

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 – Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 220 кВ ПС Хани – ПС Чара для обеспечения нужд Удоканского горно-металлургического комбината

Исполнитель

студент группы 842об4

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

И.Е. Щебенков

Руководитель канд.техн.наук,  
профессор

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

Консультант по  
безопасности и  
экологичности

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Благовещенск 2022

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

Факультет Энергетический  
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022 г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Щебенькова Ильи Евгеньевича

1. Тема выпускной квалификационной работы Реконструкция релейной защиты и автоматизации воздушной линии напряжением 220 кВ ПС Хани – ПС Чара для обеспечения нужд Удоканского горно-металлургического комбината

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

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

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС, перечень потребителей, нормативно-справочная литература: ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ, ПТБ

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района проектирования. 2. Выбор силовых трансформаторов и расчет токов короткого замыкания. 3. Выбор оборудования. 4. Релейная защита и автоматика 5. Молниезащита и заземление. 6. Организационно-экономическая часть. 7. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 1. Схема подключения ПС. 2. Однолинейная схема ПС. 3. Молниезащита и заземление. 4. Релейная защита силового трансформатора. 5. Релейная защита ошиновки. 6. Автоматика

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

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: \_\_\_\_\_

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

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

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Работа содержит 126 с., 17 рисунков, 51 таблица, 31 источник.

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА, СЕТЕВАЯ АВТОМАТИКА, ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА, РЕЖИМНАЯ АВТОМАТИКА, ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ, ГОРНО-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ШИНЫ, ТРАНСФОРМАТОР.

В выпускной работе осуществлено реконструирование релейной защиты и сетевой автоматики оборудования воздушной линии 220 кВ Хани – Чара, в связи со строительством и вводом в эксплуатацию Удоканского ГМК.

Также в проекте рассмотрены вопросы выбора основного электрооборудования подстанции; освещены вопросы молниезащиты, заземления распределительного устройства и территории подстанции; затронуты вопросы обеспечения безопасности жизнедеятельности на объекте, питающем потребителей металлургической отрасли производства и экологичности проекта; произведена краткая экономическая оценка проекта.

## СОДЕРЖАНИЕ

Термины, определения, обозначения и сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика объекта проектирования	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности рассматриваемого района	10
1.2 Описание существующего оборудования	12
2 Проверка мощности силовых трансформаторов	15
2.1 Выбор и проверка силовых трансформаторов	15
3 Расчет токов короткого замыкания	21
3.1 Расчет симметричных КЗ	22
3.2 Расчет несимметричных КЗ	28
3.3 Расчет токов для выбора и проверки оборудования	34
4 Выбор и проверка подстанционного оборудования	36
4.1 Разработка вариантов конструктивного исполнения распределительных устройств	37
4.2 Разработка однолинейной схемы подстанции	39
4.3 Выбор и проверка гибкой ошиновки	44
4.4 Выбор и проверка выключателей	45
4.5 Выбор и проверка разъединителей	49
4.6 Выбор и проверка трансформаторов тока	52
4.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	55
4.8 Система электроснабжения собственных нужд постоянного тока	64
4.9 Система электроснабжения собственных нужд переменного тока	66
4.10 Технические решения по организации связи и телемеханики	68
5 Релейная защита и сетевая автоматика	68
5.1 Расстановка комплектов защиты и автоматики	68
5.2 Расчет уставок резервных защит ЛЭП	73
5.3 Расчет уставок основной защиты ЛЭП	86

5.4 Расчет параметров сетевой автоматики	91
6 Молниезащита и заземление	93
6.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет	93
6.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	100
6.3 Оценка надежности молниезащиты	104
6.4 Выбор и проверка ОПН	106
7 Безопасность и экологичность	108
7.1 Безопасность	108
7.2 Экологичность	112
7.3 Чрезвычайные ситуации	117
8 Организационно-экономическая часть	120
8.1 Выбор фирмы производителя и марки МПРЗ	120
8.2 Капиталовложения в реализацию проекта	121
8.3 Расчёт эксплуатационных издержек	122
Заключение	123
Библиографический список	124
Приложение А. Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования	127
Приложение Б. Расчеты РЗА	169
Приложение В. Расчеты молниезащиты и заземления	203

## ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВН – высокое напряжение;

ВЛ – воздушная линия;

ВЧЗ – высокочастотный заградитель;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ДЗО – дифференциальная защита ошиновки;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

ЗВУ – зарядно-выпрямительное устройство;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство

КСИСО – комплекс средств измерений, сбора и обработки информации

КЗ – короткое замыкание;

НН – низкое напряжение;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – среднее напряжение;

СЭС – система электроснабжения;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности.

## ВВЕДЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа посвящена вопросам реконструкции устройств релейной защиты и автоматики ВЛ 220 кВ Хани – Чара, в связи с реконструкцией транзита 220 кВ «Тында – Лопча – Хани – Чара» в части строительства новых воздушных линий для обеспечения нужд вновь вводимого и набирающего мощность Удоканского ГМК.

Удоканский горно-металлургический комбинат – один из важнейших и перспективных объектов потребления для Западного энергорайона Амурской области. Территориально комбинат расположен на территории Забайкальского края, в Каларском округе, в поселке Удокан. С ресурсами меди в объеме свыше 26 млн. тонн, Удокан является крупнейшим месторождением в России.

Сам комбинат действует с 2008 года и все еще набирает мощность потребления. На сегодняшний день при реализации первой очереди проекта к 2021 году, потребление мощности на максимум нагрузок составил 20 МВт. Вторая очередь проекта подразумевает расширение подстанции 220/35/10 кВ «Удоканский ГМК» до двух силовых трансформаторов и увеличение максимальной мощности потребления до 120 МВт.

Цель работы – реконструировать систему релейной защиты и сетевой автоматики ВЛ 220 кВ Хани – Чара в условиях расширения соответствующих подстанций в части строительства второй ЛЭП – ВЛ 220 кВ Хани – Чара №2.

Актуальность работы состоит в перспективе развития района в части энергопотребления и развитие горнодобывающей отрасли экономики Удокана, что привлечет инвестиции и повлечет развитие бизнеса и региона в целом.

При реализации основной цели, требуется выполнить основные задачи проекта:

- 1 проанализировать климатогеографические характеристики района реконструируемой ЛЭП;

2 выбрать мощности силовых трансформаторов на реконструируемых подстанциях;

3 выполнить расчет токов короткого замыкания сети;

4 разработать однолинейную схему на реконструируемых подстанциях;

5 выполнить выбор и проверку электрооборудования на реконструируемых подстанциях;

6 выполнить выбор устройств РЗА ВЛ 220 кВ Хани – Чара №1 и №2, рассчитать параметры настройки устройств РЗА и алгоритмы их функционирования;

7 выполнить расчет молниезащиты на реконструируемых подстанциях и заземляющих устройств;

8 оценить безопасность и экологичность объектов.

При производстве выпускной работы произведена экономической и инвестиционной привлекательности предложенной реконструкции. В связи с тем, что расширение электрической сети Забайкальского края и Западного энергорайона Амурской области приведет к увеличению финансового потока на производство горно-металлургического комплекса, предложенный объем реконструкций является инвестиционно привлекательным процессом в ближайшие годы.

При выполнении выпускной квалификационной работы были произведены расчеты в ПВК Mathcad 15, графическое моделирование было произведено в ПК Microsoft Office Visio 2016.



## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

В административном отношении существующая ВЛ 220 кВ Хани - Чара расположена в северо-западной части Амурской области. ВЛ 220 кВ Хани - Чара располагается между одноименными подстанциями 220 кВ: ПС 220 кВ Хани и ПС 220 кВ Чара. ПС 220 кВ Хани находится в пгт.Хани Нерюнгринского района Республики Саха (Якутия). ПС 220 кВ Чара находится в пгт. Новая Чара Каларского района в Забайкальском крае. Район изысканий приравнен к районам Крайнего Севера. Расположен в зоне развития островной многолетней мерзлоты.

### **1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности рассматриваемого района**

Климат исследуемого района, резко-континентальный, обусловленный рельефом, открывающим доступ холодным арктическим воздушным массам, с муссонными чертами. Четко выражены времена года. Лето преимущественно – теплое, дождливое, но со значительным количеством солнечного сияния. Зима – холодная, сухая, с маломощным снежным покровом с большим количеством солнечного сияния. Средняя годовая температура воздуха составляет минус 7,8°С. Абсолютный минимум минус 50°С приходится на январь и февраль. Самый теплый месяц – абсолютный максимум 35°С. Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 минус 37°С.

Ветровой район – II, давление ветра – 500 Па (29 м/с).

Гололед – явление редкое, наблюдается 1 день в 10 лет. Нормативная толщина стенки гололеда на высоте 10 м от земли – 15мм.

Изморозь – явление, образование которого зависит от рельефа и высоты места, производственно-бытовой деятельности человека и других местных условий, поэтому распределение её неравномерно. Изморозь может наблюдаться с сентября по май, но не ежегодно. В среднем за сезон бывает 5 дней с

изморозью. Интенсивность пляски проводов - умеренная. Среднегодовая продолжительность гроз – 50 часов.

Принятые в расчетах климатические условия сведены в таблицу 1

Таблица 1 – Расчетные климатические параметры

Параметр	Показатель
1	2
Район по гололеду	II
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	15
Район по ветру	II
Нормативный скоростной напор ветра, Па	500
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	160
Среднегодовая продолжительность гроз, ч	50
Степень загрязнения атмосферы	I
Температуры воздуха	
Среднегодовая, °С	-7,8
Минимальная, °С	-50
Максимальная, °С	+35
При гололедно-изморозевых образованиях, °С	-10
При ветре, °С	-10

## 1.2 Описание существующего оборудования

ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Хани состоит из двух секций шин, соединенных по схеме 5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов», состоящей из 3 выключателей, два из которых (типов АBB HPL-245 В1 и AREVA GL314) служат для подключения трансформаторов, один (типа AREVA GL314) – секционный, коммутирующий секции «1 СШ» и «2 СШ».

От ОРУ 220 кВ отходят две воздушные линии 220 кВ:

- ВЛ 220 кВ Юктали - Хани;
- ВЛ 220 кВ Хани-Чара.

На ОРУ 220 кВ установлено следующее оборудование:

- колонковые элегазовые выключатели ABB HPL-245 B1 и AREVA GL314;
- трёхфазные разъединители горизонтально-поворотного типа с одним заземляющим ножом РДЗ-1- 220/1000;
- трёхфазные разъединители горизонтально-поворотного типа с двумя заземляющими ножами РДЗ-2- 220/1000;
- однофазные разъединители горизонтально-поворотного типа с двумя заземляющими ножами РДЗ-2- 220/1000;
- измерительные трансформаторы напряжения НКФ-220-58-У1;
- нелинейные ограничители перенапряжений ОПНп-220/800/154-10-III УХЛ1;
- заградители высокочастотные;
- конденсаторы связи;
- фильтры присоединений;

Ошиновка сборных шин, ремонтной перемычки и ошиновка между аппаратами выполнена проводом марки АС-300/39.

ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Чара состоит из двух секций шин, соединенных по схеме 9 – «Одна рабочая секционированная выключателем система шин», состоящей из выключателей типа У-220.

От ОРУ 220 кВ отходят 4 воздушные линии 220 кВ:

- ВЛ 220 кВ Куанда - Чара;
- ВЛ 220 кВ Хани-Чара;
- ВЛ 220 кВ Чара Удоканский ГМК №1;
- ВЛ 220 кВ Чара Удоканский ГМК №2.

На ОРУ 220 кВ установлено следующее оборудование:

- масляные выключатели У-220;
- трёхфазные разъединители горизонтально-поворотного типа с одним заземляющим ножом РДЗ-1- 220/1000;

- трёхфазные разъединители горизонтально-поворотного типа с двумя заземляющими ножами РДЗ-2- 220/1000;
- однофазные разъединители горизонтально-поворотного типа с двумя заземляющими ножами РДЗ-2- 220/1000;
- измерительные трансформаторы напряжения НКФ-220-58-У1;
- нелинейные ограничители перенапряжений ОПНп-220/800/154-10-III УХЛ1;
- заградители высокочастотные;
- конденсаторы связи;
- фильтры присоединений;

Ошиновка сборных шин, ремонтной перемычки и ошиновка между аппаратами выполнена проводом марки АС-240/24.

На обеих подстанциях размещение аппаратов и дорог на ОРУ-220 кВ обеспечивает свободный проезд механизмов и подвижных лабораторий при ремонтных работах.

Расстояние между осями соседних ячеек принято 15400 мм (шаг ячейки).

Для защиты оборудования и ошиновки от прямых ударов молнии применены молниеотводы, установленные непосредственно на стойках ячейковых порталов, концевых линейных опорах и шинных порталах

Защита оборудования ОРУ от перенапряжений, в том числе трансформаторов, предусмотрена при помощи ограничителей перенапряжений ОПН-П1-220/154/10/2-III УХЛ1.

Общий контур заземления и заземление корпусов электрооборудования и металлоконструкций ОРУ выполнено стальной полосой сечением 40x4 мм<sup>2</sup>, вертикальные электроды заземления выполнены из угловой стали 50x50x4 мм.

Портальные конструкции для подвески ошиновки и установки подвесных разъединителей выполнены металлическими.

Оборудование установлено на унифицированных опорах из железобетонных стоек и свай с металлическими марками для крепления аппаратов.

Согласно проекту расширения сети транзита 220 кВ «Тында – Лопча – Хани – Чара», планируется строительство дополнительных воздушных линий соответствующего транзита:

- ВЛ 220 кВ Тында – Лопча;
- ВЛ 220 кВ Лопча – Хани;
- ВЛ 220 кВ Хани – Чара №2.

В объем реконструкции данной ВКР входит реконструкция устройств РЗА существующей ВЛ 220 кВ Хани – Чара, именуемой далее ВЛ 220 кВ Хани – Чара №1 и проектирование устройств РЗА для вновь возводимой ВЛ 220 кВ Хани – Чара №2 в условиях реконструкции распределительных устройств и подстанционного оборудования на ПС 220 кВ Хани и ПС 220 кВ Чара.

## 2 ПРОВЕРКА МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Будет произведена проверка и выбор силовых трансформаторов на ПС 220 кВ Хани и ПС 220 кВ Чара по нормативным коэффициентам загрузки в условиях перспективного роста энергопотребления Западного района энергосистемы Забайкальского края и Республики Саха (Якутия) с использованием формулы сложных процентов.

На ПС 220 кВ Хани три класса напряжений: 220 кВ, 35 кВ и 10 кВ.

На ПС 220 кВ Чара три класса напряжений: 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ.

### 2.1 Выбор и проверка силовых трансформаторов

В качестве исходных данных будут выбраны результаты контрольных замеров на часы максимума от 16.12.2021 на, соответственно, шинах потребителя ПС 220 кВ Хани и ПС 220 кВ Чара. Вычислим расчетную мощность потребления с перспективой на 5 лет по формуле сложных процентов.

В качестве примера покажем расчет для ПС 220 кВ Хани, расчет нагрузки для ПС 220 кВ Чара аналогичен и представлен в приложении А.

Итак, в качестве начального приближения принимаем величину активной мощности потребления на шинах 10 кВ ПС 220 кВ Хани и коэффициент мощности.

$$P_{н.кз} = 14 \text{ МВт},$$

$$\cos \varphi = 0,85.$$

По причине того, что параметры потребления в момент контрольного замера актуальны на декабрь 2021 года, целесообразно воспользоваться формулой сложных процентов. Прогнозирование будем осуществлять на 5-летнюю перспективу, учитывая, что сейчас 2022 год – до 2027 года.

Активная максимальная прогнозная мощность равна:

$$P_{\text{макс}} = P_{н.кз} \cdot (1 + 0,019)^{t_i - t_j}, \quad (1)$$

где  $t_i$  - год снятия контрольного замера;

$t_j$  - прогнозный год.

Средняя активная и реактивная мощности:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{K_{max}}, \quad (2)$$

где  $K_{max}$  - коэффициент максимума (1,2).

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\varphi, \quad (3)$$

где  $tg\varphi$  - коэффициент мощности нагрузки.

Итак, выполним расчет для ПС 220 кВ Лопча:

$$P_{max} = 14 \cdot (1 + 0,019)^{2027-2021} = 15,7 \text{ МВт},$$

$$P_{cp} = \frac{15,7}{1,2} = 13,1 \text{ МВт},$$

$$Q_{cp} = 13,1 \cdot 0,62 = 8,1 \text{ Мвар},$$

$$Q_{max} = 15,7 \cdot 0,62 = 9,7 \text{ Мвар}.$$

Далее определяем требуемую мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{ку.треб} = P_{cp} \cdot (tg\phi_{нагр} - tg\phi_{норм}), \quad (4)$$

где  $tg\phi_{норм}$  – предельный коэффициент мощности, определенный Приказом Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии»;

$P_{cp}$  – средняя мощность, МВт.

$$Q_{ку.треб} = 13,1 \cdot (0,62 - 0,4) = 2,9 \text{ Мвар}.$$

На шинах НН подстанций в качестве устройств компенсации реактивной мощности в целях поднятия напряжения на шинах потребителя приняты к установке батареи статических конденсаторов БСК-5-10,5 электротехнического завода СлавЭнерго. Для расчета токов КЗ потребуется информация о параметрах выбранных батарей. Технические характеристики выбранных БСК представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Технические характеристики выбранных БСК

Параметр	Значение
1	2
Марка	БСК-5-10,5-500
Мощность, Мвар	5
Мощность ступени батарей, квар	500
Номинальное напряжение, кВ	10,5
Номинальный ток	275

Нескомпенсированная мощность на шинах:

$$Q_{\text{неск}} = Q_p - Q_{\text{ку.треб}} , \quad (5)$$

$$Q_{\text{неск}} = 9,7 - 2,9 = 6,8 \text{ Мвар} .$$

Расчетная нагрузка на шинах ВН, с учетом компенсации реактивной мощности:

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_m)^2 + (Q_{\text{неск}} + \Delta Q_m)^2} , \quad (6)$$

где  $\Delta P_m, \Delta Q_m$  – потери мощности в трансформаторах, МВт, Мвар.

$$S_p = \sqrt{(15,7 + 0,342)^2 + (6,8 + 1,7)^2} = 18,2 \text{ МВА} .$$

Условие выбора мощности автотрансформатора имеет вид:



$$S_{\text{тр}} = \frac{S_p}{N \cdot K_3}, \quad (7)$$

где  $K_3$  - нормативный коэффициент загрузки силового трансформатора, принимается равным  $K_3=0,7$ ;

$S_{\text{тр}}$  - максимальное значение мощности, протекающей через автотрансформатор.

$$S_{\text{тр}} = \frac{18,2}{2 \cdot 0,7} = 13,0 \text{ МВА}.$$

На ПС 220 кВ Хани установлено два силовых трансформатора марки ТДТН-25000/220/35/10 УХЛ 1. Выполним проверку трансформатора, уже установленного на ПС 220 кВ Хани. Его мощность составляет 25 МВА.

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{S_{\text{тр}}}{2 \cdot S_{\text{ном.т}}}, \quad (8)$$

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{13}{2 \cdot 25} = 0,52,$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{S_{\text{тр}}}{S_{\text{ном.т}}}, \quad (9)$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{13}{25} = 1,04.$$

Установленные силовые трансформаторы удовлетворяют требуемым нормативным величинам коэффициентом загрузки.

Таким образом, принимаем решение оставить два силовых трансформатора марки ТДТН-25000/220/35/10 УХЛ 1. Технические характеристики выбранных трансформаторов представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Технические характеристики выбранных трансформаторов на ПС 220 кВ Хани

Параметр	Значение
1	2
Марка	ТДТН-25000/220/35/10 УХЛ1
Номинальная мощность, МВА	25
Номинальная мощность обмотки НН, МВА	25
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	230
Номинальное напряжение обмотки СН, кВ	38,5
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	11
Напряжение КЗ ВН-СН, %	6,5
Напряжение КЗ ВН-НН, %	17,5
Напряжение КЗ СН-НН, %	10,5

Расчет для ПС 220 кВ Чара аналогичен и представлен в приложении А. В результате расчета, получили величину максимальной мощности, протекающей через автотрансформатор:

$$S_{тр} = \frac{54,5}{2 \cdot 0,7} = 38,9 \text{ МВА}.$$

На ПС 220 кВ Чара установлено два силовых автотрансформатора марки АДЦТН-63000/220/110/35 У1. Выполним проверку трансформатора, уже установленного на ПС 220 кВ Чара. Его мощность составляет 63 МВА.

$$K_3^{норм} = \frac{38,9}{2 \cdot 63} = 0,62,$$

$$K_3^{авар} = \frac{38,9}{63} = 1,24.$$

Установленные силовые автотрансформаторы удовлетворяют требуемым нормативным величинам коэффициентом загрузки.

Таким образом, принимаем решение оставить два силовых автотрансформатора марки АДЦТН-63000/220/10/35 У1. Технические характеристики выбранных трансформаторов представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Технические характеристики выбранных трансформаторов на ПС 220 кВ Чара

Параметр	Значение
1	2
Марка	АДЦТН-63000/220/110/35 У1
Номинальная мощность, МВА	63
Номинальная мощность обмотки НН, МВА	21
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	230
Номинальное напряжение обмотки СН, кВ	121
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	38,5
Напряжение КЗ ВН-СН, %	8,5
Напряжение КЗ ВН-НН, %	21,5
Напряжение КЗ СН-НН, %	11

### 3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для расчета параметров настройки устройств релейной защиты и автоматики и корректного заполнения бланка уставок, а также расчета чувствительности защит, требуется выполнить следующий объем расчетов:

- выполнить расчет симметричных и несимметричных токов КЗ в расчетных точках в максимальном режиме;
- выполнить расчет симметричных и несимметричных токов КЗ в рассматриваемых точках в минимальном режиме;
- произвести расчет токов КЗ, подтекающих к расчетным точкам КЗ.

При расчете токов короткого замыкания для выбора и проверки оборудования требуется выполнить следующий объем расчетов:

- выполнить расчет периодической составляющей КЗ максимального значения тока в расчетных точках;
- выполнить расчет аperiodической составляющей КЗ максимального значения тока в расчетных точках;
- выполнить расчет ударного тока в расчетных точках.

#### **3.1 Расчет симметричных КЗ**

Для расчета токов КЗ предварительно необходимо составить схему замещения. Для этого следует составить принципиальную схему рассматриваемой сети. Данная схема представлена на рисунке 1. Представленная схема необходима для корректного отображения схемы замещения и дальнейшего упрощенного восприятия.

Исходные данные для расчета параметров приведены далее по тексту и в приложении А. Исключена подпитка от сети потребителя, так как доля двигательной нагрузки много меньше подпитки от системообразующей сети.

В качестве исходных данных для расчета токов КЗ необходимы параметры проводов и длины ЛЭП, параметры силовых трансформаторов.



Далее составим схему замещения прямой (обратной) последовательности, заменив элементы сети эквивалентными сопротивлениями. Полная схема замещения представлена на рисунке 2.

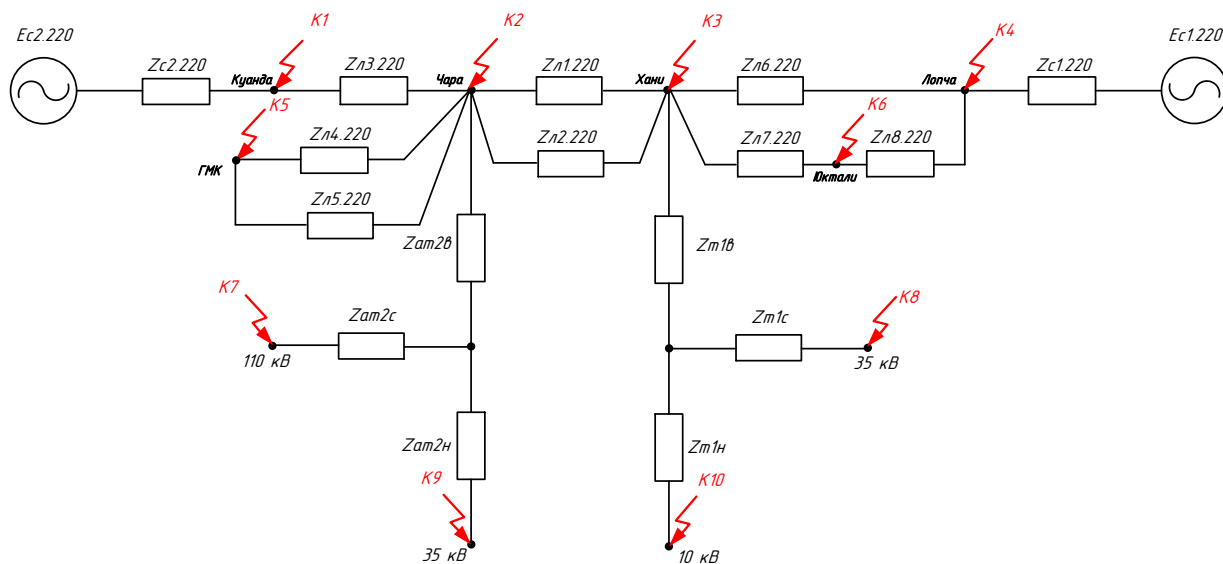


Рисунок 2 – Схема замещения прямой (обратной) последовательности

Данные по линиям приведены в таблице 5. Параметры силовых трансформаторов представлены в таблице 3 и 4.

Таблица 5 – Параметры ЛЭП

Наименование ЛЭП	Марка и сечение провода	Длина ЛЭП, км	$X_0$ , Ом	$R_0$ , Ом
1	2	3	4	5
ВЛ 220 кВ Хани – Чара №1	АС-300/39	124,9	0,388	0,095
ВЛ 220 кВ Хани – Чара №2	АС-300/39	124,9	0,388	0,095
ВЛ 220 кВ Куанда – Чара	АС-300/39	148,0	0,388	0,095
ВЛ 220 кВ Чара – Удоканский ГМК №1	АС-300/39	25,0	0,388	0,095
ВЛ 220 кВ Чара – Удоканский ГМК №2	АС-300/39	25,0	0,388	0,095
ВЛ 220 кВ Лопча – Хани	АС-300/39	280,6	0,388	0,095
ВЛ 220 кВ Лопча – Юктали	АС-300/39	146,1	0,388	0,095
ВЛ 220 кВ Юктали – Хани	АС-300/39	134,6	0,388	0,095

Выполним расчет параметров для схемы замещения прямой последовательности. В качестве примера покажем расчет для одной ветви (Система 220 кВ, ЛЭП 220 кВ, трансформатор Т-1). Остальные параметры схемы замещения определяются аналогично, полный расчет приведен в приложении А.

На основании исходных данных выполним расчет сопротивлений элементов схемы:

– сопротивление системы, Ом:

$$Z_c = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.с}}, \quad (10)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение системы, кВ;

$I_{кз.с}$  – мощность КЗ системы, кА.

Сопротивление ВЛ, Ом:

$$Z_{вл} = z_0 \cdot L_{вл}, \quad (11)$$

где  $z_0$  – удельное сопротивление ЛЭП, Ом/км;

$L_{вл}$  – протяженность ЛЭП, км.

Сопротивление трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора. Сначала определяются напряжения КЗ каждой обмотки, %:

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кв-н\%} + u_{кв-с\%} - u_{кс-н\%}), \quad (12)$$

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кс-н\%} + u_{кв-с\%} - u_{кв-н\%}), \quad (13)$$

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кс-н\%} + u_{кв-н\%} - u_{кв-с\%}). \quad (14)$$

Далее определяем сопротивления каждой обмотки, Ом:

$$Z_m = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, \quad (15)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение трансформатора, кВ;

$S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА;

$u_{к\%}$  – напряжение КЗ, %.

Выполним расчет для Системы 1 (от ПС Лопча):

$$I_{кз.с1} = 2,7 \text{ кА},$$

$$Z_{с1} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 2,7} = 47,04 \text{ Ом}.$$

Значения для остальных параметров системы приведены в приложении А. Далее покажем расчет сопротивления ЛЭП на примере ВЛ 220 кВ Хани – Чара №2:

$$X_{л.1} = 0,388 \cdot 124,9 = 48,46 \text{ Ом},$$

$$R_{л.1} = 0,095 \cdot 124,9 = 11,87 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление линии:

$$Z_{л.1} = \sqrt{11,87^2 + 48,46^2} = 49,89 \text{ Ом}$$

Значения для остальных параметров ЛЭП приведены в приложении А. Далее покажем расчет сопротивлений обмоток трансформатора на примере Т-1.

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (17,5 + 6,6 - 10,5) = 6,75 \% ,$$

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25 \% ,$$

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75 \% ,$$



$$Z_{m1.s} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{230^2}{25000} = 142,8 \text{ Ом},$$

$$Z_{m1.c} = \frac{-0,25}{100} \cdot \frac{38,5^2}{25000} = -0,148 \text{ Ом},$$

$$Z_{m1.n} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{11^2}{25000} = 0,52 \text{ Ом}.$$

Далее в качестве примера покажем расчет тока КЗ для расчетной точки К1. Исходную схему замещения, изображенную на рисунке 2, приводим к виду, изображенному на рисунке 3, исключая возможность подпитки междофазного КЗ от сети 35-10 кВ.

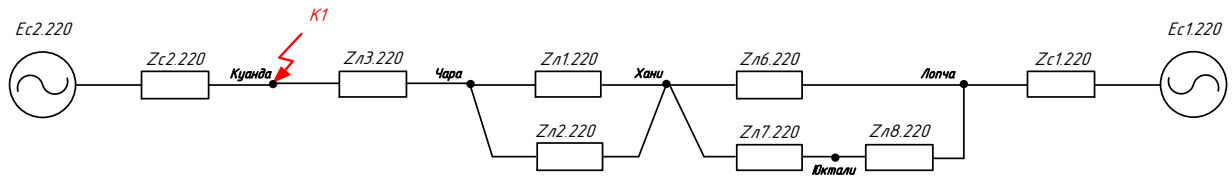


Рисунок 3 – Расчетная схема замещения прямой последовательности для расчетной точки К-1

Для данной схемы:

$$Z_1 = \frac{(Z_{л7} + Z_{л8})Z_{л6}}{Z_{л7} + Z_{л8} + Z_{л6}} + Z_{c1.220}, \quad (16)$$

$$Z_1 = \frac{(53,76 + 58,63)112,1}{53,76 + 58,63 + 112,1} + 47,04 = 103,1 \text{ Ом},$$

$$Z_3 = \frac{Z_{л1} \cdot Z_{л2}}{Z_{л1} + Z_{л2}} + Z_{л3}, \quad (17)$$

$$Z_3 = \frac{49,9 \cdot 49,9}{49,9 + 49,9} + 59,12 = 187,2 \text{ Ом}.$$

Итак, получим схему замещения, представленную на рисунке 4.

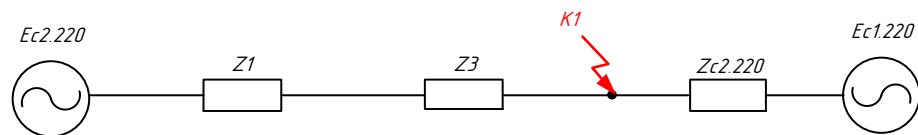


Рисунок 4 – Расчетная схема замещения прямой последовательности для расчетной точки К-1

Результирующее сопротивление:

$$Z_{\text{экв.К1}} = \frac{1}{\frac{1}{187,2} + \frac{1}{52,9}} = 41,3 \text{ Ом.}$$

Значение эквивалентных сопротивлений для остальных точек КЗ приведены в приложении А. Далее осуществляется расчет тока трёхфазного КЗ. Выполним расчет тока для точки К1. Рассчитываем периодическую составляющую тока КЗ.

$$I_{1.n} = \frac{E_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{сумм}}}, \quad (18)$$

где  $E_{\text{ном}}$  – номинальное значение ЭДС, кВ;

$Z_{\text{сумм}}$  – суммарное значение сопротивления для расчетной точки КЗ, Ом.

$$I_{1.n} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 41,3} = 3,08 \text{ кА.}$$

Подробный расчет остальных токов КЗ, в том числе для минимального режима, приведен в приложении А. Результаты расчета токов КЗ приведены в таблице 2.3.1.

### 3.2 Расчет несимметричных КЗ

Составим также схему замещения нулевой последовательности для расчета токов КЗ на землю в сети с заземленной нейтралью. Схема замещения нулевой последовательности включает в себя обмотки силовых трансформаторов, соединенных в треугольник. Схема представлена на рисунке 5.

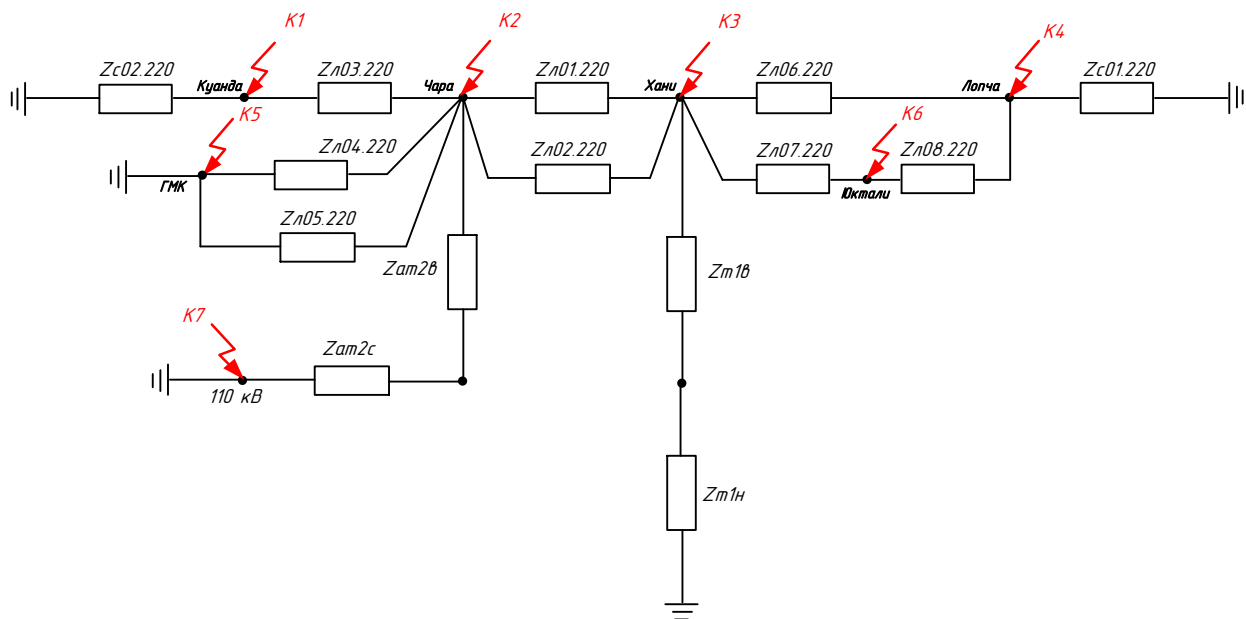


Рисунок 5 – Схема замещения нулевой последовательности

Далее необходимо определить параметры схемы замещения нулевой последовательности. В справочной литературе [9] имеется возможность применения прямой связи параметров схемы замещения прямой и нулевой последовательностей, воспользовавшись которыми можно упростить расчет рассматриваемой сети. Расчет параметров схемы нулевой последовательности представлен в приложении А.

Расчет тока КЗ покажем в качестве примера для точки К1. После расчета параметров схемы замещения нулевой последовательности, преобразуем схему к виду, изображенном на рисунке б.

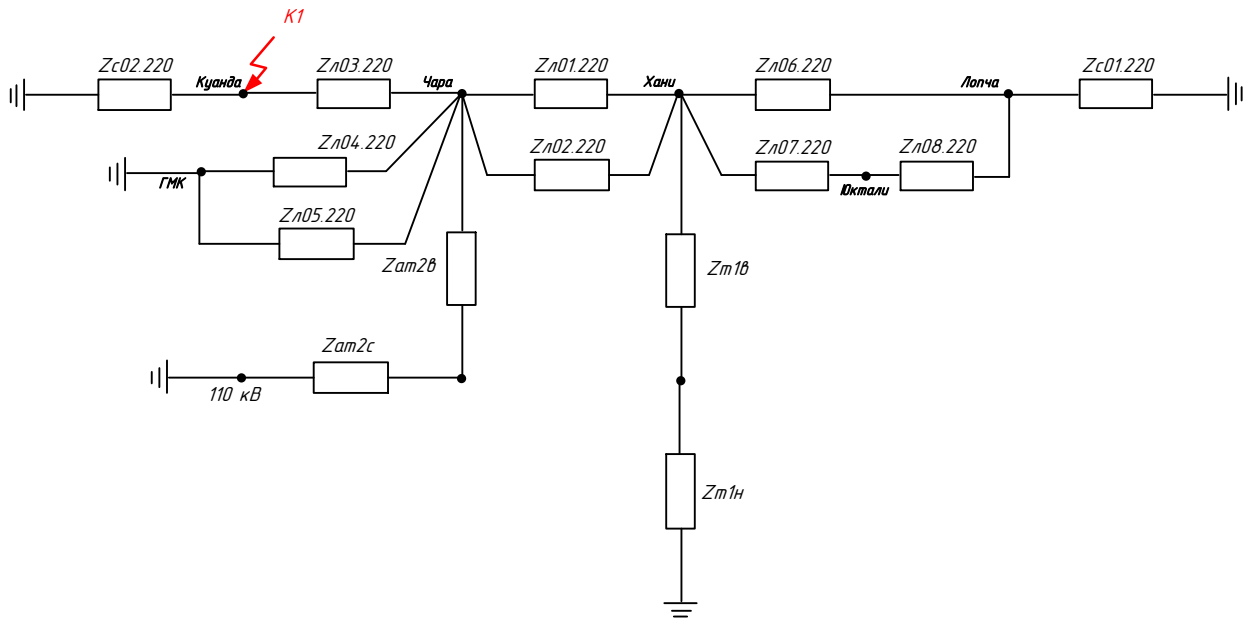


Рисунок 6 – Расчетная схема замещения нулевой последовательности для расчетной точки К-1

Для данной схемы (все сопротивления приведены к стороне КЗ):

$$Z_{01} = \frac{(Z_{0л7} + Z_{0л8})Z_{0л6}}{Z_{0л7} + Z_{0л8} + Z_{0л6}} + Z_{0с1.220} , \quad (19)$$

$$Z_{01} = \frac{(161,3 + 175,1)336,3}{161,3 + 175,1 + 336,3} + 42,3 = 210,5 \text{ Ом} ,$$

$$Z_{03} = \frac{Z_{01} \cdot \frac{Z_{m1б} + Z_{m1н}}{2}}{Z_{01} + \frac{Z_{m1б} + Z_{m1н}}{2}} + \frac{Z_{0л1} \cdot Z_{0л2}}{Z_{0л1} + Z_{0л2}} , \quad (20)$$

$$Z_{03} = \frac{210,5 \cdot \frac{142,8 + 227,5}{2}}{210,5 + \frac{142,8 + 227,5}{2}} + \frac{149,68 \cdot 124,73}{149,68 + 124,73} = 166,5 \text{ Ом},$$

$$Z_{05} = \frac{Z_{0.14} \cdot Z_{0.15}}{Z_{0.14} + Z_{0.15}}, \quad (21)$$

$$Z_{05} = \frac{24,97 \cdot 24,97}{24,97 + 24,97} = 13,6 \text{ Ом},$$

$$Z_{06} = \frac{1}{\frac{1}{Z_{03}} + \frac{1}{Z_{05}} + \frac{1}{\frac{Z_{am2a} + Z_{am2c}}{2}}}, \quad (22)$$

$$Z_{06} = \frac{1}{\frac{1}{166,5} + \frac{1}{13,62} + \frac{1}{\frac{79,77 - 9,3}{2}}} = 186,6 \text{ Ом}.$$

Итак, получим схему замещения, представленную на рисунке 7.

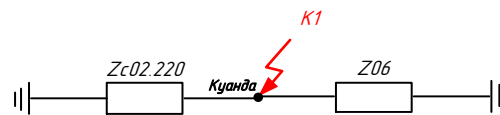


Рисунок 7 – Расчетная схема замещения нулевой последовательности для расчетной точки К-1

Результирующее сопротивление:

$$Z_{0_{\text{эkv.К1}}} = \frac{1}{\frac{1}{186,6} + \frac{1}{43,8}} = 35,5 \text{ Ом}.$$

Значение эквивалентных сопротивлений для остальных точек КЗ приведены в приложении А. Далее осуществляется расчет утроенного тока нулевой последовательности при КЗ на землю. Выполним расчет тока для точки К1. Рассчитываем периодическую составляющую тока КЗ.

$$3I_{0.n} = \frac{3 \cdot E_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot Z_{\text{эkvКi}} + Z_{0_{\text{эkvКi}}})}, \quad (23)$$

где  $E_{\text{ном}}$  – номинальное значение ЭДС, кВ;

$Z_{\text{эkvКi}}$  – суммарное значение сопротивления прямой последовательности для расчетной точки КЗ, Ом;

$Z_{0_{\text{эkvКi}}}$  – суммарное значение сопротивления нулевой последовательности для расчетной точки КЗ, Ом.

$$3I_{0.n.К1} = \frac{3 \cdot 220}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 41,3 + 35,5)} = 3,23 \text{ кА}.$$

Выполним также расчет периодической составляющей двухфазного КЗ:

$$I_{2.n} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.n}, \quad (24)$$

где  $I_{1.n}$  - периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ, кА.

Для точки расчетной точки К-1:

$$I_{2.n} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,08 = 2,67 \text{ кА}.$$

Подробный расчет остальных токов КЗ приведен в приложении А. Результаты расчета токов КЗ приведены в таблице 6. Так же, покажем графически рассчитанные токи КЗ в максимальном и минимальном режимах. В верхней части показаны токи 3-фазного КЗ, в нижней – токи 1-фазного КЗ. Все значения приведены к своим сторонам. Токи рассчитаны в килоамперах (кА).

Таблица 6 – Результаты расчета токов КЗ

Расчетная точка	Ток 3ф КЗ, кА	Ток 2ф КЗ, кА	Ток 1ф КЗ, кА
1	2	3	4
Максимальный режим			
К-1	3,08	2,67	3,23
К-2	2,13	1,84	2,67
К-3	2,16	1,87	2,37
К-4	3,23	2,80	3,33
К-5	1,96	1,70	2,26
К-6	1,92	1,67	1,59
К-7	1,95	1,69	2,48
К-8	3,88	3,36	-
К-9	1,66	1,44	-
К-10	5,88	5,09	-
Минимальный режим			
К-1	0,574	0,49	2,93
К-2	0,86	0,74	2,01
К-3	1,089	0,943	2,12
К-4	2,7	2,34	2,89
К-5	0,83	1,72	1,56
К-6	1,26	1,1	1,33
К-7	1,08	0,94	1,42
К-8	2,65	2,3	-
К-9	1,18	1,02	-
К-10	4,38	3,79	-

### 3.3 Расчет токов для выбора и проверки оборудования

В процессе выбора нового оборудования и проверки уже существующего необходимо выполнить расчет на его устойчивость токам КЗ в момент возникновения аварии. Для этого необходимо рассчитать ток, оказывающий наибольшее динамические и электростатические воздействия на первичное оборудование.

Из рассчитанных в п.3.1 токов выбираем наибольшие в расчетных точках для дальнейшего рассмотрения.

Расчет покажем для примера в расчетной точке К-3 – шины 220 кВ ПС 220 кВ Хани. Наибольшим током здесь является периодическая составляющая тока 1-фазного КЗ. В первую очередь, выполним расчет ударного тока КЗ.

$$I_{i,y\delta} = k_{y\delta} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{i,n}, \quad (25)$$

где  $k_{y\delta}$  - ударный коэффициент. Допускается принять из справочных данных [5]. Для каждого класса напряжения представлен в приложении А.

$I_{i,n}$  - периодическая составляющая расчетного вида КЗ, кА.

$$I_{3,y\delta} = 1,78 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,37 = 5,96 \text{ кА}.$$

Рассчитываем апериодическую составляющую тока КЗ.

$$I_{i,a} = \sqrt{2} \cdot I_{i,n}, \quad (26)$$

$$I_{3,a} = \sqrt{2} \cdot 2,37 = 3,35 \text{ кА}.$$

Аналогично выполняется расчет для остальных расчетных точек. Подробный расчет приведен в приложении А. Результаты расчета сведем в таблицу 7.



Таблица 7 – Результаты расчета токов КЗ для выбора и проверки оборудования

Расчетная точка	Расчетный вид КЗ	Периодическая составляющая тока КЗ, кА	Апериодическая составляющая тока КЗ, кА	Ударный ток КЗ, кА
ПС 220 кВ Хани				
К-3 (220 кВ)	1-фазное	2,37	3,35	5,96
К-8 (35 кВ)	3-фазное	3,88	5,48	10,83
К-10 (10 кВ)	3-фазное	5,88	8,32	15,4
ПС 220 кВ Чара				
К-2 (220 кВ)	1-фазное	2,97	4,2	7,47
К-7 (110 кВ)	1-фазное	2,48	3,5	6,24
К-9 (35 кВ)	3-фазное	1,66	2,35	4,63

Далее произведём расчет наибольших рабочих токов по присоединениям для оценки правильности работы оборудования в номинальном режиме загрузки. Рассчитаем наибольший рабочий ток через силовые трансформаторы Т-1 и Т-2 ПС 220 кВ Хани.

$$I_{\text{раб.т1.в}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 63 \text{ А},$$

$$I_{\text{раб.ат5.с}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 375 \text{ А},$$

$$I_{\text{раб.ат5.н}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1312 \text{ А},$$

Далее рассчитаем наибольший рабочий ток через силовые автотрансформаторы АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Чара

$$I_{\text{раб.ам2.в}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 158 \text{ A},$$

$$I_{\text{раб.ам2.с}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 301 \text{ A}.$$

Обмотка стороны НН автотрансформатора ПС 220 кВ Чара имеет номинальную мощность 21 МВА, в связи с чем номинальная токовая нагрузка по стороне НН составит:

$$I_{\text{раб.ам2.с}} = \frac{21000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 315 \text{ A}.$$

## 4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ПОДСТАНЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В связи с расширением электрической сети 220 кВ в части строительства дополнительных связей, следует произнести выбор нового и проверку существующего оборудования на предмет соответствия современным стандартам и нормам.

Выбор нового оборудования будет произведен для двух объектов: ПС 220 кВ Хани и ПС 220 кВ Чара для всех уровней напряжения.

### **4.1 Разработка вариантов конструктивного исполнения распределительных устройств**

Для ПС 220 кВ Хани и ПС 220 кВ Чара по стороне 220 кВ принимаем к установке ОРУ 220 кВ. Исходя из количества присоединений на стороне ВН ПС 220 кВ Хани (4 линии, 2 ввода трансформаторов) и ПС 220 кВ Чара (5 линий, 2 ввода автотрансформаторов), для обеих подстанций принимается аналогичная типовая схема 220-9 – «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

На стороне 110 кВ ПС 220 кВ Чара исходя из количества присоединений (1 линия, 1 резервная ячейка линии, 2 ввода автотрансформаторов) принимается к установке ОРУ 110 кВ по типовой схеме 110-9 – «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

КРУЭ 220 кВ и 110 кВ на ПС 220 кВ Хани и ПС 220 кВ Чара не рассматривается по следующим причинам:

- отсутствует необходимость в экономии подстанционного пространства при наличии места под расширение уже существующих ОРУ 110-220 кВ;
- снижение капитальных затрат в строительно-монтажные работы и изыскательные мероприятия по строительству новых распределительных устройств 110-220 кВ.

На стороне 35 кВ ПС 220 кВ Хани и ПС 220 кВ Чара, а также стороне 10 кВ ПС 220 кВ Хани принято устанавливать комплектные распределительные

устройства типа КРУН с вакуумными выключателями, что является экономически и технически целесообразным для классов напряжений 10-35 кВ.

Таким образом, на напряжении 35 кВ ПС 220 кВ Хани и ПС 220 кВ Чара принимается к установке КРУН типа К-405 производства Чебоксарского электромеханического завода (ЧЭМЗ).

На напряжении 10 кВ ПС 220 кВ Хани принимается к установке КРУН типа К-59 от АО «Самара Электроштит». Все КРУН включают в себя полный набор первичного и вторичного оборудования, подлежащего дальнейшей проверке.

Техническое описание ячеек КРУН К-405 и К-59 представлено в таблицах 8 и 9 соответственно.

Таблица 8 – Основные параметры КРУН К-405

Параметры	Оборудование
1	2
Вакуумные выключатели	ВВС-35-31,5-П/1600 У2
Трансформаторы тока	ТОЛ-35Б-П У2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 У2
Ограничитель перенапряжения	ОПНп-35/40/10/760

Таблица 9 – Основные параметры КРУН К-59

Параметры	Оборудование
1	2
Вакуумные выключатели	ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-40/2500 У2
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ-10
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10 У2
Ограничитель перенапряжения	ОПНп-10/12/10/600 УХЛ1

## 4.2 Разработка однолинейной схемы подстанции

Как было отмечено в предыдущем разделе, на ПС 220 кВ Хани и ПС 220 кВ Чара приняты аналогичные типовые схемы ОРУ 220 кВ №220-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин», в том числе для ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Чара принята аналогичная схема №110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Схемы с одной секционированной системой шин применяются на напряжение 35-220 кВ при парных линиях или линиях, резервируемых от других ПС, а также не резервируемых, но не более одной на любой из секций, т.е. при отсутствии требования сохранения в работе всех присоединений при выводе в ревизию или ремонт рабочей секции шин. Принятые схемы для ОРУ ПС 220 кВ Хани и ПС 220 кВ Чара представлены на рисунках 8 – 10.

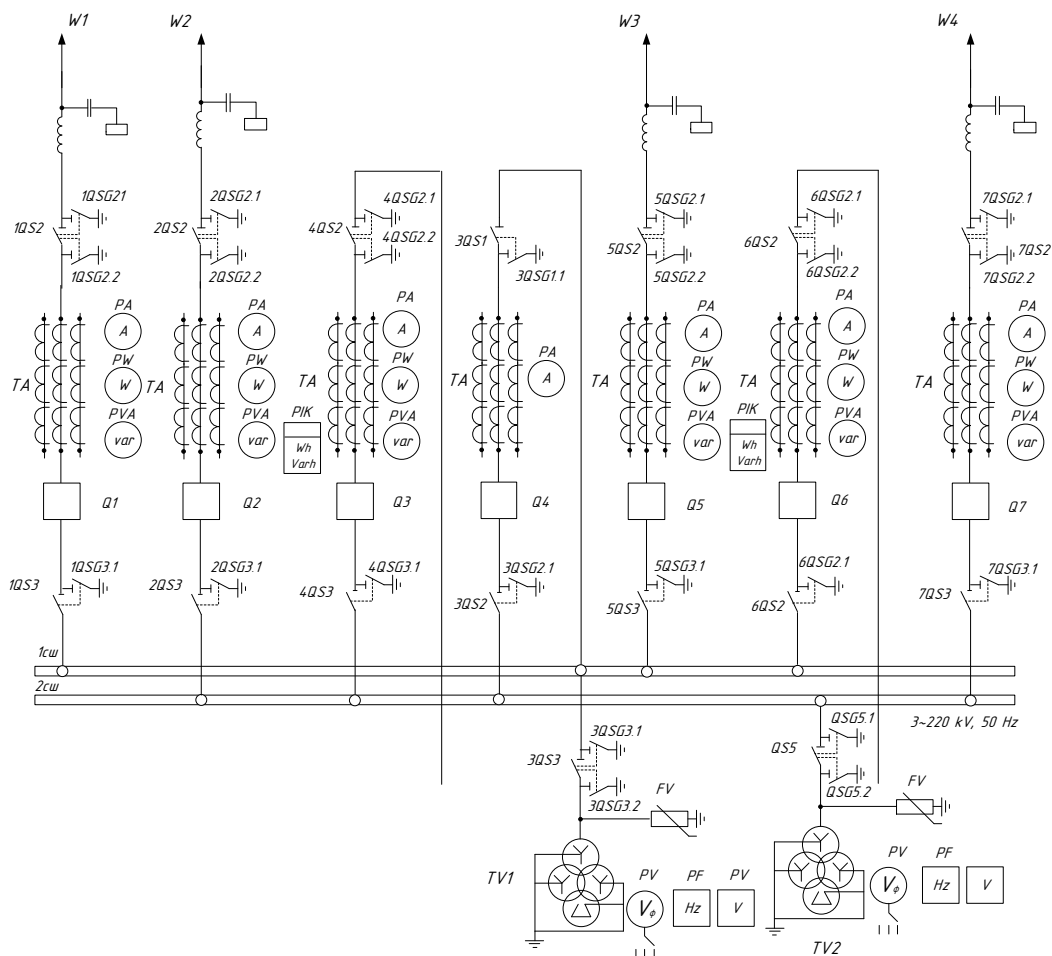


Рисунок 8 – Однолинейная схема ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Хани

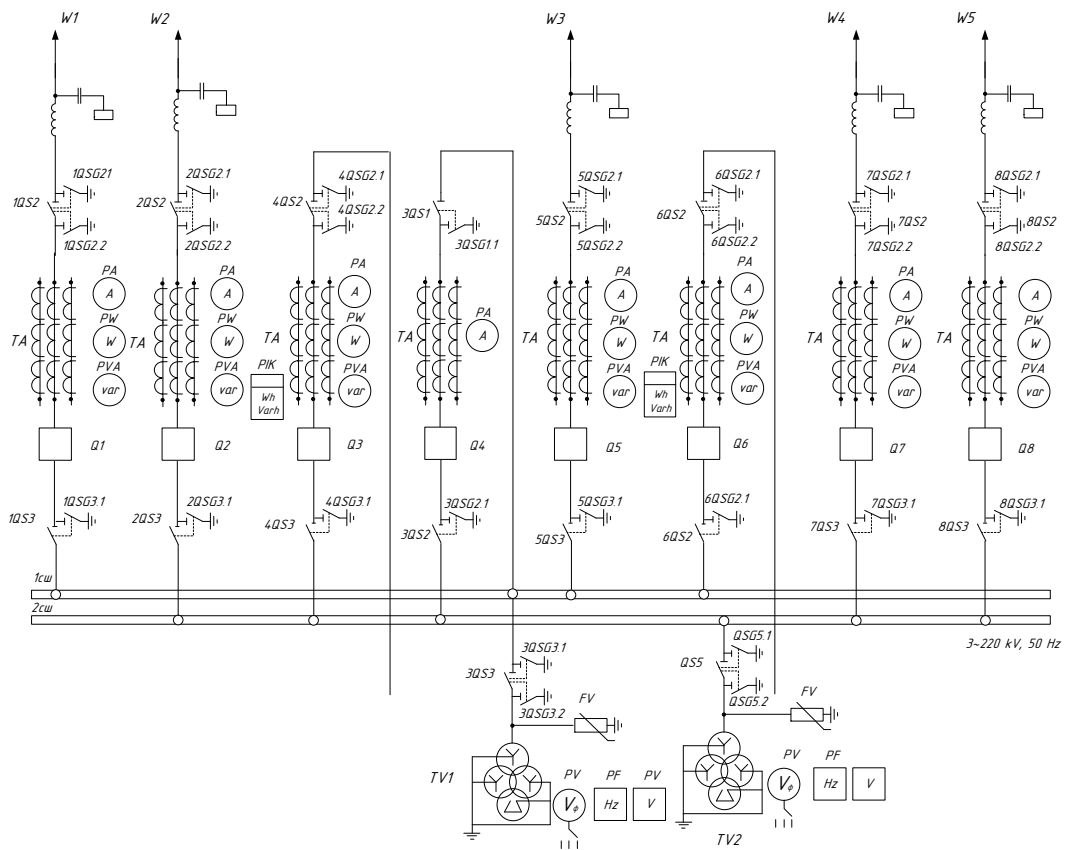


Рисунок 9 – Однолинейная схема ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Чара

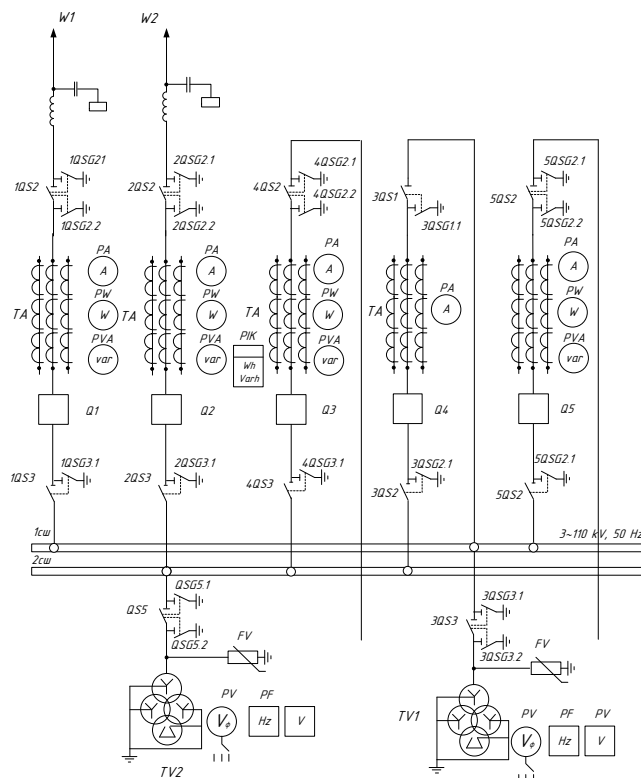


Рисунок 10 – Однолинейная схема ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Чара

Для стороны 35 кВ на ПС 220 кВ Хани и ПС 220 кВ Чара принята типовая схема №35-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем система шин». Для стороны 10 кВ ПС 220 кВ Хани - №10-1 «Одна, секционированная выключателями система шин». Данные схемы обеспечивают качественное и надежное питание всех потребителей с учетом количества присоединений по соответствующим сторонам. Выбранные схемы представлены на рисунках 11 и 12.

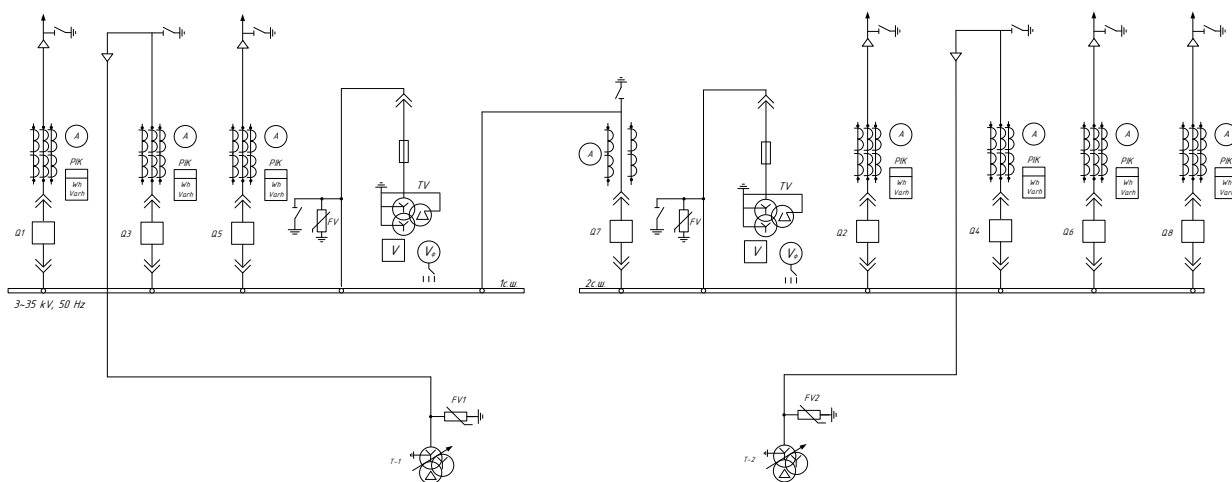
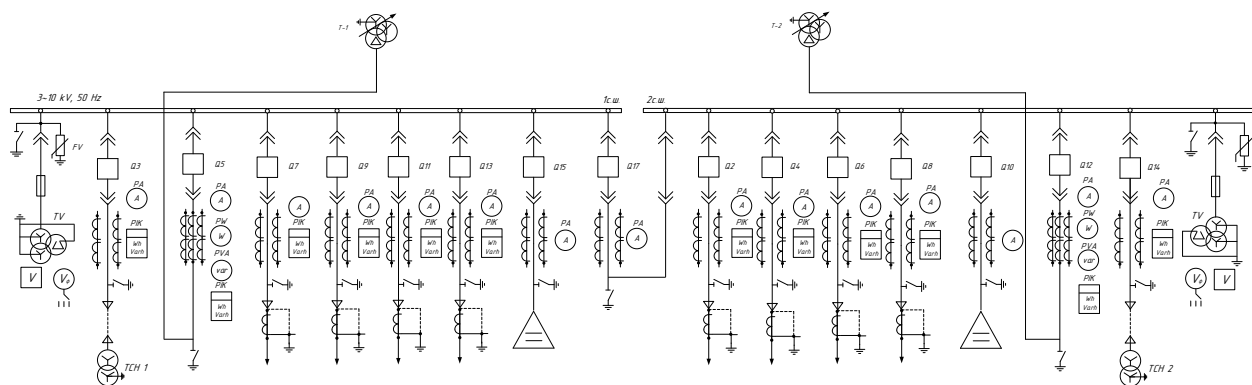


Рисунок 11 – Однолинейная схема КРУН 35 кВ ПС 220 кВ Хани и ПС 220 кВ Чара



### 4.3 Выбор и проверка гибкой ошиновки

Ошиновка гибких связей 220 кВ выключателей, разъединителей, трансформаторов напряжения выполняется сталеалюминевыми проводами и располагается на существующих и вновь смонтированных ячейковых и шинных металлических порталах.

Шины и шинные конструкции гибкой ошиновки требуется проверить по динамическим воздействиям при токах КЗ. На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС – 300/39, допустимый ток которых  $I_{\text{доп}} = 1500 \text{ А}$  [1].

Проверка шин на сжестывание не производится так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА [9].

Проверка по условиям коронирования.

Условие проверки:

$$1,07E \geq 0,9E_0, \quad (27)$$

где  $E_0$  – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, определяется по формуле:

$$E_0 = 30,3m \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (28)$$

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

$r_0$  – радиус провода;

$E$  – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:



$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_o \cdot \lg \frac{D_{CP}}{r_o}}, \quad (29)$$

где  $D_{CP}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

При горизонтальном расположении фаз:

В результате расчета получим следующие значения напряженностей

$$E_o = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 - \frac{0,299}{\sqrt{0,7}}\right) = 34,2 \text{ кВ/см},$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 500}{0,7 \cdot \lg \frac{500}{0,7}} = 38,98 \text{ кВ/см}.$$

Проверяем по условию:

$$1,07E \geq 0,9E_o,$$

$$1,07 \cdot 38,98 \geq 0,9 \cdot 34,2,$$

$$41,7 \geq 30,78.$$

Таким образом, гибкая ошиновка принята в виде АС-300/39.

#### 4.4 Выбор и проверка выключателей

Выключатели 220 кВ и разъединители 220 кВ устанавливаются на заводские опорные металлоконструкции. При выборе и проверке силовых выключателей следует производить выбор по номинальному напряжению, а проверку выполнять на электродинамические и термические усилия при токах КЗ.

Итак, проверку по термической стойкости производят по следующей формуле:

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (30)$$

где  $t_{откл}$  – время отключения выключателя;

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Время отключения при работе ступеней защит, обеспечивающих дальнейшее резервирование, равно:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{отклвыкл}, \quad (31)$$

где  $t_{рз}$  - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты, в данном случае принимаем максимальную выдержку времени ступени, обеспечивающей дальнейшее резервирование – 3 с.

Проверку по способности отключения апериодической составляющей тока КЗ производят по следующей формуле:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (32)$$

где  $\beta_n$  – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе.

$I_{откл}$  - отключающий номинальный ток.

Покажем пример расчета для ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Хани. Остальные расчеты и критерии выбора выключателей представлены в приложении А. В составе ОРУ 220 кВ выбираем выключатель отечественного производства ВГТ-220Ш-1К-ОП-40/4000 УХЛ1. Для данного выключателя ток отключения составляет 40 кА, доля апериодической составляющей – 40%, полное время отключения – 0,06 с. Выполним расчеты, согласно формул 30 – 32.

$$t_{откл} = 3,0 + 0,06 = 3,06 \text{ с},$$

$$B_k = 2,37^2 (3,06 + 0,02) = 28,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,6 \text{ кА}.$$

Расчет остальных выключателей представлен в приложении А. Результаты расчета представлены в таблицах 10 – 15.

Таблица 10 – Результат выбора выключателей 220 кВ ПС 220 кВ Хани

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка выключателя	ВГТ-220Ш-1К-ОП-40/4000 УХЛ1	
Номинальное напряжение, кВ	242	220
Номинальный ток, А	4000	63
Номинальный ток включения/отключения, кА	40	2,37
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	22,6	3,35
Ток термической стойкости, кА	40	2,37
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	8128	26,5
Ток динамической стойкости, кА	120	5,96

Таблица 11 – Результат выбора выключателей 220 кВ ПС 220 кВ Чара

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка выключателя	ВГТ-220Ш-1К-ОП-40/4000 УХЛ1	
Номинальное напряжение, кВ	242	220
Номинальный ток, А	4000	158
Номинальный ток включения/отключения, кА	40	2,97
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	22,6	4,20
Ток термической стойкости, кА	40	2,97
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	8128	44,7
Ток динамической стойкости, кА	120	7,47

В составе ОРУ 110 кВ выбираем выключатель ВГТ-110Ш-1К-ОП-40/1600 УХЛ1. Для данного выключателя ток отключения составляет 40 кА, доля апериодической составляющей – 40%, полное время отключения – 0,06 с

Таблица 12 – Результат выбора выключателей 110 кВ ПС 220 кВ Чара

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка выключателя	ВГТ-110Ш-1К-ОП-25/1600 УХЛ1	
Номинальное напряжение, кВ	126	110
Номинальный ток, А	1600	301
Номинальный ток включения/отключения, кА	25	2,48
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	14,14	3,50
Ток термической стойкости, кА	25	2,48
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	8128	31,2
Ток динамической стойкости, кА	120	6,24

В составе КРУН 35 кВ К-405 проверке подлежит выключатель ВВС-35-31,5-П/630 У2. Для данного выключателя ток отключения составляет 31,5 кА, доля апериодической составляющей – 35%, полное время отключения – 0,1 с. Результаты расчета представлены в приложении А.

Таблица 13 – Результат выбора выключателей 35 кВ ПС 220 кВ Хани

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка выключателя	ВВС-35-31,5-П/630 У2	
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный ток, А	630	375
Номинальный ток включения/отключения, кА	31,5	3,88
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	15,6	5,48
Ток термической стойкости, кА	31,5	3,88
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	5080	76
Ток динамической стойкости, кА	80	10,83

Таблица 14 – Результат выбора выключателей 35 кВ ПС 220 кВ Чара

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка выключателя	ВВС-35-31,5-П/630 У2	
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный ток, А	630	315
Номинальный ток включения/отключения, кА	31,5	1,66
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	15,6	2,35
Ток термической стойкости, кА	31,5	1,66
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	5080	14
Ток динамической стойкости, кА	80	4,63

В составе КРУН 10 кВ К-59 проверке подлежит выключатель ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-40/1600 У2. Для данного выключателя ток отключения составляет 40 кА, доля апериодической составляющей – 35%, полное время отключения – 0,09 с.

Таблица 15 – Результат выбора выключателей 10 кВ ПС 220 кВ Хани

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка выключателя	ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-40/1600 У2	
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Номинальный ток, А	1600	1312
Номинальный ток включения/отключения, кА	40	5,88
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	19,8	8,32
Ток термической стойкости, кА	20	5,88
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	8176	176
Ток динамической стойкости, кА	60	15,39

#### 4.5 Выбор и проверка разъединителей

Проверке подлежат разъединители трёхполюсные РГ-2-220П/2000-50

УХЛ1 и РГ-2-110П/1600-40 УХЛ1 для ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ, соответственно. Технические параметры и условия выбора разъединителей сведены в таблицы 16 – 18. Разъединители и выкатные элементы КРУН считаются проверенными на заводе – изготовителе ячеек.

Таблица 16 – Результат выбора разъединителей 220 кВ ПС 220 кВ Хани

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка разъединителя	РГ-2-220П/2000-50 УХЛ1	
Номинальное напряжение, кВ	220	220
Номинальный ток, А	2000	63
Ток термической стойкости, кА	40	2,37
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	4800	26,5
Ток динамической стойкости, кА	50	5,96

Таблица 17 – Результат выбора разъединителей 220 кВ ПС 220 кВ Чара

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка разъединителя	РГ-2-220П/2000-50 УХЛ1	
Номинальное напряжение, кВ	220	220
Номинальный ток, А	2000	158
Ток термической стойкости, кА	40	2,97
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	4800	44,7
Ток динамической стойкости, кА	50	7,47

Таблица 18 – Результат выбора разъединителей 110 кВ ПС 220 кВ Чара

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка разъединителя	РГ-2-110П/1600-40 УХЛ1	
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток, А	1600	301

1	2	3
Ток термической стойкости, кА	40	2,48
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	4800	31,2
Ток динамической стойкости, кА	40	6,24

#### 4.6 Выбор и проверка трансформаторов тока

Процесс выбора трансформаторов тока заключается в определении нагрузки цепей вторичной коммутации.

Величина нагрузки вторичной обмотки ТТ определяется по формуле:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}} , \quad (33)$$

где  $Z_2$  - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{НОМ}}$  - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Вторичная активная нагрузка:

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} , \quad (34)$$

Итак, состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблицах 19 и 20.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока ПС 220 кВ Хани

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Ввода 220 кВ трансформаторов					
Амперметр	2	EKF AD-723	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	EKF PD-723	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	EKF QD-723	0,2	0,2	0,2

1	2	3	4	5	6
Счетчик комплексный	2	CE 304	1,0	1,0	1,0
Линии 220 кВ					
Амперметр	4	EKF AD-723	4,0	4,0	4,0
Ваттметр	4	EKF PD-723	0,8	0,8	0,8
Варметр	4	EKF QD-723	0,8	0,8	0,8
Счетчик комплексный	4	EKF WD-723	4,0	4,0	4,0
<i>Итого</i>	-	-	12	12	12
Ввода 35 кВ трансформаторов					
Амперметр	2	EKF AD-723	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	EKF PD-723	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	EKF QD-723	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	EKF WD-723	1,0	1,0	1,0
Линии 35 кВ					
Амперметр	4	EKF AD-723	2,0	2,0	2,0
Ваттметр	4	EKF PD-723	0,4	0,4	0,4
Варметр	4	EKF QD-723	0,4	0,4	0,4
Счетчик комплексный	4	EKF WD-723	2,0	2,0	2,0
<i>Итого</i>	-	-	7,2	7,2	7,2
Ввода 10 кВ трансформаторов					
Амперметр	2	EKF AD-723	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	EKF PD-723	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	EKF QD-723	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	EKF WD-723	1,0	1,0	1,0
Линии 10 кВ					
Амперметр	8	EKF AD-723	4,0	4,0	4,0
Ваттметр	8	EKF PD-723	0,8	0,8	0,8
Варметр	8	EKF QD-723	0,8	0,8	0,8
Счетчик комплексный	8	EKF WD-723	4,0	4,0	4,0
<i>Итого</i>	-	-	12	12	12



Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока ПС 220 кВ Чара

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
<b>Ввода 220 кВ трансформаторов</b>					
Амперметр	2	EKF AD-723	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	EKF PD-723	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	EKF QD-723	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	CE 304	1,0	1,0	1,0
<b>Линии 220 кВ</b>					
Амперметр	5	EKF AD-723	5,0	5,0	5,0
Ваттметр	5	EKF PD-723	1,0	1,0	1,0
Варметр	5	EKF QD-723	1,0	1,0	1,0
Счетчик комплексный	5	EKF WD-723	5,0	5,0	5,0
<i>Итого</i>	-	-	12	12	12
<b>Ввода 110 кВ трансформаторов</b>					
Амперметр	2	EKF AD-723	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	EKF PD-723	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	EKF QD-723	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	EKF WD-723	1,0	1,0	1,0
<b>Линии 110 кВ</b>					
Амперметр	2	EKF AD-723	2,0	2,0	2,0
Ваттметр	2	EKF PD-723	0,4	0,4	0,4
Варметр	2	EKF QD-723	0,4	0,4	0,4
Счетчик комплексный	2	EKF WD-723	2,0	2,0	2,0
<i>Итого</i>	-	-	7,2	7,2	7,2
<b>Ввода 35 кВ трансформаторов</b>					
Амперметр	2	EKF AD-723	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	EKF PD-723	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	EKF QD-723	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	EKF WD-723	1,0	1,0	1,0

1	2	3	4	5	6
Линии 35 кВ					
Амперметр	4	EKF AD-723	2,0	2,0	2,0
Ваттметр	4	EKF PD-723	0,4	0,4	0,4
Варметр	4	EKF QD-723	0,4	0,4	0,4
Счетчик комплекс- ный	4	EKF WD-723	2,0	2,0	2,0
<i>Итого</i>	-	-	7,2	7,2	7,2

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2\text{НОМ}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (35)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (36)$$

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (37)$$

где  $r_{\text{ПР}}$  - сопротивление проводов;

$r_{2\text{НОМ}}=20$  Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$r_{\text{ПРИБ}}$  - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2\text{Н}}^2}, \quad (38)$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным 0,05 Ом.

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}}, \quad (39)$$

где  $l$  - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;  
 $\rho = 0,0175$  - удельное сопротивление материала (медь).

Сопротивление провода будет равно [1]:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S_{np}}, \quad (40)$$

В качестве примера приведем расчет для стороны 220 кВ на ПС 220 кВ Чара, согласно формул 35-40. Проверке подлежит трансформатор тока элегазовый ТОГФ-220Ш.

$$r_{ПРИБ} = \frac{12}{5^2} = 0,48 \text{ Ом},$$

$$r_{ПР} = 20 - 0,48 - 0,05 = 19,47 \text{ Ом},$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 1000}{19,47} = 0,9 \text{ мм}^2.$$

Принимаем сечение кабеля: КВВГНг-5х2,5. Уточняем сопротивление провода:

$$r_{np} = \frac{0,0175 \cdot 1000}{2,5} = 7,0 \text{ Ом},$$

$$Z_2 = 0,48 + 7 + 0,05 = 7,53 \text{ Ом}.$$

Расчет трансформаторов тока остальных классов напряжения представлен в приложении А. Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблицах 21 – 26.

Таблица 21 - Результат выбора ТТ 220 кВ ПС 220 кВ Хани

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка трансформатора тока	ТОГФ-220Ш У1	
Номинальное напряжение, кВ	245	220
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	100-600	63
Односекундный ток термической стойкости, кА	40	2,37
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	120	5,96
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	7,53

Таблица 22 - Результат выбора ТТ 220 кВ ПС 220 кВ Чара

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка трансформатора тока	ТОГФ-220Ш У1	
Номинальное напряжение, кВ	245	220
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	100-600	158
Односекундный ток термической стойкости, кА	40	2,97
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	120	7,47
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	7,53

На стороне 110 кВ ПС 220 кВ Чара проверке подлежит элегазовый трансформатор тока ТОГФ-110Ш УХЛ1. Расчет представлен в приложении А. Результаты расчета приведены далее в таблице 23.

Таблица 23 - Результат выбора ТТ 110 кВ ПС 220 кВ Чара

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка трансформатора тока	ТОГФ-110П УХЛ1	
Номинальное напряжение, кВ	126	110
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	100-600	301
Односекундный ток термической стойкости, кА	40	2,48
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	120	6,24
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	7,53

Сравнение заводских и расчетных параметров трансформаторов тока в КРУН К-405, марки ТОЛ-35Б-II У2 и КРУН К-59, марки ТОЛ-СЭЦ-10 У2 приведены в таблицах 24 - 26.

Таблица 24 - Результат выбора ТТ 35 кВ ПС 220 кВ Хани

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка трансформатора тока	ТОЛ-35Б-II У2	
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный ток первичной обмотки	300 -1500	375
Односекундный ток термической стойкости, кА	25	3,88
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока, кА	80	10,83
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	7,34

Таблица 25 - Результат выбора ТТ 35 кВ ПС 220 кВ Чара

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка трансформатора тока	ТОЛ-35Б-II У2	
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный ток первичной обмотки	300 -1500	315
Односекундный ток термической стойкости, кА	25	1,66
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока, кА	80	4,63
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	7,34

Таблица 26 - Результат выбора ТТ 10 кВ ПС 220 кВ Хани

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка трансформатора тока	ТОЛ-СЭЦ-10 У2	
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	800-1500	1312
Односекундный ток термической стойкости, кА	20	5,88
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	50	15,4
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	7,53

#### 4.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Аналогично с выбором трансформаторов тока, трансформатор напряжения выбирают по номинальному напряжению, проверка сводится к расчету нагрузки вторичной обмотки, куда подключаются цепи вторичной коммутации по напряжению.

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения на объектах представлена в таблицах 27 и 28.

Таблица 27 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения ПС 220 кВ Хани

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4
Шины 220 кВ			
Вольтметр	2	ЕКФ VD-721	5
Вольтметр пофазный	2	ЕКФ VD-723	5
Варметр	2	ЕКФ QD-723	8
Счетчик комплексный	2	ЕКФ WD-723	8
Итого	-	-	26
Шины 35 кВ			
Вольтметр	2	ЕКФ VD-721	5
Вольтметр пофазный	2	ЕКФ VD-723	5
Варметр	2	ЕКФ QD-723	8
Счетчик комплексный	2	ЕКФ WD-723	8
<i>Итого</i>	-	-	26
Шины 10 кВ			
Вольтметр	2	ЕКФ VD-721	5
Вольтметр пофазный	2	ЕКФ VD-723	5
Варметр	2	ЕКФ QD-723	8
Счетчик комплексный	2	ЕКФ WD-723	8
<i>Итого</i>	-	-	26

Таблица 28 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения ПС 220 кВ  
Чара

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4
Шины 220 кВ			
Вольтметр	2	ЕКФ VD-721	5
Вольтметр пофазный	2	ЕКФ VD-723	5
Варметр	2	ЕКФ QD-723	8
Счетчик комплексный	2	ЕКФ WD-723	8
Итого	-	-	26
Шины 110 кВ			
Вольтметр	2	ЕКФ VD-721	5
Вольтметр пофазный	2	ЕКФ VD-723	5
Варметр	2	ЕКФ QD-723	8
Счетчик комплексный	2	ЕКФ WD-723	8
<i>Итого</i>	-	-	26
Шины 35 кВ			
Вольтметр	2	ЕКФ VD-721	5
Вольтметр пофазный	2	ЕКФ VD-723	5
Варметр	2	ЕКФ QD-723	8
Счетчик комплексный	2	ЕКФ WD-723	8
<i>Итого</i>	-	-	26

В качестве примера, покажем расчет для ПС 220 кВ Хани. Выполним проверку для ТН-220 в составе ОРУ 220 кВ ЗНОГ-220Ш-0,5/3Р УХЛ1. Выполним расчет вторичной нагрузки ТН 220 кВ:

$$S_P = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{26^2 + (26 \cdot 0,65)^2} = 31 \text{ ВА}.$$

Подробный расчет представлен в приложении А. Результаты расчета трансформаторов напряжения всех классов напряжения представлен далее в таблицах 29 – 34.



Таблица 29 - Результат выбора ТН 220 кВ ПС 220 кВ Хани

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка трансформатора напряжения	ЗНОГ-220Ш-0,5/3Р УХЛ1	
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252	252
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	220	220
Предельная мощность ТН, ВА	200	31

Таблица 30 - Результат выбора ТН 220 кВ ПС 220 кВ Чара

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка трансформатора напряжения	ЗНОГ-220Ш-0,5/3Р УХЛ1	
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252	252
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	220	220
Предельная мощность ТН, ВА	200	31

На стороне 110 кВ ПС 220 кВ Чара проверке подлежит трансформатор напряжения элегазовый марки ЗНОГ-110П\*-0,5/3Р УХЛ1. Результаты расчета трансформатора напряжения на ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Чара представлены в далее таблицах 31-34.

Таблица 31 - Результат выбора ТН 110 кВ ПС 220 кВ Чара

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка трансформатора напряжения	ЗНОГ-110П*-0,5/3Р УХЛ1	
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	110	110
Предельная мощность ТН, ВА	210	31

Таблица 32 - Результат выбора ТН 35 кВ ПС 220 кВ Хани

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка трансформатора напряжения	НАМИ-35 У2	
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,2	40,2
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	35	35
Предельная мощность ТН, ВА	150	31

Таблица 33 - Результат выбора ТН 35 кВ ПС 220 кВ Чара

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка трансформатора напряжения	НАМИ-35 У2	
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,2	40,2
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	35	35
Предельная мощность ТН, ВА	150	31

Таблица 34 - Результат выбора ТН 10 кВ ПС 220 кВ Хани

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка трансформатора напряжения	НАМИ-10 У2	
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12	11,5
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	10	10
Предельная мощность ТН, ВА	180	31

#### 4.8 Система электроснабжения собственных нужд постоянного тока

Питание цепей приводов выключателей, управления, сигнализации, защит, оперативной блокировки, автоматики предусматривается от соответствующих фидеров существующего щита постоянного тока.

Система постоянного тока организуется на выпрямительных зарядно-подзарядных устройствах типа ВЗП, в качестве источника питания постоянного тока выступают необслуживаемые батареи типа СК. В данном разделе требуется произвести выбор числа и емкости аккумуляторных батарей и тип и мощность выпрямительного зарядно-подзарядного устройства.

Расчет покажем для ПС 220 кВ Хани. Для ПС 220 кВ Чара расчет аналогичен. Схема снабжения систем переменного оперативного тока на обоих подстанциях идентична.

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (41)$$

где  $U_{ш}$  - напряжение на шинах;

$U_{ПА}$  - напряжение на элементе в режиме подзарядки.

В режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 108,$$

в режиме номинального напряжения:

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

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (42)$$

$$n_{доб} = 126 - 108 = 18.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1.05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad (43)$$

где  $I_{ав}$  - нагрузка установившегося получасового установившегося

разряда;

$j$  - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1.05 \cdot \frac{97}{18} = 5,7.$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера.  $N = 6$

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК-6.

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}, \quad (44)$$

где  $I_{Tmax}$  - максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

$$I_{Tmax} = 54 \text{ A},$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 6 = 276 \text{ A},$$

Следовательно, необходимо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{276}{45} = 6,13.$$

Окончательно принимаем СК-8. В качестве зарядно-подзарядного устройства проверим стандартное ВАЗП, параметры которого будут проверены далее.

$$I_p = \frac{I_{Tmax}}{N}, \quad (45)$$

$$I_p = \frac{I_{Tmax}}{N} = \frac{54}{8} = 6,75.$$

Выбор параметров ВАЗП:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_p, \quad (46)$$

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot 8 + 6,75 = 8 \text{ A.}$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0, \quad (47)$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot 108 = 238 \text{ B,}$$

$$I_3 = 5 \cdot N + I_p,$$

$$I_3 = 5 \cdot 8 + 6,75 = 47 \text{ A A,}$$

$$U_{ПЗ} = 2,75 \cdot n, \quad (48)$$

$$U_{ПЗ} = 2,75 \cdot 126 = 347 \text{ B .}$$

Принимаем к установке стандартное ЗПУ ВАЗП-380/260-40/80-УХЛ4-2. Выпрямительные агрегаты типа ВАЗП предназначены для зарядки аккумуляторных батарей, параллельной работы с аккумуляторными батареями на нагрузку и формовки отдельных аккумуляторов. Как регулируемый источник постоянного напряжения, выпрямители ВАЗП применяются на атомных станциях, на электростанциях всех категорий, на предприятиях телеграфно-телефонной связи. Они нашли так же применение в автотранспортных хозяйствах, промышленных и сельскохозяйственных предприятиях, где применяются кислотные аккумуляторные батареи, требующие постоянной подзарядки.

#### **4.9 Система электроснабжения собственных нужд переменного тока**

Электроснабжение обогрева приводов разъединителей и баков выключателей на ПС 220 кВ Хани и ПС 220 кВ Чара предусматривается от существующих распределительных устройств собственных нужд 380В, выполненных по схеме неявного резерва.

В связи с установкой дополнительного оборудования на ПС 220 кВ Хани и ПС 220 кВ Чара, следует произвести проверку и выбор новых трансформаторов собственных нужд. Состав собственных нужд ПС 220 кВ Хани и ПС 220 кВ Чара аналогичен. Требуемая мощность трансформаторов собственных нужд представлена в таблице 35.

Таблица 35 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	Р <sub>уст</sub> , кВт	Q, квар
1	2	3	4
Охлаждение трансформаторов	0,73	20,6	18,5
Насосная пожаротушения	0,8	212	159
Подогрев оборудования РУ	1	150	-
Освещение и вентиляция	1	15	-
Отопление и освещение ОПУ	1	250	-
Отопление и освещение ДП	1	80	-
Освещение территории	1	30	-
Прочее	1	100	-
Итого		858	178

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (49)$$

$$S_{рас} = \sqrt{858^2 + 178^2} \cdot 0,8 = 701 \text{ кВА}.$$

Принимаем два трансформатора ТМ – 630/10/0,4. Выполним проверку ТСН по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

$$K_3^{норм} = \frac{701}{2 \cdot 630} = 0,56,$$

$$K_3^{авар} = \frac{701}{630} = 1,1.$$

#### 4.10 Технические решения по организации связи и телемеханики

Согласно заданию на проектирование, дополнительно к существующим техническим средствам ЦСПИ, предусматривается установка отдельных оптических мультиплексоров для организации каналов РЗ и ПА.

Таким образом, строительство ВОЛС по отходящим ЛЭП позволит организовать следующие цифровые каналы:

- диспетчерской связи между подстанциями и диспетчерскими центрами;
- технологической связи;
- передачи оперативной телеинформации в диспетчерские центры;
- передачи технологической информации;
- передачи данных АИИС КУЭ;
- передачи корпоративной информации;
- каналы РЗ и ПА.

Согласно нормам проектирования для организации каналов диспетчерской связи, передачи оперативной телеинформации требуется организация географически разнесенных взаиморезервируемых каналов связи.

В качестве второго канала связи возможна организация:

- цифровых радиорелейных линий;
- спутниковых каналов связи.

Ввиду сложного профиля трасс (гористая местность), сложности организации электропитания ретрансляторов создание цифровых радиорелейных линий приведет к значительному удорожанию стоимости строительства.

Спутниковые каналы связи не зависят от профиля трасс и, следовательно, не требуют ретрансляции и организации питания ретрансляторов. Использование спутниковых шлюзов с широкополосным доступом позволит организовать высокоскоростные каналы связи и передачи данных. Таким образом, в качестве второго канала связи и передачи данных предлагается организация спутниковых каналов связи.

Функционально АСУ ТП строится как единая, интегрированная, иерархическая, распределенная человеко-машинная система, работающая в темпе протекания технологического процесса, оснащенная средствами сбора, обработки, отображения, регистрации, хранения и передачи информации.

В состав АСУ ТП входят:

- устройства верхнего уровня, а именно, АРМ - автоматизированные рабочие места, сервер;

- устройства уровня присоединений, различного назначения – терминалы управления АУВ (контроллеры присоединений), датчики контроля состояния оборудования, терминалы РЗА, регистрации аварийных процессов и событий и др.;

- устройства среднего уровня - устройства и линии связи, обеспечивающие обмен информацией и командами в цифровом виде с другими ПТК и между различными устройствами одного ПТК;

- устройства электропитания ПТК;

- базовое (фирменное) и прикладное (пользовательское) программное обеспечение.

Основным источником аналоговой информации в ССПИ являются сигналы, получаемые от измерительных трансформаторов тока (выходной ток 5 А) и напряжения (выходное напряжение -100 В).

Сигналы от ТТ и ТН на присоединениях 220 кВ вводятся в систему через терминалы автоматики и управления выключателем (АУВ), выполняющими помимо своей основной функции обеспечения автоматики выключателей 220 кВ, роль контроллеров присоединений.

Терминалы кроме основных величин (тока и напряжения позволяют передавать в систему производные (расчетные) величины (активная, реактивная и полная мощности, активная и реактивная электроэнергия, частота).

Источниками дискретных сигналов являются:

- концевые выключатели, блок-контакты силовых коммутационных аппаратов и реле РПО, РПВ (высоковольтных выключателей, разъединителей и заземляющих ножей, тележек выкатных элементов);

- выходные контакты автономных устройств и подсистем (РЗА, ПА, РАС).



Сигналы поступают в виде «сухого» контакта. Положение коммутационных аппаратов 220 кВ вводится по контрольным кабельным связям в контроллеры присоединений (терминалы АУВ), а далее поступает в систему по цифровым каналам связи с использованием протокола МЭК 61850.

При помощи выходных дискретных сигналов обеспечивается управление оборудованием подстанции. Исполнительными механизмами коммутационных аппаратов являются:

- электромагниты включения и отключения в приводе высоковольтных выключателей
- магнитные пускатели двигательных приводов дистанционно управляемых разъединителей заземляющих ножей.

Основными информационно-технологическими и вспомогательными системами на подстанции являются:

- релейная защита и автоматика;
- противоаварийная автоматика;
- регистрация аварийных событий;
- определение места повреждения линии.

Задачи интеграции в АСУ ТП автономных средств и систем, в том числе с применением специализированных программных и аппаратных средств («шлюзов»), обеспечивающих преобразование протоколов, конвертирование типов сигналов и др., решаются при рабочем проектировании системы передачи информации. Информационный обмен с автономными устройствами и подсистемами осуществляется также путем передачи сигналов типа «сухой контакт» о состоянии устройств.

Проектом предусматривается подключение устройств РЗА к АСУ ТП по протоколу МЭК 61850, интерфейс Ethernet. Данные, получаемые от микропроцессорных (МП) устройств релейной защиты и автоматики (РЗА):

- сигналы срабатывания всех ступеней защиты;
- параметры настройки (уставки, ключи) МП устройств РЗА;

- информация о положении режимных ключей и накладок шкафов и панелей в цепях РЗА;

- осциллограммы аварийных процессов;

- данные самодиагностики МП устройств РЗА (с расшифровкой неисправности).

Данные АСУ ТП передаются на диспетчерский пункт при помощи каналов ВОЛС. АСУ ТП в рамках устанавливаемого оборудования позволяют организовать следующие виды информационного обмена с удаленными диспетчерскими центрами:

- передача основного потока оперативной технологической информации с применением протоколов МЭК 60870-5-104, из АСУ ТП подстанции для реализации подсистемы контроля режимов ПС;

- прямой доступ к терминалам РЗА и ПА подстанции для организации удаленного АРМ диспетчерского персонала с возможностью удаленного изменения их настроек и конфигурации;

- передача неоперативной технологической информации в диспетчерский центр:

- данные, получаемые от микропроцессорных устройств РЗА и ПА (сигналы срабатывания

- всех ступеней защиты РЗА и ПА, параметры настройки (уставки, ключи) МП устройств РЗА и ПА, информация о положении режимных ключей и накладок шкафов и панелей в цепях РЗА и ПА, осциллограммы аварийных процессов);

- данные подсистемы регистрации аварийных событий (сигналы запуска, осциллограммы аварийных процессов);

- данные о состоянии оборудования РЗА, ПА, РАС, ОМП, АСУ ТП (сигналы неисправности, статусная информация).

## 5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И СЕТЕВАЯ АВТОМАТИКА

В главе представлено выполнение основной цели выпускной квалификационной работы – проектирование устройств релейной защиты и автоматики вновь вводимой ВЛ 220 кВ Хани – Чара №2, и реконструкция устройств релейной защиты и автоматики ВЛ 220 кВ Хани – Чара №2.

ВЛ 220 кВ Хани – Чара №1 и №2 параллельны, ЛЭП выполнена в двухцепном исполнении. Для выполнения требований ПТЭ и ПУЭ, а также из соображений надежности и однообразности, устройства РЗА ВЛ 220 кВ Хани – Чара №1 и ВЛ 220 кВ Хани – Чара №2 аналогичны друг другу.

В данной главе выполнен выбор устройств РЗА ВЛ 220 кВ Хани – Чара №1 и №2 со стороны ПС 220 кВ Хани и ПС 220 кВ Чара из числа современных микропроцессорных комплексов РЗА. Также в главе выбраны устройства сетевой автоматики подстанционного оборудования, осуществляющих функции АПВ, УРОВ и АВР.

На рынке производителей устройств микропроцессорных защит существует множество представленных комплексов таким марок как АББ, Сименс, Механотроника, Бреслер, ЭКРА. В работе приняты к установке микропроцессорные терминалы защит ЭКРА на основании привлекательных технико-экономических показателей. Подробный технико-экономический расчет выполнен в главе 8.

### **5.1 Расстановка комплектов защиты и автоматики**

Согласно ПУЭ [8] на ЛЭП 110 кВ и выше должны быть установлены:

- комплект быстродействующих основных защит от всех видов КЗ;
- комплект ступенчатых защит от всех видов КЗ, обеспечивающих ближнее и дальнее резервирование;
- комплект автоматики управления выключателем.

Необходимо произвести выбор устройств РЗА и набор функций выбранных устройств для защиты ЛЭП. Таким образом, произведем выбор устройств РЗА и расчет параметров их настройки для ВЛ 220 кВ Хани – Чара №1 и ВЛ

220 кВ Хани – Чара №2 со стороны ПС 220 кВ Хани и ПС 220 кВ Чара. Далее приведен пример расчета со стороны ПС 220 кВ Хани. Расчеты со стороны ПС 220 кВ Чара и представлены в приложении Б.

В соответствии с ПУЭ [8], для рассматриваемой ВЛ 220 кВ Хани – Чара №1(2) должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от всех видов коротких замыканий.

В качестве основной защиты ЛЭП принимаем к установке терминал производства НПП «ЭКРА» типа ШЭ2607 091, включающий в себя дифференциальную защиту линии. Терминал включает в себя следующие основные функции:

- продольная дифференциальная защита линии;
- устройство резервирования отказа выключателя.

В качестве резервной защиты ЛЭП принимаем к установке терминал производства НПП «ЭКРА» типа ШЭ2607 021, включающий в себя комплект ступенчатых защит. Терминал включает в себя следующие основные функции:

- 5-ступенчатую дистанционную защиту;
- максимальную токовую защиту;
- 5-ступенчатую токовую защиту нулевой последовательности;
- токовую отсечку;
- устройство резервирования отказа выключателя.

В качестве устройства автоматики управления выключателем принимаем к установке терминал производства НПП «ЭКРА» типа ШЭ2607 011, включающий в себя функции автоматики управления выключателем (АУВ), защиты от неполнофазного включения и неполнофазного режима работы (ЗНФ, ЗНФР), а также резервный комплект ступенчатых защит. Терминал включает в себя следующие основные функции:

- 5-ступенчатую дистанционную защиту;
- максимальную токовую защиту;
- 5-ступенчатую токовую защиту нулевой последовательности;
- токовую отсечку;

- автоматика управления выключателем;
- защита от непереключения фаз;
- защита от неполнофазного режима;
- быстродействующее АПВ;
- трёхфазное АПВ;
- устройство резервирования отказа выключателя.

Покажем расстановку выбранных комплексов защит и автоматики на рисунке 13.

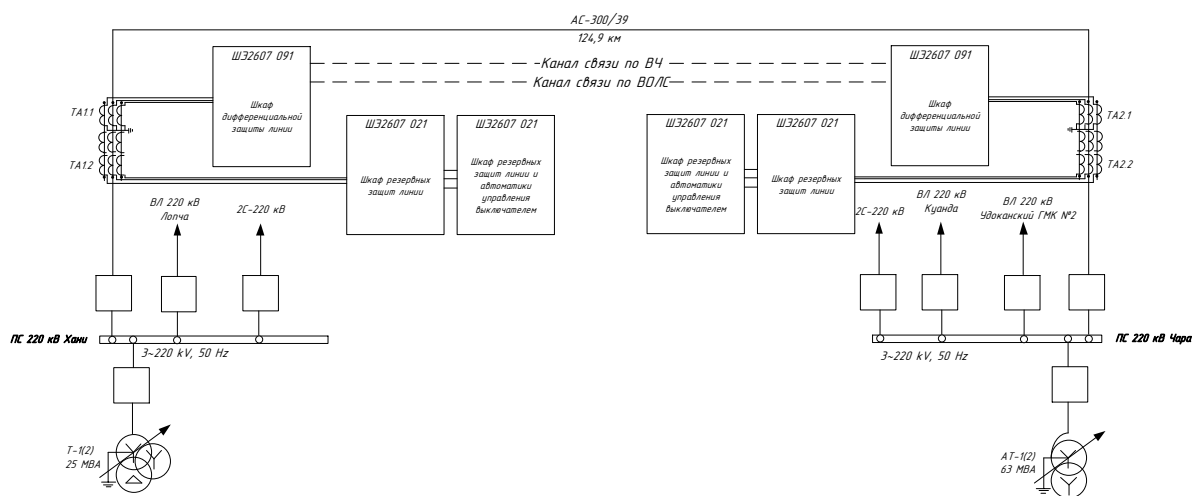


Рисунок 13 – Места установки выбранных устройств РЗА

## 5.2 Расчет уставок резервных защит ЛЭП

Резервной защитой от междуфазных КЗ является 3-х ступенчатая дистанционная защита. Расчет произведен в соответствии с Руководящими указаниями по РЗ [16].

В качестве расчетных данных принимаем токи КЗ, расчет которых выполнен в главе 3, результаты расчета токов КЗ представлен в таблице 6. Расчетные параметры линий приведены ранее в таблице 5. Параметры трансформаторов – в таблицах 3 и 4. Подробный расчет представлен в приложениях А и Б.

Сопротивление срабатывания первой ступени ДЗ:

$$Z_{cpl} = 0,85 \cdot Z_{л} \quad (50)$$

где  $Z_{л}$  - сопротивление защищаемой линии;

$$Z_{cpl} = 0,85 \cdot 49,89 = 42,4 \text{ Ом}$$

Выдержка времени первой ступени, как правило, принимается равной минимально возможному значению, обеспечивающему быстроедействие. Для быстродействующих микропроцессорных терминалов принимаем значение выдержки времени 1 ступени ДЗ – 0,05 с для отстройки от времени пуска осциллографов и приборов ОМП (0,04 с).

Уставка срабатывания второй ступени выбирается по двум основным условиям:

- 1) отстройка от КЗ на шинах НН(СН) предыдущей ПС;

$$Z_{cplI} = 0,85 \cdot \left( Z_{л.} + \frac{Z_m}{k_{ток}} \right), \quad (51)$$

где  $Z_{л.}$  – сопротивление защищаемой ЛЭП, Ом;

$Z_m$  – сопротивление трансформатора, на шинах НН(СН) которого рассматривается КЗ, Ом;

$k_{ток}$  – коэффициент токораспределения, равный отношению тока в защите к току через трансформатор при рассматриваемом виде КЗ, о.е.

Отстройка от КЗ на шинах 110 кВ силового автотрансформатора на ПС 220 кВ Чара:

$$Z_{cplI} = 0,85 \cdot \left( 49,89 + \frac{79}{0,623} \right) = 150,3 \text{ Ом}.$$

- 2) согласование с 1 ступенью защиты предыдущей ЛЭП;

$$Z_{срII} = 0,85 \cdot Z_{л.} + \frac{0,66}{K_{ток}} \cdot Z_{л.пред} , \quad (52)$$

где  $Z_{л.}$  – сопротивление защищаемой ЛЭП, Ом;

$Z_{л.пред}$  – сопротивление предыдущей ЛЭП, Ом;

$K_{ток}$  – коэффициент токораспределения, равный отношению тока в защите к току в защите предыдущей ЛЭП при КЗ в конце зоны резервирования защиты ЛЭП, с которой проводится согласование, о.е.

Согласование с 1 степенью защиты ВЛ 220 кВ Куанда - Чара:

$$Z_{срII} = 0,85 \cdot 49,89 + \frac{0,66}{1,317} \cdot 59,12 = 72,05 \text{ Ом} ,$$

Согласование с 1 степенью защиты ВЛ 220 кВ Чара – Удоканский ГМК №1(2):

$$Z_{срII} = 0,85 \cdot 49,89 + \frac{0,66}{1,077} \cdot 9,98 \cdot 0,5 = 45,5 \text{ Ом} .$$

Расчет показал, что при согласовании защиты с 1 степенью защиты ВЛ 220 кВ Чара – Удоканский ГМК №1(2), рассматриваемая защита становится нечувствительной. Принимаем решение согласовать данную защиту с данной ЛЭП только по времени. Таким образом, принимаем:

$$Z_{срII} = 72,05 \text{ Ом} .$$

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

$$k_{ч}^{II} = \frac{Z_{с.з}^{II}}{Z_{л}} , \quad (53)$$

$$k_{ч}^{II} = \frac{72,05}{49,89} = 1,44 > 1,2 ,$$

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

$$t_{c.з}^{II} = t_{c.з.см}^I + \Delta t , \quad (54)$$

$$t_{c.з}^{II} = 1,0 + 0,5 = 1,5 c .$$

Согласно требований ПУЭ, при наличии основной защиты, коэффициент чувствительности резервных защит не должен быть менее 1,2. Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Уставка срабатывания третьей ступени выбирается по условию отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается по длительно допустимому току нагрева провода:

$$Z_{cз}^{III} = \frac{U_{мин}}{\sqrt{3} \cdot k_{cз} \cdot I_{раб.макс} \cdot k_n \cdot k_v \cdot \cos(\phi_l - \phi_{раб})} , \quad (55)$$

где  $U_{мин}$  – минимальное значение напряжения сети ( $0,9U_{ном}$ ), В;

$I_{раб.макс}$  – максимальный рабочий ток ЛЭП, А;

$k_{cз}$  – коэффициент самозапуска;

$k_n$  – коэффициент надежности;

$k_v$  – коэффициент возврата реле;

$\phi_l$  – угол линии, °;

$\phi_{раб}$  – угол нагрузки, °;

$$Z_{cз}^{III} = \frac{0,9 \cdot 220}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 630 \cdot 1,2 \cdot 0,95 \cdot \cos(76 - 30)} = 153,4 \text{ Ом} .$$

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежной линии (режим дальнего резервирования):



$$k_q^{III} = \frac{Z_{с.з}^{III}}{Z_{л} + Z_{см.л}}, \quad (56)$$

$$k_q^{III} = \frac{153,4}{109,0} = 1,41 > 1,2 .$$

Выдержка времени третьей степени защиты выбирается по условию селективности с согласуемыми защитами, а также отстройки от периода качаний:

$$t_{с.з}^{III} = t_{с.з.пред}^{II} + t_{кач} + \Delta t , \quad (57)$$

где  $t_{с.з.см}^{II}$  – выдержка времени степени ДЗ защиты, с которой производится согласование, с;

$t_{кач}$  – время периода качаний (2 с);

$\Delta t$  – степень селективности (0,5 с).

$$t_{с.з}^{III} = 1,5 + 2,0 + 0,5 = 4,0 \text{ с} .$$

Выполнив расчет уставок и проверку их чувствительности на основании руководящих указаний необходимо выполнить перевод уставок ДЗ круговой характеристики в полигональную для терминалов ЭКРА. Перевод осуществляется с помощью формул:

$$X_{уст} = \frac{Z_{уст} \cdot (1 + \sin \phi_{мч})}{2} , \quad (58)$$

$$R_{уст} = \frac{Z_{уст}}{2 \cdot \sin \phi_{мч}} , \quad (59)$$

где  $Z_{уст}$  – уставка ДЗ, выбранная для круговой характеристики;

$\phi_{мч}$  – угол максимальной чувствительности линии.

Например, для 1 ступени ДЗ:

$$X_{уст} = \frac{42,4 \cdot (1 + \sin 76)}{2} = 41,8 \text{ Ом} ,$$

$$R_{уст} = \frac{42,4}{2 \cdot \sin 76} = 21,8 \text{ Ом} .$$

Вектор нагрузочного режима:

$$Z_{нагр} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{раб.макс.лэп}} , \quad (60)$$

где  $I_{раб.макс.лэп}$  - максимальный рабочий ток по рассматриваемой ЛЭП.

$$Z_{нагр} = \frac{220000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1152 \text{ Ом} ,$$

$$\varphi_{нагр} = 30^{\circ} .$$

Расчет уставок ДЗ ВЛ 220 кВ Хани – Чара №1(2) со стороны ПС 220 кВ Чара аналогичен и представлен в приложении Б. Бланки уставок рассчитанных устройств представлены в таблицах 36 и 37.

Таблица 36 – Результаты расчета ДЗ ВЛ 220 кВ Хани – Чара №1(2) со стороны ПС Хани

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Уставка по оси X характеристики I ступени, Ом	41,8	3,8
Уставка по оси R характеристики I ступени, Ом	21,8	1,99
Наклон характеристики I ступени, °	76	
Уставка по оси X характеристики II ступени, Ом	71,0	6,46

1	2	3
Уставка по оси R характеристики II ступени, Ом	37,1	3,37
Наклон характеристики II ступени, °	76	
Уставка по оси X характеристики III ступени, Ом	151,2	13,75
Уставка по оси R характеристики III ступени, Ом	79,0	7,2
Наклон характеристики III ступени, °	76	
Задержка на срабатывание I ст. ДЗ, с	0,05	
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с	1,5	
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с	4,0	

Таблица 37 – Результаты расчета ДЗ ВЛ 220 кВ Хани – Чара №1(2) со стороны ПС Чара

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Уставка по оси X характеристики I ступени, Ом	41,8	3,8
Уставка по оси R характеристики I ступени, Ом	21,8	1,99
Наклон характеристики I ступени, °	76	
Уставка по оси X характеристики II ступени, Ом	67,9	6,18
Уставка по оси R характеристики II ступени, Ом	35,48	3,23
Наклон характеристики II ступени, °	76	
Уставка по оси X характеристики III ступени, Ом	207,1	18,83

1	2	3
Уставка по оси R характеристики III ступени, Ом	108,2	9,83
Наклон характеристики III ступени, °	76	
Задержка на срабатывание I ст. ДЗ, с	0,05	
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с	1,0	
Задержка на срабатывание III ст. ДЗ, с	3,0	

В качестве защиты от замыканий на землю принята токовая направленная защита нулевой последовательности. В ходе расчета были выбраны уставки срабатывания ТЗНП в первичных величинах. Для выбора уставок были использованы расчетные токи КЗ нулевой последовательности в узлах, в том числе, подтекающие через заземленные нейтрали трансформаторов.

Уставки МТО выбраны графически, кривые токов спадаания представлены на Рисунке 22.

Подробный расчет покажем на примере ТЗНП ВЛ 220 кВ Хани – Чара №1(2) со стороны ПС Хани. Расчет с противоположной стороны аналогичен. В качестве исходных данных используются параметры линий и трансформаторов, рассчитанные в предыдущих главах.

Ток срабатывания первой ступени защиты выбирается по условию отстройки от замыкания на землю на шинах предыдущей ПС:

$$I_{0.сз}^I = k_{отс} \cdot I_{0.кз.расч} , \quad (61)$$

где  $k_{отс}$  - коэффициент отстройки (1,1-1,3);

$I_{0.кз.расч}$  - ток в рассматриваемой защите при КЗ на землю на шинах предыдущей ПС.

$$I_{0.сз.}^I = 1,3 \cdot 500 = 650 \text{ A},$$

где 650 А – ток нулевой последовательности при КЗ на шинах ПС Чара.

Выдержка времени первой ступени защиты принимается минимально возможной, отстроенной от времени неполнофазного режима при неодновременности включения фаз выключателя:

$$t_{сз.}^I = 0 + t_{НПФ}, \quad (62)$$

где  $t_{НПФ}$  - время неполнофазного включения выключателя (0,3 с).

$$t_{сз.}^I = 0 + 0,3 = 0,3 \text{ с}.$$

Ток срабатывания второй ступени защиты выбирается по условию согласования с 1 ступенью защиты на предыдущем участке:

$$I_{0.сз.}^{II} = k_{отс} \cdot k_{ток} \cdot I_{0.сз.пред}^I, \quad (63)$$

где  $k_{отс}$  - коэффициент отстройки (1,1-1,3);

$I_{0.сз.пред}^I$  - ток срабатывания ступени защиты, с которой производится согласование, кА;

$k_{ток}$  – коэффициент токораспределения, равный отношению тока нулевой последовательности в защите к току в защите, с которой производится согласование.

Согласование с 1 ступенью защиты ВЛ 220 кВ Куанда - Чара:

$$I_{0.сз.}^{II} = 1,3 \cdot 0,5 \cdot 429 = 279 \text{ A},$$

Согласование с 1 ступенью защиты ВЛ 220 кВ Чара – Удоканский ГМК №1(2):

$$I_{0.сз.}^{II} = 1,3 \cdot 0,25 \cdot 1469 = 477 \text{ A}.$$

Выбираем наибольшее значение:

$$I_{0,сз}^{II} = 477 \text{ A}.$$

Выдержка времени 2 ступени принимается равной по условию селективности с согласуемой ступенью, а также со временем УРОВ смежной ПС:

$$t_{сз}^{II} = t_{созл} + t_{УРОВ} + \Delta t, \quad (64)$$

где  $t_{УРОВ}$  - время работы УРОВ смежной ПС. На ПС 220 кВ Чара время работы УРОВ принято 0,3 с.

$$t_{сз}^{II} = 0,3 + 0,3 + 0,5 = 1,1 \text{ с}.$$

Ток срабатывания 3 ступени защиты выбирается:

- по условию необходимой чувствительности;
- по условию отстройки от БТН силового трансформатора смежной ПС.

$$I_{сз}^{III} = k_{омс} \cdot I_{БТН}, \quad (65)$$

где  $k_{омс}$  – коэффициент отстройки (1,1-1,3);

$I_{БТН}$  – величина броска тока намагничивания силового трансформатора ПС, от которого выполняется отстройка ( $1-7I_{НОМ}$ ), А;

$$I_{сз}^{III} = 1,1 \cdot 158 = 174 \text{ A}.$$

158 А – рабочий ток автотрансформатора АТ-2 на ПС 220 кВ Чара.

Время срабатывания 3 ступени выбирается по условию селективности с согласуемыми ступенями защит:

$$t_{сз}^{III} = t_{созл} + \Delta t \quad (66)$$

$$t_{сз}^{III} = 1,1 + 0,5 = 1,6 \text{ с}.$$

Чувствительность 3 ступени защиты оценивается при замыкании на землю в конце зоны резервирования:

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{I_{0\text{кз}}}{I_{0\text{.сз}}^{\text{III}}} \quad (67)$$

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{500}{174} = 2,9 > 1,2.$$

Ток срабатывания 4 ступени выбирается по условию отстройки от тока небаланса при трёхфазных КЗ за силовым трансформатором предыдущей ПС.

$$I_{\text{сз}}^{\text{IV}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз.тп}} , \quad (68)$$

где  $k_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки (0,1-0,3);

$I_{\text{кз.тп}}$  – величина тока КЗ в трансформаторе при КЗ на шинах НН.

$$I_{\text{сз}}^{\text{IV}} = 0,3 \cdot 225 = 68 \text{ A} ,$$

$$k_{\text{ч}}^{\text{IV}} = \frac{286}{68} = 4,2 > 1,2.$$

Время срабатывания принимается аналогично: по условию селективности с согласуемыми ступенями защит.

$$t_{\text{сз}}^{\text{IV}} = t_{\text{созл}} + \Delta t , \quad (69)$$

$$t_{\text{сз}}^{\text{IV}} = 1,6 + 0,5 = 2,1 \text{ с} .$$

Далее покажем расчет МТО со стороны ПС Хани.

Ток срабатывания реле тока отсечки определяется по формуле:

$$I_{\text{срМТО}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз}} , \quad (70)$$

где  $I_{кз}$  – ток в защите при междуфазном КЗ в конце линии, А;

$k_{отс}$  – коэффициент отстройки (1,1 – 1,3).

$$I_{срМТО} = 1,3 \cdot 470 = 611 \text{ А.}$$

Расчет эффективности МТО представлен на рисунке 14.

Таблица 38 – Результаты расчета ТЗНП и МТО ВЛ 220 кВ Хани – Чара №1(2) со стороны ПС Хани

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Ток срабатывания ПО I ст. ТНЗНП, А	650	3,25
Ток срабатывания ПО II ст. ТНЗНП, А	477	2,39
Ток срабатывания ПО III ст. ТНЗНП, А	174	0,87
Ток срабатывания ПО IV ст. ТНЗНП, А	68	0,34
Задержка на срабатывание I ст. ТНЗНП, с	0,3	
Задержка на срабатывание II ст. ТНЗНП, с	1,1	
Задержка на срабатывание III ст. ТНЗНП, с	1,6	
Задержка на срабатывание IV ст. ТНЗНП, с	2,1	
МФТО, предусмотрена/не предусмотрена	Предусмотрена	
Ток срабатывания ПО МФТО, А	611	3,1
Задержка на срабатывания ПО МФТО, с	0,05	



Таблица 39 – Результаты расчета ТЗНП и МТО ВЛ 220 кВ Хани – Чара №1(2)  
со стороны ПС Чара

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Ток срабатывания ПО I ст. ТНЗНП, А	546	2,73
Ток срабатывания ПО II ст. ТНЗНП, А	321	1,61
Ток срабатывания ПО III ст. ТНЗНП, А	173	0,87
Ток срабатывания ПО IV ст. ТНЗНП, А	62	0,31
Задержка на срабатывание I ст. ТНЗНП, с	0,3	
Задержка на срабатывание II ст. ТНЗНП, с	1,1	
Задержка на срабатывание III ст. ТНЗНП, с	1,6	
Задержка на срабатывание IV ст. ТНЗНП, с	2,1	
МФТО, предусмотрена/не предусмотрена	Предусмотрена	
Ток срабатывания ПО МФТО, А	650	3,25
Задержка на срабатывания ПО МФТО, с	0,05	

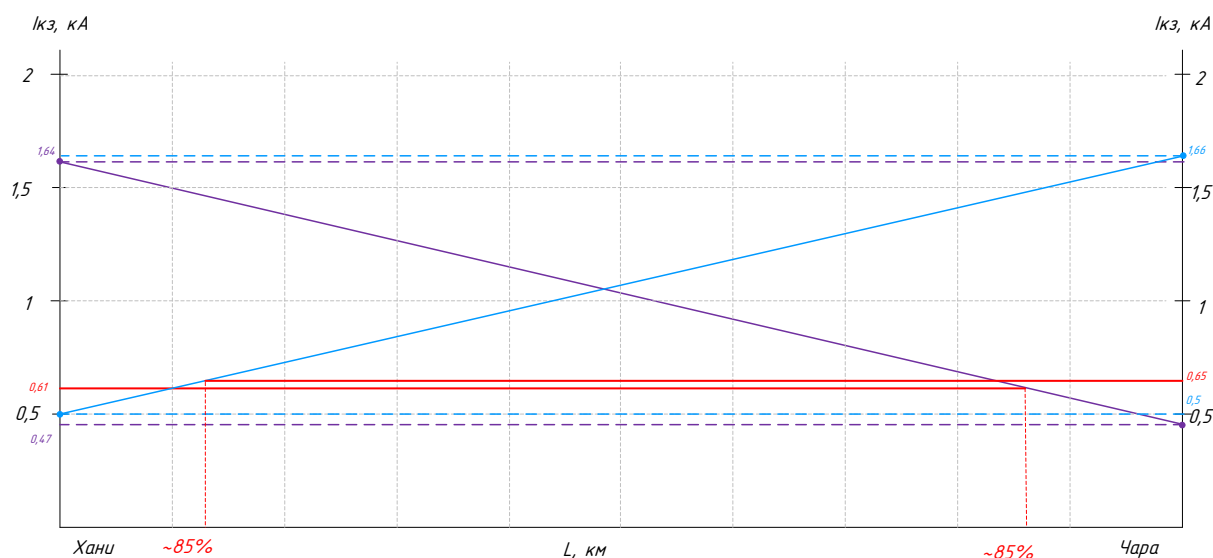


Рисунок 14 – Результаты расчета МТО ВЛ 220 кВ Хани - Чара

### 5.3 Расчет уставок основной защиты ЛЭП

В качестве основной защиты ЛЭП принята ДЗЛ в составе шкафа ШЭ2607 091 (терминал БЭ2710 091). Дифференциальная защита двухконцевой линии основана на пофазном сравнении векторов токов по концам защищаемой линии. Для отстройки от возможных небалансов в дифференциальном токе при внешних КЗ применено торможение с возможностью выбора способа задания формирования тормозной величины.

Комплект терминалов, установленных на разных концах ВЛ, представляет собой устройство с единой системой векторов сигналов (токов). Для этого в терминалах обеспечивается одновременность взятия цифровых отсчетов аналоговых сигналов и синхронность цифровой обработки сигналов. Точность синхронизации векторов в устройствах на разных концах линии определяется разностью времени передачи данных по каналу связи в прямом и обратном направлениях. Если указанная разность имеет стационарный характер, то она может быть скомпенсирована путем задания уставки несимметричности канала.

Определение времени задержки передачи данных по каналу связи в процессе работы осуществляется автоматически.

Для протяженных воздушных и кабельных линий с значительным емкостным током предусмотрено выравнивание токов по концам линии при внешних повреждениях (компенсация емкостного тока), что позволяет не учитывать зарядный ток линии при расчете уставок по току срабатывания.

В устройстве реализована система обмена сигналами команд между полуккомплектами. Четыре из них использованы для ускорения дистанционной и токовой защиты, для передачи сигналов УРОВ и телеотключения. Дополнительная передача и прием 16 команд позволяет использовать их для обмена сигналами между любыми внешними устройствами, например, для телеуправления выключателями или для обмена внутренними для терминалов логическими сигналами, общими для двух полуккомплектов защиты.

Связь между полуккомплектами ДЗЛ может осуществляться:

- по выделенному оптическому каналу;
- с использованием стандартного 64 Кбит/с – 512 Кбит/с синхронного канала с подключением к мультиплексу через электрический интерфейс X.21 или G703 или оптический интерфейс S37.94.

Для двухтерминального применения каналы связи могут дублироваться по разным трассам прокладки оптического кабеля или на каналах разного типа. Это повышает надежность передачи команд.

Далее покажем расчет уставок ДЗЛ. Расчёт тока срабатывания, отстройка от ёмкостного тока линий.

$$I_c \geq 3,43 \cdot 10^{-6} C_{уд} l_L f_{НОМ} U_{НОМ}, \quad (71)$$

где  $C_{уд}$  - удельная ёмкость линий, нФ/км;

$l_L$  - длина линии, км;

$f_{НОМ}$  - номинальная частота, Гц;

$U_{НОМ}$  - номинальное напряжение линии, кВ.

$$I_{C3} \geq k_{отс} \cdot I_C, \quad (72)$$

где  $k_{отс}$  - коэффициент отстройки,  $k_{отс}=2-4$ .

$$I_C \geq 3,43 \cdot 10^{-6} \cdot 10 \cdot 124,9 \cdot 50 \cdot 220 = 48 \text{ A}.$$

$$I_{C3} \geq 2 \cdot 48 = 96 \text{ A}.$$

Отстройка от нагрузочного режима:

$$I_{C3} \geq I_{нагр},$$

Ток нагрузки принимаем максимальный из рассчитанных.

$$I_{C3} \geq 110 \text{ A}.$$

Принимаем  $I_{C3} = 110 \text{ A}$ .

Коэффициент чувствительности согласно ПУЭ  $k_q \geq 2$ .

$$k_q \geq \frac{420}{110} = 3,8.$$

Определение характеристик торможения. Используем секторную характеристику срабатывания ДЗЛ, представленную на рисунке 15.

Коэффициент торможения и угол блокирования определим по номограммам. Определим постоянную времени аperiodической составляющей тока КЗ:

$$\tau = \frac{X}{\omega R}; \quad (73)$$

$$\tau = \frac{0,388}{314 \cdot 0,095} = 13 \text{ мс}.$$

Кратность тока КЗ составит:

$$K = \frac{2970}{110} = 27.$$

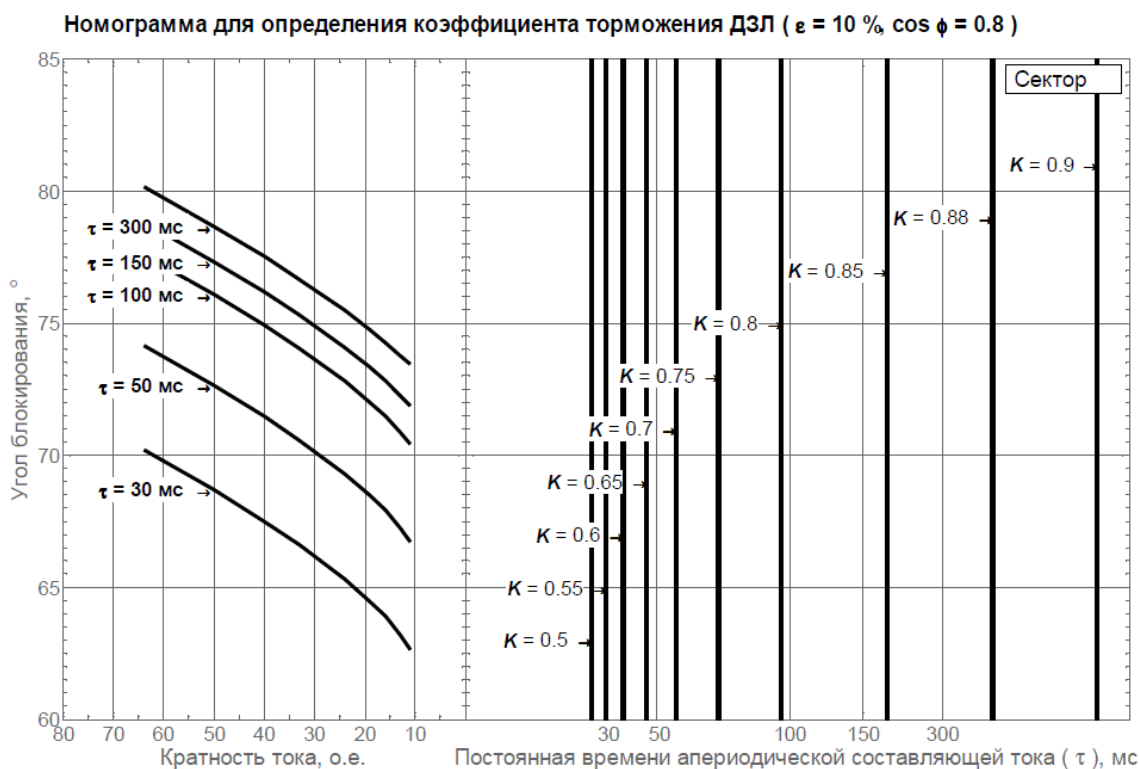


Рисунок 15 - Номограмма для определения коэффициента торможения и угла блокировки ДЗЛ

$$k_{\text{ТОРМ}} = 0,5 \quad \phi_{\text{БЛОК}} = 60^\circ$$

Принятые уставки ДЗЛ ВЛ 220 кВ Хани – Чара №1(2) представлены в таблице 5.3.1. Все величины приводим в первичных величинах и в относительных единицах. Базисный ток принимаем по умолчанию – 1000 А.

Таблица 40 – Результаты расчёта ДЗЛ ВЛ 220 кВ Хани – Чара №1(2)

Параметр (первич/вторич)	Диапазон (первич/вторич)	Значение	
		Первичное	Вторичное
1	2	3	4
Базисный ток, А/А	300 – 2000 / 0,1 – 16,0	1000	5
Ток срабатывания ДЗЛ, А/о.е.	200 – 2000 / 0,2-2	110	0,11

1	2	3	4
Коэффициент торможения ДЗЛ, о.е.	0,3 – 0,9	0,5	
Вид торможения	Сумма модулей, сумма векторов, сектор	Сектор	
Угол сектора блокировки, °	0 – 89	60	
Компенсация ёмкостного тока	Предусмотрена/ не предусмотрена	Не предусмотрена	
Работа на ВЛ с ответвлени- ями	Предусмотрена/ не предусмотрена	Не предусмотрена	
Задержка на срабатывание ДЗЛ, с	0 – 0,150	0,05	

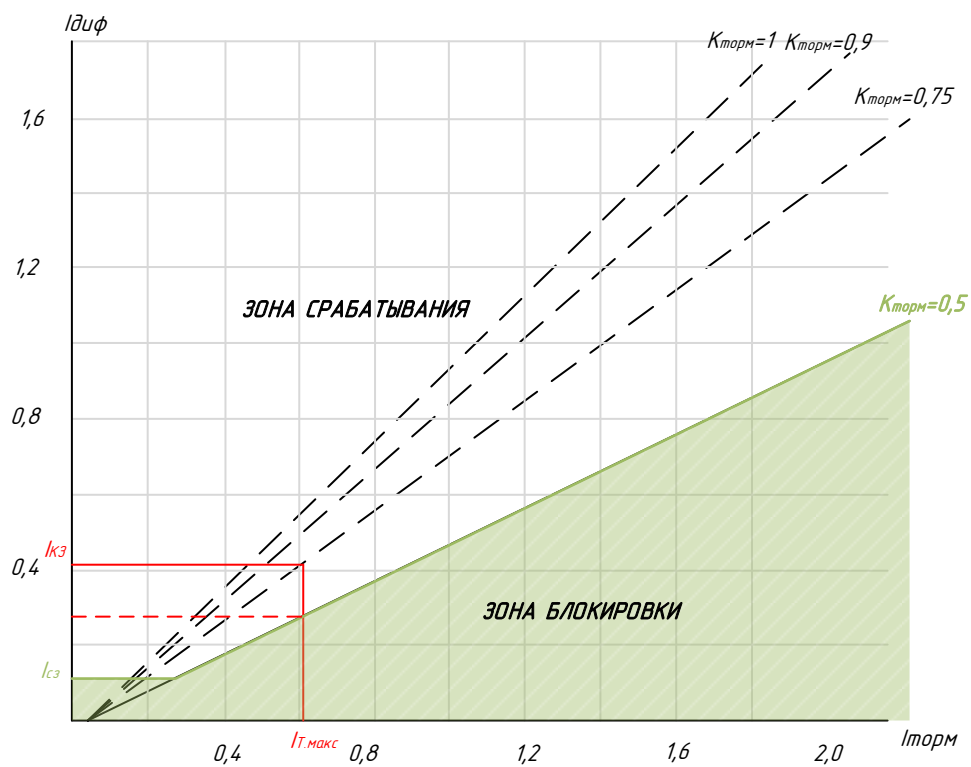


Рисунок 16 – Характеристика работы ДЗЛ  
ВЛ 220 кВ Хани – Чара №1(2)

Характеристика срабатывания (торможения) ДЗЛ представляет собой стандартного вида график для подобных дифференциальных защит. Графический расчет чувствительности при наличии торможения, выбранный коэффициент торможения представлены на рисунке 16 и в графической части выпускной квалификационной работы.

## **5.4 Расчет параметров сетевой автоматики**

### **5.4.1 Автоматическое повторное включение ЛЭП 220 кВ**

Согласно с ПУЭ [8] Должно предусматриваться автоматическое повторное включение воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линий всех типов напряжением выше 1 кВ. Отказ от применения АПВ должен быть в каждом отдельном случае обоснован.

Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы они не действовали при:

- 1) отключении выключателя персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;
- 2) автоматическом отключении от релейной защиты непосредственно после включения персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;
- 3) отключении выключателя защитой от внутренних повреждений трансформаторов и вращающихся машин, устройствами противоаварийной автоматики, а также в других случаях отключений выключателя, когда действие АПВ недопустимо. Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы была исключена возможность многократного включения на КЗ при любой неисправности в схеме устройства. Устройства АПВ должны выполняться с автоматическим возвратом. [8]

Рассмотрим однократное однофазное АПВ линии 220 кВ. При повреждении линию следует отключить с обеих сторон, что необходимо для деионизации воздушного промежутка в месте КЗ. Выдержка времени на срабатывание:

$$t_{АПВ-1} \geq t_{2.n.} + t_{зан.}, \quad (74)$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{д.с.} - t_{вкл.Q} + t_{зап.}, \quad (75)$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{защ.2.мах} - t_{защ.1.мин} + t_{откл.Q2} - t_{откл.Q1} - t_{вкл.Qi} + t_{д.с.} + t_{зап.}, \quad (76)$$

где  $t_{г.п.}$  - время готовности привода, равное 0,5 с.;

$t_{д.с.}$  - время деионизации среды в месте КЗ, равное 0,3 с;

$t_{вкл.Q}$  - время включения выключателя, равное 0,05 с;

$t_{гот.Q}$  - время готовности выключателя, равное 20 с;

$t_{в.защ.}$  - время возврата релейной защиты, установленной со стороны источника питания, равное 0,8 с;

$t_{зап.}$  - время запаса, равное 0,5 с;

$t_{РЗмахс}$  - максимальная выдержка времени релейной защиты после включения выключателя на устойчивое КЗ, равное 2,5 с;

$t_{откл.Q}$  - время отключения выключателя, принимается равным 0,8 с;

$t_{паузы1}$  - время, допустимое по условиям работы выключателей, принимаемое равным 15 с.

Таким образом, можно записать выражения:

$$t_{АПВ-1} \geq 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с},$$

$$t_{АПВ-1} \geq 0,3 - 0,8 + 0,5 = 0 \text{ с},$$

$$t_{АПВ-1} \geq 3,5 - 0,05 + 0,06 - 0,06 - 0,8 + 0,3 + 0,5 = 3,5 \text{ с}.$$

Окончательно принимаем:

$$t_{АПВ-1} = 3,5 \text{ с}.$$

#### 5.4.2 Устройство резервирования отказа выключателя 220 кВ

Устройство входит в состав всех современных микропроцессорных терминалов, или выполняется отдельным для электромеханических защит. Его за-



дача: выдать сигнал в случае отказа, который направляется в схему РЗА выше-стоящего присоединения.

Следует учесть, что в цепях отключения вводных и секционных выключателей при этом собираются воедино сигналы отключения от УРОВ от всех присоединений питаемой ими секции.

Для того, чтобы сформировался сигнал УРОВ, необходимо совпадение следующих событий:

- срабатывание релейной защиты присоединения;
- продолжение аварийного процесса после формирования команды на отключение собственного выключателя, либо отсутствие сигнала о том, что выключатель отключился.

Расчет уставки тока срабатывания:

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot I_{ном} , \quad (77)$$

где  $k_{отс}$  - коэффициент, равный 0,1 – 0,2;

$I_{ном}$  - номинальный ток присоединения, принимаемый равным первичному току трансформатора тока отходящего присоединения.

$$I_{сз} = 0,15 \cdot 630 = 95 \text{ A} .$$

Расчет уставки времени срабатывания УРОВ:

$$t_1 = t_{откл.Q} + t_{возв} + t_{зан} + t_{погр} , \quad (78)$$

где  $t_{откл.Q}$  - время отключения выключателя (0,06 с);

$t_{возв}$  - время возврата схемы (0,01 с);

$t_{зан}$  - время запы (0,1 с)

$t_{погр}$  - погрешность схемы выдержки времени схемы УРОВ (0,025 с).

$$t_1 = 0,06 + 0,01 + 0,1 + 0,025 = 0,195 \text{ с}.$$

Окончательно принимаем рекомендованное производителем значение:

$$t_1 = 0,25 \text{ с}.$$

Выдержку времени УРОВ «на себя» принимаем по рекомендации производителя:

$$t_2 = 0,1 \text{ с}$$

#### 5.4.3 Автоматический ввод резерва в сети потребителя

В практических расчётах обычно принимается условие:

$$U_{c.p.l} = (0,25 \div 0,4) \cdot U_{ном}, \quad (79)$$

$$U_{c.p.l} = 0,3 \cdot 10 = 3 \text{ кВ}.$$

Выдержка времени пускового органа должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, повреждение в зоне действия которых может привести к пуску АВР.

$$t_{1AKQ} = t'_{p.z.макс} + \Delta t, \quad (80)$$

$$t_{1AKQ} = t''_{p.z.макс} + \Delta t, \quad (81)$$

где  $t'_{p.z.макс}$  – максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин высшего напряжения;

$t''_{p.z.макс}$  – максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин низшего напряжения;

$\Delta t$  – ступень селективности, равная 0,675.

$$t_{1AKQ} = 3,5 + 0,5 = 4,0 \text{ с},$$

$$t_{1AKQ} = 1,1 + 0,5 = 1,6 \text{ с.}$$

Уставка реле контроля напряжения на резервном источнике питания:

$$U_{cp2} \geq \frac{U_{мин.раб}}{k_n \cdot k_v}, \quad (82)$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности ( $k_n = 1,1 \div 1,2$ );

$U_{мин.раб.}$  – минимальное рабочее напряжение;

$$U_{cp2} \geq \frac{0,8 \cdot 10}{1,25 \cdot 1,25} = 5,3 \text{ кВ.}$$

Выдержка времени реле однократного включения:

$$t_{РОВ} = t_{вкл.Q} + t_{зап.}, \quad (83)$$

где  $t_{зап.} = 0,5 \text{ с}$  – время запаса;

$t_{вкл.Q}$  – время включения резервного выключателя, равное 0,8 с.

$$t_{РОВ} = 0,8 + 0,5 = 1,3 \text{ с.}$$

Окончательно:

$$U_{cp} = 5,3 \text{ кВ},$$

$$t_{cp} = 4 \text{ с.}$$

## 6 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

В данной главе представлен расчет системы молниезащиты и заземления для ПС 220 кВ Хани и ПС 220 кВ Чара. В качестве примера приведен расчет для ПС 220 кВ Хани. Расчет систем заземления и молниезащиты со стороны ПС 220 кВ Чара аналогичен.

### 6.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет

В соответствии с требованиями нормативно-технической документации [16] в качестве материала заземлителя применён стальной горячеоцинкованный прокат. Заземляющее устройство подстанции представляет собой сетку из полосовой оцинкованной стали сечением 40х4 мм, проложенную на глубину 0,7 м в пределах ограждения подстанции и на глубину 1 м за территорией подстанции, а также 41 вертикальных оцинкованных стальных заземлителей диаметром 18 мм длиной 5 м.

Определяющей величиной при проектировании системы заземления является допустимое сопротивление растеканию. В электроустановках напряжением выше 1000 В сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года должно быть не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей [19].

Определение величины стационарного сопротивления заземления контура ОРУ.

Удельное эквивалентное сопротивление грунта с учетом коэффициента сезонности.

$K_c = 1,4$  - для расчета грозозащиты при средней влажности грунта.

$$\rho_s = \rho_{изм} K_c, \quad (84)$$

$$\rho_s = 140 \cdot 1,4 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

В целях улучшения растекания тока, заземлители закладываются в грунт на глубину 0,5 – 0,7 м (для вертикальных заземлителей это глубина закладки верхней кромки), т.к. на глубине грунт в меньшей степени подвержен высыханию в жаркие летние месяцы года.

Выбираем заземлитель опоры в виде двух горизонтальных лучей и трех вертикальных электродов длиной 5 м и диаметром 20 мм.

Сопротивление горизонтальных электродов

$$R_{\Gamma} = \left( \frac{\rho_3}{\pi \cdot l} \right) \left( \ln \left( \frac{1,5l}{h_3 d} \right) \right), \quad (85)$$

$$R_{\Gamma} = \left( \frac{140}{3,14 \cdot 5} \right) \left( \ln \frac{1,5 \cdot 5}{\sqrt{0,7 \cdot 0,02}} \right) = 37 \text{ Ом.}$$

Сопротивление вертикальных электродов

$$R_B = \frac{\rho_3}{2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{4l(2h_3 + l)}{d(4h_3 + l)}, \quad (86)$$

$$R_B = \frac{140}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \ln \frac{4 \cdot 5(2 \cdot 0,7 + 5)}{0,02(4 \cdot 0,7 + 5)} = 30 \text{ Ом.}$$

Сопротивление n-лучевого заземлителя с вертикальными электродами рассчитывается по формуле:

$$R_M = \frac{R_B R_{\Gamma}}{n_B R_{\Gamma} + n_{\Gamma} R_B}, \quad (87)$$

$$R_M = \frac{37 \cdot 30}{3 \cdot 37 + 2 \cdot 30} = 6,5 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем контур сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования минимум на 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя). Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана (см. графическую часть).

$$A = 110 \text{ м}; B = 135 \text{ м}.$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5)(B + 2 \cdot 1,5), \quad (88)$$

$$S = (110 + 2 \cdot 1,5)(135 + 2 \cdot 1,5) = 15590 \text{ м}^2 .$$

Принимаем нормативное расстояние между полосами сетки, равное 5 м.

Тогда общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = (A + 2 \cdot 1,5) \left( \frac{B + 2 \cdot 1,5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1,5) \left( \frac{A + 2 \cdot 1,5}{a} \right), \quad (89)$$

$$L_{\Gamma} = (110 + 2 \cdot 1,5) \left( \frac{135 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) + (135 + 2 \cdot 1,5) \left( \frac{110 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) = 6238 \text{ м}.$$

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

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}}, \quad (90)$$

$$m = \frac{6238}{2 \cdot \sqrt{15590}} = 24,98.$$

Принимаем  $m=25$ .

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2\sqrt{S}(m+1), \quad (91)$$

$$L = 2\sqrt{15590}(25+1) = 6494 \text{ м}.$$

Определяем количество вертикальных электродов

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{a}, \quad (92)$$

$$n_B = \frac{4\sqrt{15590}}{5} = 100.$$

При достаточной густоте сетки, что характерно для современных подстанций,  $R$  практически не зависит от диаметра и глубины укладки электродов и подсчитывается по эмпирической формуле:

$$R_{ПС} = \rho_s \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B l_B} \right), \quad (93)$$

где  $L$  – длина горизонтальных электродов;

$A$  - коэффициент подобия, принимается по справочным данным [17] и зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0.04, \text{ принимаем } A=0,15.$$

$$R_{ПС} = 140 \left( \frac{0,15}{\sqrt{15590}} + \frac{1}{6494 + 100 \cdot 5} \right) = 0,188 \text{ Ом},$$

Контур заземлителя сетки, расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя). Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана (см. графическую часть).

Стационарное сопротивление заземления подстанции:

$$R_{\text{стац}} = \frac{R_{\text{ест}} \cdot R_{\text{иск}}}{R_{\text{ест}} + R_{\text{иск}}}, \quad (94)$$

$$R_{\text{стац}} = \frac{6,5 \cdot 0,188}{6,5 + 0,188} = 0,183 < 0,5 \text{ Ом.}$$

Далее определим импульсное сопротивление заземляющего контура во время грозового сезона. Для этого следует определить импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{э}} + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (95)$$

где  $I_m = 55 \text{ А}$  – среднестатистическое значение тока молнии

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{15590}}{(140 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 2,018,$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура:

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{\text{стац}}, \quad (96)$$

$$R_u = 2,018 \cdot 0,183 = 0,369 \text{ Ом.}$$



## 6.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Расчёт зоны защиты молниеотводов.

Размеры открытой части рассматриваемого распределительного устройства ПС 220 кВ Лопча – 110X135 м. Территория распределительного устройства подстанции защищается от прямых ударов молнии двумя отдельно стоящими стержневыми молниеотводами, установленными на базе мачтовых опор ПМ-20, высотой 20,1 м и молниеприёмниками, установленными на линейных порталах, высотой 20,1 м.

Покажем расчет зон защиты молниеотводом на примере молниеотвода М01 и М02. Подробный расчет представлен в приложении В, масштабное отображение расчетных значений показано в графической части выпускной квалификационной работы.

Высота молниеотводов:

$$h_1 = 20,1 \text{ м,}$$

$$h_2 = 20,1 \text{ м,}$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{12} = 55 \text{ м,}$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{\phi i} = 0.85h_i , \tag{97}$$

$$h_{\phi 1} = 0,85 \cdot 20,1 = 17,085 \text{ м,}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0i} = (1.1 - 0.002h_i)h_i , \tag{98}$$

$$r_{01} = (1,1 - 0,002 \cdot 20,1)20,1 = 21,3 \text{ м.}$$

Далее покажем расчет зоны защиты молниеотвода М01 на уровне ввода трансформатора. Высота защищаемого объекта:  $h_x=4,9$  м. Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{xi} = r_{0i} \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\phi i}} \right), \quad (99)$$

$$r_{x1} = 17,4 \left( 1 - \frac{4,9}{17,085} \right) = 15,193 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между М01 и М02:

$$h_{cxij'} = h_{\phi i} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_i)(L_{ij} - h_i), \quad (100)$$

$$h_{cxij''} = h_{\phi j} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_j)(L_{ij} - h_j), \quad (101)$$

$$h_{cxij} = \frac{h_{cxij'} + h_{cxij''}}{2}. \quad (102)$$

Остальные параметры, как было отмечено, рассчитаны в Приложении В. Сведем результаты расчета в таблицу 42.

Таблица 42 – Результаты расчета зон молниезащиты

Параметр	Значение							
	2	3	4	5	6	7	8	9
Молниеотвод	М01	М02	М03	М04	М05	М06	М07	М08
Высота, м	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1
Эффективная высота, м	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1
На уровне земли, м	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3
На уровне транс-ра, м	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2
На уровне портала, м	7,59	7,59	7,59	7,59	7,59	7,59	7,59	7,59

### 6.3 Оценка надежности молниезащиты

Определяем число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий:

Волновое сопротивление ошиновки составляет:

$$Z_{ои} = 318,762 \text{ Ом.}$$

Разрядное напряжение для импульса отрицательной полярности:

$$U_{50\%} = 569,954 \text{ кВ,}$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ои}}, \quad (103)$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ои}} = \frac{2 \cdot 569,954}{318,762} = 3,576 \text{ кА.}$$

Доля опасных перенапряжений, возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку РУ, минуя молниеотводы:

$$p_{np} = e^{-0.04 \cdot I_{кр}}, \quad (104)$$

$$p_{np} = e^{-0.04 \cdot 3,576} = 0,867.$$

Импульсное сопротивление заземлителя:  $R_u = 0,399 \text{ Ом}$ ;

$$I_{он} = \frac{U_{50\%}}{R_u + \delta \cdot h}, \quad (105)$$

$$I_{он} = \frac{U_{50\%}}{R_u + \delta \cdot h} = \frac{569,954}{0,48 + 0,3 \cdot 13} = 130,13 \text{ кА.}$$

Вероятность обратного перекрытия при ударах молнии в гирлянду изоляторов:

$$p_{on} = e^{-0,04 \cdot I_{on}} , \quad (106)$$

$$p_{on} = e^{-0,04 \cdot I_{on}} = e^{-0,04 \cdot 130,13} = 0,0055.$$

Вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ минуя молниеотводы (для класса номинального напряжения до 750 кВ):  $p_{\alpha} = 0,005$ .

Вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ПС, минуя молниеотводы:

$$\eta_{np} = 0,9.$$

Вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при обратных перекрытиях:

$$\eta_{on} = 0,9.$$

Максимальная высота сооружения на РУ:

$$h_c = 11 \text{ м.}$$

Эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды при  $h_c \leq 30$ :

$$R_{\text{экв}} = 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30} , \quad (107)$$

$$R_{\text{экв}} = 5 \cdot 11 - \frac{2 \cdot 11^2}{30} = 46,9 \text{ м.}$$

Плотность разрядов молнии на  $1 \text{ км}^2$  поверхности:

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{2,4} \quad (108)$$

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{2.ч} = 0,05 \cdot 49 = 2,45.$$

Тогда число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий:

$$N_{ny} = p_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (\eta_{np} \cdot p_{\alpha} \cdot p_{np} + \eta_{on} \cdot p_{on}) \cdot 10^{-6}. \quad (109)$$

$$N_{ny} = 2,45 \cdot (50 + 2 \cdot 46,9) \cdot (60 + 2 \cdot 46,9) \cdot (0,9 \cdot 0,005 \cdot 0,867 + 0,9 \cdot 0,0055) \cdot 10^{-6} = 4,7 \cdot 10^{-4}.$$

Определим среднюю повторяемость в годах опасных перенапряжений на ПС из-за грозových разрядов в РУ (в годах):

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}}, \quad (110)$$

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}} = \frac{1}{4,7 \cdot 10^{-4}} = 212 \text{ лет.}$$

#### 6.4 Выбор и проверка ОПН

Для проверки принимаем следующие типы ОПН:

- на стороне 220 кВ: ОПН типа ОПН-220/252/10/900;
- на стороне 110 кВ: ОПН типа ОПН-110/126/10/900;
- на стороне 35 кВ: ОПН типа ОПНп-35/40,5/10/760 УХЛ1;
- на стороне 10 кВ: ОПН типа ОПНп-10/12/10/600 УХЛ1.

Далее выполним расчет для проверки выбранных ОПН. Для примера представим расчет ОПН на стороне 220 кВ, подробный расчет остальных ОПН приведен в приложении В. Наибольшее рабочее напряжение сети в соответствии с ПУЭ:

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot U_{ном}, \quad (111)$$

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot 220 = 253 \text{ кВ}.$$

Соответствующие минимальное длительное рабочее напряжение ОПН:

$$U_{нро} = \frac{U_{нрс}}{\sqrt{3}}, \quad (112)$$

С учетом максимального по ПУЭ (для сети с эффективно заземлённой нейтралью) значения коэффициента замыкания на землю (1,4).

$$U_{нро} = 1,4 \cdot 1,05 \cdot \frac{253}{\sqrt{3}} = 215 \text{ кВ}.$$

Остающееся напряжение ограничителя при грозовых перенапряжениях при импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой 10000 А при номинальном напряжении 35 кВ составляет 80,5 кВ. Остающееся напряжение ограничителя при коммутационных перенапряжениях при импульсе тока с длительностью фронта 30 мкс и при амплитуде тока 1000 А (500 А):

$$U_{ост.к} = \frac{U_{ки}}{1,2}, \quad (113)$$

$$U_{ост.к} = \frac{680}{1,2} = 567 \text{ кВ}.$$

где  $U_{ки}$  - уровень коммутационных перенапряжений.

$$U_{ки} = k_u \cdot k_k \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исн50}, \quad (114)$$

$$U_{ки} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 396 = 680 \text{ кВ}.$$

где  $U_{исн50}$  - одноминутное испытательное напряжение (63 кВ) [19], кВ;

$k_u$  - коэффициент ионизации (1,35);

$k_k$  - коэффициент кратности тока (0,9).

Значение тока взрывобезопасности:

$$I_{\text{вб}} = 1,2 \cdot I_{\text{но}} , \quad (115)$$

$$I_{\text{вб}} = 1,2 \cdot 4,65 = 5,58 \text{ кА} .$$

Длина пути утечки ОПН определяется по формуле:

$$L_{\text{ут}} = 1,2 \cdot L_{\text{ут.обор}} , \quad (116)$$

где  $L_{\text{ут.обор}}$  - длина утечки оборудования.

$$L_{\text{ут.обор}} = \lambda_{\text{э}} \cdot U_{\text{нр}} , \quad (117)$$

где  $\lambda_{\text{э}}$  - 2,8 см/кВ для I степени загрязнения.

$$L_{\text{ут.обор}} = 1,2 \cdot 2,8 \cdot 253 = 850 \text{ см}$$

Результаты расчета для остальных классов напряжения приведен в приложении В. Технические параметры выбранных ОПН представлены в таблицах 43-48.

Таблица 43 – Технические характеристики ОПН-220/252/10/900 для ПС 220 кВ  
Хани

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	253	253
Длительное рабочее напряжение, кВ	253	252
Номинальное напряжения ОПН, кВ	220	220
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	900	567
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	900	550
Ток взрывобезопасности, кА	30	2,84
Длина пути утечки оборудования, см	1000	850
Класс энергоёмкости ОПН, кДж	До 10	5,1

Таблица 44 – Технические характеристики ОПН-220/252/10/900 для ПС 220 кВ  
Чара

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	253	253
Длительное рабочее напряжение, кВ	253	252
Номинальное напряжения ОПН, кВ	220	220
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	900	567
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	900	550
Ток взрывобезопасности, кА	30	5,58
Длина пути утечки оборудования, см	1000	850
Класс энергоёмкости ОПН, кДж	До 10	5,1



Таблица 45 – Технические характеристики ОПН-110/126/10/900 для ПС 220 кВ

Чара

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	126	126
Длительное рабочее напряжение, кВ	126	126
Номинальное напряжения ОПН, кВ	110	110
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	900	340
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	900	440
Ток взрывобезопасности, кА	30	2,97
Длина пути утечки оборудования, см	1000	850
Класс энергоёмкости ОПН, кДж	До 10	5,1

Таблица 46 – Технические характеристики ОПНп-35/40,5/10/760 УХЛ1 на ПС

220 кВ Чара

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	40,2	40,2
Длительное рабочее напряжение, кВ	40,2	38
Номинальное напряжения ОПН, кВ	35	35
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	300	80,5
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	300	90,2
Ток взрывобезопасности, кА	30	1,98
Длина пути утечки оборудования, см	450	135
Класс энергоёмкости ОПН, кДж	До 7	5,1

Таблица 47 – Технические характеристики ОПНп-35/40,5/10/760 УХЛ1 на ПС 220 кВ Хани

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	40,2	40,2
Длительное рабочее напряжение, кВ	40,2	38
Номинальное напряжения ОПН, кВ	35	35
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	300	80,5
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	300	90,2
Ток взрывобезопасности, кА	30	4,66
Длина пути утечки оборудования, см	450	135
Класс энергоёмкости ОПН, кДж	До 7	5,1

Таблица 48 – Технические характеристики ОПНп-10/12/10/600 УХЛ1 на ПС 220 кВ Хани

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	12	11,5
Длительное рабочее напряжение, кВ	12	11,5
Номинальное напряжения ОПН, кВ	10	10
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	70	30,5
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	70	25,8
Ток взрывобезопасности, кА	30	7,1
Длина пути утечки оборудования, см	300	38,6
Класс энергоёмкости ОПН, кДж	До 7	2,1

## 7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

ПС 220 кВ Чара – подстанция обеспечивающая питание подстанции ПС 220 кВ Удоканский ГМК, которая в свою очередь обеспечивает питание горно-металлургического комбината по добыче медной руды в п. Удокан Забайкальского края. В работе осуществлена основная цель – реконструирована система релейной защиты и автоматики вновь вводимой ВЛ 220 кВ Хани – Чара №2 в условиях расширения подстанционного оборудования одноименных подстанций..

В данной главе рассмотрены вопросы безопасности и экологичности на объекте, обеспечивающим важный транзит между Забайкальем и Амурской областью – ПС 220 кВ Чара. ПС 220 кВ Чара имеет установленную трансформаторную мощность 2х63 МВА. На территории объекта расположены:

- оборудование ОРУ 220 кВ с выключателями с элегазовой изоляцией типа ВГТ-220Ш-1К-ОП-40/4000 УХЛ1;
- оборудование ОРУ 110 кВ с выключателями с элегазовой изоляцией типа ВГТ-110Ш-1К-ОП-25/1600 УХЛ1;
- КРУН 35 кВ типа КРУН К-405 производства Чебоксарского электро-механического завода. В состав данного КРУН входит следующее оборудование:
  - выключатели вакуумные ВВС-35-31,5-П/1600 У2
  - измерительные трансформаторы тока ТОЛ-35Б-П У2;
  - измерительные трансформаторы напряжения НАМИ-35 У2;
  - ограничители перенапряжения ОПНп-35/40/10/760.
- 2 силовых трансформатора АДЦНТ/220/110/35 УХЛ1;
- 2 трансформатора собственных нужд наружной установки ТМ-630/10/0,4 У1.

Все оборудование подстанции соединено элементами гибкой и жесткой ошиновки, на территории применяется ряд проходных фарфоровых и полимерных изоляторов различного типа. Процесс выбора первичного оборудования описан в главе 4.

В данной главе описаны основные принципы безопасной и безаварийной работы объекта при осуществлении оперативного и технического обслуживания. Все разделы описаны на основе ПУЭ, издание 7 [7].

Далее рассмотрены вопросы безопасности на объекте, экологичности при обслуживании масляного силового оборудования и действий при ликвидации аварийных последствий чрезвычайных ситуаций.

### **7.1 Безопасность**

В основной части выпускной квалификационной работы, помимо выбора устройств защиты ЛЭП, был произведен выбор и проверка подстанционного электросетевого оборудования ПС 220 кВ Хани и ПС 220 кВ Чара. Касаясь вопросов безопасности при эксплуатации на рассматриваемых объектах, рассмотрим принятые принципы безопасной эксплуатации на ПС 220 кВ Чара.

Применяемые на ПС 220 кВ Чара электрооборудование, электротехнические изделия и материалы соответствуют требованиям государственных стандартов или технических условий, утвержденных в установленном порядке.

Конструкция, исполнение, способ установки, класс и характеристики изоляции применяемых машин, аппаратов, приборов и прочего электрооборудования, а также кабелей и проводов соответствуют параметрам сети или электроустановки, режимам работы, условиям окружающей среды и требованиям соответствующих глав ПУЭ [7].

Все применяемые электроустановки и связанные с ними конструкции устойчивы в отношении воздействия окружающей среды или защищены от этого воздействия [7].

На ПС 220 кВ Чара обеспечена возможность легкого распознавания частей, относящихся к отдельным элементам (простота и наглядность схем,

надлежащее расположение электрооборудования, надписи, маркировка, расцветка).

Электроустановки на ПС 220 кВ Чара по условиям электробезопасности разделяются на электроустановки напряжением до 1 кВ и электроустановки напряжением выше 1 кВ (по действующему значению напряжения).

Безопасность обслуживающего персонала и посторонних лиц должна обеспечиваться выполнением мер защиты – заземлением и защитными мерами безопасности, а также следующих мероприятий [7]:

- соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей или путем закрытия, ограждения токоведущих частей;
- применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- применение предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;
- применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений;
- использование средств защиты и приспособлений, в том числе для защиты от воздействия электрического и магнитного полей в электроустановках, в которых их напряженность превышает допустимые нормы.

В электропомещениях с установками напряжением до 1 кВ допускается применение незащищенных и защищенных токоведущих частей без защиты от прикосновения, если по местным условиям такая защита не является необходимой для каких-либо иных целей (например, для защиты от механических воздействий). При этом доступные прикосновению части должны располагаться так, чтобы нормальное обслуживание не было сопряжено с опасностью прикосновения к ним [7].

В жилых, общественных и других помещениях устройства для ограждения и закрытия токоведущих частей должны быть сплошные; в помещениях, доступных только для квалифицированного персонала, эти устройства могут быть сплошные, сетчатые или дырчатые [7].

Ограждающие и закрывающие устройства должны быть выполнены так, чтобы снимать или открывать их можно было только при помощи ключей или инструментов [7].

Все ограждающие и закрывающие устройства должны обладать требуемой (в зависимости от местных условий) механической прочностью. При напряжении выше 1 кВ толщина металлических ограждающих и закрывающих устройств должна быть не менее 1 мм [7].

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током, от действия электрической дуги и т.п. все электроустановки должны быть снабжены средствами защиты, а также средствами оказания первой помощи в соответствии с действующими правилами применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках [7].

## **7.2 Экологичность**

На рассматриваемых подстанциях применяется, в основном, элегазовое оборудование, эксплуатация которого, в большинстве своем во много раз экологичнее и безопаснее эксплуатации масляного оборудования, требующее, в частности, применение маслохозяйства на объекте. Рассмотрим ПС 220 кВ Чара. С учетом вышесказанного, отметим, что на ПС 220 кВ Чара применяется масляный силовой трансформатор с большим содержанием масла (более 20 т).

Таким образом, в данном подразделе рассмотрен вопрос экологичности при эксплуатации силового трансформаторного оборудования с большим содержанием масла в баке. В качестве расчета, приведем пример для автотрансформаторов 220 кВ АТДЦТН-63000/220 УХЛ1.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований:

1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т. При этом

габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора (реактора) на расстоянии менее 2 м.

2) объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор (реактор).

3) маслоприемник с отводом масла выполняется в случае, если объем масла в единице маслonaполненного оборудования более 20 т.

4) маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными (дно на уровне окружающей планировки). При выполнении заглубленного маслоприемника устройство бортовых ограждений не требуется, если при этом обеспечивается объем маслоприемника, указанный в п. 2.

5) 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 приемки 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 с бортовыми ограждениями) или уровня окружающей планировки (при устройстве маслоприемников без бортовых ограждений).

Таблица 49 – Параметры рассматриваемого силового трансформатора

Параметр	Значение
1	2
Марка	АТДЦТН-63000/220/110/35 УХЛ1
Мощность, МВА	63
Масса полная, т	119
Масса масла, т	39,4
Высота, м	7,3
Длина, м	9,7
Ширина, м	5,47

Расчет произведем, согласно учебного пособия [36]. Итак, примем следующую конструкцию маслоприемника – с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м. В этом случае конструкция маслоприёмника с отводом масла, с учетом выше перечисленных требований, приведена на рисунке 17.

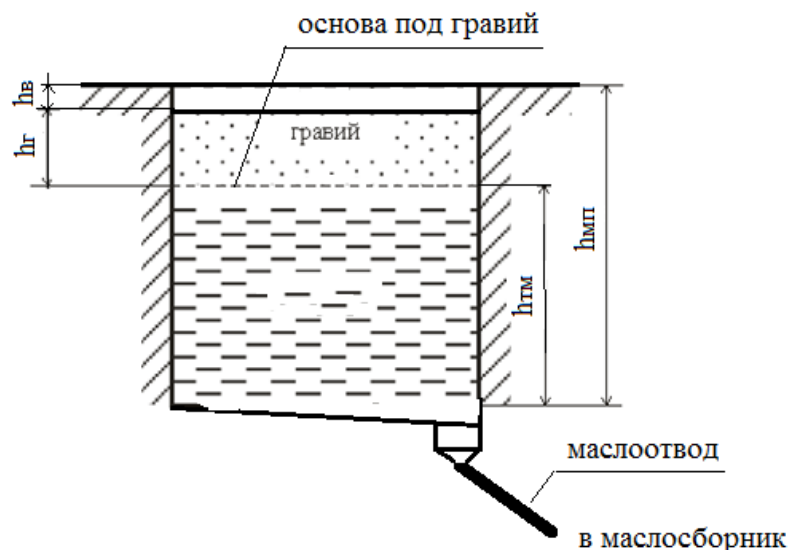


Рисунок 17 – Конструкция маслоприемника с отводом трансформаторного масла и воды (эскиз)



Определим длину  $A_{мп}$  и ширину  $B_{мп}$  маслоприемника:

$$A_{мп} = A_m + 2 \cdot \Delta , \quad (118)$$

$$B_{мп} = B_m + 2 \cdot \Delta , \quad (119)$$

где  $A_m$  – длина силового трансформатора, м;

$B_m$  – ширина силового трансформатора, м;

$\Delta$  – выступы за габариты трансформатора, согласно ПУЭ при массе масла 1-50 т, не должны быть менее 1,5 м.

$$A_{мп} = 9,7 + 2 \cdot 1,5 = 12,7 \text{ м},$$

$$B_{мп} = 5,47 + 2 \cdot 1,5 = 8,47 \text{ м}.$$

Площадь маслоприемника:

$$S_{мп} = A_{мп} \cdot B_{мп} , \quad (120)$$

$$S_{мп} = 12,7 \cdot 8,47 = 107,6 \text{ м}^2 .$$

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{тм} = \frac{M_{тм}}{\rho_{тм}} , \quad (121)$$

где  $M_{тм}$  – масса трансформаторного масла, кг;

$\rho_{тм}$  – плотность трансформаторного масла, принимаем 890 кг/м<sup>3</sup>

$$V_{тм} = \frac{39,4 \cdot 10^3}{890} = 44,3 \text{ м}^3 .$$

Таким образом, глубина маслоприемника с отводом масла принятой конструкции равна:

$$h_{mn} = \frac{V_{mm}}{S_{mn}} + h_g + h_z, \quad (122)$$

где  $h_g$  – глубина воздушного зазора между гравием на решетки и нулевой отметки ОРУ, м (не менее 75 мм);

$h_z$  – толщина гравия (щебня), м (0,25 м).

$$h_{mn} = \frac{44,3}{107,6} + 0,075 + 0,25 = 0,74 \text{ м}.$$

При принятых выше обозначениях и требованиях к маслосборнику его объём должен быть не менее:

$$V_{mc} \geq V_{mm} + V_{вода}. \quad (123)$$

Объём воды от средств пожаротушения определяется по формуле:

$$V_{вода} = 0,8 \cdot l \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{БПТ}), \quad (124)$$

где  $l$  – интенсивность пожаротушения, равная 0,2 л/(с·м<sup>2</sup>);

$t$  – нормативное время пожаротушения, равное 1800 с;

$S_{БПТ}$  – площадь боковой поверхности трансформатора, м<sup>2</sup>.

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot H_m \cdot (A_m + B_m), \quad (125)$$

где  $H_m$  – высота трансформатора, м.

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot 7,3 \cdot (9,7 + 5,47) = 221,5 \text{ м}^2,$$

$$V_{\text{вода}} = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (107,6 + 221,5) = 95 \text{ м}^3,$$

$$V_{\text{мс}} = 44,3 + 95 = 139,3 \text{ м}^3.$$

### 7.3 Чрезвычайные ситуации

Линии электропередач служат, в первую очередь, для передачи электрической энергии по проводам. При их отключении снижается надёжность передачи, снижается пропускная способность системообразующих связей и иным негативным последствиям. Следует отметить, что одним из важнейших моментов при возникновении или угрозе возникновения рисков нарушения электроснабжения потребителя является организационная работа по обеспечению безопасности электроснабжения [35].

Правительственная комиссия по обеспечению безопасности электроснабжения (федеральный штаб) является координационным органом, образованным для обеспечения согласованности действий федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, штабов по обеспечению безопасности электроснабжения, создаваемых в субъектах Российской Федерации в соответствии с Федеральным законом "Об электроэнергетике", организаций топливно-энергетического комплекса, транспорта и других заинтересованных организаций целях реализации государственной политики в области обеспечения безопасности электроснабжения.

Федеральный штаб осуществляет свою деятельность во взаимодействии с федеральными органами исполнительной власти, органами исполнительной

власти субъектов Российской Федерации, региональными штабами и организациями.

Основными задачами федерального штаба являются:

а) координация деятельности региональных штабов;

б) обеспечение согласованности действий федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и организаций при решении вопросов предотвращения и ликвидации последствий нарушения электроснабжения, организации безопасной эксплуатации объектов электроэнергетики и энергетических установок потребителей электрической энергии;

в) координация оперативного информационного обмена между федеральными органами исполнительной власти, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации и субъектами электроэнергетики в случае возникновения внештатных ситуаций на объектах электроэнергетики.

Федеральный штаб с целью выполнения возложенных на него задач осуществляет следующие функции:

а) организует взаимодействие с региональными штабами, субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии, в том числе в случае созыва в установленном порядке заседаний региональных штабов при возникновении режима с высокими рисками нарушения электроснабжения, возникновении или угрозе возникновения аварийных электроэнергетических режимов на территории двух или более субъектов Российской Федерации;

б) рассматривает прогнозы развития ситуации в условиях режима с высокими рисками нарушения электроснабжения либо при возникновении или угрозе возникновения аварийных электроэнергетических режимов;

в) рассматривает оперативные вопросы обеспечения безопасности электроснабжения;

г) организует проведение согласительных процедур по урегулированию разногласий между субъектами электроэнергетики, потребителями электрической энергии и поставщиками топлива при возникновении либо угрозе возникновения аварийных электроэнергетических режимов.

Федеральный штаб в пределах своей компетенции имеет право:

а) запрашивать у федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, региональных штабов и организаций необходимые материалы и информацию;

б) заслушивать на своих заседаниях представителей федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, региональных штабов и организаций;

в) привлекать для участия в своей работе представителей федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, региональных штабов и организаций;

г) вносить в установленном порядке в Правительство Российской Федерации предложения по вопросам, требующим решения Президента Российской Федерации или Правительства Российской Федерации;

д) направлять федеральным органам исполнительной власти, органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации и организациям рекомендации по принятию мер для предотвращения и ликвидации последствий нарушения электроснабжения, а также при необходимости давать указания федеральным органам исполнительной власти и региональным штабам.

Решения федерального штаба, принимаемые в соответствии с его компетенцией, являются обязательными для всех органов исполнительной власти и региональных штабов.

Состав федерального штаба утверждается Правительством Российской Федерации. Руководителем федерального штаба является Министр энергетики Российской Федерации, который организует работу федерального штаба и несет ответственность за выполнение возложенных на него задач. Руководитель федерального штаба имеет заместителей.

Заседания федерального штаба созываются по решению руководителя федерального штаба или его заместителя и проводятся по мере необходимости. Заседания федерального штаба проводит руководитель федерального штаба или по его поручению один из его заместителей. Члены федерального штаба принимают участие в его заседаниях без права замены.

Решения федерального штаба принимаются большинством голосов присутствующих на заседании членов федерального штаба. В случае равенства голосов решающий голос принадлежит руководителю федерального штаба или его заместителю, председательствующему на заседании штаба. Решения федерального штаба оформляются протоколами, которые подписываются руководителем федерального штаба или его заместителем, председательствующим на заседании штаба. Федеральный штаб осуществляет свою деятельность в соответствии с регламентом, который утверждается на заседании федерального штаба и подписывается руководителем федерального штаба.

Таким образом, рассматриваемые ВЛ 220 кВ Хани – Чара №1 и ВЛ 220 кВ Хани – Чара №2 при строительстве в двухцепном исполнении значительно повышают надежность и бесперебойность электроснабжение Западного энергорайона Амурской области и Удоканского района Забайкальского края. Это, в свою очередь, снижает риски возникновения необходимости принятия дополнительных организационных и технических мер по обеспечению безопасности электроснабжения данных районов.

## 8 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 8.1 Выбор фирмы производителя и марки МПРЗ

Марки выбранных микропроцессорных терминалов, а также поставляемые комплектующие и ПО приведены в таблице 50.

Таблица 50 – Марки выбранных микропроцессорных терминалов

Фирма изготовитель	Комплект поставки	Количество, шт	Цена за шт, руб.	Стоимость
1	2	3	4	5
НПП «ЭКРА»	БЭ2704 091	1	690000	690000
НПП «ЭКРА»	БЭ2704 091	1	690000	690000
НПП «ЭКРА»	БЭ2704 021	1	710000	710000
НПП «ЭКРА»	БЭ2704 011	1	710000	710000
НПП «ЭКРА»	Комплект ПО	2	310000	620000
НПП «ЭКРА»	Комплект ПО	2	420000	840000
Итого	-	-	-	4260000

### 8.2 Капиталовложения в реализацию проекта

Капитальные вложения необходимые на установку РЗиА состоят из стоимости устанавливаемого оборудования, стоимости строительно-монтажных работ и прочих затрат.

$$K_{\Sigma} = (K_{\text{обр}} + K_{\text{СМР}} + K_{\text{пр}}) \cdot k_{\text{инф}}, \quad (126)$$

где  $K_{\text{обр}}$  - сметная стоимость оборудования без учета строительно-

монтажных работ, тыс. руб.;

$K_{\text{СМР}}$  - строительно-монтажные работы, тыс. руб.;

$K_{\text{пр}}$  - прочие затраты;

$k_{\text{инф}}$  - коэффициент инфляции.

Таблица 51 - Данные по структуре капиталовложений в электросетевом строительстве

Наименование объекта	Капиталовложения в строительство, %			
	Всего	Оборудование, приспособления и производственный инвентарь	Строительно-монтажные работы	Прочие затраты
РЗ открытых и закрытых электрических подстанций напряжением 35-750 кВ	100	51	37	12

Так как стоимость оборудования составляет 51% от общих капиталовложений в установку оборудования, определим общие капиталовложения, капиталовложения на строительно-монтажные работы и прочие капиталовложения.

Общие капиталовложения:

$$K_{\Sigma} = \frac{4260000}{0,51} = 8352941 \text{ руб.}$$

Капиталовложения на строительно-монтажные работы:

$$K_{\text{СТР}} = 0,37 \cdot 8352941 = 3090588 \text{ руб.}$$

Прочие капиталовложения:

$$K_{\text{ПР}} = 0,12 \cdot 8352941 = 1002352 \text{ руб.}$$

### 8.3 Расчёт эксплуатационных издержек

Издержки любого из энергетических объектов будут состоять из амортизационных отчислений и эксплуатационных издержек на ремонт и эксплуатацию оборудования.



$$И = И_{РЭ} + И_{АМ}. \quad (127)$$

*Амортизационные отчисления* - денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции; для *i*-го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле

$$И_{АМ} = \frac{К}{T_{сл}}, \quad (128)$$

где  $К$  – капиталовложения;

$T_{сл}$  – срок службы оборудования ( $T_{сл} = 20$  лет).

Ежегодные затраты на КР и ТР, а также ТО энергетического оборудования определяются по формуле

$$И_{РЭ} = \alpha_{орэ} \cdot К, \quad (8.3.3)$$

где  $\alpha_{орэ}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию оборудования ( $\alpha_{орэ} = 0,0155$ )

Рассчитаем эксплуатационные издержки:

$$И = 0,0155 \cdot 8352941 + \frac{8352941}{20} = 547117 \text{ руб.}$$

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа посвящена, в основном, вопросам релейной защиты и автоматики проектируемой ВЛ 220 кВ Хани – Чара №2. При этом, выполнена большая часть работ по проектированию, выбору и проверке нового оборудования, вопросам грозозащиты объекта, безопасности, экологичности и экономическим составляющим вопроса.

Итак, достигнута основная цель работы – спроектирована система релейной защиты и сетевой автоматики ВЛ 220 кВ Хани – Чара №2 и реконструирована система релейной защиты и сетевой автоматики прилегающей сети. Кроме того, были выполнены все поставленные задачи:

- выполнен выбор и проверка силовых трансформаторов, принято к установке: на ПС 220 кВ Хани – два силовых трансформатора ТДЦТН-25000/220/35/10 У1; на ПС 220 кВ Чара – два автотрансформатора АТДЦТН-63000/220/110/35 У1;

- произведен расчет симметричных и несимметричных токов короткого замыкания в максимальном и минимальном режимах работы рассматриваемой сети;

- выполнен выбор и проверка основного оборудования подстанционного оборудования;

- спроектирована система молниезащиты открытой части подстанции и строений на территории ОРУ;

- разработана система заземляющего устройства подстанции, подстанционного оборудования и прилегающих построек;

- выполнена технико-экономическая оценка в части стоимости терминалов релейной защиты и автоматики;

- рассмотрены вопросы безопасной и экологичной эксплуатации объекта в условиях производственных особенностей.

Данная работа может быть актуальной для дальнейшей работы в научных исследованиях и в прикладных целях.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 2015. – 176 с.
- 2 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 2014, – 86 с.
- 3 Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост. : Мясоедов Ю.В. – Благовещенск. : Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.
- 4 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2016. – 346 с.
- 5 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 2015. – 280 с.
- 6 Иванов, А.Н. Силовое оборудование станций и подстанций: пособие для вузов и ссузов./А.Н. Иванов и др. – М., 2018. – 608 с.
- 7 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.
- 8 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Энергосоюз», 2016. – 465 с.
- 9 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2014 – 576 с.
- 10 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Стандарт организации. Открытое акционерное общество «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы». СТО 56947007-29.240.30.047-2010. – 128 с.
- 11 РЗА.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <http://www.rza.ru/catalog/zashchita-i-avtomatika-prisoedineniy-vvodov-i-bsk-dla-setey-6-35-kv/sirius-2-1-i-sirius-21-1.php>. (дата обращения 17.04.2020).

12 Конюхова, Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. – М. : Издательский дом МЭИ, 2014. – 510 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/723>. (дата обращения 17.04.2020).

13 Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015

14 Вебсор.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: [https://www.websor.ru/va\\_99m.html](https://www.websor.ru/va_99m.html). (дата обращения 02.04.2020).

15 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 НЦ ЭНАС, 2017.

16 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, 2010. – 353 с.

17 Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий / Ю.Д. Сибикин. – М. : Издательский центр «Академия», 2008. – 368 с.

18 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 576 с.

19 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 368 с.

20 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : ФОРУМ, 2009. – 480 с.

21 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : Высшая школа, 2010. – 366 с.

22 БалтЭнергоМаш.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <https://www.baltenergomash.ru>. (дата обращения 29.05.2020).

23 Рябков, Е. Я. Заземление в установках высокого напряжения. М.: ЭНЕРГОИЗДАТ, 2014.

24 ООО «Исследовательский центр «Бреслер». Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» – Чебоксары : ФСК ЕЭС, 2014. –184с.

25 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.

26 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.– Москва, 2–е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. – 319 с.

27 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). – Москва.: Издательство «НЦ ЭНАС», 2015.

28 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ). – Москва: Издательство «Э», 2016. – 176 с.

29 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.

30 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии".

31 Пастухова, И.В., Насановский Л.Г. Особенности расчетов электрокабелей высокого напряжения: Информационный вестник №3 (14)