

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2022 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование релейной защиты и автоматики подстанции напряжением 220/35/10 кВ Удоканского горно-металлургического комбината, в связи с установкой второго силового трансформатора.

Исполнитель

студент группы

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

П.О. Печёрин

Руководитель,

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Печёрина Павла Олеговича

1. Тема выпускной квалификационной работы Проектирование релейной защиты и автоматики подстанции напряжением 220/35/10 кВ Удоканского горно-металлургического комбината, в связи с установкой второго силового трансформатора.

(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, доцент, канд.техн.наук

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов Александр Николаевич, до-  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

цент, канд.техн.наук

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

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 123 с., 15 рисунков, 33 таблицы, 154 формулы, 3 приложения, 31 источник.

ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ, ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПОДСТАНЦИИ, МОЛНИЕЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА.

В выпускной квалификационной работе выполнено осуществлено проектирование релейной защиты и сетевой автоматики оборудования подстанции 220 кВ Удоканского горно-металлургического комбината, в связи с установкой на объекте второго силового трансформатора.

Цель работы – проектирование устройств релейной защиты и автоматики основного оборудования подстанции 220/35/10 кВ «Удоканский ГМК» по причине расширения распределительного устройства 220 кВ и установкой второго силового трансформатора.

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

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика объекта проектирования	8
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района п. Удокан	8
1.2 Обоснование объемов реконструкции и проектирования	9
2 Выбор мощности силовых трансформаторов	12
2.1 Выбор и проверка силовых трансформаторов	12
3 Расчет токов короткого замыкания	17
3.1 Расчет симметричного короткого замыкания	17
3.2 Расчет несимметричного короткого замыкания	23
3.3 Расчет токов для выбора и проверки оборудования	27
4 Выбор и проверка подстанционного оборудования	29
4.1 Разработка вариантов конструктивного исполнения распределительных устройств	29
4.2 Разработка однолинейной схемы подстанции	31
4.3 Выбор и проверка гибкой ошиновки	34
4.4 Выбор и проверка выключателей	36
4.5 Выбор и проверка разъединителей	40
4.6 Выбор и проверка трансформаторов тока	40
4.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	45
4.8 Система электроснабжения собственных нужд постоянного тока	48
4.9 Система электроснабжения собственных нужд переменного тока	51
4.10 Технические решения по организации связи и телемеханики	53
5 Релейная защита и сетевая автоматика	58
5.1 Расстановка комплексов релейной защиты и автоматики	58
5.2 Расчет параметров настройки выбранных защит	61
5.2.1 Расчет основных защит трансформаторов	61

5.2.2 Расчет резервных защит трансформаторов	67
5.2.3 Описание газовой защиты трансформатора	72
5.2.4 Расчет защиты шин 220 Кв	72
5.3 Расчет параметров сетевой автоматики	79
5.3.1 АПВ отходящих присоединений	80
5.3.2 АВР 10 кВ	81
5.3.3 УРОВ 220 кВ	84
6 Молниезащита и заземление	86
6.1 Расчет системы заземления подстанции	86
6.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	91
6.3 Оценка надежности молниезащиты	93
6.4 Выбор и проверка ОПН	96
7 Безопасность и экологичность	100
7.1 Безопасность	101
7.2 Экологичность	104
7.3 Чрезвычайные ситуации	109
8 Организационно-экономическая часть	116
8.1 Выбор фирмы производителя и марки МПРЗ	116
8.2 Капиталовложения в реализацию проекта	116
8.3 Расчёт эксплуатационных издержек	118
Заключение	120
Библиографический список	121
Приложение А. Расчет нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования	124
Приложение Б. Расчеты РЗА	149
Приложение В. Расчет молниезащиты и заземления	164

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ВЧЗ – высокочастотный заградитель;

ДЗО – дифференциальная защита ошиновки;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ЗВУ – зарядно-выпрямительное устройство;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;

КСИСО – комплекс средств измерений, сбора и обработки информации;

НН – низкое напряжение;

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

Удоканский горно-металлургический комбинат (ГМК) – 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.

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.

Цель работы – спроектировать систему релейной защиты и сетевой автоматики подстанционного основного оборудования ПС 220 кВ Удоканский ГМК в условиях расширения подстанции и установкой второго силового трансформатора. При реализации основной цели, требуется выполнить основные задачи проекта:

- 1 выбрать мощности силовых трансформаторов на реконструируемой ПС;
- 2 выполнить выбор и проверку электрооборудования;
- 3 выполнить выбор устройств РЗА подстанционного оборудования, рассчитать параметры настройки устройств РЗА.

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

ПС 220 кВ Удоканский ГМК по итогам первого этапа проектирования является однострансформаторной подстанцией с трансформаторной мощностью 80 МВА. Максимальный уровень потребления – 20 МВт, максимальный прогнозный уровень потребления на 2022 год – 120 МВт. Электроснабжение ПС 220 кВ Удоканский ГМК осуществляется по двум цепям ВЛ 220 кВ Чара – Удоканский ГМК №1 и №2.

### **1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района п. Удокан**

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 1.1.1.



Таблица 1.1.1 – 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 Обоснование объемов реконструкции и проектирования

ОРУ-220 кВ ПС Удоканский ГМК представляет собой блок «трансформатор – линия», при этом окончено строительство второй цепи ВЛ 220 кВ Чара – Удоканский ГМК. Таким образом, питание подстанции будет реализовано по двум связям 220 кВ: ВЛ 220 кВ Чара – Удоканский ГМК №1 и ВЛ 220 кВ Чара – Удоканский ГМК №2, выполненные на двухцепных опорах проводом АС-300/39, протяженность которых составляет 25 км.

На ОРУ-220 кВ установлено следующее оборудование:

- один силовой трансформатор ТДЦТН - 80000/220/35/10 У1;
- элегазовый выключатель ВГТ-220Ш-1К-ОП-40/4000 УХЛ1;
- трёхполюсные разъединители РГ-2-220Ш/2000-50 УХЛ1;

- измерительные трансформаторы тока ТОГФ-220Ш;
- измерительные трансформаторы напряжения ЗНОГ-220Ш-0,5/3Р УХЛ1;
- нелинейные ограничители перенапряжений ОПН-П1-220/154/10/2-Ш УХЛ1;
- заградители высокочастотные;
- конденсаторы связи;
- фильтры присоединений.

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

В рамках работы предусматривается оснащение микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики вновь сооружаемых силовых трансформаторов и оборудования подстанции. Структура релейной защиты и автоматики линий принята исходя из обеспечения следующих условий:

- отключение повреждений с минимально возможным временем в целях сохранения устойчивой бесперебойной работы неповрежденной части системы и ограничения области и степени повреждения.
- исключения необходимости вывода из работы первичного оборудования при выводе из работы любого устройства РЗА.

Для реализации автоматики управления выключателями (АУВ) 220 кВ на объектах реконструкции в рамках данного проекта (ПС Тында, ПС Лопча и ПС Хани) для каждого выключателя предусматривается свой МП терминал АУВ, выполняющий следующие функции:

- автоматика управления выключателем;
- трехфазное автоматическое повторное включение, с пуском по цепи несоответствия и от защит, с контролем наличия синхронизма напряжения на линии и на шинах, с контролем отсутствия напряжения на линии и наличия напряжения на шинах, а также отсутствия напряжения на шинах и наличия напряжения на линии. Для контроля напряжения на линии предусматривается установка шкафа отбора напряжения;
- устройства резервирования отказа выключателя;

- логика автоматического ускорения;
- логика оперативного ускорения.

В помещении ОПУ реконструируемых подстанций предусматривается установка панелей управления для новых и реконструируемых присоединений 220 кВ, с которых может выполняться управление:

- выключателями 220 кВ;
- разъединителями 220 кВ с электродвигательными приводами.

Управление разъединителями 220 кВ с электродвигательными приводами выполняется:

- со щита управления;
- со шкафов управления, расположенных на ОРУ 220 кВ в зоне безопасного обслуживания;
- от системы телемеханики.

Таким образом, в объем проектирования устройств РЗ и СА оборудования ПС 220 кВ Удоканский ГМК входит также выбор, проверка основного оборудования, выбор, проверка силовых трансформаторов с учетом роста потребления на 2022 год, и разработка однолинейной схемы подстанции в условиях второго этапа расширения ОРУ 220 кВ.

## 2 ВЫБОР МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Схема ПС Удоканский ГМК имеет в своем составе 3 распределительных устройства 10 кВ, 35 кВ, 220 кВ, соединенных силовым трансформатором с мощностью 80 МВА. Следует произвести проверку существующего силового трансформатора по коэффициенту загрузки и, при необходимости, выбрать новые.

### 2.1 Выбор и проверка силовых трансформаторов

При наличии прогнозной максимальной мощности потребления на текущий год, следует воспользоваться расчетом мощности потребления на шинах СН и НН силовых трансформаторов подстанции.

Итак, имеется активная мощность потребления подстанции при известном номинальном напряжении и коэффициент мощности потребителей.

$$P_{\text{макс.прогн}} = 76,9 \text{ МВт}$$

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

Активная максимальная прогнозная мощность равна:

$$P_{\text{макс}} = P_{\text{макс.прогн}} \quad (2.1.1)$$

Средняя активная и реактивная мощности:

$$P_{\text{ср}} = \frac{P_{\text{макс}}}{K_{\text{макс}}} \quad (2.1.2)$$

где  $K_{\text{макс}}$  – коэффициент максимума (1,2).

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\varphi \quad (2.1.3)$$

где  $tg\varphi$  – коэффициент мощности нагрузки.

Итак, выполним расчет для ПС 220 кВ Удоканский ГМК:

$$P_{\max} = 76,9 \text{ МВт},$$

$$P_{cp} = \frac{76,9}{1,2} = 64,1 \text{ МВт}.$$

$$Q_{cp} = 64,1 \cdot 0,62 = 39,7 \text{ Мвар},$$

$$Q_{\max} = 76,9 \cdot 0,62 = 47,7 \text{ Мвар}.$$

Далее определяем требуемую мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{ку.треб}} = P_{cp} \cdot (tg\phi_{\text{нагр}} - tg\phi_{\text{норм}}) \quad (2.1.4)$$

где  $tg\phi_{\text{норм}}$  – 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.

$$Q_{\text{ку.треб}} = 64,1 \cdot (0,62 - 0,4) = 14,1 \text{ Мвар}.$$

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 2.1.1.

Таблица 2.1.1 – 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:

$$Q_{\text{неск}} = Q_p - Q_{\text{ку.треб}}, \quad (2.1.5)$$

$$Q_{\text{неск}} = 47,7 - 14,1 = 33,6 \text{ Мвар}.$$

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

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_m)^2 + (Q_{\text{неск}} + \Delta Q_m)^2}, \quad (2.1.6)$$

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

$$S_p = \sqrt{(76,9 + 1,68)^2 + (33,6 + 8,39)^2} = 89,1 \text{ МВА}.$$

На ПС 220 кВ Удоканский ГМК примем к установке второй трансформатор ТДЦТН-80000/220/35/10 У1 и проверим их параллельную работу по коэффициенту загрузки по расчетной мощности.

При проверке по коэффициентам загрузки, значение коэффициента загрузки в нормальном режиме не должно выходить за пределы 0,5 – 0,75; в послеаварийном режиме (отключение одного трансформатора) – не должно быть больше 1,4.

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{2 \cdot S_{\text{ном.т}}}, \quad (2.1.8)$$

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{89,1}{2 \cdot 80} = 0,56$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{S_{\text{ном.т}}},$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{89,1}{80} = 1,11. \quad (2.1.9)$$

Установленные силовые трансформаторы удовлетворяют требуемым нормативным величинам коэффициентом загрузки.

Таким образом, принимаем решение оставить два силовых трансформатора производства ЭЛЕКТРОЗАВОД (Россия) марки ТДЦТН-80000/220/35/10 У1. Технические характеристики выбранных трансформаторов представлены в таблице 2.1.2.

Таблица 2.1.2 – Технические характеристики выбранных трансформаторов

Параметр	Значение
1	2
Марка	ТДЦТН-80000/220/35/10 У1
Номинальная мощность, МВА	80
Номинальная мощность обмотки НН, МВА	40 (50%)
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



### 3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

#### 3.1 Расчет симметричного короткого замыкания

Расчеты токов короткого замыкания и максимальных рабочих токов выполнены применительно к схеме сети, ожидаемой на 2022 – 2027 гг. Значения токов трехфазного и однофазного короткого замыкания и максимальные рабочие токи приведены в графической части выпускной квалификационной работы. Упрощенный граф сети для расчета максимальных токов короткого замыкания представлен на рисунке 3.1.1. Расчет остальных токов для других режимов приведены в приложении Б.

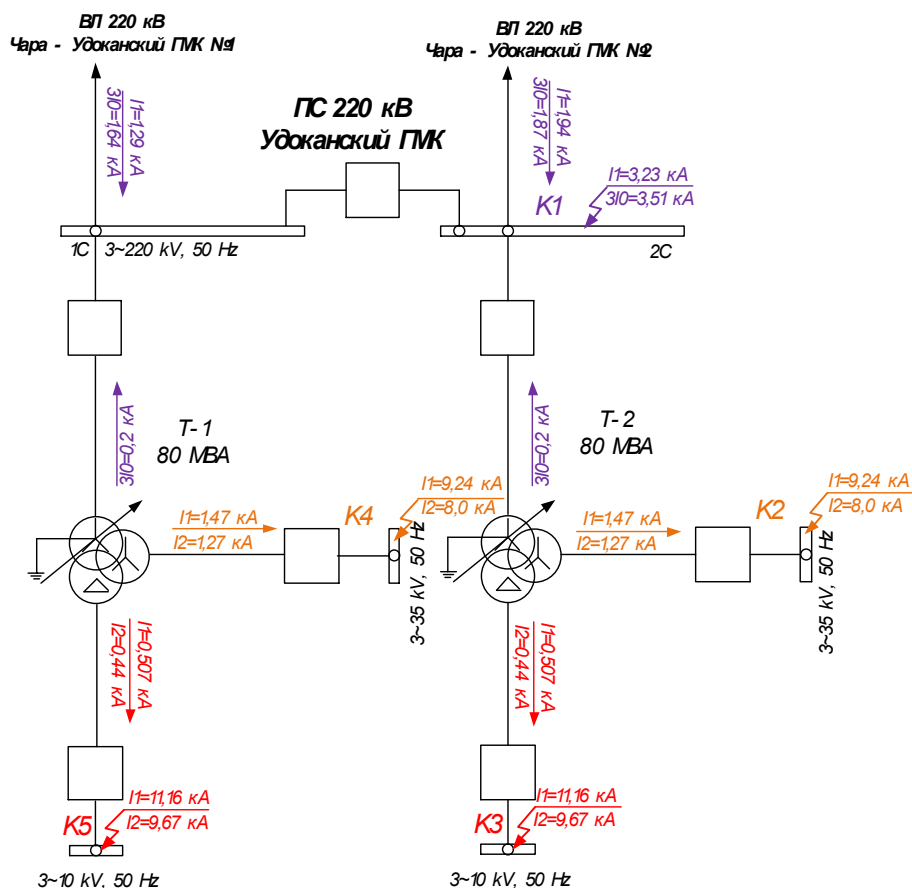


Рисунок 3.1.1 – Граф сети для расчета токов КЗ

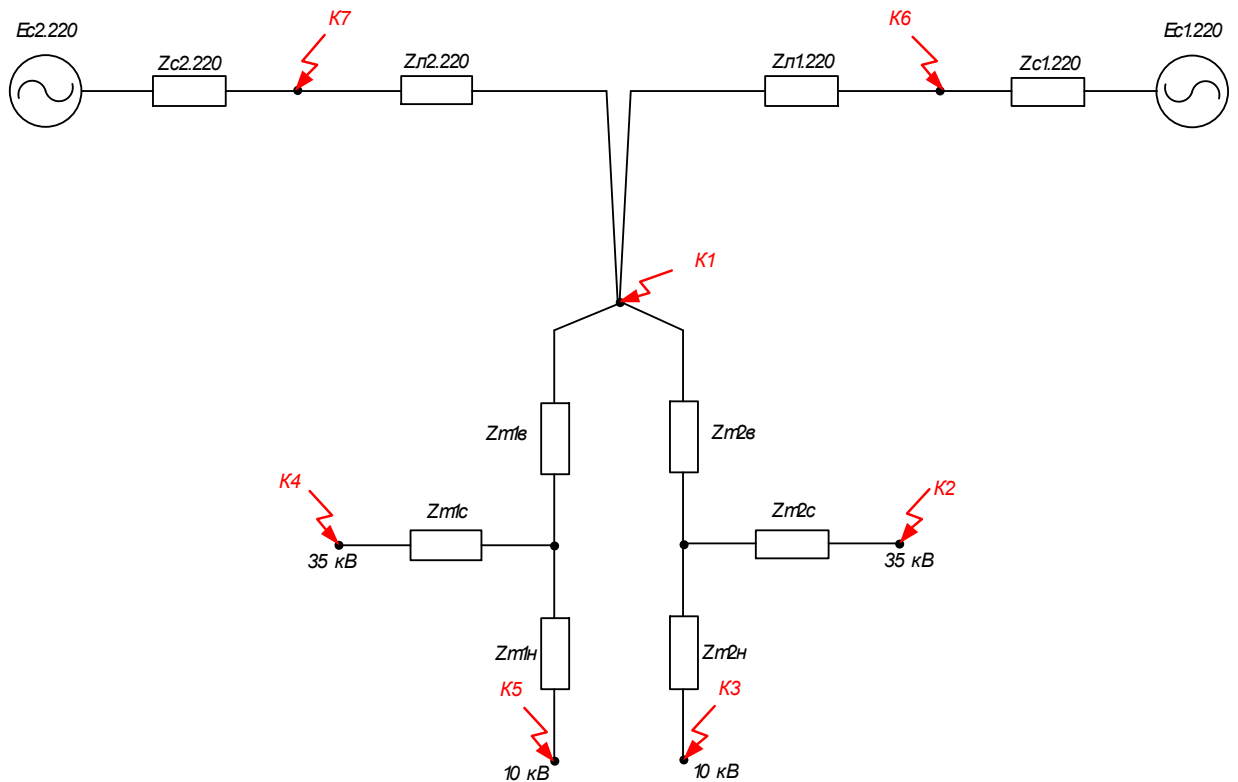


Рисунок 3.1.2 – Схема замещения прямой (обратной) последовательности

В качестве исходных данных для расчетов токов КЗ необходимы параметры проводов и длины ЛЭП. Данные по линиям приведены в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 – 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 Чара – Удоканский ГМК №1	АС-300/39	25	0,388	0,095
ВЛ 220 кВ Чара – Удоканский ГМК №2	АС-300/39	25	0,388	0,095

На основании исходных данных выполним расчет сопротивлений элементов схемы:

- сопротивление системы, Ом:

$$Z_c = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.с}}, \quad (3.1.1)$$

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

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

Сопротивление ВЛ, Ом:

$$Z_{вл} = z_0 \cdot L_{вл}, \quad (3.1.2)$$

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

$L_{вл}$  – протяженность ЛЭП, км.

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

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кв-н\%} + u_{кв-с\%} - u_{кз-н\%}), \quad (3.1.3)$$

$$u_{кз\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кз-н\%} + u_{кз-с\%} - u_{кв-н\%}), \quad (3.1.3)$$

$$u_{кз\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кз-н\%} + u_{кз-н\%} - u_{кв-с\%}). \quad (3.1.3)$$

Далее определяем сопротивления каждой обмотки, Ом:

$$Z_m = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, \quad (3.1.4)$$

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

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

$u_{к\%}$  – напряжение КЗ, %.

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.

Выполним расчет для Системы 1:

$$I_{кз.c1} = 2,5 \text{ кА},$$

$$Z_{c1} = \frac{240}{\sqrt{3} \cdot 2,5} = 55,4 \text{ Ом}.$$

Значения для остальных параметров системы приведены в приложении А. Далее покажем расчет сопротивления ЛЭП на примере ВЛ 220 кВ Чара – Удоканский ГМК №1:

$$X_{л.1} = 0,388 \cdot 25 = 9,7 \text{ Ом},$$

$$R_{л.1} = 0,095 \cdot 25 = 2,38 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление линии:

$$Z_{л.1} = \sqrt{2,38^2 + 9,7^2} = 9,99 \text{ Ом}.$$

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

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

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

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

$$Z_{m1.s} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{230^2}{80000} = 44,6 \text{ Ом},$$

$$Z_{m1.c} = \frac{-0,25}{100} \cdot \frac{38,5^2}{80000} = -0,046 \text{ Ом},$$

$$Z_{m1.n} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{11^2}{40000} = 0,325 \text{ Ом}.$$

Далее в качестве примера покажем расчет тока КЗ для расчетной точки К1. Исходную схему замещения, изображенную на рисунке 3.1.2, приводим к виду, изображенному на рисунке 3.1.3, исключая возможность подпитки междуфазного КЗ от сети 35 – 10 кВ.

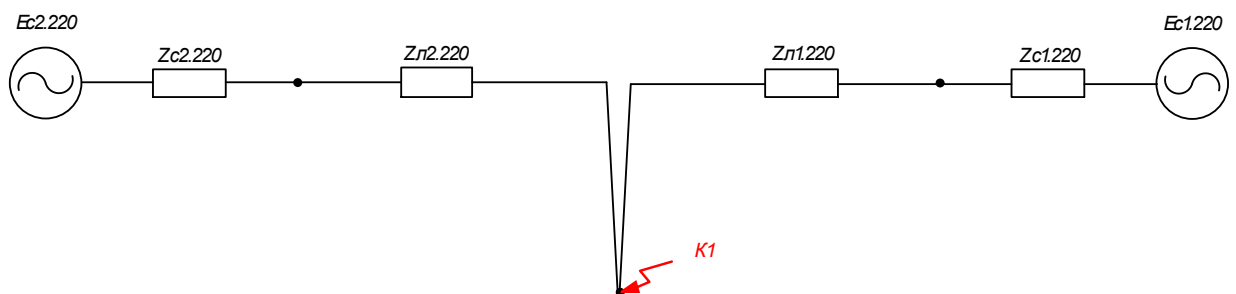


Рисунок 3.1.3 – Расчетная схема замещения прямой последовательности для расчетной точки К-1

Для данной схемы:

$$Z_1 = Z_{\pi 1} + Z_{c1.220}, \quad (3.1.5)$$

$$Z_1 = 9,99 + 55,4 = 65,4 \text{ Ом.}$$

$$Z_2 = Z_{\pi 2} + Z_{c2.220}, \quad (3.1.6)$$

$$Z_2 = 9,99 + 88,9 = 98,9 \text{ Ом.}$$

Итак, получим схему замещения, представленную на рисунке 3.1.3.

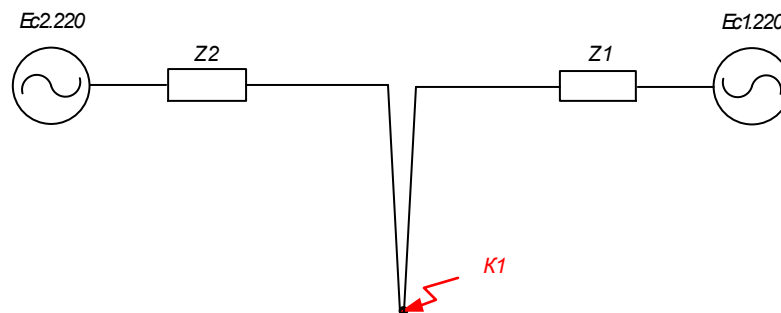


Рисунок 3.1.3 – Расчетная схема замещения прямой последовательности для расчетной точки К-1

Результирующее сопротивление:

$$Z_{\text{эkv.}K1} = \frac{1}{\frac{1}{65,4} + \frac{1}{98,9}} = 39,4 \text{ Ом.}$$

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.

$$I_{1.n} = \frac{E_{ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{сумм}}, \quad (3.1.7)$$

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

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

$$I_{1.n} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 39,4} = 3,23 \text{ кА.}$$

Подробный расчет остальных токов КЗ приведен в приложении А. Результаты расчета токов КЗ приведены в таблице 3.2.1 – см. стр. 26.

### **3.2 Расчет несимметричного короткого замыкания**

Контур протекания токов нулевой последовательности обусловлены наличием заземленных нейтралей силовых трансформаторов. Таким образом, схема замещения нулевой последовательности представляет собой схему, аналогичную схеме замещения прямой (обратной) последовательности, за исключением наличия сопротивлений обмоток силовых трансформаторов, соединенных в звезду. Схема представлена на рисунке 3.2.1.

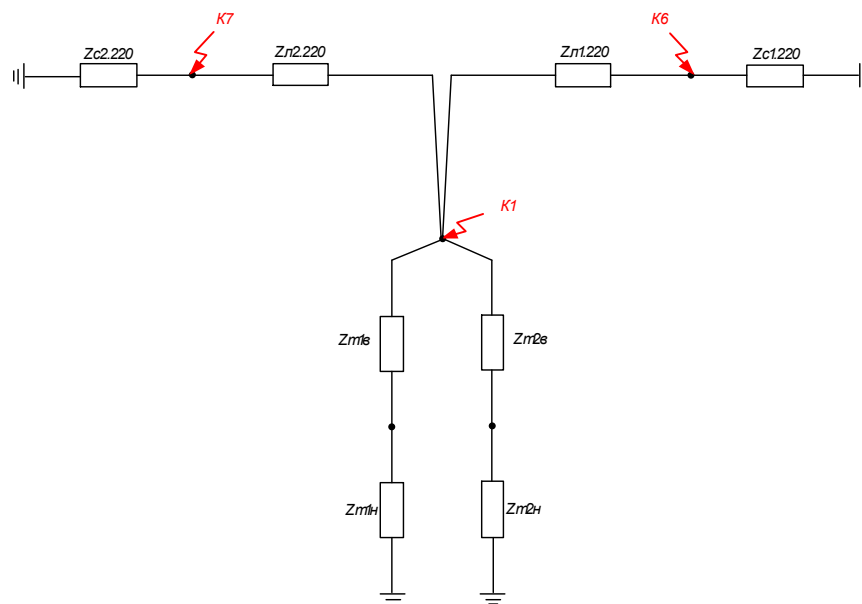


Рисунок 3.2.1 – Схема замещения нулевой последовательности

Далее приведем пример расчета для точки 1. Расчетная схема представлена на рисунке.3.2.2

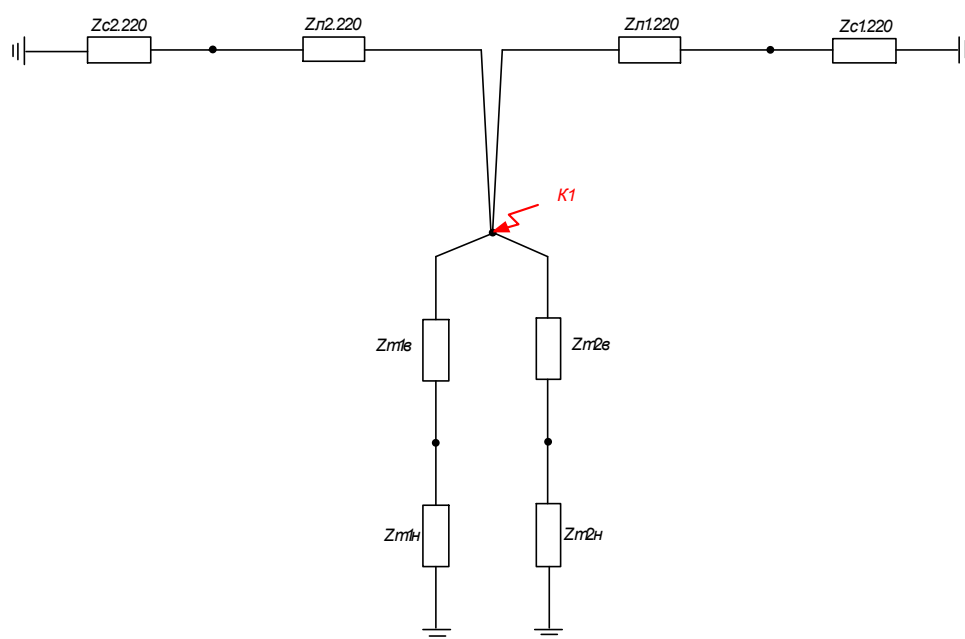


Рисунок 3.2.2 – Расчетная схема замещения нулевой последовательности для расчетной точки К-1

Для данной схемы:



$$Z_{01} = \frac{(Z_{0л2} + Z_{0с2.220}) \cdot (Z_{0л1} + Z_{0с1.220})}{Z_{0л2} + Z_{0с2.220} + Z_{0л1} + Z_{0с1.220}}, \quad (3.2.1)$$

$$Z_{01} = \frac{(29,96 + 66,68) \cdot (29,96 + 49,5)}{29,96 + 66,68 + 29,96 + 49,5} = 43,6 \text{ Ом.}$$

$$Z_{02} = \frac{Z_{m1в} + Z_{m1н}}{2}, \quad (3.2.2)$$

$$Z_{02} = \frac{44,6 + 142,2}{2} = 93,4 \text{ Ом.}$$

Итак, получим схему замещения, представленную на рисунке 3.2.3.

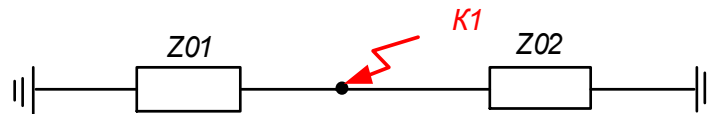


Рисунок 3.2.3 – Расчетная схема замещения нулевой последовательности для расчетной точки К-1

Результирующее сопротивление:

$$Z_{0экв.К1} = \frac{1}{\frac{1}{43,6} + \frac{1}{93,4}} = 29,7 \text{ Ом,}$$

$$3I_{0.л} = \frac{3 \cdot E_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot Z_{эквКi} + Z_{0эквКi})}, \quad (3.2.3)$$

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

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

$Z_{0эвкi}$  – суммарное значение сопротивления нулевой последовательности для расчетной точки КЗ, Ом.

$$3I_{0.n.K1} = \frac{3 \cdot 220}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 39,4 + 29,7)} = 3,52 \text{ кА.}$$

Выполним также расчет периодической составляющей двухфазного КЗ:

$$I_{2.n} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.n}, \quad (3.2.4)$$

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

$$I_{2.n} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,52 = 4,97 \text{ кА.}$$

Подробный расчет остальных токов КЗ приведен в приложении А.

Таблица 3.2.1 – 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	3,23	2,80	3,51
К-2	9,24	8,0	-
К-3	11,16	9,67	-
К-4	9,24	8,0	-
К-5	11,16	9,67	-
К-6	3,46	3,0	3,68
К-7	3,11	2,69	3,27

Минимальный режим			
К-1	1,03	0,892	1,3
К-2	4,6	3,98	-
К-3	6,7	5,8	-
К-4	4,6	3,98	-
К-5	6,7	5,8	-
К-6	1,5	1,3	1,4
К-7	1,8	1,56	1,5

### 3.3 Расчет токов для выбора и проверки оборудования

Для выбора и проверки основного оборудования подстанции требуется выполнить расчет максимальных токов для проверки на динамические воздействия последних.

Для начала выполним расчет ударного тока КЗ. В качестве примера, покажем расчет для точки КЗ К-1 – шины 220 кВ ПС 220 кВ Удоканский ГМК.

$$I_{i,y0} = k_{y0} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{i,n}, \quad (3.3.1)$$

где  $k_{y0}$  – 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.

$$I_{5,y0} = 1,78 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,52 = 8,84 \text{ кА.}$$

Рассчитываем апериодическую составляющую тока КЗ.

$$I_{i,a} = \sqrt{2} \cdot I_{i,n}, \quad (3.3.2)$$

$$I_{5,a} = \sqrt{2} \cdot 3,52 = 4,97 \text{ кА.}$$

Результаты расчета сведем в таблицу 3.3.1.

Таблица 3.3.1 – 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
К-1 (220 кВ)	1-фазное	3,52	4,97	8,84
К-2 (35 кВ)	3-фазное	9,24	13,1	25,8
К-3 (10 кВ)	3-фазное	11,2	15,8	29,2

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.

$$I_{\text{раб.т1.в}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 201 \text{ A},$$

$$I_{\text{раб.тм5.с}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 1200 \text{ A},$$

$$I_{\text{раб.тм5.н}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2100 \text{ A}.$$

## 4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ПОДСТАНЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Схема принципиальная электрическая реконструируемой части ОРУ 220 кВ, КРУН 35 и ЗРУ 10 кВ приведена на чертеже графической части ВКР.

Расчеты токов короткого замыкания и максимальных рабочих токов выполнены применительно к схеме сети, ожидаемой на 2022 – 2027 гг. Значения токов трехфазного и однофазного короткого замыкания и максимальные рабочие токи приведены в главе 3 ВКР в таблице 3.3.1– см. стр. 27.

Ожидаемые расчетные токи КЗ., а также максимальные рабочие токи не превышают допустимых значений для существующего оборудования и ошиновки ОРУ 220, КРУН 35 кВ и ЗРУ 10 кВ.

В работе предусматривается реконструкция ПС 220 кВ Удоканский ГМК в следующем объеме:

- расширение ОРУ 220 кВ с преобразованием схемы из 3АН в 5АН;
- установка второго силового трансформатора 80 МВА;
- выбор и проверка измерительных трансформаторов напряжения;
- выбор и проверка измерительных трансформаторов тока;
- выбор и проверка ошиновки 10-220 кВ;
- выбор и проверка выключателей 10-220 кВ;
- выбор и проверка разъединителей 10-220 кВ;
- реконструкция системы собственных нужд переменного тока с увеличением единичной мощности трансформаторов собственных нужд 10/0,4 кВ и соответствующей заменой кабелей 0,4 кВ и вводных выключателей в РУСН-0,4 кВ.

Основное оборудование выбрано по номинальному напряжению, длительно допустимым токам, стойкости к токам короткого замыкания с учетом климатических факторов окружающей среды.

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

Открытое распределительное устройство 220 кВ на ПС 220 кВ Удоканский ГМК принимаем в виде ОРУ по схеме 5АН – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов».

Отказ от ремонтной перемычки обусловлен тупиковым режимом работы ПС 220 кВ Удоканский ГМК, секционирование при помощи одного секционного выключателя обеспечивает достаточный уровень надежности в тупиковых схемах.

Отказ от КРУЭ 220 кВ обусловлен отсутствием необходимой экономии места на территории объекта, помимо этого, применение КРУЭ необоснованно увеличит капитальные затраты в проект. При использовании ОРУ 220 кВ при принятой схеме электроснабжения и режиме работы ПС 220 кВ Удоканский ГМК, полностью обеспечивается требуемый уровень надежности электроснабжения.

На СН и НН 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 принимается к установке КРУН типа К-405 производства Чебоксарского электромеханического завода (ЧЭМЗ).

На напряжении 10 кВ – КРУН типа К-59 производства АО «СамараЭлектроцит». 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 4.1.1 и 4.1.2 соответственно.

Таблица 4.1.1 – 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 4.1.2 – Основные параметры КРУН К-59

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

#### 4.2 Разработка однолинейной схемы подстанции

Определяющим при проектировании электрической части подстанций, является выбор главной схемы, так как он определяет состав элементов и связей между ними.

При выборе главной схемы электрических соединений объекта следует руководствоваться следующими факторами:

- тип подстанции;
- число и мощность силовых трансформаторов;
- величина напряжения;
- число питающих линий и отходящих присоединений.

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. Выбранная схема изображена на рисунке 4.2.1. Схемы для СН и НН представлены далее на рисунках 4.2.2 и 4.2.3.

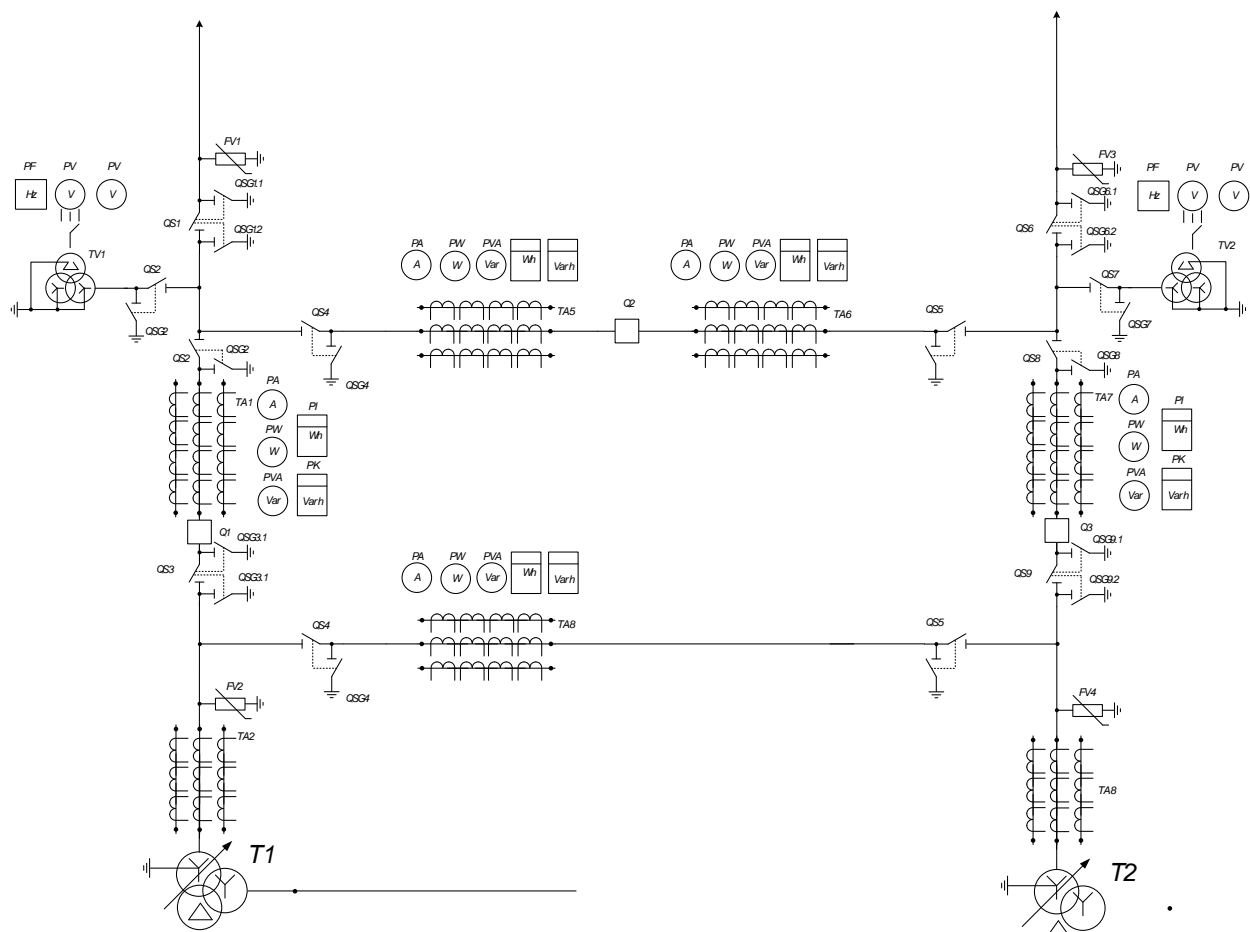


Рисунок 4.2.1 – Однолинейная схема ОРУ 220 кВ

Принятая схема на стороне 220 кВ – 5АН. По схеме мостика, как правило, питаются проходные и тупиковые двухтрансформаторные ПС с двусторонним питанием при необходимости сохранения транзита при повреждении в трансформаторе, при необходимости отключения одного из трансформаторов в течение суток (неравномерный график нагрузок).

Мостиковые схемы применяются на стороне ВН ПС 35, 110 и 220кВ при 4-х присоединениях (2ВЛ+2Т) и необходимости осуществления секционирования сети.

На напряжении 110 и 220 кВ мостиковые схемы применяются как с ремонтной перемычкой, так и при соответствующем обосновании без ремонтной перемычки.

При необходимости секционирования сети на данной ПС в режиме ремонта выключателя предпочтительнее применять схему 5АН (мостик с



выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов). Схема 5АН применяется при необходимости частого отключения трансформаторов.

Схемы 5Н, 5АН, могут быть применены при установке на первом этапе развития ПС одного трансформатора. Количество выключателей при этом определяется технической необходимостью.

В схемах 5Н, 6, 6Н дополнительные трансформаторы тока у силовых трансформаторов устанавливаются при соответствующем обосновании.

Необходимость установки ремонтной перемычки в схемах 5Н и 5АН определяется возможностью отключения одной из ВЛ в схеме 5Н (одного из Т в схеме 5АН) на время ремонта выключателя: если такое отключение ВЛ по условиям электроснабжения потребителя возможно – перемычка не устанавливается.

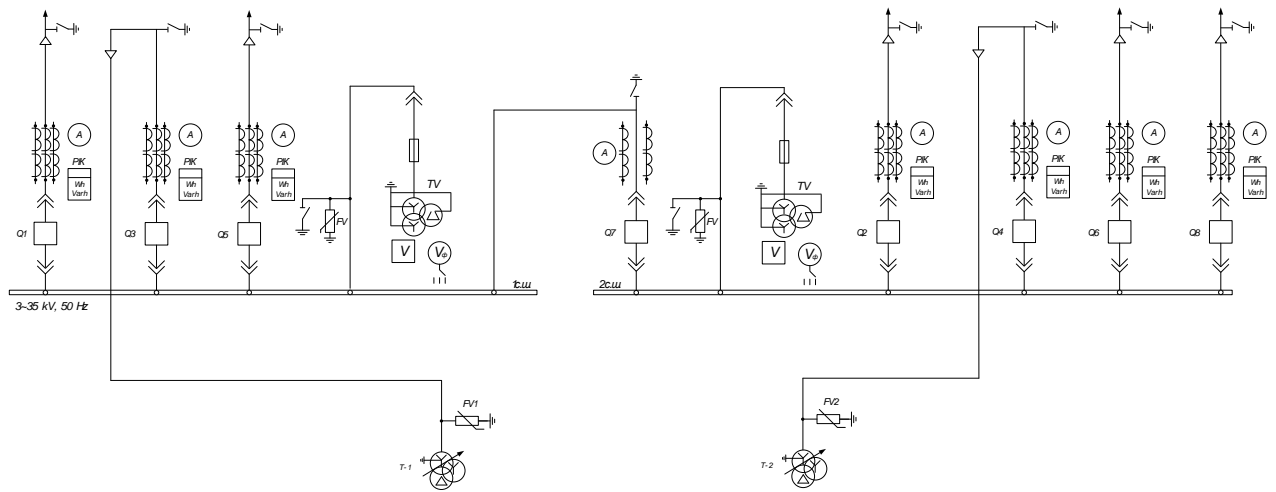


Рисунок 4.2.2 – Однолинейная схема КРУН 35 кВ

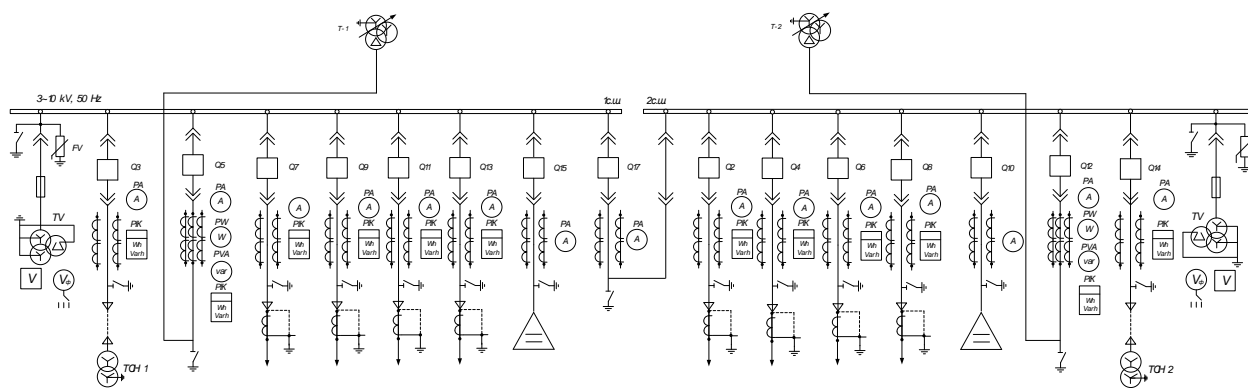


Рисунок 4.2.3 – Однолинейная схема КРУН 10 кВ

### 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  $I_{доп} = 1500$  А [2].

Проверка шин на схлестывание не производится так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА [24].

Проверка по условиям коронирования.

Условие проверки:

$$1,07E \geq 0,9E_0, \quad (4.3.1)$$

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

$$E_0 = 30,3m \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (4.3.2)$$

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:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{D \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (4.3.3)$$

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

При горизонтальном расположении фаз:

В результате расчета получим следующие значения напряженностей:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left( 1 - \frac{0,299}{\sqrt{0,7}} \right) = 34,2 \text{ кВ/см},$$

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

Проверяем по условию:

$$1,07E \geq 0,9E_0,$$

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

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

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:

$$B_{\kappa} = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (4.4.1)$$

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:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{отклвыкл}, \quad (4.4.2)$$

где  $t_{рз}$  – выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты, в данном случае принимаем максимальную выдержку времени ступени, обеспечивающей дальнейшее резервирование – 5 с.

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

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (4.4.3)$$

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

$I_{откл}$  – отключающий номинальный ток.

В составе ОРУ 220 кВ проверке подлежит выключатель ВГТ-220Ш-1К-ОП-40/4000 УХЛ1. Для данного выключателя ток отключения составляет 40 кА, доля аperiodической составляющей – 40%, полное время отключения – 0,06 с. Выполним расчеты, согласно формулам 4.4.1 – 4.4.3 – см. стр. 36.

$$t_{откл} = 5,0 + 0,06 = 5,06 \text{ с},$$

$$B_k = 3,52^2 (5,06 + 0,02) = 62,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

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

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 4.4.1.

Таблица 4.4.1 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	242	220
Номинальный ток, А	4000	201
Номинальный ток включения/отключения, кА	40	3,52
Аperiodическая составляющая номинального тока, кА	22,6	4,97
Ток термической стойкости, Ка	40	3,52

Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	8128	63
Ток динамической стойкости, кА	120	8,843

Таким образом, выключатель ВГТ-220Ш-1К-ОП-40/4000 УХЛ1 удовлетворяет произведенным проверкам и может быть принят к установке на ОРУ 220 кВ.

В составе КРУН 35 кВ К-405 проверке подлежит выключатель ВВС-35-31,5-П/1600 У2. Для данного выключателя ток отключения составляет 31,5 кА, доля апериодической составляющей – 35%, полное время отключения – 0,1 с. Выполним расчеты, согласно формулам 4.4.1 – 4.4.3 – см. стр. 36.

$$t_{откл} = 5,0 + 0,1 = 5,1 \text{ с,}$$

$$B_k = 9,24^2 (5,1 + 0,02) = 437,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{35}{100} \cdot 31,5 = 15,6 \text{ кА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 4.4.2

Таблица 4.4.2 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя 35 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный ток, А	1600	1200
Номинальный ток включения/отключения, кА	31,5	9,24
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	15,6	13,07
Ток термической стойкости, кА	31,5	9,24

Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	5080	437
Ток динамической стойкости, кА	80	25,8

Таким образом, выключатель ВВС-35-25-П/630 У2 удовлетворяет произведенным проверкам и может быть принят к установке в выбранное КРУН К-405.

В составе КРУН 10 кВ К-59 проверке подлежит выключатель ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-40/2500 У2. Для данного выключателя ток отключения составляет 40 кА, доля апериодической составляющей – 35%, полное время отключения – 0,09 с. Выполним расчеты, согласно формулам 4.4.1 – 4.4.3 см.– стр. 36.

$$t_{откл} = 5,0 + 0,09 = 5,09 \text{ с,}$$

$$B_k = 11,2^2 (5,09 + 0,02) = 636 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{35}{100} \cdot 40 = 19,8 \text{ кА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 4.4.3

Таблица 4.4.3 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя 10 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Номинальный ток, А	2500	2100
Номинальный ток включения/отключения, кА	40	11,2
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	19,8	15,8
Ток термической стойкости, кА	20	11,2

Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	8176	636
Ток динамической стойкости, кА	60	29,2

Таким образом, выключатель ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1600 У2 удовлетворяет произведенным проверкам и может быть принят к установке в выбранное КРУН К-59.

#### 4.5 Выбор и проверка разъединителей

Проверке подлежат разъединители трёхполюсные РГ-2-220П/2000-50 УХЛ1. Технические параметры и условия выбора разъединителей сведены в таблице 4.5.1.

Таблица 4.5.1 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	220	220
Номинальный ток, А	2000	201
Ток термической стойкости, кА	40	3,52
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	4800	63
Ток динамической стойкости, кА	50	8,843

#### 4.6 Выбор и проверка трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению номинальному току присоединения. Проверка производится по нагрузке на цепи вторичной коммутации, питающиеся от измерительных трансформаторов тока.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (4.6.1)$$



где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому принимаем равенство  $Z_2 \approx R_2$ .

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

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_к \quad (4.6.2)$$

Необходимо определить число и тип измерительных приборов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм<sup>2</sup> для меди. Максимальные сечения, соответственно – 6 мм<sup>2</sup>. Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что  $Z_{пров}=R_{пров}$ . Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 4.6.1.

Таблица 4.6.1 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Ввода 220 кВ трансформаторов					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
Итого			2,4	2,4	2,4
Линии 220 кВ					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	4,0	4,0	4,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,8	0,8	0,8
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,8	0,8	0,8

Счетчик комплексный	2	СЕ 304	4,0	4,0	4,0
Итого	-	-	9,6	9,6	9,6
Ввода 35 кВ трансформаторов					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2

Продолжение таблицы 4.6.1

1	2	3	4	5	6
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
Итого			2,4	2,4	2,4
Линии 35 кВ					
Амперметр	11	ЦП 8501/10	2,0	2,0	2,0
Ваттметр	11	ЦП 8506/120	0,4	0,4	0,4
Варметр	11	ЦП 8506/120	0,4	0,4	0,4
Счетчик комплексный	11	СЕ 304	2,0	2,0	2,0
Итого	11		4,8	4,8	4,8
Ввода 10 кВ трансформаторов					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
Итого			2,4	2,4	2,4
Линии 10 кВ					
Амперметр	16	ЦП 8501/10	4,0	4,0	4,0
Ваттметр	16	ЦП 8506/120	0,8	0,8	0,8
Варметр	16	ЦП 8506/120	0,8	0,8	0,8
Счетчик комплексный	16	СЕ 304	4,0	4,0	4,0
Итого	-	-	9,6	9,6	9,6

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq \sum (Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пр}} + Z), \quad (4.6.3)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (4.6.4)$$

$$r_{np} = z_{2ном} - r_{приб} - r_k, \quad (4.6.5)$$

где  $r_{np}$  – сопротивление проводов;

$r_{2ном} = 20$  Ом – допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$r_{приб}$  – суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2H}^2}, \quad (4.6.6)$$

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

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным 0,05 Ом.

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}}, \quad (4.6.7)$$

где  $l$  – длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,0175$  – удельное сопротивление материала (медь).

Сопротивление провода будет равно [1]:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S_{np}}, \quad (4.6.8)$$

В качестве примера приведем расчет для стороны 220 кВ, согласно формулам 4.6.1-4.6.8 см.– стр. 41 – 43. Проверке подлежит трансформатор тока элегазовый ТОГФ-220Ш:

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

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

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

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

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

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

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 4.6.2.

Таблица 4.6.2 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	245	220
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	600-400-300	201
Односекундный ток термической стойкости, кА	40	3,52
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	120	8,843
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	7,53

Таким образом, принимаем к установке трансформаторы тока ТОГФ-220Ш.

Расчеты для остальных классов напряжения приведены в приложении А. Сравнение заводских и расчетных параметров трансформаторов тока в КРУН К-405, марки ТОЛ-35Б-II У2 и КРУН К-59, марки ТОЛ-СЭЩ-10 У2 приведены в таблицах 4.6.3 и 4.6.4, соответственно.

Таблица 4.6.3 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 35 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный ток первичной обмотки	500 -1500	1200
Односекундный ток термической стойкости, кА	25	9,24
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока, кА	80	25,8
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	7,34

Таким образом, принимаем к установке трансформаторы тока в составе КРУН К-405, марки ТОЛ-35Б-II У2.

Таблица 4.6.4 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 10 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	1500-3000	2100
Односекундный ток термической стойкости, кА	20	11,2
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	50	29,2
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	7,53

Таким образом, принимаем к установке трансформаторы тока в составе КРУН К-59, марки ТОЛ-СЭЦ-10 У2.

#### 4.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 4.7.1.

Таблица 4.7.1 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4
<b>Шины 220 кВ</b>			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
Итого	-	-	26
<b>Шины 35 кВ</b>			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
Итого	-	-	26
<b>Шины 10 кВ</b>			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
Итого	-	-	26

Выполним проверку для трансформатора напряжения в составе ОРУ 220 кВ ЗНОГ-220Ш-0,5/3Р УХЛ1. Выполним расчет вторичной нагрузки ТН 220 кВ:

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

Рассчитаем наибольшее рабочее напряжение на шинах ПС 220 кВ Удоканский ГМК:

$$U_{НРН}^{220} = 1,15 \cdot U_{ном} = 1,15 \cdot 220 = 252 \text{ кВ,}$$

$$U_{НРН}^{35} = 1,15 \cdot U_{ном} = 1,15 \cdot 35 = 40 \text{ кВ,}$$

$$U_{НРН}^{10} = 1,15 \cdot U_{ном} = 1,15 \cdot 10 = 12 \text{ кВ.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения ЗНОГ-220Ш-0,5/3Р УХЛ1 представлено в таблице 4.7.2.

Таблица 4.7.2 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	460	252
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	220	220
Предельная мощность ТН, ВА	200	31

Таким образом, принимаем к установке трансформаторы напряжения в составе ОРУ 220 кВ ЗНОГ-220Ш-0,5/3Р УХЛ1.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения в составе КРУН К-405 НАМИ-35 У2 представлено в таблице 4.7.3.

Таблица 4.7.3 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 35 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,2	40,2
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	35	35

Продолжение таблицы 4.7.3

1	2	3
Предельная мощность ТН, ВА	200	31

Таким образом, принимаем к установке трансформаторы напряжения НАМИ 35 У2 в составе КРУН К-405.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения в составе КРУН К-59 НАМИ-10 У2 представлено в таблице 4.7.4.

Таблица 4.7.4 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 10 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	460	252
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	220	220
Предельная мощность ТН, ВА	200	31

Таким образом, принимаем к установке трансформаторы напряжения НАМИ 10 У2 в составе КРУН К-59.

#### **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-подзарядные устройствах типа ВАЗП, 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.

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (4.8.1)$$

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:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (4.8.2)$$

$$n_{доб} = 126 - 108 = 18.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1.05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad (4.8.3)$$

где  $I_{ав}$  – нагрузка установившегося полчасового 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.

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}, \quad (4.8.4)$$

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

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.

$$I_p = \frac{I_{Tmax}}{N}, \quad (4.8.5)$$

$$I_p = \frac{54}{8} = 6,75$$

Выбор параметров ВЗП:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_p, \quad (4.8.6)$$

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

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0, \quad (4.8.7)$$

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

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

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

$$U_{ПЗ} = 2,75 \cdot n, \quad (4.8.8)$$

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

Принимаем к установке стандартное ЗПУ ВЗП-380/260-40/80-УХЛ4-2. Выпрямительные агрегаты типа ВЗП предназначены для зарядки аккумуляторных батарей, параллельной работы с аккумуляторными батареями на нагрузку и формовки отдельных аккумуляторов. Как регулируемый источник постоянного напряжения, выпрямители ВЗП 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 Удоканский ГМК предусматривается от существующих РУСН-0,4 кВ, выполненных по схеме неявного резерва.

В связи с установкой дополнительного оборудования на ПС 220 кВ Удоканский ГМК производится замена трансформаторов собственных нужд ТМ-400 кВА на трансформаторы ТМ-630 кВА с соответствующей заменой кабелей 0,4 кВ и заменой вводных панелей типа ПСН РУСН-0,4 кВ.

Реконструкции системы электроснабжения СН на ПС Удоканский ГМК не требуется.

Следует отметить, что указан обязательный состав собственных нужд объекта. Требуемая мощность трансформаторов собственных нужд представлена в таблице 4.9.1.

Таблица 4.9.1 – 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 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

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (4.9.1)$$

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

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**

На ПС 220 кВ Удоканский ГМК в настоящее время существуют технические средства ЦСПИ, подлежащие дооснащению в рамках строительства ВОЛС. 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 диспетчерским 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.

Как было отмечено, АСУ ТП и системы РЗА неразрывно связаны. Микропроцессорные устройства РЗА, помимо выполнения основной функции (защита электротехнического оборудования от повреждений и ненормальных режимов), являются естественным источником информации, необходимой для решения многих функциональных задач. Такими задачами являются: регистрация и сигнализация различных событий, оперативного и ретроспективного анализа запуска и работы устройств РЗА (и противоаварийной автоматики), оперативного анализа технологических ситуаций.

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

Как было отмечено ранее, ПС 220 кВ Удоканский ГМК оснащается современными микропроцессорными комплексами релейной защиты и автоматики подстанционного оборудования.

В данной главе произведен выбор терминалов с необходимым набором функционала, а также выполнен расчет их параметров настройки и алгоритмов функционирования.

### 5.1 Расстановка комплексов релейной защиты и автоматики

На ПС 220 кВ Удоканский ГМК, устанавливается два одинаковых комплекта релейной защиты и автоматики силовых трансформаторов. Графическая упрощенная поясняющая схема подключения защит к присоединениям представлена на рисунке 5.1.1.

Для Т-1 и Т-2 в качестве основных и резервных защит будет принято 2 терминала (основной и резервный) производства НПП «ЭКРА» типа БЭ2704 045, установленных в шкафу типа ШЭ2607 045045. Данный терминал включает в себя следующие функции:

- продольную дифференциальную токовую защиту;
- КИВ;
- токовую защиту нулевой последовательности;
- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;
- токовое реле для защиты от перегрузки;
- УРОВ;
- максимальная токовая защита ВН;
- максимальная токовая защита СН;
- максимальная токовая защита НН;
- реле минимального напряжения;
- защиту от потери охлаждения;
- прием сигналов от сигнальных и отключающих ступеней газовых реле, от датчиков повышения температуры масла, от датчиков повышения и

понижения уровня масла.

В связи с изменением главной схемы и реконструкции ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Удоканский ГМК предусмотрена установка МП устройств защиты ошиновки данной подстанции.

Устройство защиты ошиновки 220 кВ выполняет следующие функции:

- дифференциальная защита (дифференциальная токовая отсечка и дифференциальная- токовая защиты с торможением) шин (ошиновки). ДЗО служит для защиты шин от междуфазных КЗ и однофазных КЗ без выдержки времени. Зона действия защиты ограничена трансформаторами тока, к которым она подключена;

- контроль небаланса в плечах дифференциальной защиты;
- ощущение ДЗО при опробовании шин в цикле АПВ.

Для ошиновки 220 кВ на ПС Удоканский ГМК в качестве основной защиты будет принято 2 терминала (основной и резервный) производства НПП «ЭКРА» типа БЭ2704 065, установленных в шкафу типа ШЭ 2607 065065. Данный терминал включает в себя следующие функции:

- реле дифференциальной защиты шин (ошиновки);
- трехфазные реле тока УРОВ в каждом присоединении;
- индивидуальные трехфазные УРОВ для двух выключателей;
- реле минимального и максимального напряжений, реагирующих на междуфазные напряжения;
- реле минимального и максимального напряжений, реагирующих на напряжения обратной последовательности;
- реле контроля исправности токовых цепей;
- логику ощущения ДЗО;
- логику опробования;
- логику запрета АПВ;
- цепи отключения и пуска УРОВ;
- цепи для действия в защиты внешних устройств;
- цепи запрета АПВ.

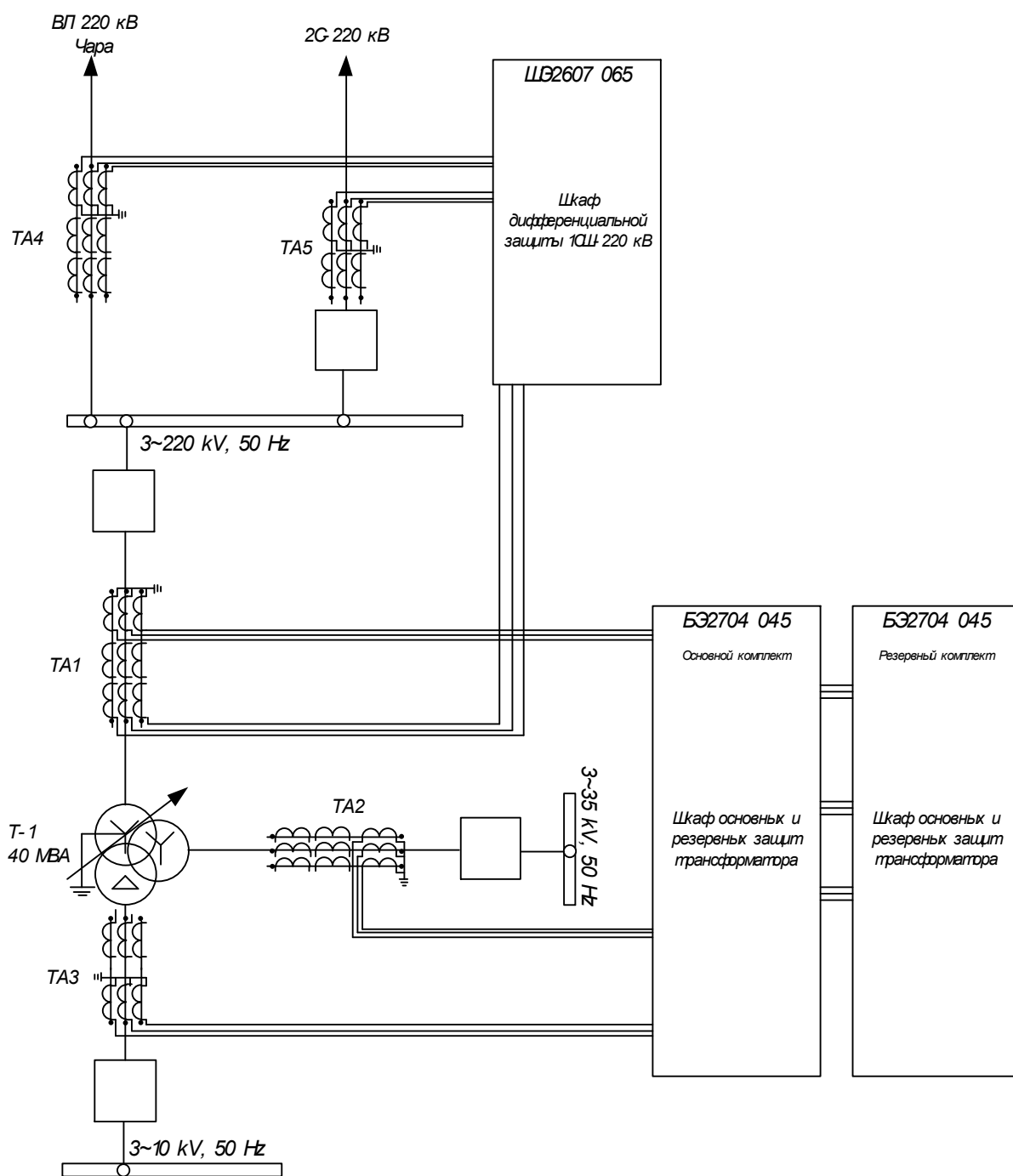


Рисунок 5.1.1 – Поясняющая схема расстановки устройств РЗА (на примере 1С-220 кВ)

В качестве устройства автоматики управления выключателем 220 кВ будет принят терминал производства НПП «ЭКРА» типа БЭ2704 019, включающий в себя функции:

- АПВ;
- УРОВ;
- оперативное управление выключателем.

В рамках работы предусматривается оснащение МП устройствами РЗА секционного выключателя ПС 220 кВ Удоканский ГМК. В качестве защит СВ 220 кВ применяются комплекты ступенчатых защит выполняющие следующие функции:

- двухступенчатая токовая защита от многофазных КЗ;
- токовая защита нулевой последовательности.

## 5.2 Расчет параметров настройки выбранных защит

### 5.2.1 Расчет основных защит трансформаторов

Расчет ДЗТ для выбранного типа терминала ведется в относительных единицах. Принимаем базисное значение тока – 1000 А. Трансформаторы тока по всем сторонам собраны в звезду. Расчёт коэффициентов трансформации трансформаторов тока приведён в таблице 5.2.1.1.

Таблица 5.2.1.1 – Предварительный расчет ДЗТ

Наименование величины	Числовое значение для стороны		
	220 кВ	35 кВ	10 кВ
1	2	3	4
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	215	1200	2100
Коэффициент трансформации трансформатора тока	300/5	1500/5	3000/5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	3,8	4,2	3,7

Дифференциальная отсечка. Уставка выбирается по условию:

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq k_{ОТС} k_{НБ} I_{КЗвнешМАХ*}, \quad (5.2.1.1)$$

где  $k_{ОТС}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$k_{НБ}$  – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведённой амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, если на стороне ВН и НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5А, можно принимать  $k_{НБ} = 0,7$ ;

$I_{КЗвнешМАХ*}$  – отношение тока внешнего расчётного КЗ к номинальному току трансформатора.

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \frac{1470}{1000} = 1,24.$$

Дифференциальная защита.

Тормозная характеристика защиты приведена на рисунке 5.2.1.1. Она построена в относительных единицах, т.е. токи приведены к базисному значению. Подробный расчет и построение характеристики описано в приложении В.

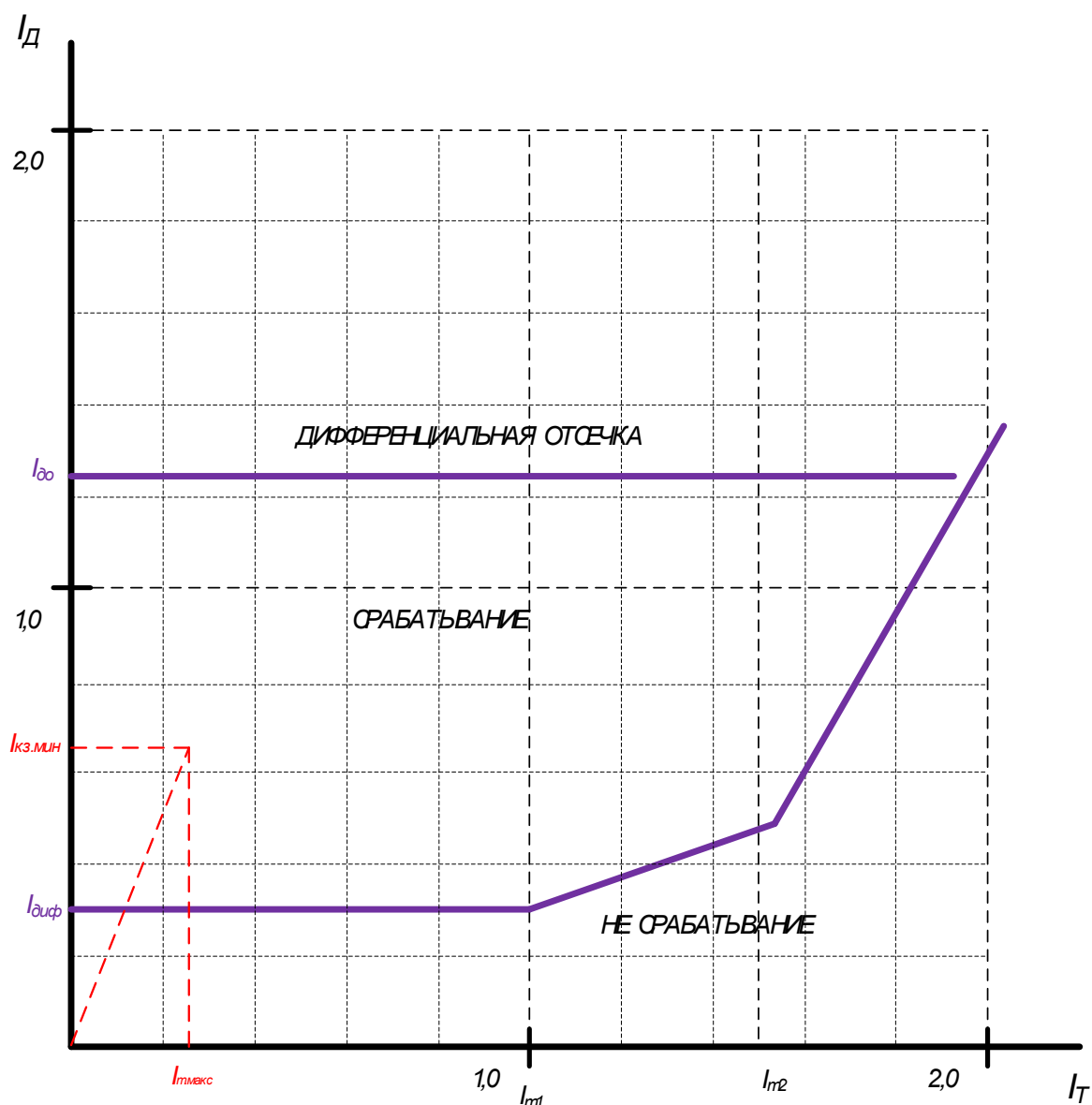


Рисунок 5.2.1.1 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты

Базовая уставка  $I_{01}/I_{НОМ}$  определяет чувствительность работы ступени.

Рекомендуется принимать равной 0,3-0,5.

Принимаем базовую уставку  $I_{01}/I_{НОМ} = 0,5$ .

Расчётный ток небаланса определяется по следующей формуле:

$$I_{нб.расч} = (k_{пер} k_{одн} \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{доб}) I_{скв}, \tag{5.2.1.2}$$

где  $k_{\text{ПЕР}}$  – коэффициент, учитывающий переходный режим, равен 2,5 – когда доля двигательной нагрузки в общую нагрузку трансформатора более 50%, 2 – если доля двигательной нагрузки менее 50%, 1 – при отсутствии двигательной нагрузки;

$k_{\text{ОДН}}$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$\varepsilon$  – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta U_{\text{РПН}}$  – относительное значение пределов РПН;

$\Delta f_{\text{ДОБ}}$  – обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН – округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства, принимается равным 0,04;

$I_{\text{СКВ}}$  – сквозной ток.

$$I_{\text{НЬ.РАСЧ}} = (1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) I_{\text{СКВ}} = 0,24 I_{\text{СКВ}}.$$

Дифференциальный ток определяется следующим образом:

$$I_{\text{ДИФ}} = k_{\text{ОТС}} I_{\text{НЬ.РАСЧ}}, \quad (5.2.1.3)$$

где  $k_{\text{ОТС}}$  – коэффициент отстройки, принимаем равным 1,3.

$$I_{\text{ДИФ}} = 1,3 \cdot 0,24 I_{\text{СКВ}} = 0,312 I_{\text{СКВ}},$$

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$k_{\text{СН.Т}} = \frac{I_{\text{ТОРМ}}}{I_{\text{СКВ}}} = 1 - 0,5 (k_{\text{ПЕР}} k_{\text{ОДН}} \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ДОБ}}) \quad (5.2.1.4)$$



$$k_{CH.T} = 1 - 0,5(1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) = 0,88.$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$k_{ТОРМ} = 100 \frac{I_{ДИФ}}{I_{ТОРМ}} = 100 k_{ОТС} (k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) / k_{CH.T} \quad (5.2.1.5)$$

$$k_{ТОРМ} = 100 \cdot 1,3(1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) / 0,8 = 35,4.$$

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

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = \frac{I_{\partial 1}}{I_{НОМ}} \frac{100}{k_{ТОРМ}}, \quad (5.2.1.6)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = 0,5 \frac{100}{35,4} = 0,846,$$

Принимаем – 1,0.

Уставка блокировки от второй гармоники  $I_{\partial 2} / I_{\partial 1}$  рекомендуется на уровне 12 – 15%.

$$I_{\partial 2} / I_{\partial 1} = 0,15.$$

Вторая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m2}}{I_{НОМ}} = 2,25 > \frac{I_{m1}}{I_{НОМ}}.$$

## Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ( $I_{01}/I_{НОМ}$ ), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Принимаем следующие назначения уставок:

$$I_{01}/I_{НОМ} = 0,1;$$

$$T=10 \text{ с.}$$

Бланк уставок ДЗТ представлен в таблице 5.2.1.2.

Таблица 5.2.1.2 – Бланк уставок ДЗТ

Параметр	Единица измерения	Диапазон	Значение первичное	Значение вторичное
1	2	3	4	5
Базисный ток	А	1 – 9000	1000	
Уставка срабатывания дифференциальной отсечки	А/о.е.	0,1 – 450000 0 – 50	1240	1,24
Уставка срабатывания дифференциальной защиты	А/о.е.	0,01 – 9000 0 – 10	300	0,3
Коэффициент торможения	%	0 – 90	35	
Первая точка излома характеристики	А/о.е.	0,1 – 450000 0 – 50	1000	1,0
Вторая точка излома характеристики	А/о.е.	0,1 – 450000 0 – 50	1500	1,5
Уставка блокировки от 2 гармоника	А/о.е.	0,1 – 450000 0 – 50	150	0,15
Ток срабатывания сигнализации небаланса в плечах защиты	А/о.е.	0,1 – 450000 0 – 50	100	0,1
Выдержка времени срабатывания сигнализации небаланса в плечах защиты	с	0 – 600	10	

1	2	3	4
Выдержка времени срабатывания дифференциальной защиты	с	0 – 10	0,05

### 5.2.2 Расчет резервных защит трансформаторов

Для вводных выключателей 35-10 кВ применяется:

- от однофазных замыканий на землю – устройство контроля изоляции с пуском на сигнал;
- от междуфазных коротких замыканий – МТЗ без выдержки времени (токовая отсечка ввода).

Подробный расчет представлен в приложении Б.

Уставку срабатывания МТО НН выбирают так, чтобы обеспечить отстройку от:

- броска тока намагничивания трансформатора;
- максимального тока внешнего КЗ на стороне НН.

Для отстройки от БТН уставку срабатывания вычисляют по формуле:

$$I_{\text{мто}} = k_{\text{БТН}} \cdot I_{\text{ном.транс}} \quad (5.2.2.1)$$

где  $k_{\text{БТН}}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока относительно номинального тока трансформатора при БТН в зависимости от типа и мощности защищаемого трансформатора (4 – 7);

$I_{\text{ном.транс}}$  – номинальный ток силового трансформатора (рассчитан ранее в главе 2).

$$I_{\text{мто.НН}} = 5 \cdot 2100 = 10500 \text{ А.}$$

Для отстройки от максимального тока внешнего КЗ уставку срабатывания вычисляют по формуле:

$$I_{\text{мто}} = k_{\text{отс}} \cdot k_a \cdot I_{\text{КЗ.внеш}}, \quad (5.2.2.2)$$

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

$k_a$  – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности при наличии апериодической составляющей в токе КЗ;

$I_{\text{КЗ.внеш}}$  – максимальное первичное значение тока на стороне ВН при внешнем трехфазном КЗ на шинах НН в режиме с наибольшим значением этого тока.

$$I_{\text{мто.НН}} = 1,1 \cdot 1,2 \cdot 11200 = 14730 \text{ А.}$$

Из полученных значений выбираем наибольшее значение – 14730 А.

Токовая отсечка стороны НН силового трансформатора работает с минимальной выдержкой времени. Принимаем уставку, достаточную для пуска РАСП и приборов ОМП – 0,05 с.

Аналогично выбираем уставку МТО на стороне СН.

По условию отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора:

$$I_{\text{мто.СН}} = 5 \cdot 1200 = 6000 \text{ А.}$$

По условию отстройки от максимального тока внешнего КЗ:

$$I_{\text{мто}} = 1,1 \cdot 1,2 \cdot 9240 = 12200 \text{ А.}$$

Из полученных значений выбираем наибольшее значение – 12200 А.

Токовая отсечка стороны СН силового трансформатора работает с минимальной выдержкой времени. Принимаем уставку, достаточную для пуска РАСП и приборов ОМП – 0,05 с.

Далее, для заполнения бланка уставок требуется выполнить расчет МТЗ ВН силового трансформатора. МТЗ ВН силового трансформатора осуществляет ближнее резервирование МТЗ отходящих присоединений и должна быть согласована с защитами предыдущего участка. Согласование выполняется по формуле:

$$I_{МТЗ} = k_c \cdot k_{ток} \cdot I_{МТЗ.пред}, \quad (5.2.2.3)$$

где  $k_c$  – коэффициент согласования – 1,2;

$k_{ток}$  – коэффициент токораспределения, равный отношению тока в месте установки защиты к току в защите, с которой производится согласование при КЗ в конце зоны резервирования. При единственном источнике питания принимается равным 1.

$I_{МТЗ.пред}$  – первичный ток срабатывания защиты, с которой производится согласование.

Согласование с 1 ступенью МТЗ НН:

$$I_{МТЗ} = 1,2 \cdot 0,5 \cdot 670 = 402 \text{ А.}$$

Также должно выполняться условие отстройки от возврата токовых реле при максимальной нагрузке. Данное условие проверяется по формуле:

$$I_{МТЗ} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зан}}{k_B} \cdot I_{p.max}, \quad (5.2.2.4)$$

где  $k_{над}$  – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{сам.зап}$  – коэффициент самозапуска, можно принять равным 1,5;

$k_в$  – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,95;

$I_{р.мах}$  – максимальный рабочий ток трансформатора.

$$I_{МТЗ.ВН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 215 = 407 \text{ А.}$$

Из полученных значений выбираем наибольшее – 410 А. Проверяем чувствительность. Нормативный коэффициент чувствительности, согласно ПУЭ, при использовании токовой защиты в качестве резервной – 1,2:

$$k_ч = \frac{633}{410} = 1,54 \geq 1,2.$$

Защита чувствительна. Выдержка времени МТЗ согласуется со ступенью МТЗ предыдущего элемента, которая была рассчитана ранее – МТЗ НН (~ 0 с).

$$t_{МТЗ} = t_{пред} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1,0 \text{ с.}$$

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется по условию возврата защиты при номинальном токе нагрузки трансформатора:

$$I_{сз.п} = \frac{k_{отс}}{k_в} \cdot I_{ном}, \tag{5.2.2.5}$$

$$I_{сз.п} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 215 = 250 \text{ А.}$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05 – 1,1;  
 $I_{ном}$  – номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита;

Бланк уставок для резервных защит силового трансформатора представлен в таблице 5.2.2.1.

Таблица 5.2.2.1 – Бланк уставок для резервных защит трансформатора

Параметр	Единица измерения	Диапазон	Значение первичное	Значение вторичное
1	2	3	4	5
Уставка срабатывания 1 ступени МТЗ ВН	А	0,01 – 50000	1074	17,9
Уставка срабатывания 2 ступени МТЗ ВН	А	0,01 – 25000	410	6,8
Уставка срабатывания 1 ступени МТЗ СН	А	0,01 – 25000	12200	40,6
Уставка срабатывания 2 ступени МТЗ СН	А	0,01 – 25000	-	-
Уставка срабатывания 1 ступени МТЗ НН	А	0,01 – 25000	14730	24,55
Уставка срабатывания 2 ступени МТЗ НН	А	0,01 – 25000	-	-
Выдержка времени 1 ступени МТЗ ВН	с	0,00 – 60000,00	0,05	
Выдержка времени 2 ступени МТЗ ВН	с	0,00 – 60000,00	1,0	
Выдержка времени 1 ступени МТЗ СН	с	0,00 – 60000,00	0,05	
Выдержка времени 2 ступени МТЗ СН	с	0,00 – 60000,00	-	
Выдержка времени 1 ступени МТЗ НН	с	0,00 – 60000,00	0,05	
Выдержка времени 2 ступени МТЗ НН	с	0,00 – 60000,00	-	
Режим работы 1 ступени МТЗ ВН	-	-	Введена постоянно	
Режим работы 2 ступени МТЗ ВН	-	-	Введена постоянно	

Режим работы 1 ступени МТЗ СН	-	-	Введена постоянно
Режим работы 2 ступени МТЗ СН	-	-	Выведена

Продолжение таблицы 5.2.2.1

1	2	3	4	
Режим работы 1 ступени МТЗ НН	-	-	Введена постоянно	
Режим работы 2 ступени МТЗ НН	-	-	Выведена	
Контроль напряжения нулевой последовательности			Предусмотрен	
Контроль тока нулевой последовательности			Не предусмотрен	
Уставка срабатывания ступени защиты от перегрузки	A	0,01 – 25000	250	4,2
Выдержка времени срабатывания ступени защиты от перегрузки	c	0,00 – 60000,00	9,0	

### 5.2.3 Описание газовой защиты трансформатора

Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла или возникновении ускоренного потока масла из бака трансформатора в расширитель, должна быть предусмотрена для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более.

Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. В некоторых случаях опасных внутренних повреждений трансформаторов («пожар стали» межвитковых замыканий и т.п.) действует только газовая защита, а электрические защиты трансформатора не работают из-за недостаточной чувствительности.

При бурном газообразовании и резких толчках масла возможен отскок контактов газового реле после срабатывания, поэтому газовое реле должно



действовать на отключение через промежуточное реле по схеме с самоудержанием.

Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле, сопровождающихся возникновением ускоренного потока масла из бака контактора в расширитель, следует предусматривать отдельное газовое (струйное) реле.

#### 5.2.4 Расчет защиты шин 220 кВ

Приведем расчет для 2С-220 кВ ПС 220 кВ Удоканский ГМК, расчет для 1С-220 кВ аналогичен. Сначала следует определить базисный ток. Рекомендуется принять его равным 1000 А. Подробный расчет приведен в приложении Б.

Определяем начальный ток срабатывания ДЗО по условию отстройки от разрыва токовых цепей по формуле, А:

$$I_{\partial 0} = k_{отс} \cdot I_{нагр.макс}, \quad (5.2.4.1)$$

где  $I_{нагр.макс}$  – максимальный нагрузочный ток, А;

$k_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2.

$$I_{нагр.макс} = k_{отс} \cdot I_{ном}, \quad (5.2.4.2)$$

где  $I_{ном}$  – номинальный ток, (принимается номинальный ток силового трансформатора), А;

$k_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,4.

$$I_{нагр.макс} = 1,4 \cdot 215 = 301 \text{ А},$$

$$I_{\partial 0} = 1,2 \cdot 301 = 361 \text{ А},$$

$$I_{\partial 0*} = \frac{361}{1000} = 0,361.$$

Определяем начальный ток срабатывания ДЗО по условию отстройки от расчётного первичного тока небаланса, о.е.:

$$I_{\partial 0} = k_{отс} \cdot I_{нб.торм.расч}, \quad (5.2.4.3)$$

где  $I_{нб.торм.расч}$  – расчетный тормозной ток небаланса, принимаем равным 0,15;

$k_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,5.

$$I_{\partial 0} = 1,5 \cdot 0,15 = 0,225$$

Принимаем уставку – 0,4.

Далее принимаем рекомендованные значения: ток начала торможения – 1,0; коэффициент торможения максимальный – 1,2. После оценки чувствительности данные значения необходимо скорректировать или подтвердить.

Далее графически определяется чувствительность ДЗО. Строится характеристика срабатывания (рисунок 5.2.4.1 см. – стр. 77).

Далее приведен расчет для 2С-220 кВ.

Максимальный сквозной ток нагрузки:

$$I_{скв.нагр.макс} = \frac{I_{нагр.макс}}{I_{баз}}, \quad (5.2.4.4)$$

где  $I_{нагр.макс}$  – максимальный нагрузочный ток, принимаем равным ДДТН для линии 220 кВ, выполненной проводом АС-300, А.

$$I_{скв.нагр.макс} = \frac{1000}{1000} = 1,0.$$

Минимальный ток КЗ на ошиновке:

$$I_{кз.мин.ошин} = \frac{I_{кз.мин}}{I_{баз}}, \quad (5.2.4.5)$$

где  $I_{кз.мин}$  – минимальный ток КЗ на шинах, А.

$$I_{кз.мин.ошин} = \frac{1200}{1000} = 1,2.$$

Максимальный тормозной ток, соответствующий данному режиму:

$$I_{т.макс} = 0,5 \cdot I_{кз.мин.ошин} + I_{скв.нагр.макс}, \quad (5.2.4.6)$$

$$I_{т.макс} = 0,5 \cdot 1,2 + 1,0 = 1,6.$$

Далее графически определяем, соответствующий полученному тормозному току, дифференциальный ток:

$$I_{д.граф} = 0,5.$$

Определяем чувствительность:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз.мин.ошин}}{I_{д.граф}}, \quad (5.2.4.7)$$

$$k_{\psi} = \frac{1,6}{0,5} = 2,4 \geq 2,0.$$

Выбор уставок очувствления в режиме опробования шин.

В первом приближении очувствление отсутствует, т.е.:

$$I_{\psi 0} = I_{\partial 0} = 0,4.$$

Далее аналогично производим расчет графически. Определяется минимальный ток КЗ при опробовании:

$$I_{\text{кз.мин.опроб}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{баз}}}, \quad (5.2.4.8)$$

где  $I_{\text{кз.мин}}$  – минимальный ток КЗ при опробовании от присоединения (от 1С-220 через СВ-220), А.

$$I_{\text{кз.мин.опроб}} = \frac{1030}{1000} = 1,03.$$

Далее определяется максимальный тормозной ток в данном режиме. Отметим, что сквозной ток нагрузки в режиме опробования отсутствует:

$$I_{\text{т.макс}} = 0,5 \cdot 1,03 + 0 = 0,52.$$

Проверяем чувствительность при отсутствии очувствления:

$$k_{\psi} = \frac{1,03}{0,4} = 2,58 \geq 2$$

Требования к чувствительности в режиме опробования выполняются. Далее выполним построение характеристики ДЗО по полученным расчетам.

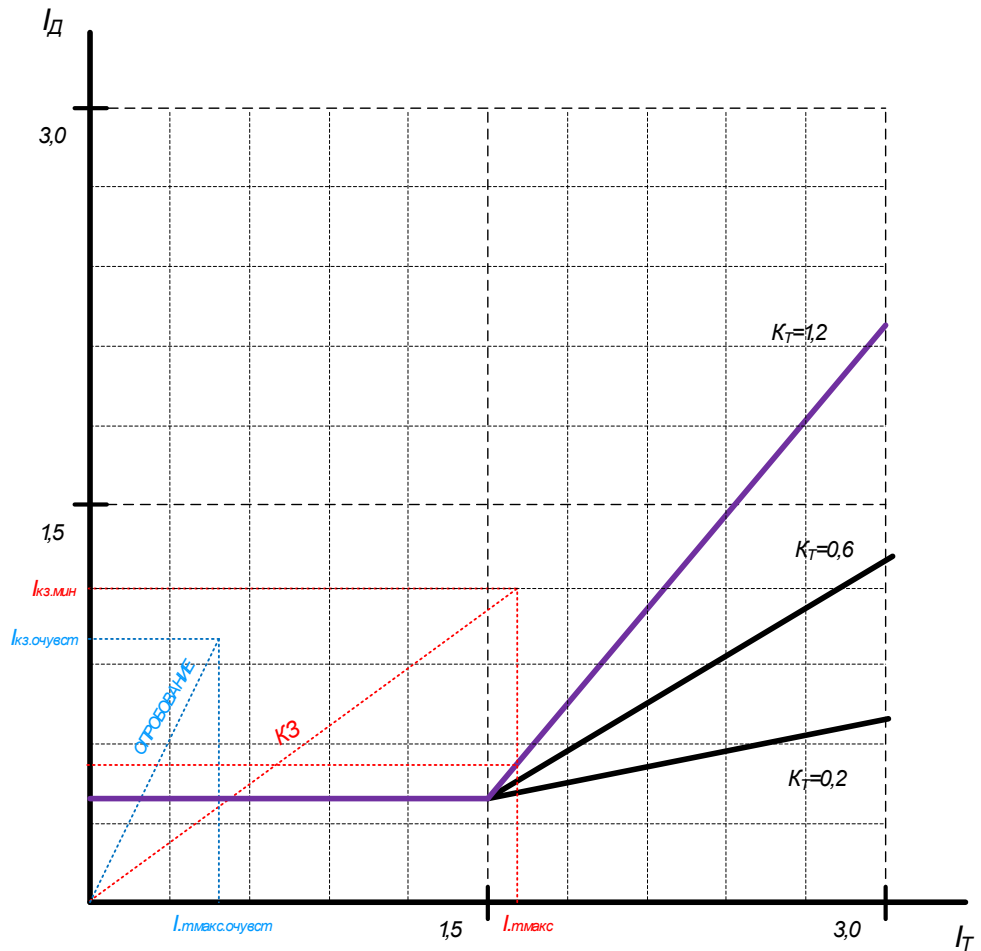


Рисунок 5.2.4.1 – Характеристика срабатывания ДЗО 2С-220 кВ

Уставка реле контроля исправности цепей переменного тока, А:

$$I_{cp} = k_{отс} \cdot \frac{I_{нб}}{k_{тт}}, \quad (5.2.4.9)$$

где  $I_{нб}$  – максимальный ток небаланса в токовых цепях, А;

$k_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2.

$$I_{нб} = k_{нб} \cdot I_{нагр.макс}, \quad (5.2.4.10)$$

где  $I_{нагр.макс}$  – максимальный ток нагрузки, А;

$k_{нб}$  – коэффициент небаланса, принимается равным 0,03.

$$I_{нб} = 0,03 \cdot 1000 = 30 \text{ А},$$

$$I_{ср} = 1,2 \cdot \frac{30}{1000 / 5} = 0,2 \text{ А}.$$

Расчет для 1СШ-220 кВ аналогичен, характеристика срабатывания ДЗО 1СШ-220 кВ представлена на рисунке 5.2.4.2

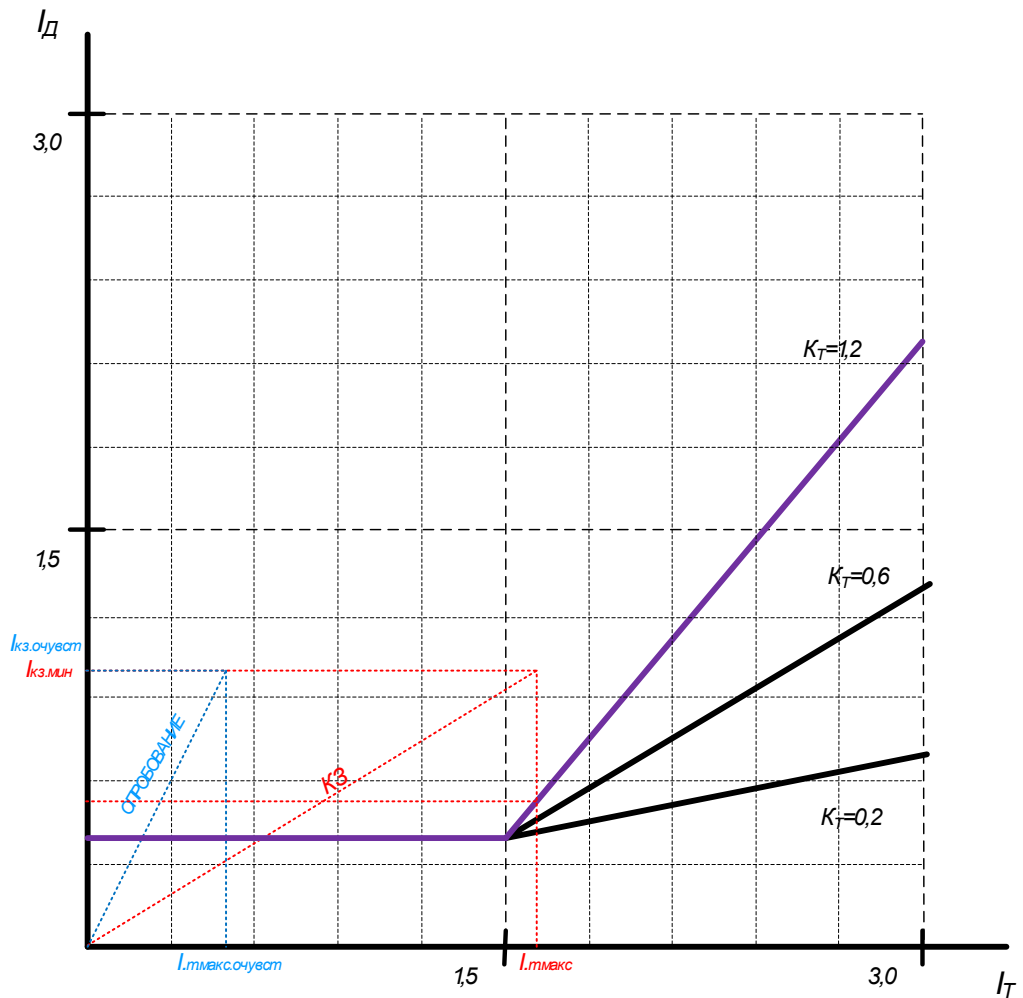


Рисунок 5.2.4.2 – Характеристика срабатывания ДЗО 1С-220 кВ

Бланк уставок ДЗО 1С-220 кВ представлен в таблице 5.4.2.1, бланк уставок ДЗО 2С-220 кВ представлен в таблице 5.4.2.2

Таблица 5.2.4.1 – Бланк уставок ДЗО 1С-220 кВ

Параметр	Величина	Значение
1	2	3
Базисный ток	А	1000
Начальный ток срабатывания ДЗО	о.е.	0,4
Ток начала торможения	о.е.	1,0
Коэффициент торможения	о.е.	1,2
Начальный ток срабатывания ДЗО при очувствлении	о.е.	0,4
Ток срабатывания реле контроля исправности цепей переменного тока	А	0,2
Выдержка времени блокировки при исправности цепей переменного тока	с	2,5
Режим очувствления	-	Не предусмотрено

Таблица 5.2.4.2 – Бланк уставок ДЗО 2С-220 кВ

Параметр	Величина	Значение
1	2	3
Базисный ток	А	1000
Начальный ток срабатывания ДЗО	о.е.	0,4
Ток начала торможения	о.е.	1,0
Коэффициент торможения	о.е.	1,2
Начальный ток срабатывания ДЗО при очувствлении	о.е.	0,4
Ток срабатывания реле контроля исправности цепей переменного тока	А	0,2
Выдержка времени блокировки при исправности цепей переменного тока	с	2,5
Режим очувствления	-	Не предусмотрено

### 5.3 Расчет параметров сетевой автоматики

Для реализации автоматики управления выключателями 220 кВ на объекте реконструкции в рамках данной работы для каждого выключателя предусматривается свой МП терминал АУВ, выполняющий следующие функции:

- автоматика управления выключателем;
- трехфазное автоматическое повторное включение, с пуском по цепи несоответствия и от защит, с контролем наличия синхронизма напряжения на линии и на шинах, с контролем отсутствия напряжения на линии и наличия напряжения на шинах, а также отсутствия напряжения на шинах и наличия напряжения на линии. Для контроля напряжения на линии предусматривается установка шкафа отбора напряжения;
- устройства резервирования отказа выключателя (индивидуальное УРОВ).

#### 5.3.1 АПВ отходящих присоединений

Рассмотрим однократное трехфазное АПВ. При повреждении линию следует отключить, что необходимо для деионизации воздушного промежутка в месте КЗ. Выдержка времени на срабатывание:

$$t_{АПВ-1} \geq t_{г.н.} + t_{з.ап.}, \quad (5.3.1.1)$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{д.с.} - t_{вкл. Q} + t_{з.ап.}, \quad (5.3.1.2)$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{з.ап.2.маx} - t_{з.ап.1.мин} + t_{откл.Q2} - t_{откл.Q1} - t_{вкл.Qi} + t_{д.с.} + t_{з.ап.}, \quad (5.3.1.3)$$

где  $t_{г.н.}$  – 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;

$t_{зан.}$  – время запаса, равное 0,5 с;

$t_{PЗmax}$  – 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:

$$t_{АПВ-1} = 3,5 \text{ с}.$$

### 5.3.2 АВР 10 кВ

Устройства АВР должны предусматриваться для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания, приводящем к обесточиванию электроустановок потребителя. Устройства АВР должны предусматриваться также для автоматического включения резервного оборудования при отключении рабочего оборудования, приводящем к

нарушению нормального технологического процесса.

Устройства АВР также рекомендуется предусматривать, если при их применении возможно упрощение релейной защиты, снижение токов КЗ и удешевление аппаратуры за счет замены кольцевых сетей радиально-секционированными и т. п.

Устройства АВР могут устанавливаться на трансформаторах, линиях, секционных и шиносоединительных выключателях, электродвигателях и т. п.

Устройство АВР, как правило, должно обеспечивать возможность его действия при исчезновении напряжения на шинах питаемого элемента, вызванном любой причиной, в том числе КЗ на этих шинах.

Устройство АВР при отключении выключателя рабочего источника питания должно включать, как правило, без дополнительной выдержки времени, выключатель резервного источника питания. При этом должна быть обеспечена однократность действия устройства.

В практических расчётах обычно принимается условие:

$$U_{c.p.l} = (0,25 \div 0,4) \cdot U_{ном}, \quad (5.3.2.1)$$

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

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

$$t_{1AKQ} = t'_{pз.макс} + \Delta t, \quad (5.3.2.2)$$

$$t_{1AKQ} = t''_{pз.макс} + \Delta t, \quad (5.3.2.3)$$

где  $t'_{pз.макс}$  – максимальная выдержка времени защит присоединений,

отходящих от шин высшего напряжения;

$t_{р.з.макс}^{\wedge}$  – 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:

$$U_{cp2} \geq \frac{U_{мин.раб}}{k_n^{\wedge} \cdot k_{\epsilon}}, \quad (5.3.2.4)$$

где  $k_n^{\wedge}$  – коэффициент надежности ( $k_n^{\wedge} = 1,1 \div 1,2$ );

$U_{мин.раб.}$  – 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:

$$t_{РОВ} = t_{вкл.Q}^{\wedge} + t_{зан.}, \quad (5.3.2.5)$$

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

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

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

Окончательно:

$$U_{cp} = 5,3 \text{ кВ},$$

$$t_{cp} = 4 \text{ с}.$$

### 5.3.3 УРОВ 220 кВ

Устройство входит в состав всех современных микропроцессорных терминалов, или выполняется отдельным для электромеханических защит. Его задача: выдать сигнал в случае отказа, который направляется в схему РЗА вышестоящего 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:

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot I_{ном}, \quad (5.3.3.1)$$

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

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

$$I_{сз} = 0,15 \cdot 630 = 100 \text{ А}.$$

Расчет уставки времени срабатывания УРОВ:

$$t_1 = t_{откл.Q} + t_{возв} + t_{зан} + t_{погр}, \quad (5.3.3.2)$$

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

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

$t_{зан}$  – время запаса (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:

$$t_2 = 0,1 \text{ с.}$$

## 6 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

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.

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.

### 6.1 Расчет системы заземления подстанции

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.

$$\rho_{\text{э}} = \rho_{\text{изм}} K_c, \quad (6.1.1)$$

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

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

$$R_{\Gamma} = \left( \frac{\rho_{\text{э}}}{\pi \cdot l} \right) \left( \ln \left( \frac{1,5l}{h_3 d} \right) \right), \quad (6.1.2)$$

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

Сопротивление вертикальных электродов

$$R_B = \frac{\rho_{\text{э}}}{2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{4l(2h_3 + l)}{d(4h_3 + l)}, \quad (6.1.3)$$

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

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

$$R_M = \frac{R_B R_{\Gamma}}{n_B R_{\Gamma} + n_{\Gamma} R_B}, \quad (6.1.4)$$

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

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).

$$A = 50 \text{ м}; B = 60 \text{ м}.$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5)(B + 2 \cdot 1,5), \quad (6.1.5)$$

$$S = (50 + 2 \cdot 1,5)(60 + 2 \cdot 1,5) = 3339 \text{ м}^2.$$

Принимаем нормативное расстояние между полосами сетки, равное 5 м. Тогда общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_T = (A + 2 \cdot 1,5) \left( \frac{B + 2 \cdot 1,5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1,5) \left( \frac{A + 2 \cdot 1,5}{a} \right), \quad (6.1.6)$$

$$L_T = (50 + 2 \cdot 1,5) \left( \frac{60 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) + (60 + 2 \cdot 1,5) \left( \frac{50 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) = 1336 \text{ м}.$$

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

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_T}{2 \cdot \sqrt{S}}, \quad (6.1.7)$$



$$m = \frac{1336}{2 \cdot \sqrt{3339}} = 11,6.$$

Принимаем  $m=12$ .

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2\sqrt{S}(m+1), \quad (6.1.8)$$

$$L = 2\sqrt{3339}(12+1) = 1502 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{a}, \quad (6.1.9)$$

$$n_B = \frac{4\sqrt{3339}}{5} = 46.$$

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

$$R_{ПС} = \rho_s \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B l_B} \right) \quad (6.1.10)$$

где  $L$  – длина горизонтальных электродов;

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

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

$$R_{ПС} = 140 \left( \frac{0,15}{\sqrt{3339}} + \frac{1}{1336 + 46 \cdot 5} \right) = 0,444 \text{ Ом}.$$

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:

$$R_{стац} = \frac{R_{ест} \cdot R_{иск}}{R_{ест} + R_{иск}}, \quad (6.1.11)$$

$$R_{стац} = \frac{6,5 \cdot 0,444}{6,5 + 0,444} = 0,416 < 0,5 \text{ Ом}.$$

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

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_3 + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (6.1.12)$$

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

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3339}}{(140 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,4,$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура:

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{стат} \quad (6.1.13)$$

$$R_u = 1,4 \cdot 0,416 = 0,571 \text{ Ом.}$$

## 6.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Расчёт зоны защиты молниеотводов.

Размеры открытой части рассматриваемого распределительного устройства ПС 220 кВ Удоканский ГМК – 50x60 м. Территория распределительного устройства подстанции защищается от прямых ударов молнии двумя отдельно стоящими стержневыми молниеотводами, установленными на базе мачтовых опор ПМ-30, высотой 30,6 м и одним молниеприёмником, установленным на линейном портале, высотой 26,5 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:

$$h_1 = 30,6 \text{ м,}$$

$$h_2 = 26,5 \text{ м.}$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{12} = 55 \text{ м.}$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{\text{эфи}} = 0.85h_i \quad (6.2.1)$$

$$h_{\text{эф1}} = 0,85 \cdot 30,6 = 26,01 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0i} = (1.1 - 0.002h_i)h_i \quad (6.2.2)$$

$$r_{01} = (1,1 - 0,002 \cdot 30,6)30,6 = 31,8 \text{ м.}$$

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:

$$r_{xi} = r_{0i} \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{эфи}}} \right), \quad (6.2.3)$$

$$r_{x1} = 31,8 \left( 1 - \frac{7,3}{26,01} \right) = 22,9 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между М01 и М02:

$$h_{\text{cxij}'} = h_{\text{эфи}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_i)(L_{ij} - h_i), \quad (6.2.4)$$

$$h_{\text{cxij}''} = h_{\text{эфj}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_j)(L_{ij} - h_j), \quad (6.2.5)$$

$$h_{\text{cxij}} = \frac{h_{\text{cxij}'} + h_{\text{cxij}''}}{2} \quad (6.2.6)$$

Остальные параметры, как было отмечено, рассчитаны в Приложении В. Сведем результаты расчета в таблицу 6.2.1.

Таблица 6.2.1 – Результаты расчета зон молниезащиты

Параметр	Значение		
	2	3	4
1			
Молниеотвод	M01	M02	M03
Высота, м	30,6	26,5	26,5
Эффективная высота, м	26,01	22,5	22,5
Радиус зоны защиты на уровне земли, м	31,8	27,7	27,7
Радиус зоны защиты на уровне защищаемого трансформатора, м	22,8	18,8	18,8
Радиус зоны защиты на уровне линейного портала, м	18,3	14,2	14,2

### 6.3 Оценка надежности молниезащиты

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

Волновое сопротивление ошиновки составляет:

$$Z_{ош} = 318,762 \text{ Ом.}$$

Разрядное напряжение для импульса отрицательной полярности:

$$U_{50\%} = 569,954 \text{ кВ,}$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ош}}, \quad (6.3.1)$$

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

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

$$p_{np} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}} \quad (6.3.2)$$

$$p_{np} = e^{-0,04 \cdot 3,576} = 0,867.$$

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

$$I_{он} = \frac{U_{50\%}}{R_u + \delta \cdot h}, \quad (6.3.3)$$

$$I_{он} = \frac{569,954}{0,48 + 0,3 \cdot 13} = 130,13 \text{ кА.}$$

Вероятность обратного перекрытия при ударах молнии в гирлянду изоляторов:

$$p_{он} = e^{-0,04 \cdot I_{он}} \quad (6.3.4)$$

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

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  $h_c \leq 30$ :

$$R_{\text{экв}} = 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30} \quad (6.3.5)$$

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

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

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{\text{з.ч}}, \quad (6.3.6)$$

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

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

$$N_{ny} = p_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{\text{экв}}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{\text{экв}}) \cdot (\eta_{np} \cdot p_{\alpha} \cdot p_{np} + \eta_{on} \cdot p_{on}) \cdot 10^{-6} \quad (6.3.7)$$

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

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

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}}, \quad (6.3.8)$$

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

#### 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 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:

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot U_{ном}, \quad (6.4.1)$$

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

Соответствующее минимальное длительное рабочее напряжение ОПН:

$$U_{нро} = \frac{U_{нрс}}{\sqrt{3}}. \quad (6.4.2)$$



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):

$$U_{ост.к} = \frac{U_{ки}}{1,2}, \quad (6.4.3)$$

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

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

$$U_{ки} = k_u \cdot k_k \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исп50}, \quad (6.4.4)$$

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

где  $U_{исп50}$  – одноминутное испытательное напряжение (63 кВ) [19], кВ;

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

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

Значение тока взрывобезопасности:

$$I_{вб} = 1,2 \cdot I_{но}, \quad (6.4.5)$$

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

Длина пути утечки ОПН определяется по формуле:

$$L_{\text{ут}} = 1,2 \cdot L_{\text{ут.обор}}, \quad (6.4.6)$$

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

$$L_{\text{ут.обор}} = \lambda_3 \cdot U_{\text{нр}}, \quad (6.4.7)$$

где  $\lambda_3$  – 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 6.4.1 – 6.4.3.

Таблица 6.4.1 – Технические характеристики ОПН-220/252/10/900

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

## Продолжение таблицы 6.4.1

1	2	3
Ток взрывобезопасности, кА	30	5,58
Длина пути утечки оборудования, см	1000	850
Класс энергоёмкости ОПН, кДж	До 10	5,1

Таблица 6.4.2 – Технические характеристики ОПНп-35/40,5/10/760 УХЛ1

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	8,04
Длина пути утечки оборудования, см	450	135
Класс энергоёмкости ОПН, кДж	До 7	5,1

Таблица 6.4.3 – Технические характеристики ОПНп-10/12/10/600 УХЛ1

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	7,55
Длина пути утечки оборудования, см	300	38,6
Класс энергоёмкости ОПН, кДж	До 7	2,1

## 7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

ПС 220 кВ Удоканский ГМК – подстанция, обеспечивающая питание горно-металлургического комбината по добыче медной руды в п. Удокан Забайкальского края. Рост нагрузки на период второго этапа реконструкции ПС 220 кВ Удоканский ГМК требует технических решений по реализации на данном объекте.

Целью работы является проектирование релейной защиты и сетевой автоматики подстанционного оборудования ПС 220 кВ Удоканский ГМК, в связи с увеличением трансформаторной мощности, роста объемов потребления рассматриваемой сети. Таким образом, ПС 220 кВ Удоканский ГМК имеет установленную трансформаторную мощность 2х80 МВА. На территории объекта расположены:

- оборудование ОРУ 220 кВ с выключателями с элегазовой изоляцией типа ВГТ-220Ш-1К-ОП-40/4000 УХЛ1;

- КРУ 35 кВ типа КРУН К-405 производства Чебоксарского электромеханического 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.

- КРУ 10 кВ типа К-59 производителя г. Чебоксары ЗАО «Промэнерго». В состав данного КРУН входит следующее оборудование:

- выключатели вакуумные ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-40/2500 У2;
- измерительные трансформаторы тока ТОЛ-СЭЦ-10 800/5;
- измерительные трансформаторы напряжения НАМИ-10 У2;
- ограничители перенапряжения ОПНп-10/12/10/600 УХЛ1.

- 2 силовых трансформатора ТДТН-25000/220/35/10 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 [16].

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

### **7.1 Безопасность**

В процессе эксплуатации ПС 220 кВ Удоканский ГМК стоит обратить внимание содержанию и правилам эксплуатации кабельного хозяйства на территории подстанции.

Прокладка кабелей по территории ОРУ-220 кВ предусматривается по существующим и вновь сооружаемым кабельным трассам. Прокладка силовых и контрольных кабелей по открытой части подстанции выполняется в существующих наземных и подземных кабельных лотках [20].

Для прокладки контрольных кабелей применяется многослойная прокладка в коробе, жгутами на кабельных лотках, также применяются глубокие лотки. Прокладка одиночных силовых 0.4/0.23 кВ и контрольных кабелей от кабельных лотков до приводов и шкафов различного назначения предусматривается в земле [20].

Внутри кабельных лотков после прокладки кабелей выполняются противопожарные перегородки огнестойкостью не менее 0,75 часа на расстоянии не более 50 м на горизонтальных участках и не более 20 м на вертикальных и наклонных участках, а также в местах перехода кабелей в другие кабельные сооружения [20].

Проходы кабелей через стены, перекрытия и перегородки кабельных сооружений выполняются с уплотнением мест прохода кабелей трудногораемыми материалами, обеспечивающее нераспространение огня из одного помещения в другое в течение 0,75 часа [6].

С целью повышения пожарной безопасности все силовые и контрольные кабели приняты с оболочками, не распространяющими горение с (типа нг-LS) [6].

При эксплуатации технических средств АИИС КУЭ ПС 220 кВ Удоканский ГМК необходимо соблюдать требования безопасности в ходе обращения с ними.

Необходимо, в первую очередь, следить за тем, чтобы корпуса всех шкафов были заземлены.

Необходимо соблюдать меры предосторожности при каких-либо манипуляциях со шкафами, смотреть за тем, чтобы не пережимался или не испытывал механических напряжений питающий кабель шкафа. Эксплуатация оборудования должна осуществляться в сухих помещениях, а место установки должно быть защищено от прямого попадания влаги и прямых солнечных лучей.

Прокладка кабелей цифровых интерфейсов должна осуществляться с соблюдением существующих норм и правил и отвечать требованиям противопожарной безопасности.

В соответствии с «Правилами эксплуатации электроустановок потребителей» на панелях со счетчиками, после их монтажа необходимо нанести надпись, указывающую наименование присоединения, на котором производится учет.

Категорически запрещается нарушать целостность пломб счетчиков и клеммных испытательных коробок в процессе эксплуатации системы. В случае возникновения необходимости замены счетчика или вскрытия опломбированных представителями

Энергонадзора устройств необходимо выполнять вышеуказанные работы только в присутствии этих представителей.

Измерительные цепи счетчиков коммерческого учета подключаются к вторичным цепям трансформаторов тока и напряжения через испытательные переходные коробки.

Конструкция коробки обеспечивает возможность пломбирования ее крышки. Помимо этого, испытательная переходная коробка обеспечивает возможность закорачивать вторичные цепи трансформаторов тока без отключения токовых цепей счетчика и без отключения цепей напряжения в каждой фазе счетчиков при их замене или проверке, а также включения образцового счетчика без отсоединения проводов и кабелей счетчика ИИК. На крышки коробок наносятся надписи наименований присоединений. Испытательные переходные коробки размещены в шкафах установки счетчиков электрической энергии.

Отключение аварийных участков сети и элементов ПС производится действиями релейной защиты.

Организация ремонтно-восстановительных работ в аварийных случаях по срокам и объемам зависит от состава и оперативности ремонтно-восстановительных бригад.

Оборудование ПС устойчиво к действию токов короткого замыкания.

Для защиты от поражения электрическим током при пробое изоляции предусмотрено заземляющее устройство.

Обслуживание и ремонт ПС будет осуществляться выездными бригадами, поэтому разработка мероприятий по оповещению и защите мобильного персонала не требуется.

Технические решения по данному объекту, разработанные в соответствии с действующими нормативными документами, что подтверждается соответствующей справкой главного инженера проекта, обеспечивают безопасную и надежную эксплуатацию ПС, в т. ч. и при неблагоприятных условиях, которые могут привести к аварийным ситуациям.

С учетом требований, предъявленных к оборудованию по надежности и предотвращению возможных аварий, исходя из минимизации последствий

перебоя в электроснабжении, проектом предусмотрены соответствующие защиты и резервирование.

Тип ПС и оборудования выбран с учетом ветровой и снеговой нагрузок.

В соответствии с «Правилами охраны электрических сетей напряжением свыше 1000 В» предусматривается следующая организация охраны проектируемой линии электропередачи:

- отводится в установленном порядке земельный участок на период строительства и эксплуатации ВЛ;

- устанавливается охранная зона вдоль линии электропередачи в виде земельного участка и воздушного пространства, ограниченных вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны от крайних проводов при неотклоненном их положении на расстоянии 20 м;

- производство любых работ в пределах охранной зоны допускается с ведома и в присутствии представителя эксплуатирующей организации;

- обеспечиваются допустимые горизонтальные и вертикальные габариты на пересечениях со всеми инженерными сооружениями и естественными препятствиями.

- на всех опорах ВЛ устанавливаются предупреждающие плакаты в соответствии с п. 2.5,23 ПУЭ.

## **7.2 Экологичность**

Электроустановки должны удовлетворять требованиям действующих нормативных документов об охране окружающей природной среды по допустимым уровням шума, вибрации, напряженностей электрического и магнитного полей, электромагнитной совместимости. В электроустановках должны быть предусмотрены сбор и удаление отходов: химических веществ, масла, мусора, технических вод и т.п. В соответствии с действующими требованиями по охране окружающей среды должна быть исключена возможность попадания указанных отходов в водоемы, систему отвода ливневых вод, овраги, а также на территории, не предназначенные для хранения таких отходов [16].



В данном разделе рассмотрен вопрос экологичности при эксплуатации силового трансформаторного оборудования с большим содержанием масла в баке. В качестве расчета, приведем пример для трансформаторов 220 кВ ТДЦТН-80000/220/35/10 УХЛ1.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований [16]:

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 маслонаполненного 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 приемка и быть засыпано чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Верхний уровень гравия (щебня) должен быть не менее чем на 75 мм ниже верхнего края борта (при устройстве маслоприемников с бортовыми ограждениями) или уровня окружающей планировки (при устройстве маслоприемников без бортовых ограждений).

Расчет произведем, согласно учебному пособию [28]. 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 вышеперечисленных требований, приведена на рисунке 7.2.1.

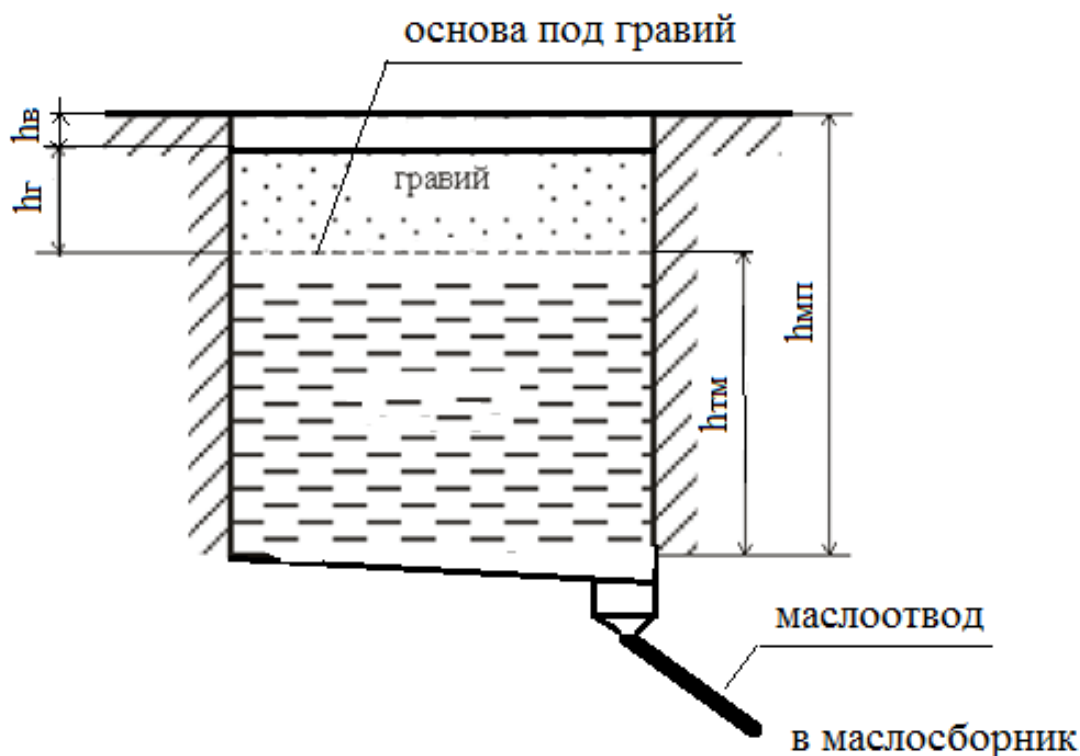


Рисунок 7.2.1 – Конструкция маслоприемника с отводом трансформаторного масла и воды (эскиз)

Параметры рассматриваемого силового трансформатора отображены в таблице 7.2.1.

Таблица 7.2.1 – Параметры рассматриваемого силового трансформатора

Параметр	Значение
1	2
Марка	ТДЦТН-80000/220/35/10 УХЛ1
Мощность, МВА	80
Масса полная, т	130
Масса масла, т	30
Высота, м	6,85
Длина, м	8,88
Ширина, м	5,22

На ПС 220 кВ Удоканский ГМК планируется к установке маслоприёмник с отводом масла. Объем масла вычисляется по выражению:

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

$$A_{мп} = A_m + 2 \cdot \Delta, \quad (7.2.1)$$

$$B_{мп} = B_m + 2 \cdot \Delta. \quad (7.2.2)$$

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.

$$A_{mn} = 8,88 + 2 \cdot 1,5 = 11,88 \text{ м},$$

$$B_{mn} = 5,22 + 2 \cdot 1,5 = 8,22 \text{ м}.$$

Площадь маслоприемника:

$$S_{mn} = A_{mn} \cdot B_{mn}, \quad (7.2.3)$$

$$S_{mn} = 11,88 \cdot 8,22 = 97,7 \text{ м}^2.$$

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{тм} = \frac{M_{тм}}{\rho_{тм}}, \quad (7.2.4)$$

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

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

$$V_{тм} = \frac{30 \cdot 10^3}{890} = 33,7 \text{ м}^3.$$

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

$$h_{mn} = \frac{V_{тм}}{S_{mn}} + h_g + h_z, \quad (7.2.5)$$

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).

$$h_{mn} = \frac{33,7}{97,7} + 0,075 + 0,25 = 0,67 \text{ м}.$$

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

$$V_{mc} \geq V_{tm} + V_{вода}. \quad (7.2.6)$$

Объём воды от средств пожаротушения определяется по формуле:

$$V_{вода} = 0,8 \cdot l \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{БПТ}), \quad (7.2.7)$$

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:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H_m \cdot (A_m + B_m) \quad (7.2.8)$$

где  $H_m$  – высота трансформатора, м.

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 6,85 \cdot (8,88 + 5,22) = 193,2 \text{ м}^2,$$

$$V_{вода} = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (97,7 + 193,2) = 83,8 \text{ м}^3.$$

$$V_{mc} = 33,7 + 83,8 = 117,5 \text{ м}^3.$$

### 7.3 Чрезвычайные ситуации

Несмотря на активное применение элегазового оборудования, которое является относительно безопасным с точки зрения пожарной и взрывобезопасности, технологический процесс на такой крупной и мощной ПС 220 кВ Удоканский ГМК сопровождается высоким риском возникновения ряда чрезвычайных ситуаций, связанных с возгоранием масла и маслонаполненного оборудования выключателей или силовых трансформаторов.

Система предотвращения пожара – комплекс организационных мероприятий и технических средств, исключающих возможность возникновения пожара на объекте защиты [24]. Система противопожарной защиты - комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на защиту людей и имущества от воздействия опасных факторов пожара и (или) ограничение последствий воздействия опасных факторов пожара на объект защиты (продукцию).

Итак, основываясь на одном из основных Федеральных законов, а именно, на основании Технического регламента о требованиях пожарной безопасности, следует заключить основные требования пожарной безопасности, выполняющихся на ПС 220 кВ Удоканский ГМК.

Электроустановки ПС Удоканский ГМК соответствуют классу пожаровзрывоопасной зоны, в которой они установлены, а также категории и группе горючей смеси. Для обеспечения бесперебойного энергоснабжения систем противопожарной защиты, установленных в зданиях класса функциональной пожарной опасности с круглосуточным пребыванием людей, должны предусматриваться автономные резервные источники электроснабжения [24].

Кабельные линии и электропроводка систем противопожарной защиты, средств обеспечения деятельности подразделений пожарной охраны, систем

обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре, аварийного освещения на путях эвакуации, аварийной вентиляции и противодымной защиты, автоматического пожаротушения, внутреннего противопожарного водопровода, лифтов для транспортировки подразделений пожарной охраны в зданиях и сооружениях должны сохранять работоспособность в условиях пожара в течение времени, необходимого для выполнения их функций и эвакуации людей в безопасную зону [24]. Все кабели от силового оборудования ПС Удоканский ГМК до вводно-распределительных устройств проложены в отдельных огнестойких каналах или иметь огнезащиту. Кабели, прокладываемые открыто, исключают поддержание горения.

Горизонтальные и вертикальные каналы для прокладки силовых, контрольных кабелей и проводов на территории ПС Удоканский ГМК имеют защиту от распространения пожара. В местах прохождения кабельных каналов, коробов, кабелей и проводов через строительные конструкции с нормируемым пределом огнестойкости должны быть предусмотрены кабельные проходки с пределом огнестойкости не ниже предела огнестойкости данных конструкций [24].

Линии электроснабжения помещений зданий и сооружений на территории ПС Удоканский ГМК имеют устройства защитного отключения, предотвращающие возникновение пожара. Распределительные щиты имеют защиту, исключающую распространение горения за пределы щита из слаботочного отсека в силовой и наоборот [24].

Светильники аварийного освещения на путях эвакуации с автономными источниками питания обеспечены устройствами для проверки их работоспособности при имитации отключения основного источника питания [24].

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения;
- изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей; системами противодымной защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;



- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Важное значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Следует отметить виды пожарной техники, применяемые на ОРУ ПС 220 кВ Удоканский ГМК. В связи с тем, что на ПС 220 кВ Удоканский ГМК устанавливаются элегазовые выключатели, снижается уровень возникновения ЧС на ОРУ.

Тем не менее виды пожаротушения остаются те же самые (пожарная техника). Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 110 кВ, классифицируется на следующие группы:

- пожарные машины,
- средства пожарной и охранной сигнализации,
- огнетушители,
- пожарное оборудование,
- ручной инструмент,
- инвентарь и пожарные спасательные устройства.

К автомобилям, используемым при пожаротушении, относятся:

- пожарные автоцистерны,
- насосно-рукавные автомобили,
- автомобили пенного и порошкового тушения и т.п.

На предприятии широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования.

Огнетушители бывают: химические пенные ОХП-10, газовые углекислотные ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, порошковые ОПС-10 и специальные огнетушители типа ОУБ.

Газовые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов горения веществ и электроустановок, за исключением веществ, горение которых происходит без доступа кислорода воздуха. В качестве огнетушащего средства в основном используют углекислоту.

Порошковые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов загорания щелочных металлов и других соединений.

Углекислотно-бромэтиловые огнетушители типа ОУБ предназначены для тушения небольших очагов горения волокнистых и других твердых металлов, а также электроустановок.

В РУ определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

На территории ОРУ первичные средства размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.). Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, имеются на тропах обхода территории ОРУ. Проезжую часть

по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

Для размещения первичных средств тушения пожара в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

## 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 8.1.1.

Таблица 8.1.1 – Марки выбранных микропроцессорных терминалов

Фирма изготовитель	Комплект поставки	Количество, шт	Цена за шт, руб.	Стоимость
1	2	3	4	5
НПП «ЭКРА»	БЭ2704 045	1	690000	690000
НПП «ЭКРА»	БЭ2704 045	1	690000	690000
НПП «ЭКРА»	БЭ2704 065	1	710000	710000
НПП «ЭКРА»	БЭ2704 065	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.

$$K_{\Sigma} = (K_{\text{обр}} + K_{\text{СМР}} + K_{\text{пр}}) \cdot k_{\text{инф}}, \quad (8.2.1)$$

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 8.2.1 – 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:

$$K_{\Sigma} = \frac{K_{\text{обп}}}{0,51} = \frac{4260000}{0,51} = 8352941 \text{ руб.}$$

Капиталовложения на строительно-монтажные работы:

$$K_{\text{СТР}} = 0,37K_{\Sigma} = 0,37 \cdot 8352941 = 3090588 \text{ руб.}$$

Прочие капиталовложения:

$$K_{IP} = 0,12K_{\Sigma} = 0,12 \cdot 8352941 = 1002352 \text{ руб.}$$

### 8.3 Расчёт эксплуатационных издержек

Издержки любого из энергетических объектов будут состоять из амортизационных отчислений и эксплуатационных издержек на ремонт и эксплуатацию оборудования.

$$И = И_{РЭ} + И_{АМ} \quad (8.3.1)$$

*Амортизационные отчисления* – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции; для *i*-го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле

$$И_{АМ} = \frac{K}{T_{сл}}, \quad (8.3.2)$$

где  $K$  – капиталовложения;

$T_{сл}$  – срок службы оборудования ( $T_{сл} = 20$  лет).

Ежегодные затраты на КР и ТР, а также ТО энергетического оборудования определяются по формуле

$$И_{РЭ} = \alpha_{орэ} \cdot K, \quad (8.3.3)$$

где  $\alpha_{орэ}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию оборудования ( $\alpha_{орэ} = 0,0155$ )

Рассчитаем эксплуатационные издержки:

$$И = \alpha_{орэ} \cdot K + \frac{K}{T_{сл}} = 0,0155 \cdot 8352941 + \frac{8352941}{20} = 547117 \text{ руб.}$$

Выполним расчет срока окупаемости вложенных средств в реализацию модернизации. Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности является оценка выручки от реализации проекта.

Полезно отпущенную часть электроэнергии потребителю принимаем на основании данных потребления на рассматриваемый год. Исходя из максимального потребления – 76,9 МВт, и количества часов в году – 8760 ч., получаем полезно отпущенную часть электроэнергии за год – 673744 МВт·ч.

$$O_{pt} = W_i \cdot T_i, \quad (8.3.4)$$

где  $W_i = 137500 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$  – полезно отпущенная потребителю электроэнергия;

$T_i$  – тариф на передачу электроэнергии, руб./МВт·ч;

$$O_{pt} = 673744 \cdot 202,4 = 136,365 \text{ млн. руб.}$$

Определим срок окупаемости инвестиций в данный проект.

$$T_{ок} = \frac{8352941}{136635000} = 0,06 \text{ года.}$$

Исходя из полученных результатов, делаем вывод о быстрой окупаемости вложенных инвестиций, что делает предложенный проект по модернизации устройств микропроцессорных комплексов ПС 220 кВ Удоканский ГМК инвестиционно привлекательным.

Для привлечения инвесторов потребуется рассмотрение экономической составляющей проекта на более детальном уровне и может быть рассмотрен в магистерской диссертации.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Удоканский горно-металлургический комбинат представляет собой объект особого внимания правительства Российской Федерации. Удокан – крупнейшее месторождение меди с наилучшими показателями инвестиционной привлекательности.

Основная цель выпускной квалификационной работы – проектирование релейной защиты и сетевой автоматики подстанционного оборудования ПС 220 кВ Удоканский ГМК – подстанции, питающей Удоканский комбинат.

Рост потребления до 120 МВт в 2022 году требует производства определенного объема реконструкций подстанции, которые и были произведены в данной работе:

- спроектирована однолинейная схема подстанции, выбрана схема 5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов»;
- выполнен выбор и проверка силовых трансформаторов, принято к установке два силовых трансформатора ТДЦТН-80000/220/35/10 У1;
- произведен расчет симметричных и несимметричных токов короткого замыкания в максимальном и минимальном режимах работы рассматриваемой сети;
- выполнен выбор и проверка основного оборудования подстанции;
- 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 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.
- 2 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ. /А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 2015. – 176 с.
- 3 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.
- 4 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 2014, – 86 с.
- 5 Иванов, А.Н. Силовое оборудование станций и подстанций: пособие для вузов и ссузов. /А.Н. Иванов и др. – М., 2018. – 608 с.
- 6 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.
- 7 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели. /А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех. ун-т, 2016. – 346 с.
- 8 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие. /В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 2015. – 280 с.
- 9 Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. / Б.Ю. Липкин – М.: Высшая школа, 2010. – 366 с.
- 10 Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации. Приказ от 15 декабря 2020 года №903н «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» – Москва: (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957)
- 11 Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост.: Мясоедов Ю.В. – Благовещенск.: Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.

12 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.

13 Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015.

14 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.

15 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения. / Г.Н. Ополева. – М.: Форум, 2009. – 480 с.

16 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Энергосоюз», 2016. – 465 с.

17 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".

18 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.

19 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.

20 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.

21 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.

22 Рябков, Е. Я. Заземление в установках высокого напряжения. / Е. Я. Рябков. – М.: ЭНЕРГОИЗДАТ, 2014.

23 Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий / Ю.Д. Сибикин. – М.: Издательский центр «Академия», 2008. – 368 с.

24 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 576 с.

25 Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 349 с.

26 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 368 с.

27 БалтЭнергоМаш.ру [Электронный ресурс]: офиц. сайт – Режим доступа: <https://www.baltenergomash.ru>. (дата обращения 29.04.2022).

28 Булгаков, А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс]: учеб. пособие / А.Б. Булгаков; АмГУ, ИФФ. – Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. – 90 с.

29 Вебсор.ру [Электронный ресурс]: офиц. сайт – Режим доступа: [https://www.websor.ru/va\\_99m.html](https://www.websor.ru/va_99m.html). (дата обращения 02.04.2022).

30 Конюхова, Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов. [Электронный ресурс] – Электрон. – М.: Издательский дом МЭИ, 2014. – 510 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/723>. (дата обращения 17.04.2022).

31 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 17.04.2022).

ПРИЛОЖЕНИЕ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

**Прогнозирование нагрузок**

$$P_{\text{н1.прог}} := 76.9 \quad \text{МВт}$$

**Расчет электрических нагрузок**

$$\cos\varphi_{\text{сист}} := 0.95$$

$$\cos\varphi_{\text{нагр}} := 0.85$$

Максимальная мощность потребления, МВт:

$$P_{\text{макс}} := P_{\text{н1.прог}} = 76.9$$

$$\varphi_{\text{нагр}} := \arccos(\cos\varphi_{\text{нагр}}) = 0.555$$

$$\tan(\varphi_{\text{нагр}}) = 0.62$$

Далее определим среднюю активую и реактивную мощности:

$$P_{\text{ср}} := \frac{P_{\text{макс}}}{1.2} = 64.083 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{ср}} := P_{\text{ср}} \cdot \tan(\varphi_{\text{нагр}}) = 39.715$$

Максимальная реактивная мощность потребления, Мвар:

$$Q_{\text{макс}} := P_{\text{макс}} \cdot \tan(\varphi_{\text{нагр}}) = 47.658$$

Далее определим требуемую мощность КУ:

$$T_{\text{м.исп}} := 3800 \quad \text{ч} \quad - \text{ время использования максимальных нагрузок}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

$$T_{\Gamma} := 5840 \quad \text{ч} \quad - \text{ годовое число смен}$$

$$P_{\text{ср}} = 64.083 \quad \text{МВт}$$

$$\tan\varphi_{\text{НОМ}} := 0.4$$

$$Q_{\text{ку.треб}} := P_{\text{ср}} \cdot (\tan(\varphi_{\text{нагр}}) - \tan\varphi_{\text{НОМ}}) = 14.082 \quad \text{Мвар}$$

Нескомпенсированная мощность:

$$Q_{\text{неск}} := Q_{\text{макс}} - Q_{\text{ку.треб}} = 33.576 \quad \text{Мвар}$$

Потери мощности в КУ:

$$\Delta P_{\text{ку}} := 0.002 \cdot Q_{\text{ку.треб}} = 0.028 \quad \text{МВт}$$

Общая активная мощность, с учетом потерь:

$$P_{\text{р.общ}} := P_{\text{макс}} + \Delta P_{\text{ку}} = 76.928 \quad \text{МВт}$$

Расчетная нагрузка на шинах с учетом компенсации РМ:

$$S'_{\text{р}} := \sqrt{P_{\text{р.общ}}^2 + Q_{\text{неск}}^2} = 83.936 \quad \text{МВА}$$

Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_{\text{T}} := 0.02 \cdot S'_{\text{р}} = 1.679 \quad \text{МВт} \quad P_{\text{макс}} = 76.9$$

$$\Delta Q_{\text{T}} := 0.1 \cdot S'_{\text{р}} = 8.394 \quad \text{Мвар} \quad Q_{\text{неск}} = 33.576$$

Полная расчетная мощность на стороне ВН:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

$$S_{p.\Sigma} := \sqrt{(P_{\text{макс}} + \Delta P_T)^2 + (Q_{\text{неск}} + \Delta Q_T)^2} = 89.085 \quad \text{МВА}$$

**Проверка силовых трансформаторов**

$$S_{T.\text{расч}} := S_{p.\Sigma} = 89.085 \quad \text{МВА}$$

$$S_T := 80 \quad \text{МВА}$$

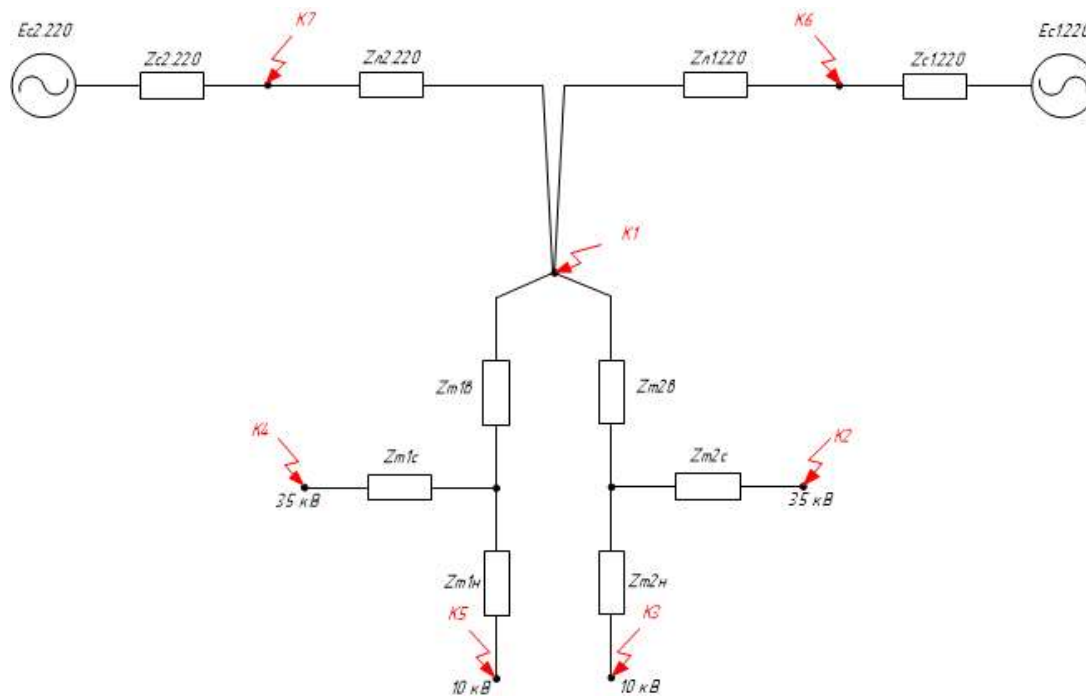
$$k_{\text{загр.норм}} := \frac{S_{T.\text{расч}}}{2S_T} = 0.557$$

$$k_{\text{загр.авар}} := \frac{S_{T.\text{расч}}}{S_T} = 1.114$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

**Расчет симметричных КЗ.**

Схема замещения прямой (обратной) последовательности



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

**Расчет параметров схемы замещения**

*Расчет параметров Т-1(2)*

$$S_{Т1.ном.ВН} := 80000 \quad U_{Т1.ном.ВН} := 230$$

$$S_{Т1.ном.СН} := 80000 \quad U_{Т1.ном.СН} := 38.5$$

$$S_{Т1.ном.НН} := 40000 \quad U_{Т1.ном.НН} := 11$$

$$I_{\text{раб.макс.т1.ВН}} := \frac{S_{Т1.ном.ВН}}{U_{Т1.ном.ВН} \cdot \sqrt{3}} = 200.817$$

$$I_{\text{раб.макс.т1.СН}} := \frac{S_{Т1.ном.СН}}{U_{Т1.ном.СН} \cdot \sqrt{3}} = 1.2 \times 10^3$$

$$I_{\text{раб.макс.т1.НН}} := \frac{S_{Т1.ном.НН}}{U_{Т1.ном.НН} \cdot \sqrt{3}} = 2.099 \times 10^3$$

$$u_{\text{КВ\_Н\%}} := 17.5$$

$$u_{\text{КВ\_С\%}} := 6.5$$

$$u_{\text{КС\_Н\%}} := 10.5$$

$$u_{\text{КВ\%}} := \frac{1}{2} \cdot (u_{\text{КВ\_Н\%}} + u_{\text{КВ\_С\%}} - u_{\text{КС\_Н\%}}) = 6.75$$

$$u_{\text{КС\%}} := \frac{1}{2} \cdot (u_{\text{КС\_Н\%}} + u_{\text{КВ\_С\%}} - u_{\text{КВ\_Н\%}}) = -0.25$$

$$u_{\text{КН\%}} := \frac{1}{2} \cdot (u_{\text{КС\_Н\%}} + u_{\text{КВ\_Н\%}} - u_{\text{КВ\_С\%}}) = 10.75$$



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

$$Z_{T1B} := \frac{u_{KB\%}}{100} \cdot \frac{U_{T1.НОМ.ВН}^2 \cdot 1000}{S_{T1.НОМ.ВН}} = 44.634$$

$$Z_{T1C} := \frac{u_{KC\%}}{100} \cdot \frac{U_{T1.НОМ.СН}^2 \cdot 1000}{S_{T1.НОМ.СН}} = -0.046$$

$$Z_{T1H} := \frac{u_{KH\%}}{100} \cdot \frac{U_{T1.НОМ.НН}^2 \cdot 1000}{S_{T1.НОМ.НН}} = 0.325$$

**Расчет параметров ВЛ 220 кВ Чара - Удоканский ГМК №1  
(АС-300/39), Ом:**

$$L_{Л1} := 25 \quad x_{0Л1} := 0.388 \quad r_{0Л1} := 0.095$$

$$X_{Л1} := x_{0Л1} \cdot L_{Л1} = 9.7$$

$$R_{Л1} := r_{0Л1} \cdot L_{Л1} = 2.375$$

$$Z_{Л1} := \sqrt{X_{Л1}^2 + R_{Л1}^2} = 9.987$$

**Расчет параметров ВЛ 220 кВ Чара - Удоканский ГМК №2  
(АС-300/39), Ом:**

$$L_{Л2} := 25 \quad x_{0Л2} := 0.388 \quad r_{0Л2} := 0.095$$

$$X_{Л2} := x_{0Л2} \cdot L_{Л2} = 9.7$$

$$R_{Л2} := r_{0Л2} \cdot L_{Л2} = 2.375$$

$$Z_{Л2} := \sqrt{X_{Л2}^2 + R_{Л2}^2} = 9.987$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

***Расчет параметров Системы 1***

$$I_{\text{кз.с1.220}} := 2.5 \quad \text{кА}$$

$$U_{\text{с1.220}} := 240 \quad \text{кВ}$$

$$Z_{\text{с1.220}} := \frac{U_{\text{с1.220}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.с1.220}}} = 55.426 \quad \text{Ом}$$

***Расчет параметров Системы 2***

$$I_{\text{кз.с2.220}} := 1.5 \quad \text{кА}$$

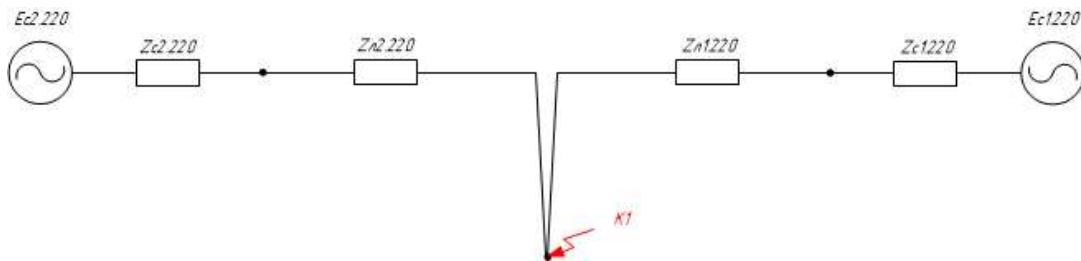
$$U_{\text{с2.220}} := 231 \quad \text{кВ}$$

$$Z_{\text{с2.220}} := \frac{U_{\text{с2.220}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.с2.220}}} = 88.912 \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
 Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

**Максимальный режим. Все оборудование включено.**

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К1**



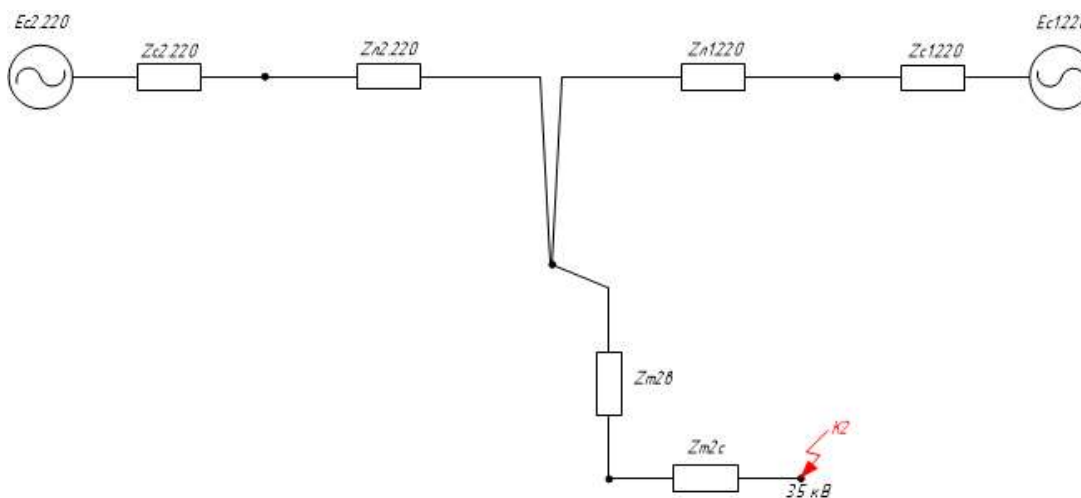
$$Z_1 := Z_{л1} + Z_{с1.220} = 65.412$$

$$Z_{с2.220} = 88.912$$

$$Z_2 := Z_{л2} + Z_{с2.220} = 98.898$$

$$Z_{\text{ЭКВ.К1}} := \frac{1}{\frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_2}} = 39.372$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К2**



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
 Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

$$k_{T1} := \left( \frac{37.5}{230} \right)^2$$

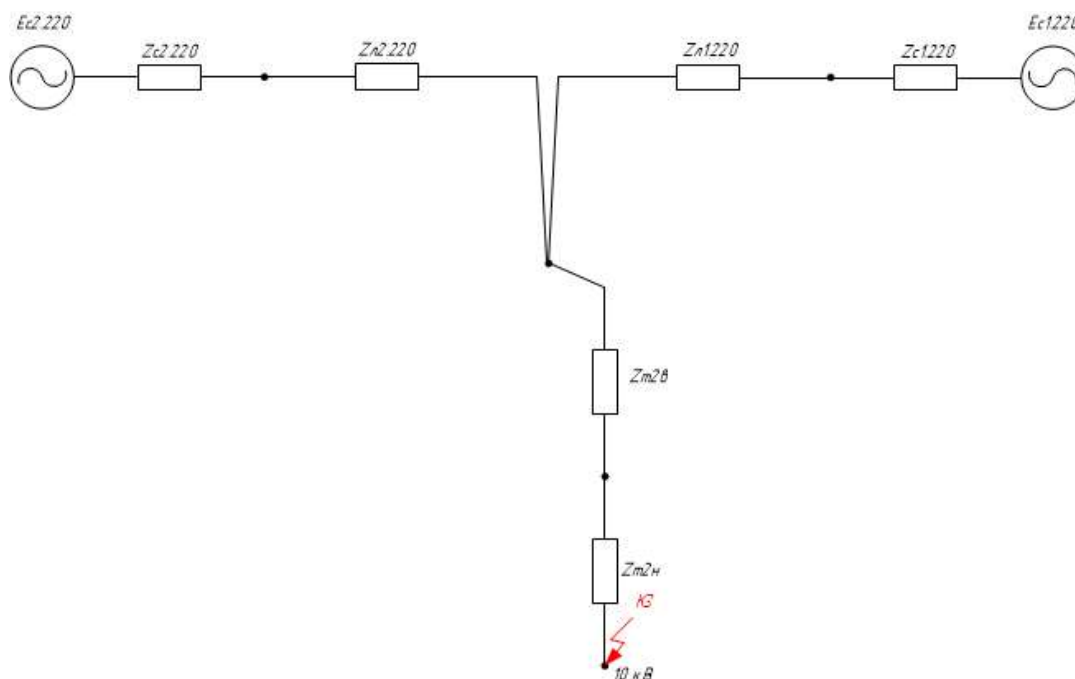
$$Z_3 := (Z_{\Pi 1} + Z_{c1.220}) \cdot k_{T1} = 1.739$$

$$Z_4 := (Z_{\Pi 2} + Z_{c2.220}) \cdot k_{T1} = 2.629$$

$$Z_5 := \frac{1}{\frac{1}{Z_3} + \frac{1}{Z_4}} + Z_{T1B} \cdot k_{T1} = 2.233$$

$$z_{\text{эКВ.К2}} := Z_5 + Z_{T1C} = 2.187$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ КЗ**



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

$$k_{Т2} := \left( \frac{11}{230} \right)^2$$

$$Z_6 := (Z_{Л1} + Z_{с1.220}) \cdot k_{Т2} = 0.15$$

$$Z_7 := (Z_{Л2} + Z_{с2.220}) \cdot k_{Т2} = 0.226$$

$$Z_8 := \frac{1}{\frac{1}{Z_6} + \frac{1}{Z_7}} + Z_{Т1В} \cdot k_{Т2} = 0.192$$

$$z_{ЭКВ.К3} := Z_8 + Z_{Т1Н} = 0.517$$

***Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К4***

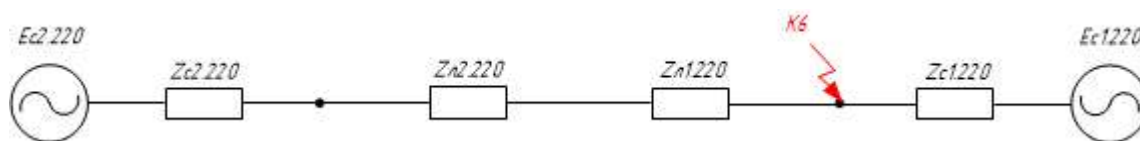
$$z_{ЭКВ.К4} := z_{ЭКВ.К2} = 2.187$$

***Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К5***

$$z_{ЭКВ.К5} := z_{ЭКВ.К3} = 0.517$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
 Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

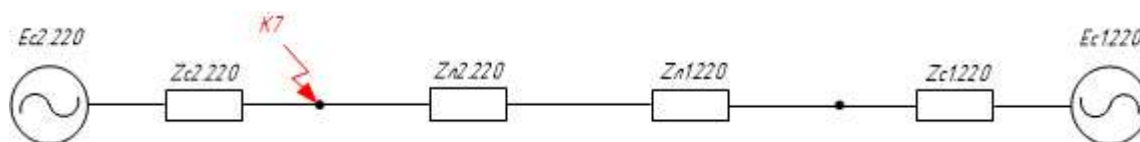
**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К6**



$$Z_9 := Z_{c2.220} + Z_{л2} + Z_{л1} = 108.885$$

$$Z_{\text{ЭКВ.К6}} := \frac{1}{\frac{1}{Z_9} + \frac{1}{Z_{c1.220}}} = 36.729$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К7**



$$Z_{10} := Z_{c1.220} + Z_{л1} + Z_{л2} = 75.399$$

$$Z_{\text{ЭКВ.К7}} := \frac{1}{\frac{1}{Z_{10}} + \frac{1}{Z_{c2.220}}} = 40.8$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

**Расчет токов 3-фазных КЗ в расчетных точках для максимального режима, кА:**

$$E_{НОМ1} := 220$$

$$E_{НОМ2} := 35$$

$$E_{НОМ3} := 10$$

$$I_{1.K1} := \frac{E_{НОМ1}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K1}} = 3.226$$

$$I_{1.K2} := \frac{E_{НОМ2}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K2}} = 9.24$$

$$I_{1.K3} := \frac{E_{НОМ3}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K3}} = 11.16$$

$$I_{1.K4} := \frac{E_{НОМ2}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K4}} = 9.24$$

$$I_{1.K5} := \frac{E_{НОМ3}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K5}} = 11.16$$

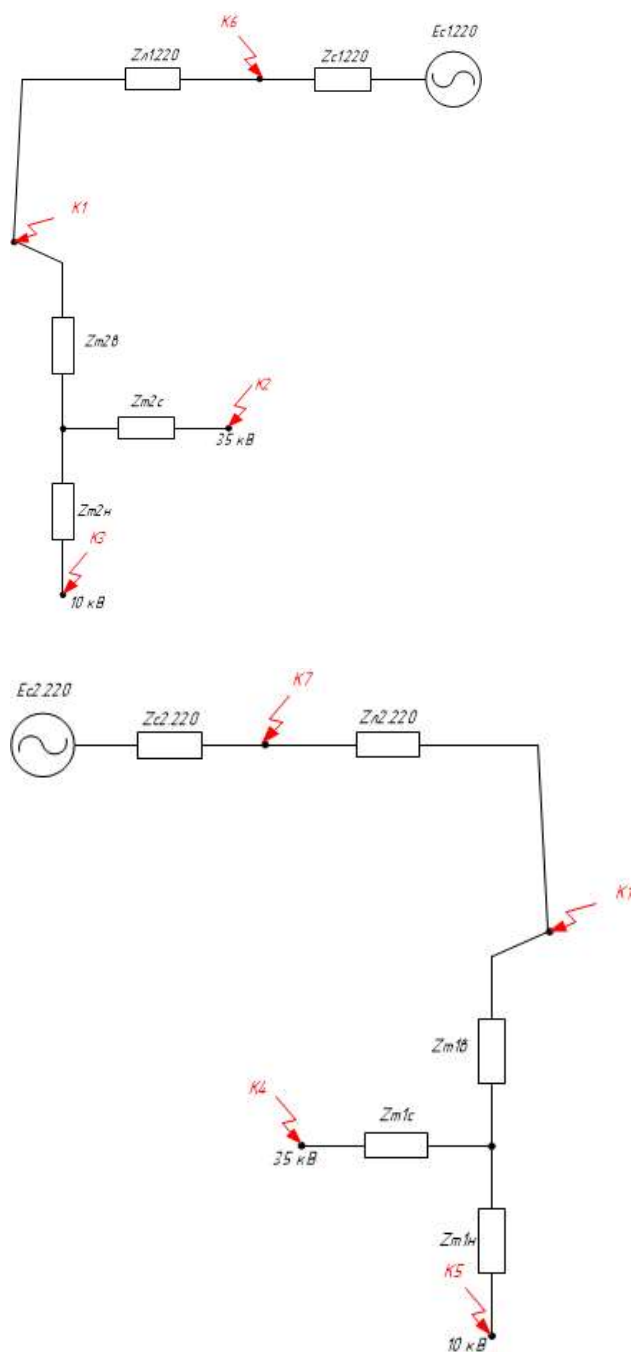
$$I_{1.K6} := \frac{E_{НОМ1}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K6}} = 3.458$$

$$I_{1.K7} := \frac{E_{НОМ1}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K7}} = 3.113$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

**Минимальный режим.**

Схема замещения прямой (обратной) последовательности





Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К1**

$$z_{\text{ЭКВ.К1.МИН}} := Z_{\text{с2.220}} + Z_{\text{Л2}} = 98.898$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К2**

$$z_{\text{ЭКВ.К2.МИН}} := (Z_{\text{с1.220}} + Z_{\text{Л1}} + Z_{\text{Т1В}}) \cdot k_{\text{Т1}} + Z_{\text{Т1С}} = 2.879$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К3**

$$z_{\text{ЭКВ.К3.МИН}} := (Z_{\text{с1.220}} + Z_{\text{Л1}} + Z_{\text{Т1В}}) \cdot k_{\text{Т2}} + Z_{\text{Т1Н}} = 0.577$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К4**

$$z_{\text{ЭКВ.К4.МИН}} := (Z_{\text{с2.220}} + Z_{\text{Л2}} + Z_{\text{Т1В}}) \cdot k_{\text{Т1}} + Z_{\text{Т1С}} = 3.769$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К5**

$$z_{\text{ЭКВ.К5.МИН}} := (Z_{\text{с2.220}} + Z_{\text{Л2}} + Z_{\text{Т1В}}) \cdot k_{\text{Т2}} + Z_{\text{Т1Н}} = 0.653$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К6**

$$z_{\text{ЭКВ.К6.МИН}} := Z_{\text{с1.220}} = 55.426$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К7**

$$z_{\text{ЭКВ.К7.МИН}} := Z_{\text{с2.220}} = 88.912$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

**Расчет токов 3-фазных КЗ в расчетных точках для минимального режима, кА:**

$$E_{НОМ1} := 220 \cdot 0.7 \cdot 1.15 = 177.1$$

$$E_{НОМ2} := 35 \cdot (0.7 \cdot 1.15) = 28.175$$

$$E_{НОМ3} := 10 \cdot (0.7 \cdot 1.15) = 8.05$$

$$I_{1.K1'} := \frac{E_{НОМ1}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K1.МИН}} = 1.034$$

$$I_{1.K2'} := \frac{E_{НОМ2}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K2.МИН}} = 5.65$$

$$I_{1.K3'} := \frac{E_{НОМ3}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K3.МИН}} = 8.056$$

$$I_{1.K4'} := \frac{E_{НОМ2}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K4.МИН}} = 4.316$$

$$I_{1.K5'} := \frac{E_{НОМ3}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K5.МИН}} = 7.112$$

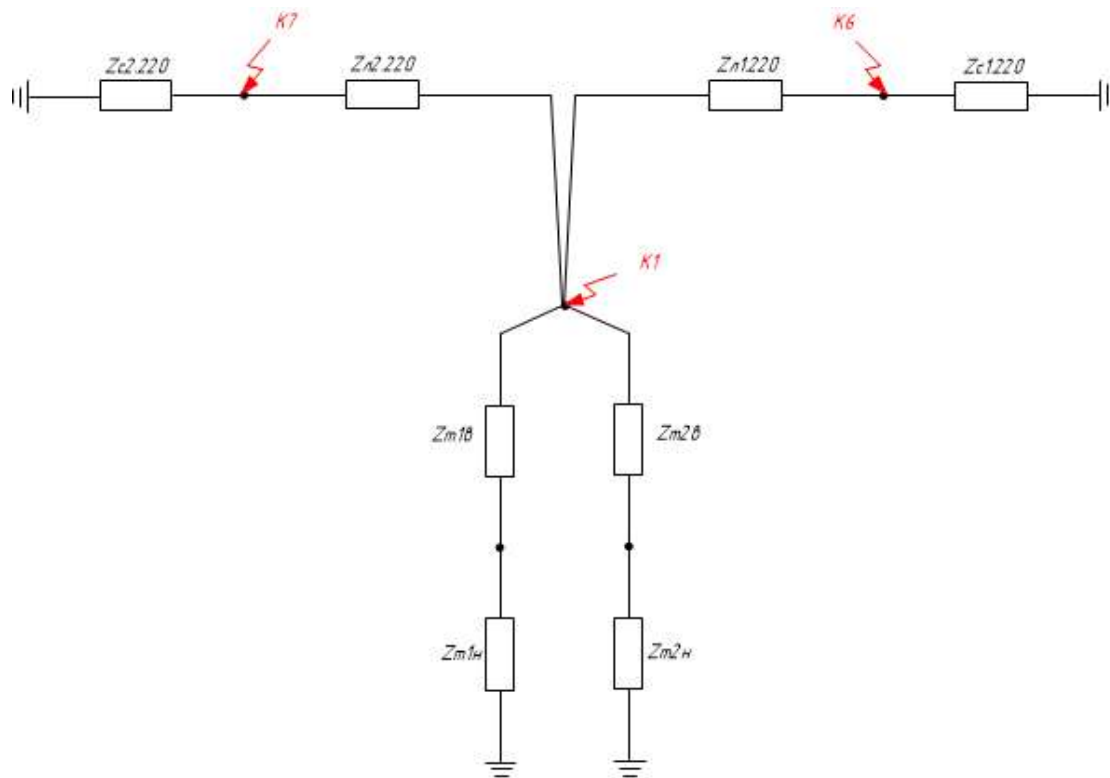
$$I_{1.K6'} := \frac{E_{НОМ1}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K6.МИН}} = 1.845$$

$$I_{1.K7'} := \frac{E_{НОМ1}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K7.МИН}} = 1.15$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

**Расчет несимметричных КЗ.**

Схема замещения нулевой последовательности



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

$$Z_{л01} := Z_{л1} \cdot 3 = 29.96$$

$$Z_{л02} := 3 \cdot Z_{л2} = 29.96$$

$$I_{кз.0с1.220} := 2.8 \quad \text{кА}$$

$$U_{0с1.220} := 240 \quad \text{кВ}$$

$$Z_{0с1.220} := \frac{U_{0с1.220}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.0с1.220}} = 49.487 \quad \text{Ом}$$

$$I_{кз.0с2.220} := 2.0 \quad \text{кА}$$

$$U_{0с2.220} := 231 \quad \text{кВ}$$

$$Z_{0с2.220} := \frac{U_{0с2.220}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.0с2.220}} = 66.684 \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

**Максимальный режим. Все оборудование включено.**

Выполним приведение к стороне 220 кВ:

$$k_{T01} := \left( \frac{230}{11} \right)^2$$

$$Z_{T1H'} := Z_{T1H} \cdot k_{T01}$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К1**

$$Z_{01} := \frac{(Z_{\text{Л02}} + Z_{0\text{с}2.220}) \cdot (Z_{\text{Л01}} + Z_{0\text{с}1.220})}{Z_{\text{Л02}} + Z_{0\text{с}2.220} + Z_{\text{Л01}} + Z_{0\text{с}1.220}} = 43.603$$

$$Z_{02} := \frac{Z_{T1B} + Z_{T1H'}}{2} = 93.402$$

$$z_{0.\text{ЭКВ.К1}} := \frac{1}{\frac{1}{Z_{01}} + \frac{1}{Z_{02}}} = 29.726$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К6**

$$Z_{03} := \frac{1}{\frac{1}{Z_{\text{Л02}} + Z_{0\text{с}2.220}} + \frac{1}{(Z_{T1B} + Z_{T1H'})} + \frac{1}{Z_{T1B} + Z_{T1H'}}} = 47.497$$

$$Z_{04} := Z_{03} + Z_{\text{Л01}} = 77.457$$

$$z_{0.\text{ЭКВ.К6}} := \frac{1}{\frac{1}{Z_{04}} + \frac{1}{Z_{0\text{с}1.220}}} = 30.195$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К7**

$$Z_{05} := \frac{1}{\frac{1}{Z_{\text{л01}} + Z_{0\text{с1.220}}} + \frac{1}{(Z_{\text{T1B}} + Z_{\text{T1H}'})} + \frac{1}{Z_{\text{T1B}} + Z_{\text{T1H}'}}} = 42.93$$

$$Z_{06} := Z_{05} + Z_{\text{л02}} = 72.89$$

$$Z_{0.\text{ЭКВ.К7}} := \frac{1}{\frac{1}{Z_{06}} + \frac{1}{Z_{0\text{с2.220}}}} = 34.824$$

**Расчет токов 1-фазных и 2-фазных КЗ в расчетных точках для максимального режима, кА:**

$$E_{\text{НОМ1}} := 220$$

$$E_{\text{НОМ2}} := 35$$

$$E_{\text{НОМ3}} := 10$$

$$I_{2.\text{К1}} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.\text{К1}} = 2.794$$

$$I_{2.\text{К2}} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.\text{К2}} = 8.002$$

$$I_{2.\text{К3}} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.\text{К3}} = 9.665$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

$$I_{2.K4} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.K4} = 8.002$$

$$I_{2.K5} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.K5} = 9.665$$

$$I_{2.K6} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.K6} = 2.995$$

$$I_{2.K7} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.K7} = 2.696$$

$$I_{0.K1} := \frac{3E_{НОМ1}}{\sqrt{3} \cdot (2z_{ЭКВ.K1} + z_{0.ЭКВ.K1})} = 3.513$$

$$I_{0.K6} := \frac{3E_{НОМ1}}{\sqrt{3} \cdot (2z_{ЭКВ.K6} + z_{0.ЭКВ.K6})} = 3.676$$

$$I_{0.K7} := \frac{3E_{НОМ1}}{\sqrt{3} \cdot (2z_{ЭКВ.K7} + z_{0.ЭКВ.K7})} = 3.273$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

**Расчет токов для выбора и проверки оборудования, кА:**

$$k_{уд.220} := 1.78 \qquad I_{0.K1} = 3.513$$

$$k_{уд.35} := 1.975 \qquad I_{1.K2} = 9.24$$

$$k_{уд.10} := 1.85 \qquad I_{1.K3} = 11.16$$

$$I_{1.K1.a} := \sqrt{2} \cdot I_{0.K1} = 4.968$$

$$I_{1.K2.a} := \sqrt{2} \cdot I_{1.K2} = 13.068$$

$$I_{1.K3.a} := \sqrt{2} \cdot I_{1.K3} = 15.783$$

$$I_{1.K1.уд} := k_{уд.220} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{0.K1} = 8.843$$

$$I_{1.K2.уд} := k_{уд.35} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1.K2} = 25.809$$

$$I_{1.K3.уд} := k_{уд.10} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1.K3} = 29.198$$



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

**Выбор и проверка выключателей:**

*На стороне 220 кВ:*

$$t_{\text{откл.выкл}} := 0.06$$

$$\Delta t := 5$$

$$t_{\text{откл}} := t_{\text{откл.выкл}} + \Delta t = 5.06$$

$$T_a := 0.02$$

$$B_{\text{к.ВН}} := I_{0.\text{К1}}^2 \cdot (T_a + t_{\text{откл}}) = 62.693$$

$$\beta_{\text{Н}} := 40$$

$$I_{\text{откл}} := 40$$

$$i_{\text{а.ном}} := \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{Н}}}{100} \cdot I_{\text{откл}} = 22.627$$

*На стороне 35 кВ в составе КРУН:*

$$t_{\text{откл.выкл}} := 0.1$$

$$\Delta t := 5$$

$$t_{\text{откл}} := t_{\text{откл.выкл}} + \Delta t = 5.1$$

$$T_a := 0.02$$

$$B_{\text{к.СН}} := I_{1.\text{К2}}^2 \cdot (T_a + t_{\text{откл}}) = 437.177$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

$$\beta_H := 35$$

$$I_{откл} := 31.5$$

$$i_{а.ном} := \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_H}{100} \cdot I_{откл} = 15.592$$

**На стороне 10 кВ в составе КРУН:**

$$t_{откл.выкл} := 0.09$$

$$\Delta t := 5$$

$$t_{откл} := t_{откл.выкл} + \Delta t = 5.09$$

$$T_a := 0.02$$

$$W_{к.сн} := I_{1.кз}^2 \cdot (T_a + t_{откл}) = 636.433$$

$$\beta_H := 35$$

$$I_{откл} := 40$$

$$i_{а.ном} := \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_H}{100} \cdot I_{откл} = 19.799$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

**Выбор и проверка ТТ**

***КРУЭ 220 кВ***

$$S_{\text{приб}} := 12$$

$$r_{\text{приб}} := \frac{S_{\text{приб}}}{5^2} = 0.48$$

$$r_{\text{пр.расч}} := 20 - r_{\text{приб}} - 0.05 = 19.47$$

$$q := \frac{0.0175 \cdot 1000}{r_{\text{пр.расч}}} = 0.899$$

$$S_{\text{пр}} := 2.5$$

$$r_{\text{пр}} := \frac{0.0175 \cdot 1000}{S_{\text{пр}}} = 7$$

$$r_2 := r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + 0.05 = 7.53$$

***КРУН 35 кВ***

$$S_{\text{приб}} := 7.2$$

$$r_{\text{приб}} := \frac{S_{\text{приб}}}{5^2} = 0.288$$

$$r_{\text{пр.расч}} := 20 - r_{\text{приб}} - 0.05 = 19.662$$

$$q := \frac{0.0175 \cdot 1000}{r_{\text{пр.расч}}} = 0.89$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

$$S_{\text{пр}} := 2.5$$

$$r_{\text{пр}} := \frac{0.0175 \cdot 1000}{S_{\text{пр}}} = 7$$

$$r_2 := r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + 0.05 = 7.338$$

**КРУН 10 кВ**

$$S_{\text{приб}} := 12$$

$$r_{\text{приб}} := \frac{S_{\text{приб}}}{5^2} = 0.48$$

$$r_{\text{пр.расч}} := 20 - r_{\text{приб}} - 0.05 = 19.47$$

$$d := \frac{0.0175 \cdot 1000}{r_{\text{пр.расч}}} = 0.899$$

$$S_{\text{пр}} := 2.5$$

$$r_{\text{пр}} := \frac{0.0175 \cdot 1000}{S_{\text{пр}}} = 7$$

$$r_2 := r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + 0.05 = 7.53$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б  
Расчеты РЗА

**Расчет параметров сетевого оборудования.**

**Расчет параметров трансформатора.**

Расчетные параметры трансформатора на ПС 220 кВ Удокан

$$S_{Т.ном.ВН} := 80000 \quad U_{Т.ном.ВН} := 215$$

$$S_{Т.ном.СН} := 80000 \quad U_{Т.ном.СН} := 38.5$$

$$S_{Т.ном.НН} := 40000 \quad U_{Т.ном.НН} := 11$$

$$I_{раб.макс.транс.ВН} := \frac{S_{Т.ном.ВН}}{U_{Т.ном.ВН} \cdot \sqrt{3}} = 214.828$$

$$I_{раб.макс.транс.СН} := \frac{S_{Т.ном.СН}}{U_{Т.ном.СН} \cdot \sqrt{3}} = 1.2 \times 10^3$$

$$I_{раб.макс.транс.НН} := \frac{S_{Т.ном.НН}}{U_{Т.ном.НН} \cdot \sqrt{3}} = 2.099 \times 10^3$$

**Расчет защит трансформатора на ПС 220 кВ Удокан**

**Расчет ДЗТ на базе терминала БЭ**

Первичные номинальные токи трансформатора

$$I_{ном.ВН} := I_{раб.макс.транс.ВН} = 214.828 \quad \text{А}$$

$$I_{ном.СН} := I_{раб.макс.транс.СН} = 1.2 \times 10^3 \quad \text{А}$$

$$I_{ном.НН} := I_{раб.макс.транс.НН} = 2.099 \times 10^3 \quad \text{А}$$

$$I_{баз} := 1000$$

Коэффициенты трансформации ТТ

$$k_{ТТ.ВН} := \frac{300}{5} = 60$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты РЗА

$$k_{\text{ТТ.СН}} := \frac{1500}{5} = 300$$

$$k_{\text{ТТ.НН}} := \frac{3000}{5} = 600$$

Коэффициенты схемы ТТ

$$k_{\text{СХ.ВН}} := 1$$

$$k_{\text{СХ.СН}} := 1$$

$$k_{\text{СХ.НН}} := 1$$

Вторичные номинальные токи трансформатора

$$I_{\text{НОМ.ВН.втор}} := 1.05 \frac{I_{\text{НОМ.ВН}} \cdot k_{\text{СХ.ВН}}}{k_{\text{ТТ.ВН}}} = 3.759 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{НОМ.СН.втор}} := 1.05 \frac{I_{\text{НОМ.СН}} \cdot k_{\text{СХ.СН}}}{k_{\text{ТТ.СН}}} = 4.199 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{НОМ.НН.втор}} := 1.05 \cdot \frac{I_{\text{НОМ.НН}} \cdot k_{\text{СХ.НН}}}{k_{\text{ТТ.НН}}} = 3.674 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{НОМ.втор}} := 5$$

Дифференциальная отсечка

$$k_{\text{ОТС}} := 1.2$$

$$k_{\text{НБ}} := 0.7$$

$$I_{\text{КЗ.внеш.макс}} := 1470$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты РЗА

$$I_{\text{ДИФ.расч}} := k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{нб}} \cdot \frac{I_{\text{кз.внеш.макс}}}{I_{\text{баз}}} = 1.235$$

$$I_{\text{ДИФ}} := 1.24$$

Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

Базовая уставка, о.е.:

$$I_{\text{д1}} := 0.3$$

Расчетный коэффициент небаланса, о.е.:

$$k_{\text{пер}} := 1$$

$$k_{\text{одн}} := 1$$

$$\varepsilon := 0.1$$

$$\Delta U_{\text{рпн}} := 0.1$$

$$\Delta f_{\text{доб}} := 0.04$$

$$I_{\text{нб.расч}} := k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}} = 0.24$$

Дифференциальный ток, о.е.:

$$k_{\text{отс}} := 1.3$$

$$I_{\text{диф}} := k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 0.312$$

Коэффициент снижения тормозного тока, о.е.:

$$k_{\text{сн.т}} := 1 - 0.5 \cdot (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}}) = 0.88$$

Коэффициент торможения, %:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты РЗА

$$k_{\text{торм}} := \frac{100 \cdot k_{\text{отс}} \cdot (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}})}{k_{\text{сн.т}}} = 35.455$$

$$\text{atan}\left(\frac{k_{\text{торм}}}{100}\right) \cdot \frac{180}{\pi} = 19.522$$

Первая точка излома тормозной характеристики, о.е.:

$$I_{\text{т1}} := I_{\text{д1}} \cdot \frac{100}{k_{\text{торм}}} = 0.846 \quad I_{\text{т1}} := 1.0$$

Уставка блокировки от 2 гармоника, о.е.:

$$I_{\text{блок.г.2}} := 0.15$$

Вторая точка излома тормозной характеристики, о.е.:

$$I_{\text{т2}} := 1.5 \quad > \quad I_{\text{т1}} = 1$$

Проверка чувствительности:

$$I_{\text{кз.мин}} := \frac{633}{I_{\text{баз}}} = 0.633$$

$$I_{\text{скв}} := \frac{300}{I_{\text{баз}}} = 0.3$$

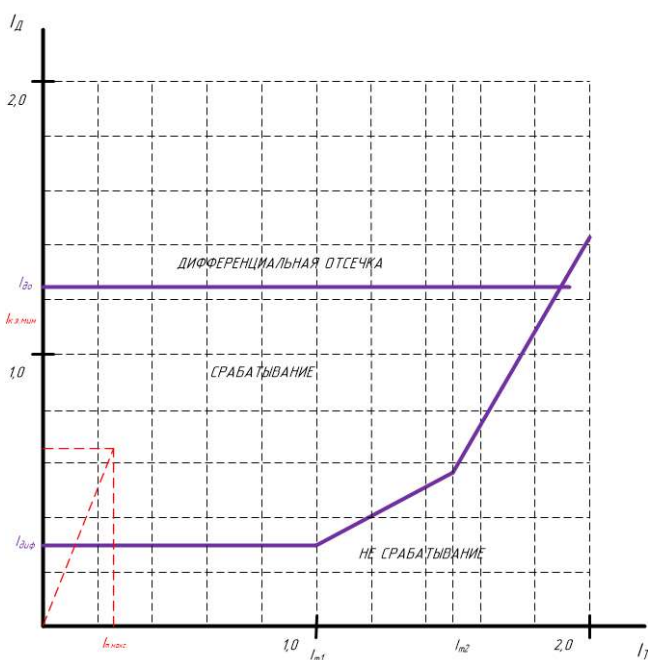
$$I_{\text{т}} := I_{\text{скв}} \cdot \sqrt{1 - I_{\text{нб.расч}}} = 0.262$$

$$I_{\text{диф.торм}} := I_{\text{д1}} = 0.3$$

$$k_{\text{ч.дзт}} := \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{диф.торм}}} = 2.11$$



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты РЗА



**Максимальная токовая защита стороны НН (защита ввода 10 кВ)**

Отстройка от броска тока намагничивания

$$I_{\text{раб.макс.т}} := I_{\text{раб.макс.транс.НН}} = 2.099 \times 10^3$$

$$I_{\text{мто.НН.расч1}} := 5 \cdot I_{\text{раб.макс.т}} = 1.05 \times 10^4$$

Отстройка от максимального тока внешнего КЗ

$$I_{\text{макс.кз.внеш}} := 11160$$

$$k_{\text{отс}} := 1.1$$

$$k_a := 1.2$$

$$I_{\text{мто.НН.расч2}} := k_a \cdot k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{макс.кз.внеш}} = 1.473 \times 10^4$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты РЗА

Выбираем наибольшее значение:

$$I_{\text{МТЗ.НН}} := 14730$$

Токовая отсечка работает с минимальной выдержкой времени

$$t_{\text{МТЗ.НН}} := 0.05$$

**Максимальная токовая защита стороны СН (защита ввода 35 кВ)**

Отстройка от броска тока намагничивания

$$I_{\text{раб.макс.т.}} := I_{\text{раб.макс.транс.СН}} = 1.2 \times 10^3$$

$$I_{\text{МТО.СН.расч1}} := 5 \cdot I_{\text{раб.макс.т.}} = 5.998 \times 10^3$$

Отстройка от максимального тока внешнего КЗ

$$I_{\text{макс.кз.внеш.}} := 9240$$

$$k_{\text{отс.}} := 1.1$$

$$k_a := 1.2$$

$$I_{\text{МТО.СН.расч2}} := k_a \cdot k_{\text{отс.}} \cdot I_{\text{макс.кз.внеш.}} = 1.22 \times 10^4$$

Выбираем наибольшее значение:

$$I_{\text{МТЗ.СН}} := 12200$$

Токовая отсечка работает с минимальной выдержкой времени

$$t_{\text{МТЗ.СН}} := 0.05$$

**Максимальная токовая защита стороны ВН**

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты РЗА

### 1 ступень МТЗ ВН

Отстройка от броска тока намагничивания

$$I_{\text{раб.макс.т}} := I_{\text{раб.макс.транс.ВН}} = 214.828$$

$$I_{\text{МТО.ВН.расч1}} := 5 \cdot I_{\text{раб.макс.т}} = 1.074 \times 10^3$$

$$I_{\text{МТЗ.ВН}} := 1074$$

Токовая отсечка работает с минимальной выдержкой времени

$$t_{\text{МТЗ.ВН}} := 0.05$$

### 2 ступень МТЗ ВН

Отстройка от максимального тока нагрузки. Нагрузочный режим обусловлен только максимальной нагрузкой силового трансформатора Т1 (Sном).

$$k_{\text{отс}} := 1.2$$

$$k_{\text{сз}} := 1.5$$

$$k_{\text{в}} := 0.95$$

$$I_{\text{МТЗ.ВН.расч1}} := \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{сз}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс.транс.ВН}} = 407.043$$

Согласование с МТЗ предыдущего участка. Кток=1

$$I_{\text{МТЗ.пред1}} := I_{\text{МТЗ.НН}} \cdot \frac{10}{220} = 669.545$$

$$K_{\text{с}} := 1.2 \quad k_{\text{ток}} := 0.5$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты РЗА

$$I_{\text{МТЗ.ВН.расч2}} := K_c \cdot k_{\text{ток}} \cdot I_{\text{МТЗ.пред1}} = 401.727$$

Выбираем наибольшее значение:

$$I_{\text{МТЗ.ВН}} := 410$$

Проверка чувствительности.

Минимальный ток в защите при КЗ в конце зоны резервирования (дальнее резервирование).

$$I_{\text{кз.мин}} := 3980 \cdot \frac{35}{220} = 633.182$$

$$k_{\text{ч}} := \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{МТЗ.ВН}}} = 1.544 > 1,2$$

Выдержка времени согласуется с временем срабатывания ступени МТЗ предыдущих элементов.

$$t_{\text{МТЗ.пред}} := 0.5 \quad \Delta t := 0.5$$

$$t_{\text{МТЗ.ВН}} := t_{\text{МТЗ.пред}} + \Delta t = 1$$

### *Защита от перегруза*

Реле тока ЗП установлено на основной стороне силового трансформатора (ВН).

$$k_{\text{отс}} := 1.1 \quad \text{- коэффициент отстройки (1.05-1.1);}$$

$$k_{\text{в}} := 0.95$$

$$I_{\text{сз.ЗП}} := \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном.ВН}} = 248.748 \quad \text{А} \quad I_{\text{ном.ВН}} = 214.828$$

$$I_{\text{сз.ЗП.втор}} := \frac{I_{\text{сз.ЗП}} \cdot k_{\text{сх.ВН}}}{k_{\text{тт.ВН}}} = 4.146 \quad \text{А}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты РЗА

**Расчет защит 1СШ-220 кВ на ПС 220 кВ Удокан**

$$I_{\text{баз}} := 1000 \quad k_{\text{ТТ}} := \frac{1000}{5} = 200$$

**Начальный ток срабатывания ДЗО**

По условию отстройки от разрыва токовых цепей.

За максимальный нагрузочный ток примем номинальный ток трансформатора:

$$I_{\text{нагр.макс}} := 1.4 \cdot I_{\text{ном.ВН}} = 300.759$$

$$I_{\text{д0}} := 1.2 \cdot I_{\text{нагр.макс}} = 360.911 \quad \frac{I_{\text{д0}}}{I_{\text{баз}}} = 0.361$$

По условию отстройки от расчетного первичного тока небаланса в режиме начала торможения:

$$I_{\text{нб.торм.расч}} := 0.15$$

$$I_{\text{д0}} := 1.5 \cdot I_{\text{нб.торм.расч}} = 0.225$$

Принимаем максимальное значение уставки:

$$I_{\text{д0}} := 0.4 \quad I_{\text{д0.перв}} := I_{\text{д0}} \cdot I_{\text{баз}} = 400$$

**Уставка по длине начального участка характеристики срабатывания**

В качестве начального приближения принимаем

$$I_{\text{т0}} := 1.0 \quad k_{\text{торм}} := 1.2$$

Уставки очувствления и коэффициент торможения определяются графически

Минимальный ток КЗ на шинах:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты РЗА

$$I_{\text{кз.мин.ошин}} := \frac{1030}{I_{\text{баз}}} = 1.03$$

Максимальный сквозной ток нагрузки (ДЦТН для ВЛ 220 кВ):

$$I_{\text{скв.нагр.макс}} := \frac{1115}{I_{\text{баз}}} = 1.115$$

$$I_{\text{т.макс}} := 0.5 \cdot I_{\text{кз.мин.ошин}} + I_{\text{скв.нагр.макс}} = 1.63$$

$$I_{\text{д.граф}} := 0.5$$

$$k_{\text{ч.ДЗО}} := \frac{I_{\text{кз.мин.ошин}}}{I_{\text{д.граф}}} = 2.06 > 2$$

Минимальный ток КЗ при опробовании со стороны ПС Чара

$$I_{\text{кз.мин.}} := \frac{1030}{I_{\text{баз}}} = 1.03$$

Сквозной ток нагрузки при опробовании шин отсутствует

$$I_{\text{т.макс.}} := 0.5 \cdot I_{\text{кз.мин.}} + 0 = 0.515$$

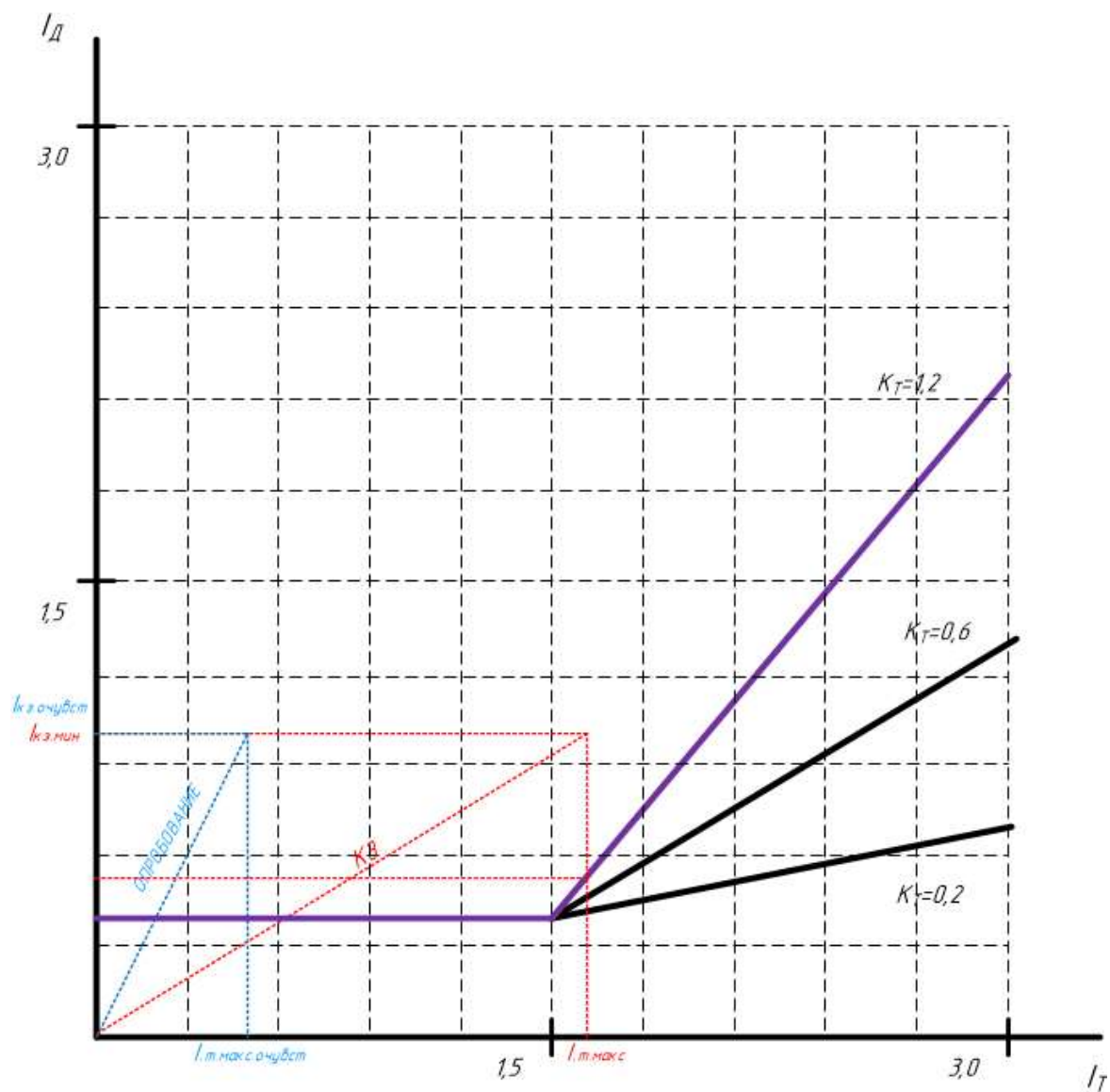
Проверка чувствительности при отсутствии очувствления:

$$I_{\text{ч0.расч}} := I_{\text{д0}} = 0.4$$

$$k_{\text{ч.дзо.очувст}} := \frac{I_{\text{кз.мин.}}}{I_{\text{ч0.расч}}} = 2.575 > 2$$

Ввод очувствления не требуется.

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты РЗА



**Уставки реле контроля исправности цепей переменного тока**

$I_{нагр.макс} := 1000$

$k_{нб} := 0.03$

$I_{нб} := k_{нб} \cdot I_{нагр.макс} = 30$

$k_{отс} := 1.2$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты РЗА

$$I_{\text{ср}} := k_{\text{отс}} \cdot \frac{I_{\text{нб}}}{k_{\text{тт}}} = 0.18$$

**Выдержка времени элемента задержки, действующего на сигнал и блокировку ДЗО при обрыве цепей тока**

$$t_{\text{кач}} := 2.0$$

$$\Delta t := 0.5$$

$$t_{\text{в}} := t_{\text{кач}} + \Delta t = 2.5$$

**Расчет защит 2СШ-220 кВ на ПС 220 кВ Удокан**

$$I_{\text{баз}} := 1000 \quad k_{\text{тт}} := \frac{1000}{5} = 200$$

**Начальный ток срабатывания ДЗО**

По условию отстройки от разрыва токовых цепей.

За максимальный нагрузочный ток примем номинальный ток трансформатора:

$$I_{\text{нагр. макс}} := 1.4 \cdot I_{\text{ном. ВН}} = 300.759$$

$$I_{\text{д0}} := 1.2 \cdot I_{\text{нагр. макс}} = 360.911$$

$$\frac{I_{\text{д0}}}{I_{\text{баз}}} = 0.361$$

По условию отстройки от расчетного первичного тока небаланса в режиме начала торможения:

$$I_{\text{нб. торм. расч}} := 0.15$$

$$I_{\text{д0}} := 1.5 \cdot I_{\text{нб. торм. расч}} = 0.225$$

Принимаем минимально возможную уставку:



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты РЗА

$$I_{д0} := 0.4 \quad I_{д0.перв} := I_{д0} \cdot I_{баз} = 400$$

**Уставка по длине начального участка характеристики срабатывания**

В качестве начального приближения принимаем

$$I_{т0} := 1.0 \quad k_{торм} := 1.2$$

Уставки чувствления и коэффициент торможения определяются графически

Минимальный ток КЗ на шинах:

$$I_{кз.мин.ошин} := \frac{1200}{I_{баз}} = 1.2$$

Максимальный сквозной ток нагрузки (ДЦТН для ВЛ 220 кВ):

$$I_{скв.нагр.макс} := \frac{1000}{I_{баз}} = 1$$

$$I_{т.макс} := 0.5 \cdot I_{кз.мин.ошин} + I_{скв.нагр.макс} = 1.6$$

$$I_{д.граф} := 0.5$$

$$k_{ч.дз0} := \frac{I_{кз.мин.ошин}}{I_{д.граф}} = 2.4 > 2$$

Минимальный ток КЗ при опробовании со стороны СВ-220

$$I_{кз.мин} := \frac{1030}{I_{баз}} = 1.03$$

Сквозной ток нагрузки при опробовании шин отсутствует

$$I_{т.макс} := 0.5 \cdot I_{кз.мин} + 0 = 0.515$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты РЗА

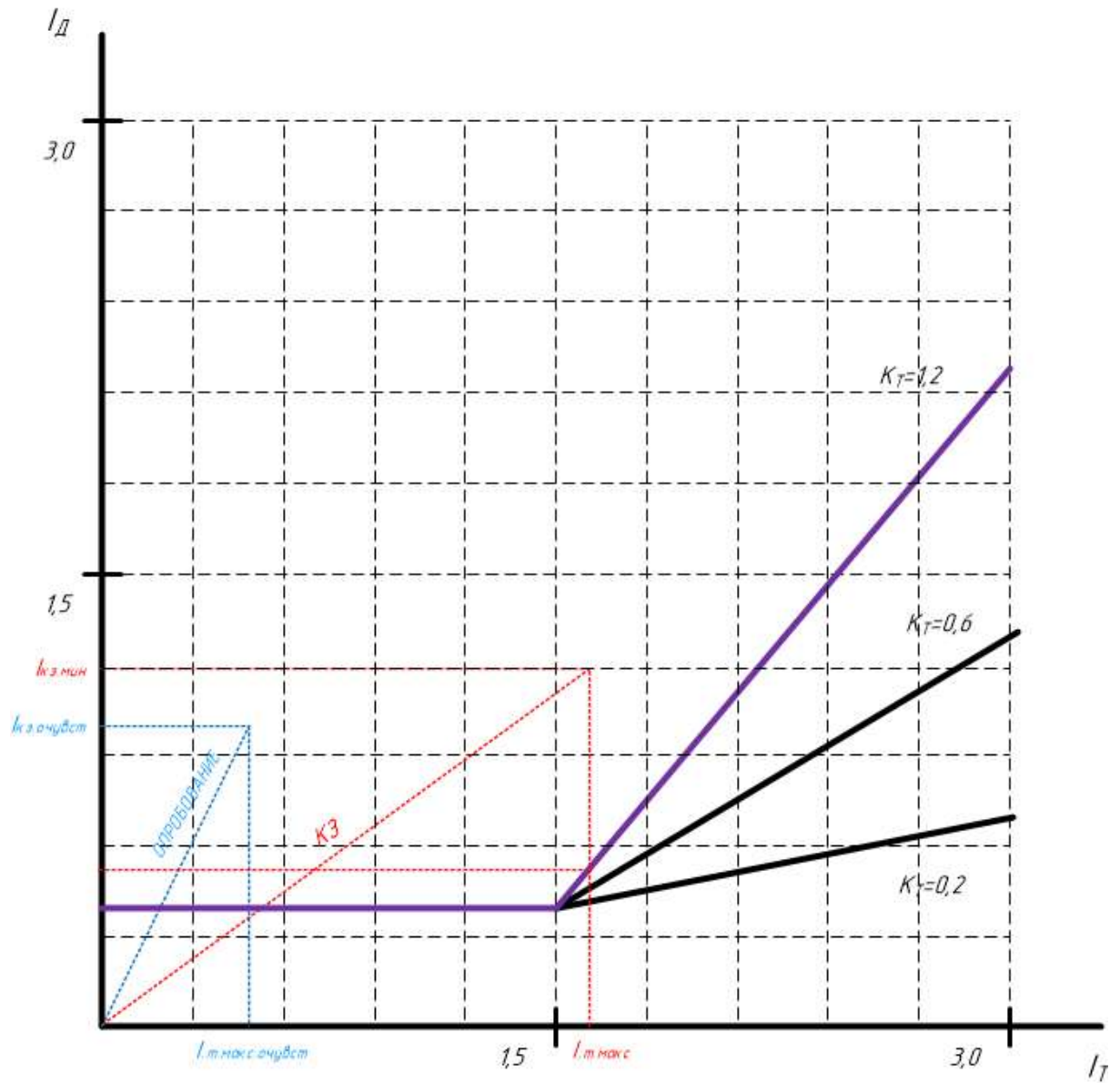
Проверка чувствительности при отсутствии очувствления:

$$I_{ч0} := I_{д0} = 0.4$$

$$I_{д.граф} := I_{ч0}$$

$$K_{ч.д.з.о.чувст} := \frac{I_{кз.мин}}{I_{д.граф}} = 2.575 > 2$$

Ввод очувствления не требуется.



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты РЗА

**Уставки реле контроля исправности цепей переменного тока**

$$I_{\text{нагр.макс}} := 1000$$

$$k_{\text{нб}} := 0.03$$

$$I_{\text{нб}} := k_{\text{нб}} \cdot I_{\text{нагр.макс}} = 30$$

$$k_{\text{отс}} := 1.2$$

$$I_{\text{ср}} := k_{\text{отс}} \cdot \frac{I_{\text{нб}}}{k_{\text{тт}}} = 0.18$$

**Выдержка времени элемента задержки, действующего на сигнал и блокировку ДЗО при обрыве цепей тока**

$$t_{\text{кач}} := 2.0$$

$$\Delta t := 0.5$$

$$t_{\text{в}} := t_{\text{кач}} + \Delta t = 2.5$$

ПРИЛОЖЕНИЕ В  
Расчет молниезащиты и заземления

**Расчет молниезащиты**

Размеры ОРУ:

$$A := 50$$

$$B := 60$$

Высота молниеотводов:

$$h_1 := 30.6$$

$$h_2 := 26.5$$

$$h_3 := 26.5$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{12} := 55$$

$$L_{23} := 46$$

$$L_{13} := 50$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{эф1} := 0.85 \cdot h_1 = 26.01$$

$$h_{эф2} := 0.85 \cdot h_2 = 22.525$$

$$h_{эф3} := 0.85 \cdot h_3 = 22.525$$

Радиусы зон защиты на уровне земли:

$$r_{01} := (1.1 - 0.002 \cdot h_1)h_1 = 31.787$$

$$r_{02} := (1.1 - 0.002 \cdot h_2)h_2 = 27.746$$

$$r_{03} := (1.1 - 0.002 \cdot h_3)h_3 = 27.746$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Расчет молниезащиты и заземления

Высота защищаемого объекта:

$$h_x := 7.3$$

Радиусы зон защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{x1} := r_{01} \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф1}}} \right) = 22.866$$

$$r_{x2} := r_{02} \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф2}}} \right) = 18.754$$

$$r_{x3} := r_{03} \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф3}}} \right) = 18.754$$

Высота линейного портала:

$$h_{x1} := 11$$

Радиусы зон защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{x1.2} := r_{01} \cdot \left( 1 - \frac{h_{x1}}{h_{\text{эф1}}} \right) = 18.344$$

$$r_{x2.2} := r_{02} \cdot \left( 1 - \frac{h_{x1}}{h_{\text{эф2}}} \right) = 14.196$$

$$r_{x3.2} := r_{03} \cdot \left( 1 - \frac{h_{x1}}{h_{\text{эф3}}} \right) = 14.196$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Расчет молниезащиты и заземления

Наименьшие высоты внутренних зон:

- между M01 и M02:

$$h_{cx12'} := h_{\text{эф}1} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1\right) \cdot (L_{12} - h_1) = 21.638$$

$$h_{cx12''} := h_{\text{эф}2} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2\right) \cdot (L_{12} - h_2) = 17.453$$

$$h_{cx12} := \frac{h_{cx12'} + h_{cx12''}}{2} = 19.546$$

- между M03 и M02:

$$h_{cx23'} := h_{\text{эф}2} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2\right) \cdot (L_{23} - h_2) = 19.055$$

$$h_{cx23''} := h_{\text{эф}3} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_3\right) \cdot (L_{23} - h_3) = 19.055$$

$$h_{cx23} := \frac{h_{cx23'} + h_{cx23''}}{2} = 19.055$$

- между M03 и M01:

$$h_{cx13'} := h_{\text{эф}3} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_3\right) \cdot (L_{13} - h_3) = 18.343$$

$$h_{cx13''} := h_{\text{эф}1} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1\right) \cdot (L_{13} - h_1) = 22.534$$

$$h_{cx13} := \frac{h_{cx13'} + h_{cx13''}}{2} = 20.439$$

Наименьшая ширина внутренних зон на уровне защищаемого объекта:

- между M01 и M02:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Расчет молниезащиты и заземления

$$r_{cx12'} := r_{01} \cdot \frac{h_{cx12'} - h_x}{h_{cx12'}} = 21.063$$

$$r_{cx12''} := r_{02} \cdot \frac{h_{cx12''} - h_x}{h_{cx12''}} = 16.141$$

$$r_{cx12} := \frac{r_{cx12'} + r_{cx12''}}{2} = 18.602$$

- между M02 и M03:

$$r_{cx23'} := r_{02} \cdot \frac{h_{cx23'} - h_x}{h_{cx23'}} = 17.116$$

$$r_{cx23''} := r_{03} \cdot \frac{h_{cx23''} - h_x}{h_{cx23''}} = 17.116$$

$$r_{cx23} := \frac{r_{cx23'} + r_{cx23''}}{2} = 17.116$$

- между M03 и M01:

$$r_{cx13'} := r_{03} \cdot \frac{h_{cx13'} - h_x}{h_{cx13'}} = 16.704$$

$$r_{cx13''} := r_{01} \cdot \frac{h_{cx13''} - h_x}{h_{cx13''}} = 19.137$$

$$r_{cx13} := \frac{r_{cx13'} + r_{cx13''}}{2} = 17.92$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Расчет молниезащиты и заземления

**Расчет заземляющего устройства**

Площадь, используемая под заземлитель:

$$S := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) = 3.339 \times 10^3$$

Расстояние между полюсами сетки:

$$a := 5$$

Общая длина горизонтальных полюсов в сетке:

$$L_r := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot \left( \frac{B + 2 \cdot 1.5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1.5) \cdot \left( \frac{A + 2 \cdot 1.5}{a} \right) = 1.336 \times 10^3$$

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

Число ячеек:

$$m_{\text{расч}} := \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} = 11.557$$

$$m := 12$$

Длина горизонтальных полюсов в расчетной модели:

$$L := 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 1.502 \times 10^3$$

Число вертикальных электродов:

$$n_B := \text{round} \left( \frac{4 \sqrt{S}}{a} \right) = 46$$

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

$l_B := 5$  - длина вертикальных электродов

$$R_{\text{ПС}} := 140 \cdot \left( \frac{0.15}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right) = 0.444 \quad \frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0.087$$



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Расчет молниезащиты и заземления

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находится за пределами заземлителя).  
Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана.  
Стационарное сопротивление заземления ПС:

$$R_{\text{стац}} := \frac{6.5 \cdot R_{\text{ПС}}}{6.5 + R_{\text{ПС}}} = 0.416$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура во время грозового сезона.

$$I_{\text{молн}} := 55$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{имп}} := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(140 + 320) \cdot (I_{\text{молн}} + 45)}} = 1.373$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура:

$$R_{\text{имп}} := \alpha_{\text{имп}} \cdot R_{\text{стац}} = 0.571$$

**Выбор ОПН:**

$$U_{\text{ном.ВН}} := 220$$

$$U_{\text{нрс.ВН}} := 1.15 \cdot U_{\text{ном.ВН}} = 253$$

$$U_{\text{нро.ВН}} := 1.4 \cdot 1.05 \frac{U_{\text{нрс.ВН}}}{\sqrt{3}} = 214.722$$

$$U_{\text{ки.ВН}} := 1.35 \cdot 0.9 \cdot \sqrt{2} \cdot (U_{\text{ном.ВН}} \cdot 1.8) = 680.435$$

$$U_{\text{ост.к.ВН}} := \frac{U_{\text{ки.ВН}}}{1.2} = 567.029$$

$$I_{\text{К1}} := 4.65$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Расчет молниезащиты и заземления

$$I_{вб.ВН} := 1.2 \cdot I_{К1} = 5.58$$

$$L_{ут.обор.ВН} := 1.2 \cdot 2.8 \cdot U_{нрс.ВН} = 850.08$$

$$U_{ном.СН} := 35$$

$$U_{нрс.СН} := 1.15 \cdot U_{ном.СН} = 40.25$$

$$U_{нро.СН} := 1.4 \cdot 1.05 \frac{U_{нрс.СН}}{\sqrt{3}} = 34.16$$

$$U_{ки.СН} := 1.35 \cdot 0.9 \cdot \sqrt{2} \cdot (U_{ном.СН} \cdot 1.8) = 108.251$$

$$U_{ост.к.СН} := \frac{U_{ки.СН}}{1.2} = 90.209$$

$$I_{К2} := 6.7$$

$$I_{вб.СН} := 1.2 \cdot I_{К2} = 8.04$$

$$L_{ут.обор.СН} := 1.2 \cdot 2.8 \cdot U_{нрс.СН} = 135.24$$

$$U_{ном.НН} := 10$$

$$U_{нрс.НН} := 1.15 \cdot U_{ном.НН} = 11.5$$

$$U_{нро.НН} := 1.4 \cdot 1.05 \frac{U_{нрс.НН}}{\sqrt{3}} = 9.76$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Расчет молниезащиты и заземления

$$U_{\text{ки.НН}} := 1.35 \cdot 0.9 \cdot \sqrt{2} \cdot (U_{\text{ном.НН}} \cdot 1.8) = 30.929$$

$$U_{\text{ост.к.НН}} := \frac{U_{\text{ки.НН}}}{1.2} = 25.774$$

$$I_{\text{КЗ}} := 6.29$$

$$I_{\text{вб.НН}} := 1.2 \cdot I_{\text{КЗ}} = 7.548$$

$$L_{\text{ут.обор.НН}} := 1.2 \cdot 2.8 \cdot U_{\text{нрс.НН}} = 38.64$$