкуются между собой на монтажной площадке. Секционная связь может

быть выполнена шинным или кабельным вводом, установка вводной ячейки не требуется. Ячейка успешно прошла сертификационные испытания.

Данные ячейки КРУ комплектуются вакуумными выключателями ВВУ СЭЩ-П-35-25/1600 У2 (расшифровывается как выключатель вакуумный унифицированный) с пружинным приводом. Использование вакуума в качестве дугогасящей среды на классы напряжения выше нецелесообразно, т.к. задача обеспечения необходимой электрической прочности во многом усложняется.

Сопоставление каталожных данных с расчётными приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Параметры выбора выключателя ВВУ СЭЩ-П-35-25/1600 У2

Каталожные данные	Расчетные данные (Q СТ)	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1039 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 25 \text{ кА}$	$I_{п,о}^{(3)} = 13,9 \text{ кА}$	$I_{п,о}^{(3)} \leq I_{откл,ном}$
$I_{а,ном} = 14,1 \text{ кА}$	$i_{а,т} = 9,29 \text{ кА}$	$i_{а,т} \leq i_{а,ном}$
$i_{вкл} = 62,5 \text{ кА}$	$i_{уд} = 35,38 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{п,о}^{(3)} = 13,9 \text{ кА}$	$I_{п,о}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 62,5 \text{ кА}$	$i_{уд} = 35,38 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 25 \text{ кА}$	$I_{п,о}^{(3)} = 13,9 \text{ кА}$	$I_{п,о}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 216,39 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Данный выключатель прошел проверку и может быть принят к установке.

В КРУ 10 кВ примем к установке ячейки КРУ-СЭЩ-61 М производства ЗАО «Электрощит».К установке в данном КРУ примем вакуумные выключатели того же производителя марки ВВУ-СЭЩ-10-40/4000 У2.

Конструктивные особенности и преимущества ВВУ-СЭЩ-10:

- конструктивной особенностью выключателя является его универсальность – возможность установки электромагнитного или пружинного привода;

- нечувствительность к просадкам напряжения, в том случае, когда



выключатель выключает короткозамкнутую линию;

- простота конструкции;
- высокая надежность;
- легко встраивается в различные типы КСО и КРУ;
- высокий коммутационный ресурс;
- для лучшего теплоотвода в полюсе ВВУ-СЭЩ-10 использован эффект естественной конвекции;
- выключатель имеет механизм поджатия контактов, не требует дополнительных регулировок на протяжении всего срока службы;
- наличие счетчика числа циклов срабатывания выключателя;
- наличие индикации положения выключателя – включен/отключен, пружинный привод готов/не готов к работе;
- компоновка выключателей с обычным и фронтальным расположением полюсов; расположением размещения трёх полюсов и привода в линию, отдельным размещением выключателя и привода на разных уровнях.

Вакуумная камера нового поколения имеет ряд конструктивных особенностей и преимуществ:

- вакуумная камера нового поколения имеет уникальные технические характеристики - между контактами камеры создается аксиальное магнитное поле, что позволяет улучшить отключающие свойства;
- контакты конструктивно выполнены из нескольких различных материалов, в центральной части контакта использован материал, обладающий высокой теплопроводностью и теплоемкостью, а также несколько большим сопротивлением по сравнению с материалом, расположенным в крайних частях поверхности контакта, за счет этого достигается оптимальное распределение электрического поля, что позволяет улучшить теплоотвод с контактов камеры [7].

Сопоставление каталожных данных ВВУ-СЭЩ-10-40/4000 У2 с расчетными приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Параметры выбора выключателя ВВУ-СЭЩ-10-40/4000 У2.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 3637 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 27,4 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{откл,ном}$
$I_{а,ном} = 22,62 \text{ кА}$	$i_{а,т} = 18,3 \text{ кА}$	$i_{а,т} \leq i_{а,ном}$
$i_{вкл} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 69,7 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 27,4 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 69,7 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 27,4 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 840,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

### 5.2.2 Выбор разъединителей

Разъединитель – коммутационный аппарат, предназначенный главным образом для создания видимого изоляционного промежутка в сети при проведении ремонтных работ, осмотров обесточенных участков и оперативных переключениях, с целью обеспечения безопасности персонала. Коммутации разъединителями в основном производятся при отсутствии тока, но допускается включать и отключать ток холостого хода трансформаторов и зарядный ток линий, токи нагрузки трансформаторов небольшой мощности, а также переключать электрические цепи под током при наличии замкнутой шунтирующей цепи. Разъединителями не допускается отключение цепи под нагрузкой, так как это приводит к возникновению устойчивой дуги, вызывающей КЗ между фазами.

Выбор разъединителей производится по следующим параметрам:

- по напряжению установки, формула (36);
- по максимальному рабочему току, формула(37);
- по току электродинамической стойкости, формула (46);
- по току термической стойкости, формула (48);
- по конструкции;
- по условиям установки.

На ОРУ 220 кВ примем к установке разъединители типа РПД-УЭТМ-220 (расшифровывается: как разъединитель поворотного типа двухколонковый) производства ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ».

Основные особенности и преимущества данных разъединителей:

- высокопрочные стержневые фарфоровые изоляторы, закупаемые только у ведущих зарубежных производителей электротехнического фарфора. По заказу разъединители и заземлители могут комплектоваться композитными (полимерными) изоляторами ведущих отечественных производителей;

- сварные алюминиевые токопроводы с минимальным количеством контактных соединений, обуславливают многолетнее стабильное электрическое сопротивление;

- размыкаемые контакты без дополнительных пружин и шарниров;

- прочные поворотные основания на подшипниках качения выдерживают большие изгибающие нагрузки, обеспечивают стабильность механических характеристик;

- закупаемые импортные самосмазывающиеся шарниры, не требующие обслуживания в течение всего срока службы;

- фиксированное положение ведущих рычагов привода с переходом за «мертвую» точку исключает возможность произвольных переключений под воздействием внешних факторов.

На ОРУ 220 устанавливаются разъединители с двумя заземлителями и с одним заземлителем со стороны ведущей колонки, трехфазные и однофазные.

Сопоставление каталожных данных с расчетными для разъединителя РПД-УЭТМ-220 представлены в таблице 13. Ток термической стойкости в таблице представлен для главных и заземляющих ножей.

Таблица 13 – Параметры выбора разъединителя РПД-УЭТМ-220/1250 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 926 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 72,32 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 1 = 625 \text{ кА}^2\text{с}$		
$i_{дин} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 21,15 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр,с}$

Данный разъединитель прошел проверку по всем параметрам и может быть принят к установке.

На ОРУ 110 кВ принимаем аналогичный разъединитель типа РПД-УЭТМ-110(расшифровывается: как разъединитель поворотного типа двухколонковый) производства ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ».

Сопоставление каталожных данных с расчетными для разъединителя РПД-УЭТМ-110 представлены в таблице 14. Ток термической стойкости в таблице представлен для главных и заземляющих ножей.

Таблица 14 – Параметры выбора разъединителя РПД-УЭТМ-110/1250 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 331 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 1 = 625 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 20,71 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$i_{дин} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 10,97 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр,с}$

В установке разъединителей в КРУН 35 и КРУ 10 кВ нет необходимости, поэтому выбор этих аппаратов для данных распределительных устройств не производится.

### 5.2.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока служат для подключения измерительных приборов и устройств защиты и управления, а также для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в КРУ внутренней и наружной установки.

Выбор трансформаторов тока осуществляем следующим образом:

- по напряжению установки, формула (36);
- по номинальному току, формула (37), причем номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешности измерения;

- по току электродинамической стойкости, формула (46);
- по току термической стойкости, формула (48);
- по конструкции и классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (51)$$

где  $Z_{2\text{ном}}$  – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$Z_2 \approx R_2 \quad (52)$$

Вторичная нагрузка  $R_2$  состоит из сопротивления приборов  $R_{\text{приб}}$ , соединительных проводов  $R_{\text{пр}}$  и переходного сопротивления контактов  $R_{\text{к}}$ :

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} \quad (53)$$

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

Сопротивление приборов определяется из соотношения:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (54)$$

где  $I_2$  – вторичный номинальный ток прибора, принимается равным 5 А.

Сопротивление проводов должно удовлетворять условию:

$$r_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}$$

(55)

Исходя из данного условия можно найти минимальное сечение провода:

$$S_{\text{min}} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пр}}}, \quad (56)$$

где  $\gamma$  – удельная проводимость материала провода, 54 м/Ом·мм<sup>2</sup> для меди;

$l_{\text{расч}}$  – расчетная длина провода, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока с приборами, м.

При включении схемы соединения измерительных трансформаторов тока и приборов в одну фазу:

$$l_{расч} = 2l, \quad (57)$$

где  $l$  – длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов, м;

При включении схемы в неполную звезду:

$$l_{расч} = \sqrt{3}l. \quad (58)$$

При включении схемы в полную звезду:

$$l_{расч} = l \quad (59)$$

Длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов можно принять для разных присоединений приблизительно равной значениям, приведенным в таблице 15.

Таблица 15 – Длина соединительных проводов от ТТ до приборов

Присоединение, кВ	Длина, м
КРУ 6-10 кВ	3-5
КРУ 35 кВ	8-16
ОРУ 110 кВ	50-90
ОРУ 220 кВ	90-120

В качестве примера произведем подробный расчет для выбора трансформатора тока в линейной ячейке ОРУ 220 кВ. В баковые выключатели встроены трансформаторы тока серии ТВГ-УЭТМ-220 кВ (расшифровывается как: трансформатор тока встроенный элегазовый) на различные номинальные токи и классы точности.

В таблице 16 представлен перечень приборов, подключаемых к ТТ.

Таблица 16 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 220кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	4	0	0
Ваттметр	СР3021	5	0	5

Варметр	СТ3021	5	5	5
Счетчик акт. и реакт. эл. эн.	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0,1
Итого		14,1	5	10,1

Определяем общее сопротивление приборов, по формуле (54):

$$r_{\text{приб}} = \frac{14,1}{5^2} = 0,56 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов, по формуле (55):

$$r_{\text{пров}} = 1,85 - 0,56 - 0,05 = 1,24 \text{ Ом.}$$

Применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина согласно таблице 16 – 110 м, тогда сечение:

$$s_{\text{min}} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пров}}} = \frac{110}{54 \cdot 1,24} = 1,65 \text{ мм}^2.$$

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

Проверяем соответствие условию выбора трансформатора тока с учетом данного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{110}{54 \cdot 2,5} = 0,815 \text{ Ом.}$$

$$r_2 = 0,815 + 0,56 + 0,05 = 1,43 \text{ Ом.}$$

Как видно, требуемое условие соблюдается. Остальные расчетные условия приведены в таблицах 17 и 18.

Таблица 17 – Каталожные и расчетные данные ТТ ТВГ-УЭТМ-220-0,2-40-1000/5 (в ветвях линий)

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{н}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{н}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 926 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{н}}$
$Z_{2\text{н}} = 1,85 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,43 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{н}}$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 21,15 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 72,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} > B_{\text{к}}$

Таблица 18 – Каталожные и расчетные данные ТТ ТВГ-УЭТМ-220-0,2-40-1000/5 (секционный выключатель)

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 926 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_H$
$Z_{2H} = 1,85 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,02 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2H}$
$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 21,15 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 72,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_K$

Выбор трансформаторов тока на ОРУ 110 кВ производить не нужно, так как они были заменены на новые марки ИМВ-145 в 2015 году.

Выбор ТТ в КРУН 35 кВ производится аналогично выбору трансформаторов тока на ОРУ 220 кВ. Перечень приборов, подключаемых к трансформатору тока представлен в таблице 19.

Таблица 19 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках КРУ 35 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	4	0	0
Ваттметр	СР3021	5	0	5
Варметр	СТ3021	5	5	5
Счетчик акт. и реакт.эл. эн.	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0,1
Итого		14,1	5	9,1

К установке в КРУ 35 кВ примем ТТ серии ТОЛ-СЭЦ-35 кВ (Расшифровывается как: трансформатор тока опорный с литой изоляцией).

Измерительные трансформаторы ТОЛ выполнен в виде опорной конструкции. Корпус измерительных трансформаторов тока выполнен из эпоксидного компаунда, который одновременно является главной изоляцией и обеспечивает защиту обмоток от механических и климатических воздействий.

Выводы вторичных обмоток расположены на короткой боковой



поверхности измерительного трансформатора тока. Возможно изготовление изделия с пломбируемой прозрачной крышкой, защищающей группу вторичных контактов от несанкционированного доступа.

Сопоставление каталожных и расчетных данных для принятого ТТ марки ТОЛ-СЭЩ-35 приведено в таблицах 20 и 21. По результатам расчета для соединения с приборами принят медный кабель КРВГ4 мм<sup>2</sup>.

Таблица 20 – Каталожные и расчетные данные ТОЛ-СЭЩ-35-01-0,2/0,5-30-1500/5-У2 (в цепях линий и трансформаторов).

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_H$
$I_H = 1500 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 1039 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_H$
$Z_{2H} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,732 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2H}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 35,38 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 216,39 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_K$

Таблица 21 – Каталожные и расчетные данные ТОЛ-СЭЩ-35-01-0,2/0,5-30-600/5-У2 (секционный выключатель).

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_H$
$I_H = 600 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 520 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_H$
$Z_{2H} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,328 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2H}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 35,38 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 216,39 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_K$

В КРУ 10 кВ принимаем к установке трансформаторы тока той же серии, что и в КРУН 35 кВ – ТОЛ-СЭЩ-10. Приборы в ячейках КРУ 10 кВ представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках КРУ 10 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	4	0	4
Ваттметр	СР3021	5	0	5
Варметр	СТ3021	5	0	5
Счетчик акт. и реакт. эл. эн.	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0,1
Итого		16,1	0	16,1

Сопоставление каталожных и расчетных данных для принятого ТТ марки ТОЛ-СЭЩ-10 приведено в таблице 23. По результатам расчета для соединения с приборами принят медный кабель КРВГ4 мм<sup>2</sup>.

Таблица 23 – Каталожные и расчетные данные ТОЛ-СЭЩ-10-01-0,2/0,5-30-4000/5-У2.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_H$
$I_H = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 3637 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_H$
$Z_{2H} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,12 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2H}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 69,7 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 840,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Как видно из таблицы, все выбранный трансформатор тока соответствует необходимым условиям и может быть принят к установке.

#### 5.2.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики [3].

Трансформаторы напряжения выбираются согласно условиям:

- по напряжению установки, согласно условию (11);
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} \quad (60)$$

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

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

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

Для примера подробно произведем выбор трансформаторов напряжения на ОРУ 220 кВ. Перечень приборов, подключаемых к ТН, представлен в

таблице 24.

Таблица 24–Вторичная нагрузка ТН в ОРУ 220 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр 3-х ф-й	СВ3021	7,5	1	7,5
Частотомер	СС3021	5	1	5
Счетчик акт. и реакт. эл.энергии	СЭТ-4ТМ.03М	1	1	1
Ваттметр	СР3021	5	1	5
Варметр	СВ3021	5	1	5
Итого				28,5

Для соединения приборов со вторичной обмоткой ТН необходимо выбрать кабели. Выбор производится по допустимой потере напряжения:

$$q_{\min} = \rho \cdot \frac{l_{np} \cdot I_2}{\Delta U_{2\text{дон}} \cdot U_{2H}} \cdot 100 \% , \quad (61)$$

где  $\Delta U_{2\text{дон}} = 0,5 \%$  – допустимые потери напряжения;

$U_{2H} = 100 / \sqrt{3}$  кВ – напряжение на вторичной обмотке.

Расчетный ток во вторичной обмотке ТН будет равен:

$$I_2 = \frac{S_{2p}}{U_{2H}} \quad (62)$$

$$I_2 = \frac{28,5 \cdot \sqrt{3}}{100} = 0,494 \text{ А.}$$

Получим минимальное сечение, равное:

$$q_{\min} = 0,0185 \cdot \frac{100 \cdot 0,494 \cdot \sqrt{3}}{0,5 \cdot 100} = 0,0316 \text{ мм}^2.$$

Расчетное сечение получилось меньше минимально допустимого согласно ПУЭ, поэтому примем медный кабель марки КРВГ сечением 2,5 мм<sup>2</sup>.

Примем к установке на ОРУ 220 кВ трансформаторы напряжения индуктивные антирезонансные элегазовые серии ЗНГ-220 производства ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ».

## Основные особенности и преимущества данных ТН:

- трансформатор взрыво- и пожаробезопасен, так как в качестве главной изоляции применен инертный негорючий элегаз;

- каждый трансформатор оснащен эффективно действующим взрывозащитным устройством (мембраной), исключающим взрыв трансформатора даже при коротком внутреннем замыкании;

- во всех уплотнительных соединениях применены сдвоенные уплотнения из специального полимерного материала, который, в отличие от резины, нечувствителен к воздействию низких температур и практически не подвержен старению. Повышенная надежность узлов уплотнения выводов вторичных обмоток обеспечивается многоуровневым лабиринтным уплотнением. Многократные испытания в камерах холода и накопленный опыт эксплуатации изделий с аналогичными уплотнениями подтвердили их полную герметичность, в том числе и при температурах окружающего воздуха до минус 55°C. Алюминиевые газоплотные корпуса изготавливаются методом высококачественной сварки на специализированном предприятии с использованием самых современных методов контроля герметичности. Все это обеспечивает низкий уровень утечек изолирующего газа в год - не более 0,5% от общей массы;

- высокий класс точности вторичной обмотки для учета 0,2;

- отсутствие внутренней твердой изоляции исключает возникновение частичных разрядов, позволяет не проводить периодические проверки и испытания изоляции в течение длительного времени;

- возможность пломбирования выводов вторичной обмотки для учета электроэнергии, что позволяет предотвратить несанкционированный доступ к цепям учета;

- трансформатор практически необслуживаемый, применение элегазовой изоляции с низким уровнем утечек, а также надежных, с большим сроком службы комплектующих практически исключают объем регламентных работ и обеспечивают работу без обслуживания в течение 20 лет при среднем сроке

службы 40 лет.

Сопоставление каталожных и расчетных данных данного трансформатора напряжения с расчётными приведено в таблице 25.

Таблица 25 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН ЗНГ-220 ХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 1000 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 28,5 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Аналогичным образом производится выбор трансформатора напряжения на ОРУ 110 кВ, КРУН 35 кВ и КРУ 10 кВ. Примем к установке на ОРУ 110 кВ трансформатор напряжения ЗНГ-110 ХЛ1. Сопоставление каталожных и расчетных данных данного трансформатора напряжения с расчетными приведено в таблице 26.

Таблица 26 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН ЗНГ-110 ХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 1000 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 39,5 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Примем к установке в КРУН и КРУ трехфазную антирезонансную группу измерительных трансформаторов напряжения внутренней установки НАЛИ-СЭЦ-35 кВ, НАЛИ-СЭЦ-10 кВ.

Трехфазная группа трансформаторов напряжения НАЛИ-СЭЦ обладает рядом преимуществ перед аналогичными антирезонансными трансформаторами напряжения. Главное преимущество перед масляными ТН – пожаро- и взрывобезопасность, что позволяет расширить сферу применяемости, в частности на АЭС. Имеется возможность замены одного или нескольких трансформаторов, входящих в трехфазную группу и вышедших из строя по какой-либо причине. Сохраняется работоспособность и гарантируется номинальный класс точности при обратном чередовании фаз, а также имеется возможность проверки работоспособности дополнительной обмотки,

соединенной в замкнутый треугольник – по сравнению с трехфазным масляным ТН типа НАМИ. В НАЛИ-СЭЩ заземление нейтрали высоковольтной обмотки выполнено через индуктивное сопротивление обмотки ТПН. Это более эффективный метод защиты от феррорезонансных процессов, по сравнению с широко известной трехфазной группой 3х3НОЛ, заземляемой через резисторы.

Перечень приборов, подключаемых к ТН представлен в таблицах 27 и 28. Сопоставление каталожных и расчетных данных НАЛИ-СЭЩ-35 кВ и НАЛИ-СЭЩ-10 кВ представлено в таблицах 29 и 30 соответственно.

Таблица 27– Вторичная нагрузка ТН в КРУ 35 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр 3-х ф-й	СВ3021	7,5	1	7,5
Счетчик акт. и реакт. эл.энергии	СЭТ-4ТМ.03М	1	7	7
Ваттметр	СР3021	5	1	5
Варметр	СР3021	5	1	5
Итого				29,5

Таблица 28– Вторичная нагрузка ТН в КРУ 10 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр трехфазный	СВ3021	7,5	1	7,5
Счетчик акт. и реакт. эл. энергии	СЭТ-4ТМ.03М	1	4	4
Ваттметр	СР3021	5	1	5
Варметр	СР3021	5	1	5
Итого				26,5

Таблица 29 – Сопоставление каталожных и расчетных данных **НАЛИ-СЭЩ-35**

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 29,5 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Таблица 30 – Сопоставление каталожных и расчетных данных **НАЛИ-СЭЩ-10**

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 60 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 29,5 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Для соединения приборов с трансформаторами напряжения выберем медный кабель марки КРВГ сечением  $2,5 \text{ мм}^2$ .

По результатам сравнения каталожных и расчетных данных видно, что все трансформаторы напряжения соответствуют условиям выбора и могут быть приняты к установке.

### 5.2.5 Выбор шинных конструкций

В распределительных устройствах напряжением 35 кВ и выше обычно применяется гибкая ошиновка, выполненная сталеалюминиевыми проводами марки АС или проводами трубчатого сечения. Гибкие провода применяются также для соединения силовых трансформаторов с ОРУ. Соединение трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняется пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода в пучке – сталеалюминиевые, в основном несут механическую нагрузку. Остальные провода – алюминиевые, которые являются только токопроводящими. Сечения проводов в пучке рекомендуется брать возможно большими, так как это уменьшает число проводов в пучке и общую стоимость токопровода. В данном варианте реконструкции гибкая ошиновка используется только на стороне 220 и 110 кВ, а также для соединения силовых трансформаторов с КРУН 35 и КРУ 10 кВ.

Выбор сечения шин производится по длительно допустимому току:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{дон}} \quad (63)$$

На ОРУ 220 кВ будем использовать ошиновку, выполненную сталеалюминевыми проводами марки АС-500/64. Выполним проверку по допустимому току:

$$926 \leq 945 \text{ А}$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \leq q, \quad (64)$$

где  $C$  – коэффициент, зависящий от материала провода; для алюминия равен 90.

Проверим выбранное сечение на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{72,32}}{90} = 94,5$$

$$94,5 \leq 500 \text{ мм}^2$$

Данное сечение проходит по термической стойкости.

На электродинамическое действие тока КЗ гибкие шины проверяются при  $I_{\text{п0}}^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$ . В нашем случае трехфазный ток КЗ равен 8,09 кА, поэтому проверка на электродинамическую стойкость не производится.

Завершающим этапом выбора гибкой ошиновки является проверка проводников по условиям короны. Проверка на корону выполняется при напряжении выше 35 кВ. Процесс коронирования приводит к появлению дополнительных потерь энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи и к образованию озона, оказывающего негативное влияние на поверхности контактных соединений [3].

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (65)$$

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



$r_0$  – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (66)$$

где  $U$  – линейное напряжение, кВ;

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

Стоит учесть, что при горизонтальном расположении фаз напряженность на среднем проводе примерно на 7 % больше величин, определяемых по формуле (40).

Провода не будут коронировать, если будет соблюдаться условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (67)$$

Итак, для провода марки АС-500/64 критическая напряженность электрического поля будет равна, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,5}} \right) = 30,9$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода составит:

$$E = \frac{0,354 \cdot 230}{1,5 \cdot \lg \frac{504}{1,5}} = 21,49 \text{ кВ.}$$

Проверим согласно условию (67):

$$1,07 \cdot 21,49 \leq 0,9 \cdot 30,9,$$

$$22,99 \leq 27,81.$$

Условие выполняется, а значит, коронный разряд возникать не будет.

Выбранное сечение АС-500/64 проходит по всем условиям и может использоваться в качестве ошиновки в ОРУ 220 кВ.

Аналогичным образом произведём выбор гибкой ошиновки на ОРУ 110 кВ. Ошиновку выполним сталеалюминевыми проводами марки АС-120/19.

Выполним проверку по допустимому току:

$$331 \leq 390 \text{ А.}$$

Проверим выбранное сечение на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{20,7}}{90} = 50,5,$$

$$50,5 \leq 118 \text{ мм}^2.$$

Данное сечение проходит по термической стойкости.

Критическая напряженность электрического поля будет равна, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}} \right) = 33,36.$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода составит:

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{0,76 \cdot \lg \frac{302,4}{0,76}} = 20,6 \text{ кВ.}$$

Проверим согласно условию (67):

$$1,07 \cdot 20,6 \leq 0,9 \cdot 33,36,$$

$$22,04 \leq 30.$$

Произведем выбор гибкого токопровода от трансформатора до КРУН 35 кВ.

В качестве токопровода для связи КРУ 10 кВ с трансформатором будем использовать пучок из нескольких проводов, скрученных по окружности в кольцах-обоймах. В качестве токопроводящих жил будем использовать 4 провода марки А-240. В качестве несущих проводов будем использовать 2 провода АС-300/39.

Проверим по суммарному допустимому току:

$$3637 \leq 3780 \text{ А}$$

Минимально допустимое сечение по термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{728,3}}{90} = 299 \text{ мм}^2$$

Суммарное сечение токопровода больше минимально допустимого, а значит, соответствует данному условию.

В КРУН 35 кВ и КРУ 10 кВ в качестве сборных шин используется жесткая ошиновка, которая связывает ячейки между собой сквозь боковые стенки через проходные изоляторы. Ошиновка в данных КРУ входит в заводскую комплектацию с заданными номинальными параметрами. Поэтому проводить необходимые расчеты, необходимые для выбора и проверки сечения шин нецелесообразно. Достаточно выполнить проверку по основным условиям:

- по длительно допустимому току;
- по току термической стойкости;
- по току электродинамической стойкости.

Результаты сравнения номинальных параметров с расчетными для шин в КРУ 35 и 10 кВ приведены в таблицах 31 и 32 соответственно.

Таблица 31 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУН 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия проверки
$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1039 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 62,5 \text{ кА}$	$i_{уд} = 35,4 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 216,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Таблица 32 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия проверки
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 3637 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 69,7 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 840,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

### 5.2.6 Выбор изоляторов

В распределительных устройствах токоведущие части соединяют с несущими конструкциями при помощи опорных, проходных и подвесных изоляторов.

Шины ОРУ 220 кВ крепятся к порталам с помощью гирлянд подвесных изоляторов. Выбор любых изоляционных конструкций производится по длине пути утечки, см:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K, \quad (68)$$

где  $\lambda_3$  – удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ (Таблица 4, [8]);  
 $U$  – наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ (по ГОСТ 721-77);  
 $K$  – коэффициент эффективности (Приложение 1, [8]).

Число изоляторов в гирлянде определяется как:

$$m = \frac{L}{L_{II}}, \quad (69)$$

где  $L_{II}$  – длина пути утечки одного изолятора.

Для ОРУ 220 кВ к числу изоляторов, полученных по формуле (69) следует прибавить еще 2 изолятора.

В данной работе необходимо выбрать подвесные изоляторы для системы шин на ОРУ 220 кВ.

Длина пути утечки составит:

$$L = 1,5 \cdot 252 \cdot 1,1 = 417,45 \text{ см}$$

В качестве подвесных изоляторов будем использовать стеклянные тарельчатые изоляторы марки ПС-70Е с длиной пути утечки 303 мм. Число изоляторов в гирлянде составит:

$$m = \frac{417,45}{30,3} + 2 = 15,77$$

Округляя до целого получим 16 изоляторов в гирлянде на ОРУ 220 кВ.

Аналогичным образом выбираем подвесные изоляторы для ОРУ 110 кВ.

Длина пути утечки составит:

$$L = 1,5 \cdot 126 \cdot 1,1 = 207,9 \text{ см}$$

В качестве подвесных изоляторов будем использовать стеклянные тарельчатые изоляторы марки ПС-70Е с длиной пути утечки 303 мм. Число изоляторов в гирлянде составит:

$$m = \frac{207,9}{30,3} + 2 = 7,86.$$

Округляя до целого получим 8 изоляторов в гирлянде на ОРУ 110 кВ.

Для крепления токоведущих частей на ОРУ 220 и 110 кВ, а также ошиновки трансформатора 35 и 10 кВ используются опорные изоляторы.

Опорные изоляторы выбираются по следующим параметрам:

- по напряжению установки;
- по месту установки;
- по допускаемой механической нагрузке, Н:

$$F_{расч} \leq F_{доп}, \quad (70)$$

где  $F_{расч}$  – сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$  – допустимая нагрузка на головку изолятора.

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (71)$$

где  $F_{разр}$  – разрушающая нагрузка на изгиб.

Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки, приводимой в паспортных данных на изоляторы.

Максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (72)$$

где  $a$  – расстояние между фазами;

$l$  – длина пролета между изоляторами.

В качестве опорных изоляторов на ОРУ 220 кВ выбираем ОСК-10-220-А-4-УХЛ1 (изолятор опорный стержневой кремнийорганический. Изолятор изготавливается в соответствии с ГОСТ Р 52082-2003 «Изоляторы полимерные опорные наружной установки на напряжение 6-220кВ. Общие технические условия». Монолитный стержень в изоляторах ОСК исключает возникновение внутренних разрядов и пробоя, в отличие от труб, заполненных пеной, а также утечки тока по внутренней полости и по стенкам трубы в следствие выпадения конденсата, в отличие от полых труб. Фланцы изолятора выполнены

цельнолитыми из высокопрочных алюминиевых сплавов. Отсутствие сварных швов во фланцах позволяет применять изоляторы в условиях крайнего Севера. Кремнийорганическая изоляция обладает повышенной стойкостью к воздействию кислот и щелочей, ультрафиолетового излучения; имеет высокие гидрофобные свойства; характеризуется высоким сроком службы (около 30 лет).

Допустимая нагрузка для данного изолятора:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н.}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{21150^2}{4} \cdot 30 \cdot 10^{-7} = 581,1 \text{ Н.}$$

Проверка по условию (70):

$$581,1 \leq 6000 \text{ Н}$$

Данный изолятор обладает высоким запасом прочности и может быть принят к установке в ОРУ 220 кВ.

В качестве опорных изоляторов на ОРУ 220 кВ выбираем ОСК-10-110-УХЛ1.

Допустимая нагрузка для данного изолятора:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{10970^2}{2,5} \cdot 27 \cdot 10^{-7} = 225,11 \text{ Н}$$

Проверка по условию (70):

$$225,11 \leq 6000 \text{ Н.}$$

Данный изолятор обладает высоким запасом прочности и может быть принят к установке в ОРУ 110 кВ.

Для ошиновки СТ 35 кВ выбираем ОСК-20-35-УХЛ1.

Допустимая нагрузка для данного изолятора:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 20000 = 12000 \text{ Н.}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{35380^2}{1} \cdot 12 \cdot 10^{-7} = 2601,7 \text{ Н.}$$

Проверка по условию (70):

$$2601,7 \leq 12000 \text{ Н.}$$

Данный изолятор соответствует условию и может быть установлен.

Аналогичным образом производим выбор опорного изолятора для ошиновки трансформатора 10 кВ. Предварительно примем к установке изолятор типа ИШОС-10-20-2 УХЛ1 (изолятор шинный опорный стеклянный наружной установки).

Допустимая нагрузка для данного изолятора:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 20000 = 12000 \text{ Н.}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{69700^2}{1} \cdot 6 \cdot 10^{-7} = 5049 \text{ Н.}$$

Проверка по условию (70):

$$5049 \leq 12000 \text{ Н.}$$

Данный изолятор обладает большим запасом прочности и может быть принят к установке.

В КРУ 35 кВ для вывода линий из ячеек используются проходные изоляторы. Данные изоляторы выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по номинальному току;
- по допустимой нагрузке.

В КРУ 35 кВ типа СЭЩ-70-35 предлагаются к установке проходные изоляторы типа ИП-35/1600-7,5 УХЛ1 (Изолятор проходной полимерный).

Преимуществом проходных полимерных изоляторов является отсутствие хрупкости и стойкость к динамическим ударным воздействиям, например, при токах КЗ, а также устойчивая работа в условиях сильного загрязнения.

Выполним проверку по току согласно условию (46):

$$1039 \leq 1600 \text{ А.}$$

Допустимая нагрузка для изолятора равна:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н.}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{35380^2}{1} \cdot 12 \cdot 10^{-7} = 2601,7 \text{ Н.}$$

Проверка по условию (70):

$$2601,7 \leq 4500 \text{ Н.}$$

Данный проходной изолятор соответствует всем условиям и может быть принят к установке.

В КРУ 10 кВ типа СЭЩ-61М предлагаются к установке проходные изоляторы типа ИП-10/5000-42,5 УХЛ1 (Изолятор проходной полимерный).

Выполним проверку по току согласно условию (46):

$$3637 \leq 5000 \text{ А.}$$

Допустимая нагрузка для изолятора равна:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 42500 = 25500 \text{ Н.}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{69700^2}{1} \cdot 6 \cdot 10^{-7} = 5049 \text{ Н.}$$

Проверка по условию (70):

$$5049 \leq 25500 \text{ Н.}$$

Данный проходной изолятор соответствует всем условиям и может быть принят к установке.

### 5.2.7 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжений нелинейные – электроаппараты, предназначенные для защиты электрического оборудования от различного рода грозовых и коммутационных перенапряжений. В отличие от разрядников, выполняющих те же функции, ОПН в своей конструкции не имеют искровых промежутков. ОПН представляет собой нелинейный резистор, изготавливаемый по керамической технологии из оксида цинка с малыми добавками окислов других металлов, что обуславливает высокий коэффициент



нелинейности. Высоконелинейная вольтамперная характеристика ОПН позволяет длительно находиться под действием рабочего напряжения, обеспечивая при этом глубокий уровень защиты от перенапряжений. Резисторы опрессовываются в оболочку из полимерных материалов, которая обеспечивает заданную механическую прочность и изоляционные характеристики.

Выбор ОПН осуществляется в два этапа: предварительный выбор и окончательный выбор.

Первоначально ОПН выбирается по допустимому уровню напряжения по условию:

$$U_{\text{нд}} \geq \frac{U_{\text{н.р.}}}{\sqrt{3}}, \quad (73)$$

где  $U_{\text{нд}}$  – наибольшее допустимое напряжение ОПН;

$U_{\text{н.р.}}$  – наибольшее рабочее напряжение сети (нормируется по ГОСТ 721).

Для повышения надежности ОПН выбирают с наибольшим длительно-допустимым рабочим напряжением выше на 2-5 % наибольшего уровня напряжения в точке установки ОПН.

Далее определяется расчетная величина рабочего напряжения ОПН:

$$U_{\text{расч.ОПН}} = \frac{U_{\text{max.раб}}}{K_B}, \quad (74)$$

где  $U_{\text{max.раб}}$  – рабочее максимальное напряжение;

$K_B$  – коэффициент, определяющийся по кривым вида  $K_B = f(\tau)$  (кривая приведена на рисунке 5), учитывает величину допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия, исходя из условий теплового баланса.

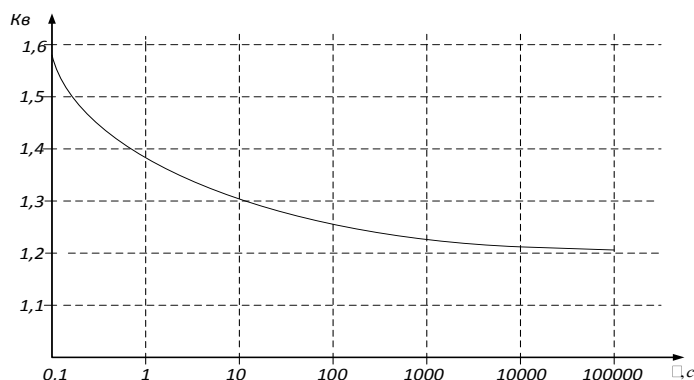


Рисунок 5 – График зависимости коэффициента  $K_B$  от длительности перенапряжения

Максимальное рабочее напряжение на подстанциях (на отправном конце линии) в нормальном режиме не должно быть более чем  $1,2U_{ном}$  в сетях до 35 кВ,  $1,15U_{ном}$  – в сетях 35-220 кВ.

Следующим этапом выбора ОПН является определение импульсного тока, протекающего через ОПН.

Если ОПН устанавливается на удаленном конце линии, то:

$$I_K = \frac{(U - U_{осм})}{Z_B}. \quad (75)$$

Если ОПН устанавливаем на питающем конце линии (на шинах питающей подстанции), то:

$$I_K = \frac{(U - U_{осм})}{Z_B} \frac{Z_{II}}{b} + \frac{Z_B}{b} \frac{U_{II}}{L_{II}} \quad (76)$$

где  $U$  – амплитуда неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{осм}$  – остающееся напряжение на варисторах ОПН при токе  $I_K$ , кВ;

$Z_B$  – волновое сопротивление линии, Ом;

$L_{II}$  – предвключенная индуктивность питающей подстанции;

$b$  – расчетная частота.

Поскольку ток  $I_K$  зависит от  $U_{осм}$ , его значение определяется параметрами точки пересечения ВАХ ограничителя и нагрузочной кривой.

Ориентировочное значение  $I_K$  для ОПН разных классов напряжения и для установки на разных объектах приведены в таблице 33.

Таблица 33 - Характеристики коммутационных токов

$U_{ном}$ , кВ	$I_K$ для ОПН, устанавливаемых на подстанциях
10	200-500
35	350-600
110	300-500
220	400-600

При окончательном выборе определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (77)$$

где  $\mathcal{E}$  – энергия, поглощаемая ОПН;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение ОПН.

Поглощаемая ОПН энергия определяется по следующей формуле, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \Psi_{ост} \Psi \Psi \Psi_n, \quad (78)$$

где  $U$  – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

$T$  – время распространения волны, мкс.

$n$  – количество последовательных токовых импульсов.

На данной подстанции установлены ОПН на всех РУ, а также на шинах силового трансформатора со стороны 220,110 и 10 кВ. Данные ОПН произведены в 2010 году, поэтому замену производить не будем. На ошиновке трансформатора 35 кВ установлены разрядники типа РВ-35. Необходимо произвести их замену на ОПН.

Произведем выбор ОПН на стороне 35 кВ.

Допустимое рабочее напряжение на стороне 35 кВ:

$$U_{нд} \geq \frac{1,2 \cdot 35}{\sqrt{3}} = 24,3 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени ( $K_B$  определяется для времени 1200 с – стандартное значение, приводимое в каталогах):

$$U_{расч.ОПН} = \frac{24,3}{1,21} = 20,08 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-35/40,5/10/400 УХЛ1.

Основные технические характеристики ОПН, принятого к установке, приведены в таблице 34.

Таблица 34 – Характеристики устанавливаемого ОПН

Тип ОПН	ОПН-35/40,5/10/400 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	35
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	40,5
Номинальный разрядный ток, кА	10
Продолжение таблицы 34	
Остающееся напряжение при токе амплитудой 10 кА, кВ	132
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	2

### 5.2.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

В качестве трансформаторов собственных нужд на подстанции «Белогорск» установлены масляные трансформаторы марки ТМ-630/10 У1 1979 года выпуска. В связи с большим сроком эксплуатации они подлежат замене на новые. Мощность трансформатора остается неизменной, так как 630 кВА является максимальной рекомендованной мощностью трансформаторов собственных нужд для подстанций с высшим напряжением 110-220 кВ.

Целесообразней будет принять к установке трансформаторы сухие с литой изоляцией, т.к. они, в сравнении с масляными, являются взрыво- и пожаробезопасными, а также экологичными.

Примем к установке трансформаторы сухие марки ТСЗ-630/10 У1.

## 6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 6.1 Общие требования

В процессе эксплуатации электроэнергетических систем возникают повреждения отдельных ее элементов. Наиболее опасными и частыми видами повреждений являются короткие замыкания между фазами электрооборудования и однофазные короткие замыкания на землю. В трансформаторах и электрических машинах имеют место и витковые замыкания. Вследствие возникновения короткого замыкания нарушается нормальная работа электроэнергетической системы, что создает ущерб для потребителей.

Протекание токов коротких замыканий также приводит к термическому и динамическому повреждению элементов энергосистемы. Для уменьшения размеров повреждения и предотвращения развития аварии устанавливают совокупность автоматических устройств, называемых релейной защитой и обеспечивающих с заданной степенью быстродействия отключение поврежденного элемента сети.

Основные требования, предъявляемые к релейной защите, следующие:

- надежное отключение всех видов повреждений;
- чувствительность защиты;
- избирательность (селективность действия) – отключение только поврежденных участков;
- простота схем;
- быстродействие;
- наличие сигнализации о повреждениях[19].

Однако одной релейной защиты бывает недостаточно для обеспечения надежного и бесперебойного электроснабжения. Поэтому дополнительно предусматриваются устройства автоматического повторного включения (АПВ) и устройства автоматического включения резерва (АВР). Первое устройство предназначено для повторного включения линии электропередачи, так как

большинство повреждений после быстрого отключения самоустраняется. Второе устройство позволяет подключить резервный источник питания при выходе из строя основного источника.

Кроме этого также применяются устройства АЧР (автоматической частотной разгрузки), устройства автоматического регулирования напряжения трансформаторов (автотрансформаторов), специальные устройства противоаварийной автоматики (САОН), устройства резервирования при отказе выключателей (УРОВ).

## **6.2 Защита ВЛ 110-220 кВ с эффективно заземлённой нейтралью**

В сетях 110 кВ и выше должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю.

Защиты должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при качаниях, если в сети возможны качания или асинхронный ход, при которых вероятны излишние срабатывания защиты. Допускается выполнение защиты без блокирующих устройств, если она отстроена от качаний по времени (около 1,5-2 с).

Для линий напряжением 110-220 кВ вопрос о типе основной защиты, в том числе о необходимости применения защиты, действующей без замедления при КЗ в любой точке защищаемого участка, должен решаться в первую очередь с учетом требования сохранения устойчивости работы энергосистемы. При этом, если по расчетам устойчивости работы энергосистемы не предъявляются другие, более жесткие требования, может быть принято, что указанное требование, как правило, удовлетворяется, когда трехфазные КЗ, при которых остаточное напряжение на шинах электростанций и подстанций ниже  $0,6-0,7U_{ном}$ , отключаются без выдержки времени. Меньшее значение остаточного напряжения ( $0,6U_{ном}$ ) может быть допущено для линий 110 кВ, менее ответственных линий 220 кВ (в сильно разветвленных сетях, где питание потребителей надежно обеспечивается с нескольких сторон), а также для более ответственных линий 220 кВ в случаях, когда рассматриваемое КЗ не приводит к значительному сбросу нагрузки.

При выборе типа защит, устанавливаемых на линиях 110-220 кВ, кроме требования сохранения устойчивости работы энергосистемы должно быть учтено следующее:

1. На линиях 110 кВ и выше, отходящих от АЭС, а также на всех элементах прилегающей сети, на которых при многофазных КЗ остаточное напряжение прямой последовательности на стороне высшего напряжения блоков АЭС может снижаться более чем до 0,45 номинального, следует обеспечивать резервирование быстродействующих защит с выдержкой времени, не превышающей 1,5 с учетом действия УРОВ;

2. Повреждения, отключение которых с выдержкой времени может привести к нарушению работы ответственных потребителей, должны отключаться без выдержки времени (например, повреждения, при которых остаточное напряжение на шинах электростанций и подстанций будет ниже  $0,6U_{ном}$ , если отключение их с выдержкой времени может привести к саморазгрузке вследствие лавины напряжения, или повреждения с остаточным напряжением  $0,6U_{ном}$  и более, если отключение их с выдержкой времени может привести к нарушению технологии);

3. При необходимости осуществления быстродействующего АПВ на линии должна быть установлена быстродействующая защита, обеспечивающая отключение поврежденной линии без выдержки времени с обеих сторон.

4. При отключении с выдержкой времени повреждений с токами, в несколько раз превосходящими номинальный, возможен недопустимый перегрев проводников[2].

### **6.3 Расчёт защиты линии «Амурская-Белогорск»**

#### **6.3.1 Дистанционная защита линии**

На линиях 35 кВ и выше дистанционные защиты выполняются трехступенчатыми, причем КЗ в первой зоне, охватывающей 85 % длины защищаемой линии, независимо от режима питающей энергосистемы обеспечивается отключение без дополнительной выдержки времени. Этим дистанционные защиты выгодно отличаются от МТЗ. При КЗ и последующих

зонах выдержка времени защиты увеличивается по мере удаления точки КЗ от места установки защиты.

Распределительные сети 6 и 10 кВ, как правило, не отличаются сложной конфигурацией, и требование быстродействия не является решающим. Поэтому дистанционные защиты находят широкое применение только в сетях напряжением 35 кВ и выше, где уровень выдержек времени МТЗ оказывается недопустимо высоким, а чувствительность низкой[19].

1) Предварительно в зависимости от марки провода определяется полное комплексное сопротивление линии:

$$Z_n = (r + jx) \cdot l \quad (79)$$

$$|Z_n| = 26,8 \text{ Ом};$$

2) Первая ступень дистанционной защиты должна контролировать защищаемый участок. Если на линии нет отборов мощности, то:

$$Z_{c.з}^I = k_3 \cdot Z_n, \quad (80)$$

где  $k_3=0,85$  – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность защиты совместно с трансформаторами тока и напряжения.

$$Z_{c.з}^I = 0,85 \cdot 26,8 = 22,78 \text{ Ом}$$

3) Уставка срабатывания второй ступени выбирается по двум основным условиям: согласование с дистанционными защитами смежных линий, либо силового трансформатора:

$$Z_{c.з}^{II} = k_3 \cdot (Z_{Л1} + k_3 \cdot Z_T) \quad (81)$$

$$Z_{c.з}^{II} = 0,85 \cdot (26,8 + 0,85 \cdot 99,9) = 95 \text{ Ом}$$

$$Z_{c.з}^{II} = k_3 \cdot (Z_{Л1} + k_3 \cdot Z_{Л2}) \quad (82)$$

$$Z_{c.з}^{II} = 0,85 \cdot (26,8 + 0,85 \cdot 59,42) = 65,7 \text{ Ом}$$

Из всех полученных значений сопротивлений срабатывания в качестве расчетного выбирается наименьшее.



Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности ( $\Delta t = 0,5c$ ) больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t_{c.з}^{II} = t_{c.з.см}^I + \Delta t; \quad (83)$$

Из всех полученных значений выдержки времени в качестве расчетной выбирается наибольшая.

4) Чувствительность второй ступени проверяется при металлических КЗ на шинах приемной подстанции (режим ближнего резервирования):

$$k_q^{II} = \frac{Z_{c.з}^{II}}{Z_L} \geq 1,25; \quad (84)$$

$$k_q^{II} = \frac{65,7}{26,8} = 2,45 \geq 1,25$$

5) Уставка срабатывания третьей ступени выбирается, как правило, по условиям отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается по длительно допустимому току нагрева провода, либо задается диспетчерской службой энергосистемы:

$$Z_{c.з}^{III} = \frac{0,9 \cdot U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot k_{зан} \cdot k_H \cdot k_B \cdot I_{нагр}}, \quad (85)$$

$$Z_{c.з}^{III} = \frac{0,9 \cdot 220}{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot 0,85 \cdot 926} = 120,03 \text{ Ом}$$

где  $k_H = 1,1$  – коэффициент надежности;

$k_B = 0,85$  – коэффициент возврата (для реле сопротивления).

Выдержка времени третьей ступени выбирается на ступень селективности больше выдержки времени вторых ступеней защит.

$$t_{c.з}^{III} = t_{c.з.см}^{II} + \Delta t; \quad (86)$$

6) Чувствительность третьей ступени защиты в расчётной точке:

$$k_q^{III} = \frac{Z_{c.з}^{III}}{Z_L + Z_T} > 1,5; \quad (87)$$

$$k_q^{III} = \frac{120,03}{26,8 + 59,42} = 1,53 > 1,5.$$

Дистанционную защиту можем принять в качестве основной.

### 6.3.2 Токовая защита нулевой последовательности линии

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыканий на землю применяют максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняются многоступенчатыми с органом направления мощности или без него.

Определяем уставки первой ступени защиты сети. Ток срабатывания первой ступени защиты:

$$I_{c.зI} = k_3 \cdot I_{кз} \quad (88)$$

$$I_{c.зI} = 1,15 \cdot 8,086 = 9,3 \text{ кА.}$$

Ток срабатывания отсечки второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых (вторых) ступеней защит смежных линий:

$$I_{c.зII} = k_{ток} \cdot k_3 \cdot 3I_{c.з.см}^{I(II)} \quad (89)$$

При расчете этой ступени вводится коэффициент токораспределения:

$$k_{ток} = \frac{3 \cdot I_{кз/лин.1}^{(1)}}{3 \cdot I_{кз/лин.2}^{(1)}} \quad (90)$$

Коэффициент токораспределения определяется по току  $3I_0$  при однофазном КЗ в конце зоны действия той защиты, с которой производится согласование. Выбирая этот коэффициент следует рассматривать такие режимы, когда значение  $k_{ток}$  максимально.

Выдержка времени отсечки второй ступени принимается на ступень селективности ( $\Delta t = 0,5 \text{ с}$ ) больше выдержек времени трёх ступеней защит, от которых произведена отстройка.

Коэффициент токораспределения:

$$k_{ток} = \frac{8,086}{8,8} = 0,919$$

Ток срабатывания отсечки второй ступени:

$$I_{c.зII} = 1,1 \cdot 0,919 \cdot 8,086 = 8,544$$

Ток срабатывания третьей ступени защиты:

$$I_{c.3III} = k_{H.б} \cdot k_3 \cdot k_{пер} \cdot I_{кз}; \quad (91)$$

$$I_{c.3III} = 1,1 \cdot 1,5 \cdot 0,1 \cdot 8,086 = 1,395 \text{ кА.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз}}{I_{с3III}}; \quad (92)$$

$$k_{ч} = \frac{8,086}{1,395} = 5,797$$

$$5,797 \geq 2.$$

Т.к. коэффициент чувствительности больше требуемого, то применение защиты является целесообразным.

### 6.3.3 Максимальная токовая защита линии

Максимальная токовая защита приводится в действие при увеличении тока в линии сверх некоторого значения, определяемого условиями избирательности [19].

Ток срабатывания защиты отстраивается от максимального рабочего тока протекающего по линии.

$$I_{max} = 926 \text{ А}$$

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{c.3} = \frac{k_n \cdot k_{сам} \cdot I_n}{k_{в}}, \quad (93)$$

где  $k_n$  - коэффициент надёжности;

$k_{сам}$  - коэффициент самозапуска;

$k_{в}$  - коэффициент возврата.

$$I_{c.3} = \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,85} \cdot 926 = 1557,9 \text{ А}$$

$$K_{ч} = \frac{I_{кз}^2}{I_{c.3}^2} \quad (94)$$

$$K_{ч} = \frac{7000}{1557,9} = 4,5$$

Коэффициент чувствительности получился больше 1,3, следовательно, данную защиту можно принять в качестве резервной.

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.з} = \frac{k_{cx}}{k_{mp}} \cdot I_{c.з.мтз} \quad (95)$$

$$I_{c.з} = \frac{1}{200} \cdot 1557,9 = 7,789 \text{ A}$$

Подробный расчёт представлен в приложении 3.

#### **6.4 Автоматика на подстанции Белогорск**

На подстанции Белогорск установлены следующие виды автоматики, предназначенные для ликвидации аварийных режимов:

1. АВР (автоматический ввод резерва). Данная автоматика предназначена для обеспечения резервным электроснабжением нагрузок, подключенных к системе электроснабжения, имеющей не менее двух питающих вводов и направленная на повышение надежности системы электроснабжения. Заключается в автоматическом подключении к нагрузкам резервных источников питания в случае потери основного.

В качестве измерительного органа для АВР в высоковольтных сетях служат реле минимального напряжения (реле контроля фаз), подключённые к защищаемым участкам через трансформаторы напряжения. В случае снижения напряжения на защищаемом участке электрической сети реле даёт сигнал в схему АВР. Однако, условие отсутствия напряжения не является достаточным для того, чтобы устройство АВР начало свою работу. Как правило, должен быть удовлетворён еще ряд условий:

- на защищаемом участке нет неустранимого короткого замыкания. Так как понижение напряжения может быть связано с коротким замыканием, включение дополнительных источников питания в эту цепь нецелесообразно и недопустимо.

- вводной выключатель включён. Это условие проверяется, чтобы АВР не сработало, когда напряжение исчезло из-за того, что вводной выключатель был отключён намеренно.

- на соседнем участке, от которого предполагается получать питание после действия АВР, напряжение присутствует. Если обе питающие линии находятся не под напряжением, то переключение не имеет смысла.

2. АПВ (автоматическое повторное включение). Предназначено для повторного включения отключившегося при действии релейной защиты выключателя через определённое время; бывает однократного, двукратного и трехкратного действия (в некоторых современных схемах возможно до восьми циклов АПВ).

3. АЧР (автоматическая частотная разгрузка). Противоаварийная автоматика, направленная на повышение надежности работы электроэнергетической системы путем предотвращения образования лавины частоты и сохранения целостности этой системы. Метод заключается в отключении наименее важных потребителей электроэнергии при внезапно возникшем дефиците активной мощности в системе.

Основные категории АЧР:

- АЧР I;
- АЧР II.

Задача АЧР I: быстрое отключение части потребителей с целью остановить лавинообразный процесс падения частоты в системе. Диапазон уставок АЧР-I лежит от 48,5 Гц до 46,5 Гц с шагом в 0,1 Гц. Мощность отключаемых потребителей равномерно распределяют по ступеням. Выдержка по времени у АЧР I лежит в пределах от 0,3 до 0,5 секунды.

Задача АЧР II — поднять частоту в системе после остановки «лавины частоты» выполненной АЧР I до значений выше 49 Гц. Она начинает срабатывать после того, как частота установится на уровне 47,5—48,5 Гц. Выдержка времени между ступенями АЧР II больше, чем у АЧР I и выбирается в диапазонах от 5—10 до 70—90 секунд. Такая большая выдержка времени

обусловлена тем, что система может длительно работать при частоте выше 49,2 Гц, поэтому быстро доводить значение частоты до номинального путем отключения потребителей, которые могут получать электроэнергию без особого вреда для системы, не имеет смысла.

Схемы АЧР относят к аппаратуре РЗА (релейной защиты и автоматики) электрических сетей и традиционно основаны на частотных реле. В настоящее время широкое распространение получили микропроцессорные терминалы РЗА, одновременно выполняющие множество функций защит и автоматики, в т.ч. и выполнение функций АЧР и ЧАПВ.

## 7. МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

### 7.1 Заземление подстанции

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

Все металлические части электроустановок, которые могут оказаться под напряжением при повреждении изоляции должны надежно заземляться. Заземление данного типа предназначено главным образом для защиты обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения и поэтому называется защитным.

Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы аппарата или электроустановки, называется рабочим заземлением. К рабочему заземлению относится заземление нейтралей трансформаторов и дугогасящих катушек. Без рабочего заземления аппарат не может выполнять свои функции или его режим работы нарушается [2].

Для защиты оборудования от повреждения при ударах молнии применяется грозозащита, выполняемая с помощью разрядников, ОПН, искровых промежутков, стержневых и тросовых молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям. Такое заземление называется грозозащитным. Обычно все три типа заземления выполняют в виде одного заземляющего устройства.

Заземление на подстанции выполняется в виде сетки из горизонтальных и вертикальных электродов. Заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей, согласно ПУЭ[2].

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и

импульсного сопротивления заземлителя, определение расчетных геометрических параметров сетки заземления и проверку электродов на термическую и коррозионную стойкость.

Произведем расчет заземления подстанции «Белогорск». Контур сетки заземления располагаем на расстоянии не менее 1-1,5 м от оборудования, чтобы человек при прикосновении к аппарату не мог находиться за его пределами.

Площадь использования под заземлитель, м<sup>2</sup>:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (96)$$

где  $A$  и  $B$  – ширина и длина территории, занимаемой заземлителем, м.

$$S = (318 + 2 \cdot 1,5) \cdot (183 + 2 \cdot 1,5) \text{ м}^2.$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков диаметром, равным  $d = 12$  мм.

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{m.n} = \pi \cdot R^2, \quad (97)$$

где  $R$  – радиус горизонтальных и вертикальных проводников, мм.

$$F_{m.n} = 3,1416 \cdot 6^2 = 113,1 \text{ мм}^2.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (98)$$

где  $T = 0,3$  с – время срабатывания РЗ при его отключении;

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

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{8086^2 \cdot 0,3}{400 \cdot 21}} = 48,32 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}) \quad (99)$$

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (100)$$

где  $a_k, b_k, c_k, \alpha_k$  – справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта;

$T = 480$  мес. – время использования заземлителя за 40 лет.



Коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности.

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln^3 480 + 0,0092 \cdot \ln^2 480 + 0,0104 \cdot \ln 480 + 0,0224 = 1,049;$$

$$F_{кор} = 3,1416 \cdot 1,049 \cdot (12 + 1,049) = 42,98 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{м.н} \geq F_{\min} \geq F_{кор} + F_{м.с}; \quad (101)$$

$$F_{м.н} = 113,09 \geq F_{\min} = 91,3 \text{ мм}^2.$$

Условие выполняется, поэтому оставляем выбранный диаметр прутков.

Принимаем расстояние между полосами сетки:  $l_{n-n} = 12$  м.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot S}{l_{n-n}}; \quad (102)$$

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot 59706}{12} = 9951 \text{ м.}$$

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

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{Г}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (103)$$

$$m = \frac{9951}{2 \cdot \sqrt{59706}} - 1 = 19,4.$$

Принимаем:  $m=20$ .

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 12,2 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (104)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{59706} \cdot (20 + 1) = 10262,6 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (105)$$

где  $a$  – расстояние между вертикальными электродами, равное 24 м.

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{59706}}{24} = 40,7.$$

Принимаем:  $n_e = 41$ .

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_e \cdot l_e} \right), \quad (106)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта;

$A$  – параметр, зависящий от соотношения  $l_e / \sqrt{S_1}$ .

$l_e / \sqrt{S_1} = 5 / \sqrt{59706} = 0,02$ , следовательно,  $A = 0,43$  [13].

$$R_l = 600 \cdot \left( \frac{0,43}{\sqrt{59706}} + \frac{1}{10262,6 + 41 \cdot 5} \right) = 1,113$$

$$R_l = 200 \cdot \left( \frac{0,43}{\sqrt{59706}} + \frac{1}{10262,6 + 41 \cdot 5} \right) = 0,371$$

Тогда, стационарное сопротивление заземлителя:

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (107)$$

где  $I_m$  – ток молнии, кА.

$$\alpha_{ul} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{59706}}{(600 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 0,1;$$

$$\alpha_{ul} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{59706}}{(200 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 0,133;$$

Определяем импульсное сопротивление грунтов, которое должно соответствовать условию:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \leq 0,5 \text{ Ом} \quad (108)$$

$$R_{u1} = 1,133 \cdot 0,1 = 0,111$$

$$R_{u2} = 0,371 \cdot 0,133 = 0,05$$

Общее импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{об} = R_{u1} + R_{u2} \tag{109}$$

$$R_{об} = 0,111 + 0,05 = 0,16 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Полученное значение не выше допустимого, что соответствует требованиям, предъявляемым к заземлителям согласно ПУЭ.

Подробный расчёт представлен в приложении И

## **7.2 Молниезащита подстанции**

Удар молнии в электроустановки, находящиеся под рабочим напряжением, вызывает опасные перенапряжения, которые могут привести к повреждению изоляции и выходу из строя данной электроустановки. Поэтому важно правильно организовать на подстанции защиту от проявлений грозовой деятельности.

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.

Располагают молниеотводы обычно на опорах линейных порталов, на крышах зданий или на прожекторных мачтах. Допускается также устанавливать отдельно стоящие молниеотводы в виде цельных железобетонных и металлических конструкций без растяжек. В этом случае металлоконструкции порталов и мачт используются в качестве токоотводов.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое сооружение, находящееся более низко по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, при условии нахождения внутри зоны защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода,

обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты. По мере продвижения внутрь зоны, надежность защиты увеличивается.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений сводится к определению границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода представляет собой круговой конус.

Нормируется два вида зон защиты:

- зона А – с надежностью не менее 0,995;
- зона Б – с надежностью не менее 0,95.

Применение того или иного типа зоны защиты зависит от категории защищаемого объекта по взрыво- и пожаробезопасности, согласно ПУЭ.

Расчет молниезащиты начинается с определения числа ударов молнии в год в защищаемый объект при отсутствии молниезащиты.

Ожидаемое количество поражений молнией в год незащищенного объекта производится по формуле:

$$N = 0,06 \cdot n \cdot (A + 10 \cdot h_x) \cdot (B + 10 \cdot h_x) \cdot 10^{-6}, \quad (110)$$

где  $A, B$  – соответственно, длина и ширина здания или сооружения, м;

$h_x$  – наибольшая высота здания или сооружения, м;

$n$  – среднегодовое число ударов молнии в 1 км<sup>2</sup> земной поверхности.

Средняя годовая продолжительность гроз в часах для данной местности: от 40 до 60 ч, следовательно,  $n = 50$ . Отсюда:

$$N = 0,06 \cdot 50 \cdot (318 + 10 \cdot 17) \cdot (183 + 10 \cdot 17) \cdot 10^{-6} = 0,517$$

Так как полученное значение меньше  $N < 1$ , используем тип зоны защиты Б.

Далее произведем расчет параметров защиты молниеотводов. Высоту молниеприемника примем согласно стандартному значению для унифицированной конструкции линейного портала 220 кВ, которая составит 27 метров.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,92 \cdot h, \quad (111)$$

$$h_{эф} = 0,92 \cdot 27 = 24,84 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне земли определяется по формуле:

$$r_0 = 1,5 \cdot h, \quad (112)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 27 = 40,5 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне защищаемого объекта (линейного портала, высотой 17 м):

$$r_x = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right), \quad (113)$$

где  $h_{эф}$  – высота защищаемого объекта.

$$r_x = 45 \cdot \left( 1 - \frac{17}{24,84} \right) = 12,78 \text{ м.}$$

Остальные параметры защиты определяются попарно для всех молниеотводов. Так как они все рассчитываются аналогично, приведем пример расчета для молниеотводов 1-2. Подробный расчет для всех остальных комбинаций молниеотводов приведен в приложении К.

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами определяется как:

$$h_{cx} = h_{эф} - 0,14 \cdot (L - h), \quad (114)$$

где  $L$  – расстояние между молниеотводами.

$$h_{cx} = 24,84 - 0,14 \cdot (78,5 - 27) = 17,63 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты для типа Б равна  $r_0$ .

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \quad (115)$$

$$r_{cx} = 40,5 \cdot \frac{17,63 - 17}{17,63} = 1,45 \text{ м.}$$

По окончании расчета всех молниеприемников строится общая картина зоны защиты для указанного объекта.

## 8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 8.1 Силовой трансформатор

Для ранее выбранного в основной части дипломного проекта трансформатора выполняются условия безопасной работы. Нагрузки, уровень напряжения, температура отдельных элементов трансформаторов, характеристики масла и параметры изоляции находятся в пределах установленных норм; устройства охлаждения, регулирования напряжения, другие элементы должны содержаться в исправном состоянии.

Необходим контроль правильности установки трансформаторов, так как они оборудованы устройствами газовой защиты. Крышка имеет подъем по направлению к газовому реле не менее 1%, а маслопровод к расширителю - не менее 2%. Полость выхлопной трубы соединена с полостью расширителя.

Маслоприемники, маслоотводы и маслоборники находятся в исправном состоянии. Расчет маслоборника для масляного трансформатора 220/110/35/10 кВ приведен в этом разделе, но расчет и описание приведены далее.

На баках трансформаторов наружной установки указаны стационарные (подстанционные) номера. Такие же номера на дверях и внутри трансформаторных пунктов и камер.

Трансформаторы наружной установки окрашены в светлые тона краской, стойкой к атмосферным воздействиям и воздействию масла.

При номинальной нагрузке трансформаторов, установленных на подстанциях, температура верхних слоев масла должна быть не выше 95°C, т.к. трансформаторы с естественным охлаждением масла.

Для трансформаторов выбранной марки допустима длительная перегрузка по току любой обмотки на 5% номинального тока ответвления, если напряжение на ответвлении не превышает номинального.

Кроме того, допустимы систематические перегрузки, в зависимости от режима работы сети, значение и длительность которых регламентируются

типовой инструкцией по эксплуатации трансформаторов заводоизготовителей.

В аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов сверх номинального тока при всех системах охлаждения независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды в следующих пределах для масляных трансформаторов:

### **8.2 Воздушные линии электропередачи**

В данном разделе рассматривается безопасность эксплуатации линии 220 кВ «Амурская-Белогорск». При эксплуатации воздушной линии электропередачи (ВЛ) 220кВ «Амурская-Белогорск» производится техническое обслуживание и ремонт, направленные на обеспечение ее надежной работы.

При техническом обслуживании данной линии производятся работы по поддержанию работоспособности и исправности ВЛ и их элементов выполняя профилактические проверки и измерения, предохранению элементов ВЛ от преждевременного износа.

При выполнении капитального ремонта линии выполняются работы по восстановлению исправности и работоспособности ВЛ и их элементов путем ремонта или замены новыми, повышающими их надежность и улучшающими эксплуатационные характеристики линии.

Техническое обслуживание и ремонт ВЛ выполняется с использованием специальных машин, механизмов, транспортных средств, такелажа, оснастки, инструмента и приспособлений.

При эксплуатации ВЛ строго соблюдаются правила охраны электрических сетей и контроль за их выполнением.

### **8.3 Экологичность**

В процессе строительства и эксплуатации все энергообъекты оказывают определенное влияние на окружающую среду.

Элегаз является одним из сильнейших парниковых газов, который очень медленно разлагается в природной среде. Также элегаз является более тяжелым



газом, чем воздух и, поэтому, при утечках скапливается в нишах, вытесняя при этом воздух, что несет большую опасность для персонала, обслуживающего установки. Поэтому при использовании элегазового оборудования огромное внимание уделяется уплотнениям разъемных частей аппаратов и производится постоянный контроль давления элегаза, утечка в год которого не должна превышать 0,5 %. В закрытых помещениях, где установлено элегазовое оборудование в обязательном порядке предусматривается приточно-вытяжная вентиляция.

При разработке варианта реконструкции был сделан упор на уменьшение количества маслонаполненного и элегазового оборудования на подстанции. Так, использование КРУ 35 кВ с вакуумными выключателями позволит полностью избавиться от маслонаполненного и элегазового оборудования в распределительном устройстве среднего напряжения. Вместо масляных трансформаторов собственных нужд были приняты сухие трансформаторы с литой изоляцией.

#### 8.3.1 Расчёт маслоприёмника

В соответствии с ПУЭ для предотвращения растекания масла и распространения пожара при маслонаполненных силовых трансформаторах с массой более 1 тонны проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

Так как объем масла трансформатора ТДТН-63000/220 больше 20 т., то необходимо предусмотреть маслоприемники с отводом масла.

Объем маслоприёмника с отводом масла должен быть рассчитан на одновременный приём 100% масла, содержащегося в корпусе трансформатора.

Устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и др. подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.;

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными (дно на уровне окружающей планировки). При выполнении заглубленного телеприемника устройство

бортовых ограждений не требуется, если при этом обеспечивается надлежащий объем маслоприемника.

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться:

- с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;
- без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м.

Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

Дно маслоприемника (заглубленного и незаглубленного) должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приемка и быть засыпано чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Верхний уровень гравия (щебня) должен быть не менее чем на 75 мм ниже верхнего края борта (при устройстве маслоприемников бортовыми ограждениями) или уровня окружающей планировки (при устройстве маслоприемников без бортовых ограждений)[2].

Допускается не производить засыпку дна маслоприемников по всей площади гравием. При этом на системах отвода масла от трансформаторов (реакторов) следует предусматривать установку огнепреградителей;

Расчёт маслоприёмника:

Определение габаритов маслоприемника трансформатора.

Марка трансформатора: ТДТН-63000/220

Масса трансформаторного масла: М=30300 кг

Длина трансформатора: А=8880 мм

Ширина трансформатора: Б=5215 мм

Габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного электрооборудования не менее чем на 1,5 метр при массе масла от 10 до 50 тонн согласно [13. с.359]

Габариты маслоприемника:

$$B = A + 1500 \quad (116)$$

$$\Gamma = B + 1500 \quad (117)$$

$$B = 8880 + 1500 = 10380 \text{ мм}$$

$$\Gamma = 5215 + 1500 = 6715 \text{ мм}$$

Площадь маслоприемника:

$$S = B \cdot \Gamma \quad (118)$$

$$S = 10,380 \cdot 6,715 = 64,1 \text{ м}^2$$

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{\text{ТР.М.}} = \frac{M}{\rho} \quad (119)$$

где  $M$  - масса трансформаторного масла = 30,6 тонн;

$\rho$  - плотность трансформаторного масла = 850 (кг/м<sup>3</sup>).

$$V_{\text{ТР.М.}} = \frac{30600}{850} = 36 \text{ м}^3$$

Следовательно, объем маслоприемника = 36 м<sup>3</sup>

Высота маслоприемника определяется по формуле, м:

$$H_{\text{МП}} = \frac{V_{\text{ТР.М.}}}{S} \quad (120)$$

$$H_{\text{МП}} = \frac{36}{64,1} = 0,56 \text{ м}$$

Расчёт глубины маслоприёмника производим по формуле:

$$h_{\text{МП}} = H_{\text{МП}} + h_{\text{ЗАЗ}} + h_{\text{ЗАС}} \quad (121)$$

где  $h_{\text{ЗАЗ}}$  - воздушный зазор = 0,05 м.;

$h_{\text{ЗАС}}$  - высота засыпки = 0,25 м.;

$$h_{\text{МП}} = 0,56 + 0,05 + 0,25 = 0,86 \text{ м.}$$

#### 8.4 Чрезвычайные ситуации

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка

проводов, неисправности электрических машин и аппаратов, а также грозовые перенапряжения, молния.

Чтобы обеспечить пожарную безопасность на подстанции «Белогорск» 220/110/35/10 кВ по проекту её обеспечивают пожарными щитами первичных средств пожаротушения.

*Виды пожарной техники, применяемые на ОРУ 220 кВ.*

В связи с тем, что на ПС «Белогорск» устанавливаются элегазовые и вакуумные выключатели, снижается уровень возникновения пожара на ОРУ. Тем не менее виды пожаротушения остаются те же самые (пожарная техника).

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства, классифицируется на следующие группы:

- пожарные машины,
- средства пожарной и охранной сигнализации,
- огнетушители,
- пожарное оборудование,
- ручной инструмент,
- инвентарь и пожарные спасательные устройства.

На предприятиях энергетики широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты горящих веществ [13].

При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители, расположенные у каждого взрывоопасного оборудования.

Огнетушители бывают: химические пенные ОХП-10, газовые углекислотные ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, порошковые ОПС-10 и специальные огнетушители типа ОУБ [14].

Газовые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов горения веществ и электроустановок, за исключением веществ, горение которых происходит без доступа кислорода воздуха. В качестве огнетушащего средства в основном используют углекислоту.

Порошковые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов возгорания щелочных металлов и других соединений. Углекислотобромэтиловые огнетушители типа ОУБ предназначены для тушения небольших очагов горения волокнистых и других твердых металлов, а также электроустановок.

В РУ определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается [15].

На территории ОРУ первичные средства размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.). Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения имеются на тропах обхода территории ОРУ. Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега. Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему [16].

Пожарные щиты предназначены для концентрации и размещения в определенном месте ручных огнетушителей, немеханизированного пожарного инвентаря и инструмента, применяемого при ликвидации загораний на объектах, в складских помещениях и на строительных площадках.

Щиты металлические (ЩПМ).

Пожарные щиты имеют габаритные размеры 1200x600 мм и окрашены в соответствии с требованиями государственного стандарта.

Норма комплектации пожарного щита немеханизированным инструментом и инвентарем показана в таблице 35 для двух категории пожара:

Тип В – пожары горючих жидкостей и газов

Тип Е – пожары, связанные с горением электроустановок

Объём песка в ящике составляет 0.5 м<sup>3</sup>. Песок, который хранится в металлических ящиках должен быть постоянно сухим, сыпучим, без комков. Один раз в год его необходимо перемешивать и удалять комки.

Таблица 35 - Норма комплектации пожарного щита.

№п /п	Наименование первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и инвентаря	Нормы комплектации в зависимости от типа пожарного щита и класса пожара	
		ЩП-В	ЩП-Е
1	Огнетушители углекислотные	2	-
2	Лом	1	-
3	Крюк с деревянной рукояткой	1	-
4	Ведро	1	-
5	Асбестовое полотно, грубошерстяная ткань или войлок	1	1
6	Лопата штыковая	1	-
7	Ящик с песком	1	1

Тушение песком должно производиться путём разбрасывания его по горячей поверхности, чем достигается механическое воздействие на пламя и его частичная изоляция.

Чтобы избежать причин пожара на подстанции, вследствие прямых ударов молнии на территорию подстанции сооружается молниезащита, которая рассматривалась ранее.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы на тему «Развитие электрических сетей напряжением 220 кВ центрального энергорайона Амурской области в связи с реконструкцией подстанции Белогорск» были решены основные задачи, связанные с реконструкцией.

Разработаны варианты реконструкции подстанции, технико-экономическое сравнение которых позволило определить наилучший. Выбранный вариант реконструкции является оптимальным в плане надежности и экономичности. Данные распределительные устройства будут отвечать требованиям надежности ввиду использования современного оборудования, а также за счет конфигурации самой схемы. Было решено возвести вместо ОРУ 35 кВ компактное КРУН 35 кВ, которое позволяет существенно сократить площадь, занимаемую распределительным устройством, повысить надежность, упростить монтаж и обслуживание. Аналогичное решение было принято с реконструкцией ЗРУ 10 кВ. На его место было возведено КРУ 10 кВ. На ОРУ 220 кВ было полностью заменено оборудование. Также была произведена замена двух силовых трансформаторов на трансформаторы большей мощностью.

Всё принятое к замене оборудование соответствует климатогеографическим условиям установки, а также обладает большим запасом прочности к воздействию токов короткого замыкания, а, значит, способно выполнять свои функции в нормальном и аварийных режимах.

С целью обеспечения безопасности на подстанции было рассчитано и спроектировано защитное заземление. Для защиты изоляции установленного оборудования произведен расчет молниезащиты подстанции. В заключении были рассмотрены вопросы обеспечения пожарной безопасности и экологичности, что достигается путем замещения маслонеполненных выключателей вакуумными и элегазовыми, а масляных трансформаторов собственных нужд – сухими с литой изоляцией.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008.
- 2 Правила устройства электроустановок. – М. : НЦ ЭНАС, 2003.
- 3 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – М. : Издательский центр «Академия», 2004. – 448 с.
- 4 Файбисович, Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35–1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2003. – 32 с.
- 5 ГОСТ Р 52565-2006.
- 6 Высоковольтное оборудование / Уралэлектротяжмаш. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://uetm.ru/products/146/> – 13.06.2016.
- 7 Электрощит.Ру [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru/catalog/> – 13.06.2016.
- 8РД 34.51.101-90. Инструкция по выбору изоляции электроустановок. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.
- 9Шкаф защиты трехобмоточного трансформатора ШЭ2607 155 / ООО НПП «ЭКРА» [Электронный ресурс] – Режим доступа:<http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovanija-35-110-kv/298-she2607-155.html>– 20.06.2015.
- 10 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2015-2019 годов, 2015 г.
- 11 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.047-2010.
- 12 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, 2003 г.
- 13 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
- 14 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. Челябинск: АТОКСО, 1995. – 42 с.



15 ГОСТ 12.4.009-83. Государственный стандарт СССР. Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание. 1983. – 24 с.

16 СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. Постановление Министра России от 13.02.1997 № 18-7 СНиП от 13.02.1997 № 21-01-97. Строительные нормы и правила РФ.

17 Кукин, П.П. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда) / П. П. Кукин, В. Л. Лапин, Н. Л. Пономарев. Учеб. пособие для вузов., 2-е изд. испр. и доп. М. : Высш. шк., 2002. – 319 с.

18 СНиП 23-03–2003. «Нормы проектирования. Защита от шума». Система нормативных документов в строительстве. М. : 2010. – 67 с.

19 Беляков, Ю.П. Релейная защита и автоматика электрических систем / Ю. П. Беляков, А. Н. Козлов, Ю. В. Мясоедов. Учебное пособие. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2004. – 136 с.

20 Заземления в сетях высокого напряжения / под ред. Р. Н. Карякина. – М. : Энергоатомиздат, 2002. – 377 с.

21 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

22 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / под ред. Б. Н. Неклепаева. – М. : Изд-во НИЦ ЭНАС, 2001.

23 РД 153–34.3–35.125–99. Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений / под научной ред. Н. Н. Тиходеева. – С.-Петербург : ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.