

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2023 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция распределительного устройства напряжением 110 кВ  
подстанции Благовещенская в Амурской области

Исполнитель  
студент группы 942 об1

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

Д.В. Афанасьев

Руководитель  
канд.техн.наук, доцент

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

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

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
Старший преподаватель

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

Л.А Мясоедова

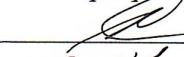
Благовещенск 2023

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

  
«05» 04

Н.В. Савина

2023 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Афанасьева Даниила Валерьевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция распределительного устройства напряжением 10 кВ подстанции Благовещенская в Амурской области

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 734-Тч )

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

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Электрическая схема, подстанции, однолинейные схемы подстанции, контрольные замеры

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика района и обоснование объемов реконструкции, расчёт электрических нагрузок, расчёт токов короткого замыкания, выбор и проверка подстанционного оборудования, проектирование подстанции и защита

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 13 рисунков, 44 таблицы, 33 итогника

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разде-

лов) Безопасность и экологичность - Андрей Борисович Бугаков, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 05.04.2023

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

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

Задание принял к исполнению (дата): 05.04.2023

(подпись студента)

Работа содержит 120 с., 13 рисунков, 44 таблицы, 33 источника, 4 приложения.

ПОДСТАНЦИЯ, РЕКОНСТРУКЦИЯ, ПОТРЕБЛЕНИЕ, ОБОРУДОВАНИЕ, РАЙОН РЕКОНСТРУКЦИИ, ТРАНСФОРМАТОР СИЛОВОЙ, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР СОБСТВЕННЫХ НУЖД, КОНДЕНСАТОР СВЯЗИ, АККУМУЛЯТОРНАЯ БАТАРЕЯ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ, СИСТЕМА ОПЕРАТИВНОГО ТОКА, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В бакалаврской работе выполнена реконструкция подстанции 220 кВ Благовещенская по причине усовершенствования распределительного устройства 110 кВ.

В работе также рассмотрены вопросы релейной защиты и сетевой автоматики с заменой существующих устройств на современные цифровые комплексы защит и автоматики. В работе выполнены расчеты молниезащиты и заземления объекта, рассмотрены вопросы безопасности и экологичности.

При выполнении выпускной работы применены следующие программные продукты: Microsoft Office Visio 2016, Mathcad 16.

## СОДЕРЖАНИЕ

Термины, определения, обозначения и сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика района и обоснование объемов реконструкции	8
1.1 Климатогеографическая характеристика района реконструируемой подстанции	8
1.2 Обоснование объемов проектирования	9
2 Расчет электрических нагрузок	14
2.1 Расчет электрических нагрузок	14
2.2 Выбор и проверка силовых трансформаторов	17
3 Расчет токов короткого замыкания	20
3.1 Составление схемы замещения и определение ее параметров	20
3.2 Расчет симметричных КЗ	25
3.3 Расчет несимметричных КЗ	27
3.4 Расчет токов для выбора и проверки основного оборудования	34
4 Выбор и проверка подстанционного оборудования	37
4.1 Выбор конструктивного исполнения распределительных устройств	37
4.2 Разработка однолинейной схемы подстанции	38
4.3 Выбор и проверка оборудования ОРУ 220 кВ	40
4.4 Выбор и проверка оборудования ОРУ 110 кВ	55
4.5 Выбор и проверка оборудования КРУН 35 кВ	65
4.6 Выбор систем диспетчерского и технологического управления	71
4.7 Выбор системы оперативного тока	74
4.8 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд	77
5 Релейная защита и сетевая автоматика	79
5.1 Выбор принципов релейной защиты силового трансформатора	79
5.2 Дифференциальная защита силовых трансформаторов	81
5.3 Максимальная токовая защита	85

5.4	Защита от перегрузки	87
5.5	Газовая защита трансформатора	90
5.6	Автоматическое повторное включение	91
5.7	Автоматика ввода резерва	91
6	Молниезащита и заземление	93
6.1	Расчет молниезащиты	93
6.2	Расчет заземления	95
7	Технико-экономическая оценка объемов реконструкции	99
7.1	Расчет капиталовложений	99
7.2	Расчет потерь электрической энергии	100
7.3	Расчет эксплуатационных издержек	102
7.4	Оценка экономической эффективности	103
8	Безопасность и экологичность	105
8.1	Безопасность	105
8.2	Экологичность	108
8.3	Чрезвычайные ситуации	113
	Заключение	117
	Библиографический список	118
	Приложение А. Расчет нагрузок	121
	Приложение Б. Расчеты токов КЗ	124
	Приложение В. Расчеты РЗА	139
	Приложение Г. Расчеты молниезащиты и заземления	147

## ВВЕДЕНИЕ

ПС 220 кВ Благовещенская – один из важнейших узлов энергосистемы Амурской области, обеспечивающий транзит электрической энергии и мощности между Центральным Благовещенским энергорайоном и Западной частью энергосистемы Амурской области. Подстанция связывает схему выдачи мощности Благовещенской ТЭЦ с крупнейшей подстанцией на Дальнем Востоке – ПС 500 кВ Амурская. По сети 110 кВ ПС 220 кВ Благовещенская обеспечивает важные транзиты питания подстанций 110 кВ: Северная, Чигири, Кооперативная, Кирпичная, подстанции, обеспечивающие питание город Благовещенск и прилегающие районы – Сетевая, Новая и Центральная. Обеспечивает также транзит мощности в КНР по ВЛ 220 кВ Благовещенская – Айгунь I (II) цепь и ВЛ 110 кВ Благовещенская - Хэйхэ

Итак, тема выпускной квалификационной работы - Реконструкция РУ-110 кВ ПС 220 кВ Благовещенская с демонтажем СОВ-110 кВ и установкой ОВ-110 и СВ-110.

Исходя из вышеописанной важности реконструируемого объекта, актуальность и практическая значимость данной темы обусловлена необходимостью проведения реконструкции подстанции по причине устаревания основного оборудования и применения электромеханических устройств РЗА.

Основная цель работы – реконструкция основного оборудования РУ 110 кВ ПС 220 кВ Благовещенская с заменой на элегазовое. При этом, для достижения поставленной цели ставится ряд задач:

- 1 произвести климатическую и географическую оценку Благовещенского района;
- 2 выполнить расчет электрических нагрузок;
- 3 рассчитать токи КЗ
- 4 выбрать и проверить основное оборудование подстанции.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА И ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕМОВ РЕКОНСТРУКЦИИ

## 1.1 Климатогеографическая характеристика района реконструируемой подстанции

Подстанция Благовещенская расположена в черте города Благовещенск Амурской области в 6 км по Новотроицкому шоссе. Климатические условия местности резко-континентальные с муссонными чертами. Преобладает западный перенос воздушных масс, развита циклоническая деятельность. Континентальность климата выражается большими годовыми и суточными амплитудами температур воздуха, муссонность - почти исключительно северо-западными ветрами зимой, резким преобладанием летних осадков [6].

Основные параметры для дальнейших расчетов сведены в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Климатогеографические характеристики района

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 <u>гололедно-изморозевых</u> образованиях, °С	-10
При ветре, °С	-10

## 1.2 Обоснование объемов проектирования

Реконструкция и переустройство ПС 220 кВ Благовещенская осуществляется без образования новых ЛЭП, не приводит к изменению их основных характеристик (мощность, класс напряжения и (или) пропускная способность) и (или) осуществляется в границах соответствующего муниципального образования, на территории которого расположены реконструируемые (переустраиваемые) объекты.

Рассмотрим существующую схему подстанции. Тип схемы каждого РУ:

- РУ 220 кВ – (№ 220-9) Одна рабочая, секционированная система шин;

- РУ 110 кВ – (№ 110-12) Одна рабочая, секционированная выключателем и обходная система шин;

- РУ 35 кВ – (№ 35-1) одна, секционированная выключателем, система шин.

Количество ЛЭП, подключаемых к ПС, по каждому РУ:

- РУ 220 кВ – 5 шт.;

- РУ 110 кВ – 8 шт.;

- РУ 35 кВ – 3 шт.

На ПС 220 кВ Благовещенская в части ОРУ 220 кВ установлено элегазовое оборудование 2006-2015 годов, которое будет проверено на соответствие современным требованиям.

В части первичного оборудования ОРУ 110 кВ, установлено оборудование 1966-2010 годов и подлежит замене с реконструкцией типа и схемы ОРУ.

Устройства РЗА на подстанции разделены на двух этажах ОПУ и поделены на 2 помещения 110 и 220 кВ: ОПУ-1 и ОПУ-2, соответственно. Реконструкции подлежат устройства РЗА в ОПУ-1 выполненные на электромеханической базе.



В таблицах 1.2 – 1.6 представлены данные по установленному оборудованию на подстанции. Все данные получены в ходе прохождения производственной и преддипломной практики.

Таблица 1.2 – Основные параметры существующего оборудования ПС 220 кВ Благовещенская. Выключатели

Ячейка	Марка выключателя	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
ОРУ 220 кВ		
В 220 АТ-1	HPL-245B1	2006
В 220 АТ-2	HPL-245B1	2006
СВ 220	HPL-245B1	2006
В 220 Амурская №1	HPL-245B1	2006
В 220 Амурская №2	HPL-245B1	2006
В 220 Айгунь I цепь	HPL-245B1	2006
В 220 Айгунь II цепь	HPL-245B1	2006
В 220 Варваровка	HPL-245B1	2015
ОРУ 110 кВ		
В 110 АТ-1	ВГТ-110	2010
В 110 АТ-2	ВГТ-110	2010
СОВ 110	МКП-110М	1980
В 110 БТЭЦ №1	МКП-110М	1961
В 110 БТЭЦ №2	МКП-110М	1967
В 110 Центральная №1	МКП-110М	1966
В 110 Центральная №2	МКП-110М	1965
В 110 Птицефабрика	МКП-110М	1978
В 110 Игнальево	МКП-110М	1968
В 110 Силикатная	МКП-110М	1978
В 110 Хэйхэ	GL 312 F1 H	2022

Таблица 1.3 – Основные параметры существующего оборудования ПС 220 кВ Благовещенская. Разъединители

Ячейка	Марка разъединителя	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
ОРУ 220 кВ		
В 220 АТ-1	НРЛ-245 (выкатной элемент)	2006
В 220 АТ-2	НРЛ-245 (выкатной элемент)	2006
СВ 220	НРЛ-245 (выкатной элемент)	2006
В 220 Амурская №1	НРЛ-245 (выкатной элемент)	2006
В 220 Амурская №2	НРЛ-245 (выкатной элемент)	2006
В 220 Айгунь I цепь	НРЛ-245 (выкатной элемент)	2006
В 220 Айгунь II цепь	НРЛ-245 (выкатной элемент)	2006
В 220 Варваровка	НРЛ-245 (выкатной элемент)	2015
ОРУ 110 кВ		
В 110 АТ-1	РНД(з)-1(2)б-110/1000 У1	1980
В 110 АТ-2	РНД(з)-1(2)б-110/1000 У1	1976
СОВ 110	РНД(з)-1(2)б-110/1000 У1	1980
В 110 БТЭЦ №1	РНД(з)-1(2)б-110/1000 У1	1961
В 110 БТЭЦ №2	РНД(з)-1(2)б-110/1000 У1	1967
В 110 Центральная №1	РНД(з)-1(2)б-110/1000 У1	1966
В 110 Центральная №2	РНД(з)-1(2)б-110/1000 У1	1965
В 110 Птицефабрика	РНД(з)-1(2)б-110/1000 У1	1978
В 110 Игнальево	РНД(з)-1(2)б-110/1000 У1	1968
В 110 Силикатная	СОНК 12-31,5-1Б	1982
В 110 Хэйхэ	РНД(з)-1(2)б-110/1000 У1	1990

Таблица 1.4 – Основные параметры существующего оборудования ПС 220 кВ Благовещенская. Трансформаторы тока

Ячейка	Марка ТТ	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
ОРУ 220 кВ		
В 220 АТ-1	ІМВ-245	2006
В 220 АТ-2	ІМВ-245	2006
СВ 220	ІМВ-245	2006
В 220 Амурская №1	ІМВ-245	2006
В 220 Амурская №2	ІМВ-245	2006
В 220 Айгунь I цепь	ІМВ-245	2006
В 220 Айгунь II цепь	ІМВ-245	2006
В 220 Варваровка	ІМВ-245	2015
ОРУ 110 кВ		
В 110 АТ-1	ТРГ-110	2011
В 110 АТ-2	ТРГ-110	2011
СОВ 110	AGU-123	2011
В 110 БТЭЦ №1	ТГМ-110	2018
В 110 БТЭЦ №2	ТГМ-110	2018
В 110 Центральная №1	ТГМ-110	2018
В 110 Центральная №2	ТГМ-110	2018
В 110 Птицефабрика	ІВМ-145	2015
В 110 Игнальево	ТГМ-110	2018
В 110 Силикатная	ІВМ-145	2015
В 110 Хэйхэ	ТФЗМ-110	1990

Таблица 1.5 – Основные параметры существующего оборудования ПС 220 кВ Благовещенская. Трансформаторы напряжения

Место установки	Марка ТН	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
ОРУ 220 кВ		
1 С	СРВ-245	2006
2 С	СРВ-245	2006
ОРУ 110 кВ		
1 С	VCU-123	2011
2 С	VCU-123	2011

Таблица 1.6 – Основные параметры существующего оборудования ПС 220 кВ Благовещенская. Силовые трансформаторы

Трансформатор	Марка	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
АТ-1	АТДЦТН-125000/220/110	2011
АТ-2	АТДЦТН-125000/220/110	1980

Из предоставленных данных можно сделать вывод о необходимости реконструкции оборудования РУ 110 кВ ПС 220 кВ Благовещенская на новое, а также рассмотреть замену силовых трансформаторов на новые, предварительно рассчитав электрические нагрузки.

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В данной главе необходимо выполнить расчет электрических нагрузок с учетом перспективы развития региона и роста энергопотребления. После чего необходимо проверить и, при необходимости, выбрать новые силовые трансформаторы.

Типы и марки силовых трансформаторов будут окончательно установлены после расчета величины мощности, приведённой к основной стороне выбираемого (проверяемого) трансформатора.

### 2.1 Расчет электрических нагрузок

Расчет и прогнозирование электрических нагрузок производится по различным способам. Главным образом, следует определить исходные данные. Итак, в результате прохождения практики были получены параметры контрольных замеров за 2022 год, произведенные зимой (21.12.2022). В результате, была выбрана максимальная величина активной мощности. Также для дальнейших расчетов требуется величина коэффициента мощности, усреднённого для потребителя данного энергообъекта. Преобладающим типом нагрузки на ПС 220 кВ Благовещенская является бытовая нагрузка.

Покажем расчет нагрузок для проверки автотрансформаторов, установленных на ПС 220 кВ Благовещенская. В качестве исходных данных принимаем переток мощности, протекающий через автотрансформаторы в час максимума. Данный переток принимаем за величину максимальной активной мощности.

$$P_{н.кз} = 90 \text{ MВт}$$

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

Максимальная мощность:

$$P_{\text{макс}} = P_{н.кз} \cdot (1 + 0,019)^{t_i - t_j} \quad (2.1)$$

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{K_{max}} \quad (2.2)$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\varphi \quad (2.3)$$

$$P_{max} = 90 \cdot (1 + 0,019)^{2028-2022} = 100,76 \text{ МВт}$$

$$P_{cp} = \frac{100,76}{1,2} = 83,97 \text{ МВт}$$

$$Q_{cp} = 83,97 \cdot 0,62 = 52,04 \text{ Мвар}$$

$$Q_{max} = 100,76 \cdot 0,62 = 62,45 \text{ Мвар}$$

$$Q_{ку.треб} = P_{cp} \cdot (tg\phi_{нагр} - tg\phi_{норм}) \quad (2.4)$$

$P_{cp}$  – средняя мощность, МВт.

Для ПС 220 кВ Благовещенская:

$$Q_{ку.треб} = 83,97 \cdot (0,62 - 0,4) = 18,45 \text{ Мвар}$$

Нескомпенсированная мощность на шинах:

$$Q_{неск} = Q_p - Q_{ку.треб} \quad (2.5)$$

$$Q_{неск} = 62,45 - 18,45 = 44 \text{ Мвар}$$

Далее определяем нагрузку с учетом потерь мощности в трансформаторе и в устройствах компенсации. Итак, потери мощности в компенсирующих устройствах:

$$\Delta P_{ку} = 0,002 \cdot Q_{ку.треб} \quad (2.6)$$

Общая активная мощность с учетом потерь:

$$P_{p.общ} = P_{макс} + \Delta P_{ку} \quad (2.7)$$

Расчетная нагрузка на шинах 220 кВ с учетом компенсации реактивной мощности:

$$S_p^* = \sqrt{P_{p.общ}^2 + Q_{неск}^2} \quad (2.8)$$

Для ПС 220 кВ Благовещенская:

$$\Delta P_{ку} = 0,002 \cdot 18,45 = 0,037 \text{ МВт}$$

$$P_{p.общ} = 100,78 + 0,037 = 100,8 \text{ МВт}$$

$$S_p^* = \sqrt{100,8^2 + 44^2} = 110 \text{ МВА}$$

Потери мощности в силовом трансформаторе:

$$\Delta P_m = 0,02 \cdot S_p^* \quad (2.9)$$

$$\Delta Q_m = 0,1 \cdot S_p^* \quad (2.10)$$

Для выбираемого трансформатора 220/35/10 на ПС 220 кВ Благовещенская:

$$\Delta P_m = 0,02 \cdot 110 = 2,2 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_m = 0,1 \cdot 110 = 11 \text{ Мвар}$$

Полная расчетная мощность на шинах 220 кВ:

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_m)^2 + (Q_{неск} + \Delta Q_m)^2} \quad (2.11)$$

Для ПС 220 кВ Благовещенская:

$$S_p = \sqrt{(100,78 + 2,2)^2 + (44 + 11)^2} = 117 \text{ МВА}$$

В результате, данную мощность будем использовать для проверки силового автотрансформатора 220/110/35 кВ.

Таблица 2.2 – Результаты расчета электрических нагрузок

Основная сторона	Максимальная активная мощность, МВт	Нескомпенсированная мощность, Мвар	Активные потери в трансформаторе, МВт	Реактивные потери в трансформаторе, МВт	Расчетная приведенная полная мощность, МВА
1	2	3	4	5	6
220 кВ	100,78	44	2,2	11	117

## 2.2 Выбор и проверка силовых трансформаторов

Выбор силовых автотрансформаторов производится по требуемому номинальному напряжению сторон и номинальной мощности. Проверка силовых трансформаторов производится по коэффициентам загрузки в нормальном и аварийном режимах. Аварийный режим характеризуется отсутствием одного трансформатора при его аварийном отключении или ремонте (резерве).

Итак, для выбора силового автотрансформатора требуется вычислить расчетную мощность трансформатора:

$$S_{m.расч} = \frac{S_p}{n_m \cdot k_{з.норм}} \quad (2.12)$$

где  $n_m$  - количество силовых трансформаторов. Для распределительных сетей и потребителей мощности особой категории принимаем – 2.



$k_{з.норм}$  - нормативный коэффициент загрузки силовых трансформаторов данной категории надежности – принимаем равным 0,7.

Итак, для ПС 220 кВ Благовещенская величина расчетной мощности одного трансформатора равна:

$$S_{т.расч} = \frac{117}{2 \cdot 0,6} = 97,5 \text{ МВА}$$

Проверке подлежат уже установленные автотрансформаторы АТДЦТН-125000/220/110/35. Выполним проверку по коэффициентам загрузки. Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_3^{норм} = \frac{S_{ТР}}{2 \cdot S_{ном.т}}, \quad (2.13)$$

$$K_3^{норм} = \frac{97,5}{2 \cdot 125} = 0,4$$

Коэффициент загрузки в режиме ремонта или аварийного отключения второго силового автотрансформатора:

$$K_3^{авар} = \frac{S_{ТР}}{S_{ном.т}}, \quad (2.14)$$

$$K_3^{авар} = \frac{97,5}{125} = 0,8$$

Делаем вывод, что силовые трансформаторы, установленные на ПС 220 кВ Благовещенская проходят по коэффициентам загрузки и могут быть приняты к установке.

Паспортные данные выбранных силовых трансформаторов представлены в таблице 2.4.

Данные характеристики трансформатора необходимы для проектирования и расчета энергетической системы, в которой он будет задействован. Номинальная мощность трансформатора указывает на его максимальную электрическую мощность и используется для определения его способности переносить нагрузку. Номинальная мощность обмотки высокого напряжения определяет максимальную мощность, которую трансформатор может переносить на высокой стороне. Номинальное напряжение обмотки высокого напряжения указывает на напряжение в сети, на которую трансформатор будет подключен. Аналогично, номинальное напряжение обмотки среднего и низкого напряжения определяет напряжения на этих сторонах. Коэффициенты напряжения короткого замыкания показывают, как быстро происходит разрядка энергии при коротком замыкании между различными обмотками. Эти данные необходимы для безопасности системы и выбора правильных защитных устройств.

Таблица 2.4 – Технические характеристики выбранных трансформаторов

Технические данные	Величина
1	2
Тип	АТДЦТН-125000/220/110/35
Установленная мощность, МВА	125
Обмотка НН, МВА	41,25
U обмотки ВН, кВ	230
U обмотки СН, кВ	121
U обмотки НН, кВ	38,5
U <sub>кз</sub> ВН-СН, %	6,5
U <sub>кз</sub> КЗ ВН-НН, %	12,5
U <sub>кз</sub> КЗ СН-НН, %	6,5

## 3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 3.1 Составление схемы замещения и определение ее параметров

В качестве исходных данных принимается информация, полученная в ходе расчетов электрических нагрузок, а также результатов прохождения производственной практики. Трансформаторная мощность ПС 220 кВ Благовещенская составляет 250 МВА. Марки выбранных силовых автотрансформаторов – АТДЦТН-125000/220/35/10 УХЛ1.

Для дальнейшего расчета токов короткого замыкания, потребуется составление схем замещения некоторых режимов работы сети.

Расчетная схема замещения включает в себя набор параметров различных симметричных составляющих тока короткого замыкания. Для определения ее параметров, необходимо посчитать полные сопротивления обмоток силового трансформатора, сопротивление систем, нагрузок и иных параметров.

Для определения остальных параметров схемы замещения потребуется составить принципиальную схему подстанции и расставить расчетные точки КЗ.

Итак, принципиальная схема представлена на рисунке 3.1

Расчет будет приведен для точки КЗ К-1, для остальных точек подробный расчет приведен в приложении Б. Подробный расчет всех параметров представлен в приложениях А и Б.

Итак, построив принципиальную схему для расчета токов КЗ расставим расчетные точки КЗ на ней.

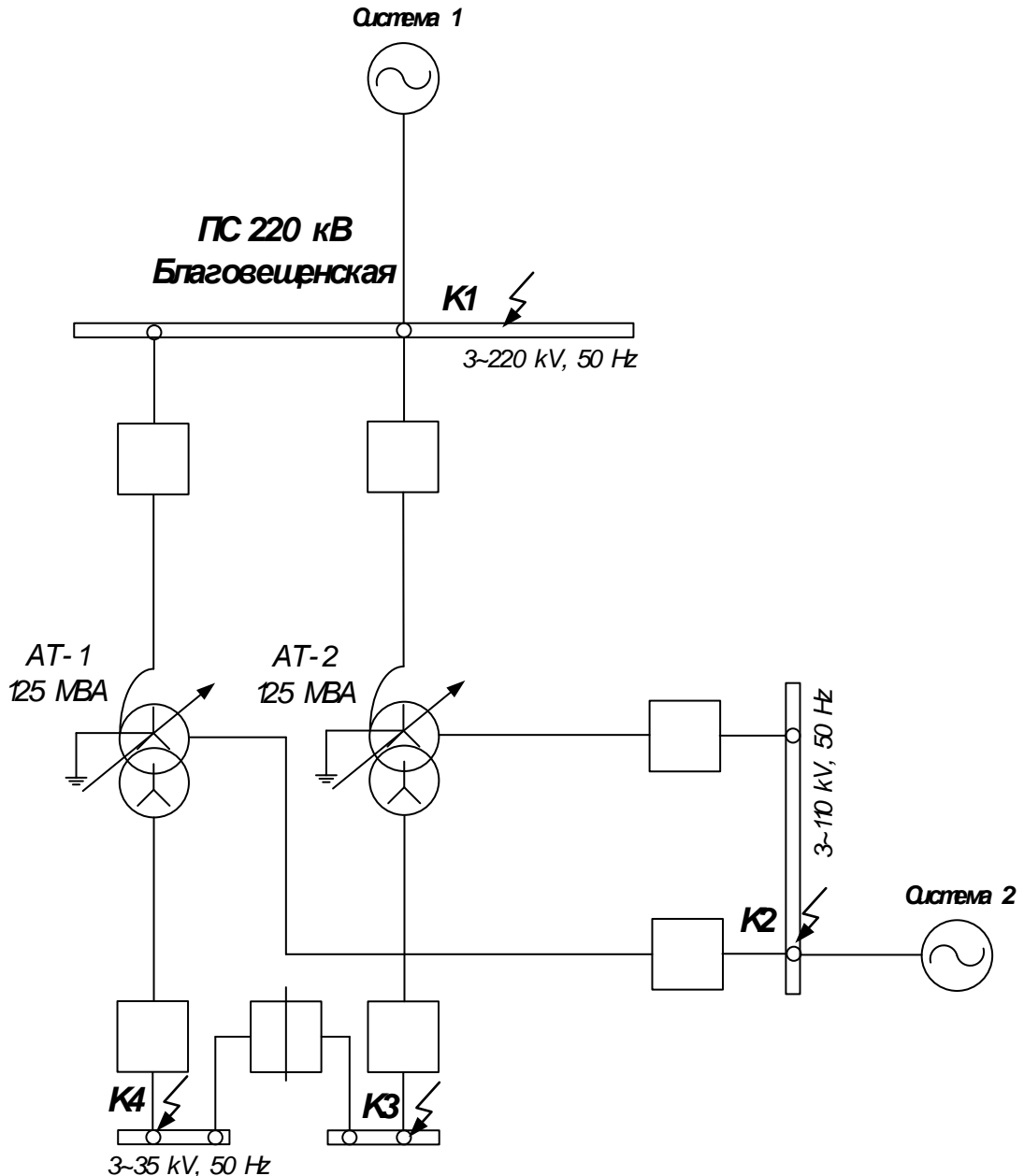


Рисунок 3.1 – Принципиальная схема подстанции для расчета токов КЗ

Схема замещения отдельных последовательностей используется для расчета электрических систем при коротких замыканиях. В этой схеме все трансформаторные связи заменяются на элементы, такие как сопротивления и ЭДС, соответствующие этим связям. Она помогает определить электрические параметры системы при коротких замыканиях и выбрать правильные защитные устройства. Для составления схемы замещения отдельных последовательностей необходимо учитывать особенности каждой

последовательности и правильно подобрать элементы замещения для каждой из них. Кроме того, все сопротивления и ЭДС необходимо привести к одной ступени напряжения, что облегчает дальнейшие расчеты и анализ системы. В итоге, схема замещения отдельных последовательностей позволяет более точно определить электрические параметры системы при коротких замыканиях и применить соответствующие защитные меры для обеспечения безопасной работы системы.

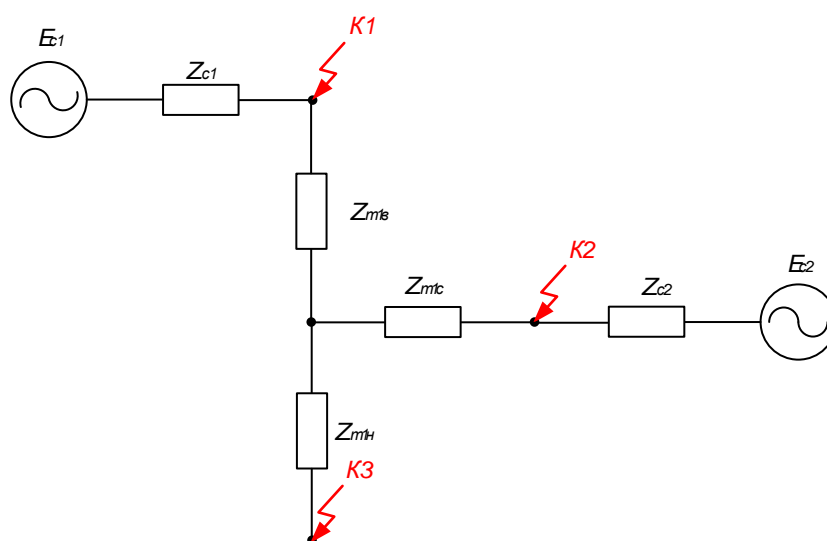


Рисунок 3.2 – Схема замещения прямой (обратной) последовательности

Для расчета токов нулевой последовательности, которые возникают при однофазных коротких замыканиях и замыканиях на землю, необходимо составление схемы замещения нулевой последовательности. Согласно теории симметричных составляющих, любой несимметричный ток в электрической системе может быть представлен как сумма трех симметричных составляющих - прямой, обратной и нулевой. Соответственно, для расчета тока нулевой последовательности необходимо составление схемы замещения, в которой все элементы, связанные с фазными проводниками, заменяются на элементы нулевой последовательности, а источники тока заменяются на замкнутые цепи. Используя эту схему замещения, можно определить величину и направление тока нулевой последовательности в электрической системе при

различных несимметричных условиях, что позволяет выбрать правильную защиту от потенциальных повреждений и обеспечить надежную работу системы.

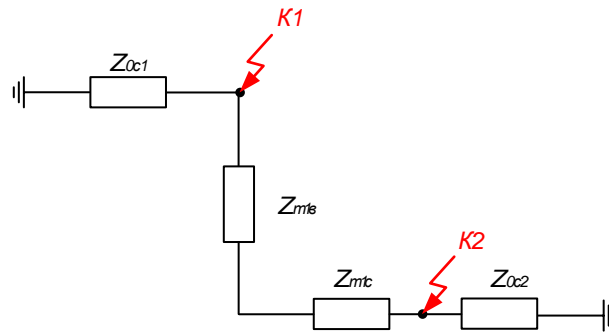


Рисунок 3.3 - Схема замещения нулевой последовательности

Приступим к определению сопротивлений элементов схем замещения. Здесь и далее, все сопротивления рассчитаны для «своей» стороны. Величины токов КЗ приведены к сторонам расчетных точек КЗ.

Выполним расчет сопротивления силового автотрансформатора АТ-1(2). Определение напряжения КЗ каждой обмотки силового трансформатора:

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кв-н\%} + u_{кв-с\%} - u_{кс-н\%}) , \quad (3.1)$$

$$u_{кс\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кв-н\%} + u_{кв-с\%} - u_{кв-н\%}) , \quad (3.2)$$

$$u_{кн\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кв-н\%} + u_{кв-н\%} - u_{кв-с\%}) . \quad (3.3)$$

где  $u_{кв-н\%}$  - напряжение КЗ обмоток ВН-НН, %;

$u_{кв-с\%}$  - напряжение КЗ обмоток ВН-СН, %;

$u_{кс-н\%}$  - напряжение КЗ обмоток СН-НН, %.

Все данные приведены в таблицах 2.4 и 2.5.

Для силового трансформатора Т-1:

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (20 + 12 - 6,5) = 13 \%,$$

$$u_{кс\%} = \frac{1}{2} \cdot (6,5 + 12,5 - 20) = -0,5 \%,$$

$$u_{кн\%} = \frac{1}{2} \cdot (6,5 + 20 - 12,5) = 7 \% .$$

Расчетные сопротивления прямой (обратной) последовательности обмоток силового трансформатора на ПС 220 кВ Благовещенская без учета положения РПН:

$$Z_{m.BH} = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{m.ном}^2 \cdot 10^3}{S_{m.ном}}, \quad (3.4)$$

где  $u_{к\%}$  - напряжение КЗ трансформатора, %;

- для обмотки ВН:

$$Z_{m.BH} = \frac{13}{100} \cdot \frac{230 \cdot 10^3}{125000} = 55 \text{ Ом};$$

- для обмотки СН:

$$Z_{m.CH} = \frac{-0,5}{100} \cdot \frac{121 \cdot 10^3}{125000} = -0,586 \text{ Ом};$$

- для обмотки НН:

$$Z_{m.HH} = \frac{7}{100} \cdot \frac{38,5 \cdot 10^3}{41250} = 2,52 \text{ Ом};$$

Расчетные сопротивления нулевой последовательности для обмоток силового трансформатора состоят из обмоток 220 и 110 кВ, соединенных в звезду и заземленной наглухо, обмотка 35 кВ соединена в звезду и изолирована от «земли», таким образом токи нулевой последовательности не трансформируются на сторону 35 кВ. Итак, сопротивление нулевой последовательности силового трансформатора, приведенное к стороне ВН равно:

$$Z_{m0} = Z_{m.BH} + Z_{m.CH} \quad (3.5)$$

$$Z_{m0} = 55 + 0 = 55 \text{ Ом}$$

Параметры силового трансформатора АТ-2(1) рассчитываются аналогично.

Далее рассчитываем параметры систем. Сопротивление системы прямой (обратной) последовательности равно:

$$Z_{\text{эkv.c}} = \frac{E_C}{\sqrt{3} \cdot I_{K3.C}^{(3)}} \quad (3.6)$$

где  $E_C$  – ЭДС системы, кВ;

$I_{K3.C}^{(3)}$  – ток КЗ, протекающий в точку КЗ от системы, кА.

Для системы 220 кВ:

$$Z_{\text{эkv.c1}} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 4,5} = 29,5 \text{ Ом}$$

Подпитка точек короткого замыкания возможна также со стороны СН автотрансформатора:

$$Z_{\text{эkv.c2}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 8,18} = 8,12 \text{ Ом}$$

Сопротивление системы нулевой последовательности рассчитано подробно в приложении Б.

### 3.2 Расчет симметричных КЗ

Перед выполнением расчета тока КЗ необходимо определить эквивалентное сопротивление схемы прямой последовательности. Для этого необходимо выполнить преобразование схемы замещения. Такое преобразование выполняется для каждой расчетной точки.

Покажем пример преобразования схемы и расчета тока 3-фазного КЗ для точки К-1 для максимального режима работы, остальные режимы и точки подробно рассчитаны в приложении Б.



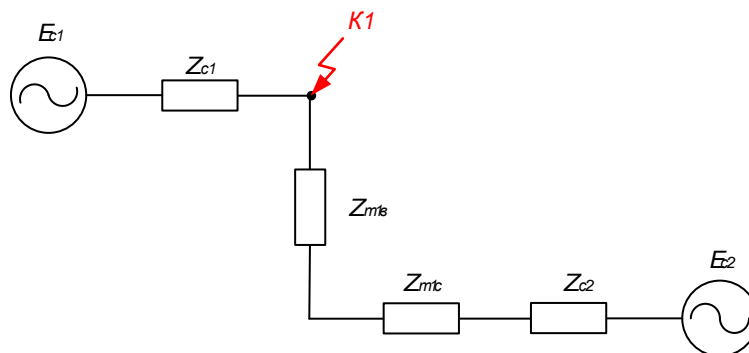


Рисунок 3.4 – Схема замещения прямой (обратной) последовательности для расчетной точки К-1

Выполним преобразование правой части схемы методом последовательного преобразования. Отметим, что для сопротивлений силового автотрансформатора применяются значения для положения РПН, соответствующего минимальному сопротивлению.

$$Z_1 = z_{c2} \cdot k_{m1}^2 + \frac{z_{мс.макс}}{2} \cdot k_{m1}^2 + \frac{z_{мв.макс}}{2} \quad (3.7)$$

где  $z_{c2}$  - сопротивление системы прямой последовательности в максимальном режиме, Ом;

$z_{m2}$  - сопротивление трансформатора Т-2 прямой последовательности в максимальном режиме, Ом;

$z_{мс.макс}$  - сопротивление обмотки СН трансформатора Т-1 прямой последовательности в максимальном режиме, Ом;

$z_{мв.макс}$  - сопротивление обмотки ВН трансформатора Т-1 прямой последовательности в максимальном режиме, Ом;

$k_{m1}$  - коэффициент трансформации, равный отношению основной стороны к стороне, подлежащей приведению (230/115);

$$Z_1 = 8,12 \cdot 2^2 + \frac{-0,41}{2} \cdot 2^2 + \frac{38,8}{2} = 51 \text{ Ом}$$

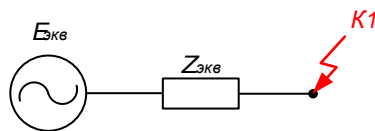


Рисунок 3.5 – Преобразованная схема замещения прямой (обратной) последовательности для расчетной точки К-1

Эквивалентное сопротивление прямой последовательности для расчетной точки К-1 - это общее сопротивление, которое эта точка создает для тока прямой последовательности. Оно определяется как отношение напряжения прямой последовательности на расчетной точке к соответствующему току, при условии, что все элементы схемы, кроме расчетной точки источника тока, заменены на их эквивалентные значения прямой последовательности. В других словах, это сопротивление, которое нужно присвоить расчетной точке К-1, чтобы эффект электрической сети на ток прямой последовательности был эквивалентен эффекту этой точки.

Или можно сказать, что эквивалентное сопротивление прямой последовательности для расчетной точки К-1 - это общее сопротивление пути, по которому протекает ток прямой последовательности от источника к расчетной точке К-1, и это сопротивление включает все элементы схемы, которые находятся в этом пути.

$$Z_{эквК1} = \frac{Z_{c1} \cdot Z_1}{Z_{c1} + Z_1}, \quad (3.8)$$

$$Z_{эквК1} = \frac{29,5 \cdot 51}{29,5 + 51} = 18,7 \text{ Ом}.$$

Далее выполняется расчет тока 3-фазного КЗ в расчетной точке. Это и будет являться периодической составляющей тока 3-фазного КЗ в данном режиме работы.

$$I_{1.n} = \frac{E_{ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{сумм}}, \quad (3.9)$$

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

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

Итак, для расчетной точки К-1 в максимальном режиме:

$$I_{1.n} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 18,7} = 7,1 \text{ кА}.$$

Далее выполняется расчет токов 3-фазного КЗ для всех расчетных точек и всех требуемых режимов работы: максимальный, минимальный при питании только от сети 220 кВ и минимальный при питании только от сети 110 кВ. Все расчеты для каждого из режимов подробно представлены в приложении Б.

### 3.3 Расчет несимметричных КЗ

В качестве расчетным видов будем рассматривать однофазное и двухфазное короткие замыкания для всех расчетных точек. Необходимость расчета несимметричных КЗ возникает для расчета чувствительности некоторых типов релейной защиты в определенных режимах работы, а также для расчета тока 1-фазного КЗ на шинах 220 кВ, который может оказаться больше тока 3-фазного КЗ из-за структуры схемы замещения.

Расчетная схема замещения для утроенных токов нулевой последовательности в расчетной точке представлена на рисунке 3.6. Расчет будет представлен для точки К-1, для другой точки расчет представлен в приложении Б.

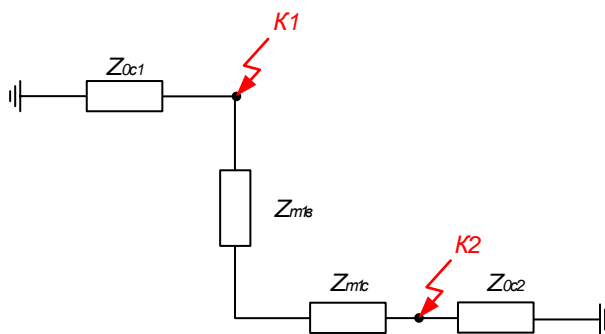


Рисунок 3.6 – Схема замещения нулевой последовательности

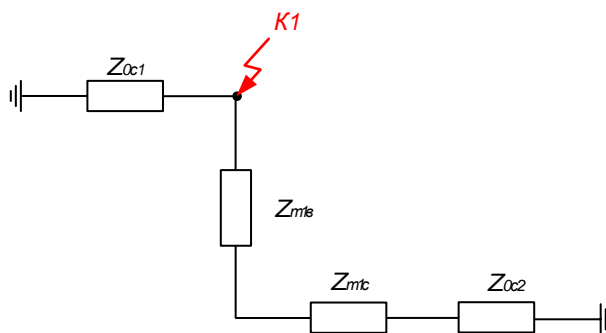


Рисунок 3.7 – Схема замещения нулевой последовательности для расчетной точки К-1

Аналогично, как в п.3.2 находим эквивалентное сопротивление схемы нулевой последовательности. Преобразуем схему замещения для точки К-1:

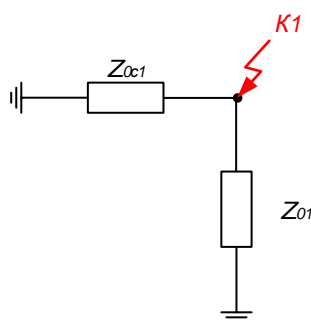


Рисунок 3.8 – Преобразованная схема замещения нулевой последовательности для расчетной точки К-1

$$Z_{01} = \frac{Z_{m\delta.\max}}{2} + \frac{Z_{mc.\max}}{2} \cdot k_{m01}^2 + Z_{oc2} \cdot k_{m01}^2 \quad (3.10)$$

где  $Z_{oc2}$  - сопротивление системы нулевой последовательности, Ом;

$k_{m01}$  - коэффициент трансформации, равный отношению основной стороны к стороне, подлежащей приведению (230/115);

$$Z_{01} = \frac{38,8}{2} + \frac{-0,413}{2} \cdot 2^2 + 6,5 \cdot 2^2 = 44,6 \text{ Ом}$$

Эквивалентная схема замещения нулевой последовательности представлена на рисунке 3.9.

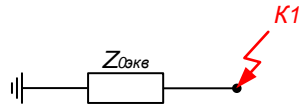


Рисунок 3.9 – Преобразованная схема замещения нулевой последовательности для расчетной точки К-1

Эквивалентное сопротивление нулевой последовательности для точки К-1 в максимальном режиме:

$$Z_{0эвкК1} = \frac{Z_{0c1} \cdot Z_{01}}{Z_{0c1} + Z_{01}}, \quad (3.11)$$

где  $Z_{0c1}$  - сопротивление системы нулевой последовательности в максимальном режиме, Ом.

$$Z_{0эвкК1} = \frac{22,1 \cdot 44,6}{22,1 + 44,6} = 14,8 \text{ Ом}$$

Далее выполняется расчет тока 1-фазного КЗ в расчетной точке в заданном режиме.

$$3I_{0.l} = \frac{3 \cdot E_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot Z_{эвкКi} + Z_{0эвкКi})} \quad (3.12)$$

Для расчетной точки К-1 в максимальном режиме:

$$3I_{0.К1} = \frac{3 \cdot 230}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 18,7 + 14,8)} = 7,6 \text{ кА}$$

Для расчета тока 2-фазного КЗ для упрощения дальнейших действий допускается принимать следующее соотношение:

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)} \quad (3.13)$$

Для расчетной точки К-1 в максимальном режиме:

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,1 = 6,15 \text{ кА}$$

Результаты расчета токов КЗ для определения параметров срабатывания и алгоритмов функционирования устройств РЗА представлены в приложении Б, где рассчитаны все режимы работы сети и рассмотрена каждая расчетная точка. Результаты сведены в таблицу 3.1. (все значения приведены к «своим сторонам»). Графическое отображение рассчитанных токов КЗ представлено на рисунках 3.10, 3.11 и 3.12 для максимального и минимального режимов работы сети соответственно.

Таблица 3.1 – 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	7,10	6,15	7,60
К-2	13,70	11,90	14,60
К-3	15,50	13,40	-
Режим 1 – питание со стороны 220 кВ			
К-1	3,00	2,60	3,75
К-2	3,33	2,89	3,60
К-3	5,60	4,87	-
Режим 2 – питание со стороны 27,5 кВ			
К-1	3,50	3,05	2,90
К-2	7,40	6,44	9,40
К-3	8,30	7,21	-

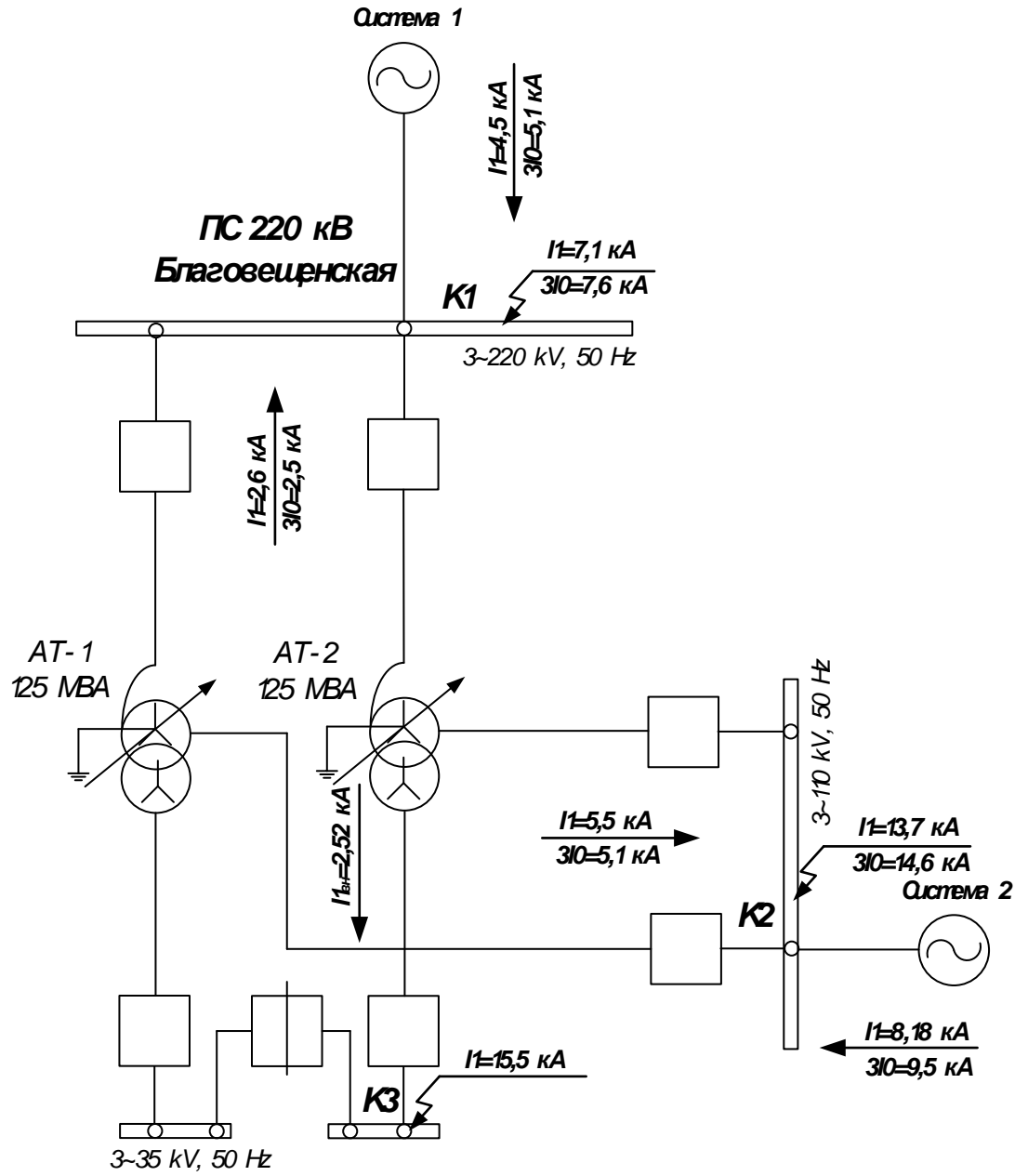


Рисунок 3.10 - Результаты расчета токов КЗ (Режим 1)

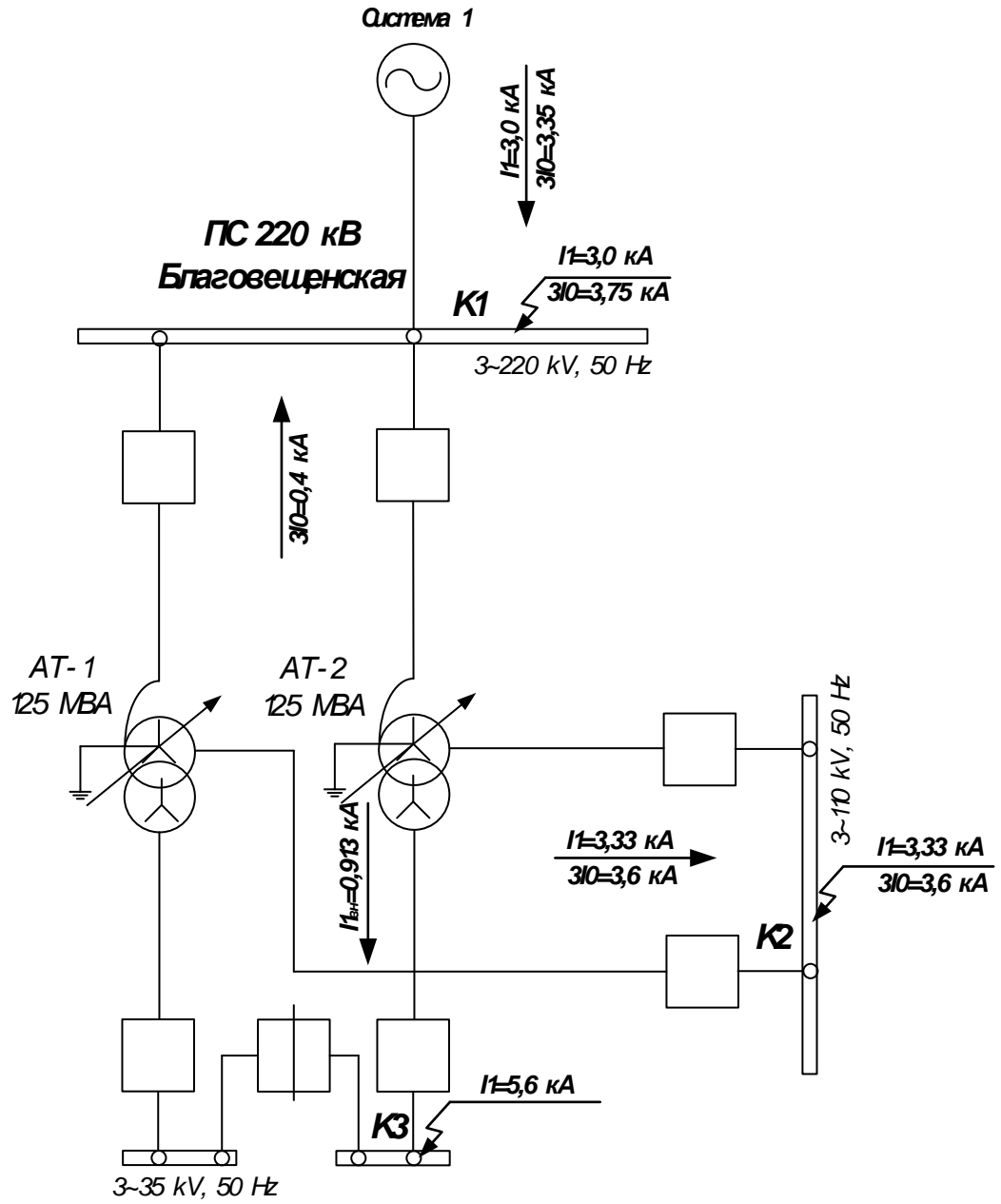


Рисунок 3.11 - Результаты расчета токов КЗ (Режим 2)



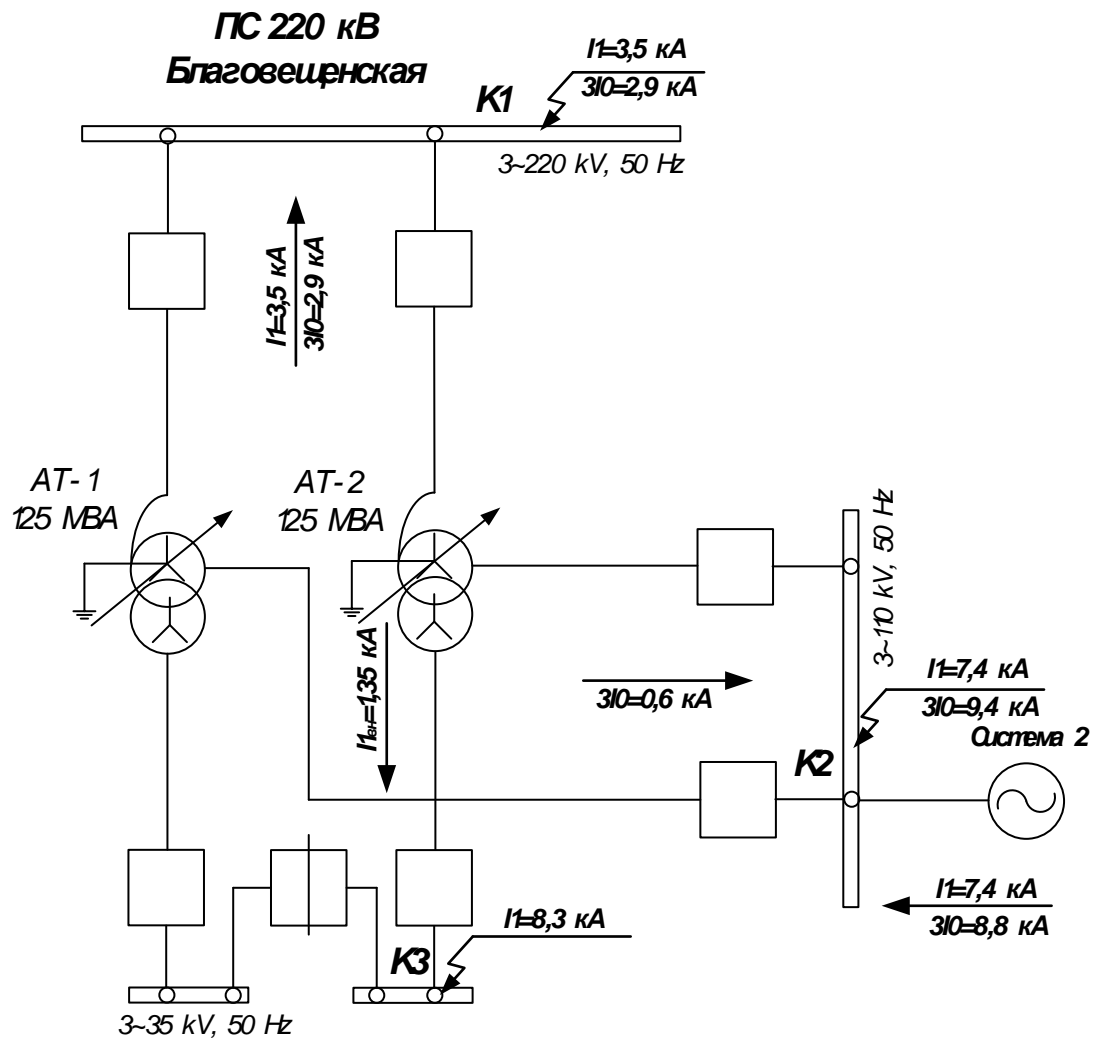


Рисунок 3.12 - Результаты расчета токов КЗ (Режим 3)

### 3.4 Расчет токов для выбора и проверки основного оборудования

Перед началом расчета выбора и проверки основного оборудования подстанции следует выполнить расчет токов КЗ, требуемых для проверки данного оборудования. В частности, требуется дополнительно рассчитать:

- периодическую составляющую тока максимального КЗ в расчетных точках;
- аperiodическую составляющую тока максимального КЗ в расчетных точках;
- величину и длительности ударного тока КЗ в расчетных точках;
- величины максимальных рабочих токов по присоединениям.

Номинальный ток силового трансформатора определяется по формуле:

$$I_{ном.т.i} = \frac{S_{ном.i}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.i}} \quad (3.14)$$

Для обмотки ВН автотрансформатора ПС 220 кВ Благовещенская:

$$I_{ном.т.ВН} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 314 \text{ А.}$$

Для обмотки СН автотрансформатора ПС 220 кВ Благовещенская:

$$I_{ном.т.СН} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 596 \text{ А.}$$

Для обмотки НН автотрансформатора ПС 220 кВ Благовещенская:

$$I_{ном.т.НН} = \frac{41250}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 619 \text{ А.}$$

Величина апериодической составляющей расчетного тока КЗ равна:

$$I_{i.a} = \sqrt{2} \cdot I_{i.n} \quad (3.15)$$

где  $I_{i.n}$  - величина апериодической составляющей расчетного тока КЗ, рассчитана ранее в п.3.3, кА.

Для расчетной точки К-1 расчетным током КЗ является ток 1-фазного КЗ. Значит, используем далее в качестве периодической составляющей именно этот ток.

$$I_{1.a} = \sqrt{2} \cdot 7,6 = 10,7 \text{ кА}$$

Величина расчетного ударного тока КЗ можно определить по кривым токов КЗ, но для упрощения расчета можно воспользоваться расчетными данными для ударных коэффициентов. Итак, соотношения для определения ударной составляющей тока равна:

$$I_{i.уд} = k_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{i.n}, \quad (3.16)$$

где  $k_{уд}$  - величина ударного коэффициента. Определяется справочно для каждой расчетной точки [12]. Подробно расчет представлен в приложении Б.

Для расчетной точки К-1:

$$I_{1,уд} = 1,78 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,6 = 19,1 \text{ кА}$$

Величины токов для остальных расчетных точек представлен в приложении Б. Результаты расчета составляющих токов КЗ для выбора и проверки оборудования сведены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты расчета составляющих токов КЗ

Расчетная точка	Расчетный вид КЗ	Периодическая составляющая тока КЗ, кА	Апериодическая составляющая тока КЗ, кА	Ударная составляющая тока КЗ, кА
1	2	3	4	5
К-1 (220 кВ)	1-фазное	7,60	10,75	19,13
К-2 (110 кВ)	1-фазное	14,6	20,65	36,75
К-3 (35 кВ)	3-фазное	15,5	21,92	39,02

## 4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ПОДСТАНЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В данной главе производится, главным образом, выбор и проверка основного оборудования реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Благовещенская», что является одной из основных задач выпускной квалификационной работы.

В ходе данной главы необходимо произвести следующий объем работ:

- описать схему распределительных устройств 220 и 35 кВ;
- разработать конструктивное исполнение распределительного устройства 110 кВ;
- разработать однолинейную схему реконструируемой подстанции для класса напряжения 110 кВ;
- произвести выбор и проверку ошиновки подстанции;
- произвести выбор и проверку выключателей;
- произвести выбор и проверку разъединителей;
- произвести выбор и проверку измерительных трансформаторов тока;
- произвести выбор и проверку измерительных трансформаторов напряжения;
- разработать систему оперативного тока объекта с учетом вновь выбранных устройств;
- произвести выбор и проверку трансформаторов собственных нужд;
- разработать систему диспетчерской и технологической связи и системы сбора и передачи информации.

### **4.1 Выбор конструктивного исполнения распределительных устройств**

В настоящее время в электрических сетях широко используются открытые, закрытые и комплектные распределительные устройства.

В данной работе речь идёт об уже существующем объекте электроэнергетики, на стороне 220 кВ применяется ОРУ с элегазовыми

выключателями с выкатными элементами. Данные устройства не подлежат реконструкции в рамках данной выпускной квалификационной работы.

ОРУ 110 кВ можно реконструировать по двум вариантам: КРУЭ и ОРУ с элегазовыми выключателями. Ввиду того, что основным преимуществом КРУЭ является экономия пространства, что не требуется для уже имеющейся площадки, принимаем к установке ОРУ 110 кВ с элегазовыми устройствами.

Конструктивное исполнение распределительных устройств (РУ) для напряжения 35 кВ может быть различным, в зависимости от их предназначения и конкретных технических требований. Одним из возможных типов РУ для напряжения 35 кВ является КРУН (комплект распределительных устройств напряжением), который состоит из конструктивных блоков, в которых содержатся силовые и управляющие элементы. КРУН обычно используется в распределительных сетях и подстанциях для управления и защиты оборудования напряжением 35 кВ. Он включает в себя такие компоненты, как выключатели, распределительные трансформаторы, пускатели и реле защиты. Конструкция КРУН обеспечивает высокую надежность работы и простоту обслуживания устройства, а также защиту от перегрузок и КЗ.

#### **4.2 Разработка однолинейной схемы подстанции**

При разработке типа схемы распределительного устройства следует руководствоваться, прежде всего:

- мощностью силового оборудования;
- категорией надежности потребителей;
- количеством отходящих присоединений.

На ПС 220/110/10 кВ «Благовещенская» 3 распределительных устройства, среди которых:

- ОРУ 220 кВ;
- ОРУ 110 кВ;
- КРУН 35 кВ;

соединяющие их силовые автотрансформаторы:

- АТДЦТН-125000/220/110/35 УХЛ1.

На стороне 220 кВ используется схема 220-9 (одна рабочая секционированная система шин). Она применяется при парных линиях или линиях, резервируемых от других ПС, а также нерезервируемых, 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.

Схема 35-9 для электропередачи на напряжении 35 кВ является довольно распространенной схемой, в которой шина располагается в одной секции и секционируется выключателем. В данном случае, секционированный выключатель позволяет отключать и включать участок шины с определенным участком электрической сети. В этой схеме для подключения к электрической сети используются два трансформатора, каждый из которых присоединен к отдельной секции. Такая конфигурация позволяет повысить надежность передачи электрической энергии, так как отказ одного трансформатора не приведет к полному отключению энергосистемы. Кроме того, на подстанции установлено распределительное устройство (РУ) напряжением 35 кВ, которое обеспечивает электроэнергией местных потребителей и собственные нужды подстанции. Возможно, РУ также содержит в себе выключатели и реле защиты для обеспечения безопасной работы с электрической энергией.

На стороне 110 кВ принимаем схему 110-12 «одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин» применяются, и рекомендуется на напряжение 110-220 кВ при пяти и более присоединениях и допустимости потери питания потребителей на время переключения присоединения на обходную систему. Схема может быть использована при применении выключателей, для которых период между плановыми ремонтами менее 10 лет, а его продолжительность более суток; в этом случае питание потребителей осуществляется через обходную систему шин.

#### **4.3 Выбор и проверка оборудования ОРУ 220 кВ**

На ПС 220 кВ Благовещенская на ОРУ 220 кВ установлено следующее оборудование, подлежащее проверкам:

- выключатели НРЛ-245В1;
- выкатные элементы разъединителей НРЛ-245;
- измерительные трансформаторы тока ИМВ-245;
- измерительные трансформаторы напряжения СРВ-245;
- гибкая ошиновка АС-240/19;
- опорные изоляторы ОСК 16-220-46-2 УХЛ1;
- ОПН - 220/252/10/900 УХЛ1.

#### 4.3.1 Выбор и проверка выключателей

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (4.1)$$

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{отклвыкл}, \quad (4.2)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (4.3)$$

Для того, чтобы определить, подходит ли выключатель НРЛ-245В1 для состава ОРУ 220 кВ, необходимо проанализировать его характеристики с точки зрения требований к ОРУ на таком номинальном напряжении.

Номинальное напряжение ОРУ 220 кВ предполагает использование элементов, способных выдерживать высокие значения напряжения и тока. Например, выключатель должен иметь достаточно высокую грозозащиту и устойчивость к напряжению пробоя.

Однако важным параметром для выключателя является его способность отключать ток в критических ситуациях, например, при коротком замыкании.

Для оценки возможности использования выключателя HPL-245B1 в составе ОРУ 220 кВ необходимо проанализировать его характеристики, такие как:

- Ток отключения - в данном случае 63 кА. Для ОРУ 220 кВ такой ток отключения может считаться достаточно высоким, хотя данное значение также может зависеть от местных требований и условий работы ОРУ.

- Доля апериодической составляющей - 40%. Этот параметр указывает на скорость отключения выключателя. В данном случае доля апериодической составляющей достаточно высока и позволяет быстро отключать ток в критических ситуациях.

- Полное время отключения - 0,06 с. Этот параметр также указывает на скорость отключения, и в данном случае время отключения также достаточно низкое, что является хорошим показателем.

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

$$B_k = 7,6^2 (3,06 + 0,02) = 178 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 63 = 35,6 \text{ кА}$$

Таблица 4.1 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя ОРУ 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	220	220
Номинальный ток, А	2500	314
Номинальный ток включения/отключения, кА	63	7,6
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	35,6	10,75



Ток термической стойкости, кА	63	7,6
-------------------------------	----	-----

Таким образом, на основании указанных характеристик можно сделать предположение о том, что выключатель HPL-245B1 может быть подходящим для использования в составе ОРУ 220 кВ. Однако, следует отметить, что окончательное решение о пригодности данного выключателя для данного ОРУ должно приниматься на основании комплексной оценки всех параметров и требований к ОРУ.

#### 4.3.2 Выбор и проверка разъединителей

Выкатные элементы включаются в конструкцию выключателя для того, чтобы обеспечить достаточно высокую надежность и длительность эксплуатации. Их использование позволяет предотвратить заклинивание выключателя и увеличить его сопротивление к коротким замыканиям.

Выкатные элементы являются ключевыми компонентами выключателя и позволяют ему переключать высокий ток на определенном уровне номинального напряжения. Они выкатываются из корпуса выключателя при включении и возвращаются обратно при выключении. Благодаря этому конструктивному решению, выключатель HPL-245B1 обеспечивает высокую надежность и долговечность при использовании в ОРУ на напряжении 220 кВ.

Также следует отметить, что выкатные элементы обладают высокой амплитудой движения, что позволяет им работать в условиях высоких нагрузок и эксплуатационных нагрузок. Таким образом, использование выкатных элементов в конструкции выключателя HPL-245B1 является оптимальным решением, позволяющим достичь высокой надежности, устойчивости к коротким замыканиям и длительной эксплуатации.

Таблица 4.2 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей ОРУ 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	220	220
Номинальный ток, А	2500	314
Ток термической стойкости, кА	63	7,6
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	12000	178
Ток динамической стойкости, кА	102	19,13

#### 4.3.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока производится в соответствии с требованиями нормативной документации на конкретную электрическую сеть или оборудование, в которое они будут установлены. Номинальное напряжение и ток присоединения являются ключевыми параметрами при выборе трансформаторов тока.

Проверка трансформаторов тока осуществляется путем измерения нагрузки на цепи вторичной коммутации, питающихся от измерительных трансформаторов тока. Нагрузка на эти цепи может варьироваться в зависимости от режима работы оборудования, поэтому проверка должна осуществляться регулярно при всех режимах эксплуатации.

Важно также отметить, что при указании параметров трансформаторов тока необходимо учитывать максимальный ток, который может возникнуть в сети. В промышленных сетях этот ток может быть достаточно высоким, например, при коротком замыкании, и поэтому необходимо, чтобы трансформаторы тока могли выдержать его без повреждений.

Также следует учитывать допустимые погрешности измерения и требования к точности измерений при выборе трансформаторов тока. Эти

параметры зависят от конкретных потребностей приложения и могут различаться в зависимости от требований нормативной документации.

Таким образом, выбор трансформаторов тока и их проверка являются важными аспектами при проектировании и эксплуатации электрических систем и оборудования, и должны осуществляться в соответствии с нормативными требованиями и рекомендациями производителей.

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}} , \quad (4.4)$$

Действительно, при расчете токов в токовых цепях, индуктивное сопротивление является доминирующим на средних и высоких частотах, что приводит к сдвигу фаз между напряжением и током и уменьшению компоненты активной мощности. Однако, на низких частотах, значение индуктивного сопротивления может быть существенным, что необходимо учитывать при расчете токов в цепях.

В случае, если индуктивное сопротивление токовой цепи является значительным, формула  $Z_2 \approx R_2$  может не выполняться, так как индуктивное сопротивление может оказывать значительное влияние на значение импеданса, особенно на низких частотах.

Поэтому, при расчете токов в цепях необходимо учитывать индуктивную и емкостную составляющие импеданса, а также учитывать диапазон частот, на котором происходит расчет, так как в различных диапазонах частот значение индуктивного сопротивления может варьироваться.

Но в большинстве случаев, когда обсуждаются токовые цепи в электроэнергетической системе, индуктивное сопротивление является небольшим по сравнению с активным сопротивлением, а значит, можно принимать  $Z_2 \approx R_2$  для упрощения расчетов без серьезной потери точности.

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (4.5)$$

Для определения числа и типа измерительных приборов необходимо выполнить следующие шаги:

1. Определить максимальный ток, который будет проходить через измерительные приборы. Для этого нужно учитывать максимальный потребляемый ток оборудования, к которому подключаются измерительные приборы, и добавлять запас на возможные перегрузки.

2. Исходя из максимального тока, выбрать тип и количество измерительных приборов (амперметров). Рекомендуется выбирать приборы, у которых измеряемый ток близок к максимальному току, но не менее 1,5 раза.

3. Определить необходимое сечение проводов, соединяющих измерительные приборы, в соответствии с требованиями нормативной документации. В данном случае, минимальное сечение должно быть не менее 2,5 мм<sup>2</sup> для меди, а максимальное - не более 6 мм<sup>2</sup>.

4. Рассчитать сопротивление наиболее нагруженной фазы, используя формулу  $R=U/I$ , где  $U$  - напряжение фазы,  $I$  - максимальный ток, проходящий через измерительные приборы.

5. Выбрать приборы с достаточной точностью измерения, учитывая допустимую погрешность измерений и требования нормативной документации.

6. Соединить измерительные приборы в соответствии с требованиями нормативной документации и схемой соединения.

Таким образом, выбор числа и типа измерительных приборов должен осуществляться в соответствии с требованиями нормативной документации и требованиями безопасности, а также учитывать потребности оборудования, к которому они подключаются.

Таблица 4.3 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 220 кВ

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, СВ-220 кВ					
Амперметр	5	ЦП 8501/5	2,5	2,5	2,5
Ваттметр	5	ЦП 8506/60	0,5	0,5	0,5
Варметр	5	ЦП 8506/60	0,5	0,5	0,5
Счетчик комплексный	5	СЕ 304	2,5	2,5	2,5
Итого	-	-	6,0	6,0	6,0

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (4.6)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (4.7)$$

$$r_{\text{пр}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (4.8)$$

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2H}^2}, \quad (4.9)$$

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (4.10)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S_{\text{пр}}}, \quad (4.11)$$

$$r_{ПРИБ} = \frac{8,4}{5^2} = 0,34 \text{ Ом}$$

$$r_{ПР} = 20 - 0,34 - 0,05 = 19,61 \text{ Ом}$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 1000}{19,61} = 0,9 \text{ мм}^2$$

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

$$Z_2 = 0,1 + 7 + 0,05 = 7,1 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	220	220
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	1000/800/600	314
Односекундный ток термической стойкости, кА	63	7,6
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	120	19,13
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	7,1
Классы точности	5P/0,5S/0,2S	

#### 4.3.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Для выбора трансформаторов напряжения следует учитывать следующие условия:

1. Напряжение установки: выбор трансформатора напряжения должен основываться на напряжении, которое требуется измерять или контролировать.

Трансформатор выбирается с соответствующим первичным и вторичным напряжением.

2. Конструкция и схема соединения: трансформаторы напряжения могут быть выполнены в различных конструкциях и схемах соединения, которые влияют на их характеристики и возможности использования. Например, могут быть выбраны трансформаторы с одно- или многожильной обмоткой, трехфазные или однофазные, с возможностью подключения параллельно или последовательно и т.д.

3. Класс точности: трансформаторы напряжения могут иметь различные классы точности, которые определяют допустимую погрешность измерений. Класс точности выбирается в зависимости от требуемой точности измерений.

4. Вторичная нагрузка: трансформаторы напряжения имеют ограничения по максимальной вторичной нагрузке, которая может быть подключена. Поэтому при выборе трансформатора следует учитывать максимальную нагрузку, которая будет подключена к его вторичной обмотке.

Таким образом, при выборе трансформаторов напряжения следует учитывать различные условия и требования, чтобы выбрать трансформатор, который наилучшим образом соответствует потребностям и требованиям конкретной задачи.

Таблица 4.5 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка P, Вт
1	2	3	4
Шины 220 кВ			
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

Проверка трансформатора напряжения в составе ОРУ 220 кВ СРВ-245 включает в себя следующие шаги:

1. Проверку технических характеристик трансформатора, таких как номинальное напряжение первичной и вторичной обмоток, номинальная мощность трансформатора, класс точности, допустимая нагрузка на вторичной обмотке и т.д. Эти характеристики могут быть указаны в паспорте трансформатора или другой технической документации.

2. Проверку исправности корпуса и изоляции трансформатора, включая визуальный осмотр на наличие повреждений, трещин и прочих дефектов.

3. Проверку подключения трансформатора по схеме соединения, указанной в технической документации ОРУ.

4. Проверку входного и выходного напряжения трансформатора в различных режимах работы ОРУ с помощью специальных измерительных приборов.

5. Проверку соответствия полученных измерений технической документации по трансформатору и требованиям нормативных документов.

6. Проверку дополнительных функциональных возможностей, если они имеются, например, наличие встроенных защитных устройств или возможность подключения к системе телемеханики.

При выполнении всех этих шагов можно убедиться в исправности и соответствии трансформатора напряжения СРВ-245 всем требованиям и нормативам.

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

Таблица 4.6 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252	252
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	220	220



Предельная мощность ТН, ВА	200	31
Классы точности	3P/0,5S/0,2S	

#### 4.3.5 Выбор и проверка гибкой ошиновки

Для проверки шин и шинных конструкций гибкой ошиновки на динамические воздействия при токах КЗ необходимо выполнить следующие шаги:

1. Определить расчетное значение тока КЗ. Расчетное значение тока КЗ зависит от параметров сети и ОРУ и может быть определено по специальным нормативным документам или программам по расчету КЗ.

2. Определить требования к динамическим нагрузкам на шины при токе КЗ. Допустимые значения динамических нагрузок на шины и шинные конструкции при токе КЗ также зависят от параметров сети и ОРУ и могут быть определены по нормативным документам и рекомендациям производителей.

3. Выполнить моделирование динамических нагрузок на шины и шинные конструкции в программе по расчету КЗ при заданном значении тока КЗ. Моделирование динамических нагрузок может включать в себя определение механических напряжений в шинах и шинных конструкциях, частотных свойств шин и конструкций, амплитудных и временных параметров динамических нагрузок, и т.д.

4. Сравнить результаты моделирования с допустимыми значениями динамических нагрузок на шины и шинные конструкции. Если моделирование показывает превышение допустимых значений динамических нагрузок на шины и шинные конструкции, необходимо принимать меры по увеличению прочности конструкций или уменьшению динамических нагрузок, например, через изменение схемы соединения или типа крепления шин и конструкций.

5. После выполнения моделирования, необходимо проверить фактические параметры шин и конструкций на соответствие проекту и износу, и выполнить необходимые ремонтные или заменительные работы перед вводом ОРУ в эксплуатацию.

Таким образом, проверка шин и шинных конструкций гибкой ошиновки на динамические нагрузки при токах КЗ является важным этапом при монтаже и техническом обслуживании ОРУ и требует выполнения ряда технических мероприятий для обеспечения их надежной работы.

$$1,07E \geq 0,9E_0, \quad (4.12)$$

$$E_0 = 30,3m \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (4.13)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (4.14)$$

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

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

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

#### 4.3.6 Выбор и проверка изоляторов

Опорные изоляторы играют важную роль в электрической сети, поскольку обеспечивают изоляцию проводов от опоры, а также поддерживают механическую нагрузку от проводов. При выборе опорных изоляторов необходимо учитывать несколько факторов:

1. Напряжение: опорный изолятор должен быть подходящим для напряжения, на котором он будет эксплуатироваться. Он должен иметь достаточно высокую изоляционную прочность для эффективной работы в системе.

2. Род установки: опорный изолятор может быть установлен вертикально или горизонтально на опоре. Выбор изолятора зависит от угла, под которым повешен провод.

3. Механическая нагрузка: опорный изолятор должен быть достаточно прочным, чтобы выдерживать механические нагрузки от проводов. Расчетная нагрузка на изолятор  $F_{расч}$  определяется в соответствии с расчетной нагрузкой на шину на один пролет. Кроме того, опорные изоляторы должны иметь допускаемую механическую нагрузку, которая должна быть определена согласно нормативным документам.

4. Климатические условия: в зависимости от климатических условий, например, наличия льда и сильных ветров, могут потребоваться специализированные опорные изоляторы с дополнительной прочностью или с другими дополнительными характеристиками.

При выборе опорных изоляторов, необходимо учитывать все эти факторы, чтобы выбрать наилучший вариант для конкретной установки.

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (4.15)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{дон}. \quad (4.16)$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н};$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yo}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \text{ Н}, \quad (4.17)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{19,13^2}{0,12} \cdot 1 \cdot 1,225 \cdot 10^{-7} = 0,65 \text{ кН}.$$

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h / 2}{H_{из}}, \quad (4.18)$$

$$K_h = \frac{120 + 80 + 100 / 2}{120} = 2,1$$

$$F_{расч} = 650 \text{ Н} \leq F_{дон} = 3750 \text{ Н}$$

#### 4.3.7 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения

Действительно, для защиты энергооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений применяют ограничители перенапряжений (ОПН). Они устанавливаются на различных уровнях системы электроснабжения, включая подстанции, распределительные устройства и линии электропередачи.

ОПН - это нелинейные элементы, которые обеспечивают ограничение перенапряжений на определенном уровне. Они имеют очень высокий сопротивлений в нормальных условиях, но начинают проводить токи высокой частоты при появлении перенапряжения. Это позволяет ограничить напряжение на электрооборудовании и предотвратить его повреждение.

Ограничители перенапряжений с полимерными внешними изоляторами широко применяются для защиты систем напряжением от 3 до 35 кВ переменного тока частотой 50 Гц. Они обычно устанавливаются на металлических опорах и состоят из нелинейных элементов, расположенных между двумя металлическими электродами. В качестве материала для внешней изоляции могут использоваться полимеры, такие как силиконовый каучук, который обладает высокой прочностью и долговечностью.

ОПН с полимерными изоляторами имеют следующие преимущества:

- Высокая защита оборудования от перенапряжений;
- Малый размер и вес;
- Легкость установки и обслуживания;
- Высокая устойчивость к климатическим условиям, таким как дождь, снег, ветер и т.д.

Таким образом, ограничители перенапряжений с полимерными внешними изоляторами являются важным элементом системы электроснабжения, которые позволяют защитить энергооборудование от грозовых и коммутационных перенапряжений и обеспечить его надежную работу.

$$T = \frac{l}{\beta \cdot C}, \quad (4.19)$$

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 3 \cdot 10^8} = 0,9 \text{ мкс.}$$

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (4.20)$$

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 900} = 661,8 \text{ кВ.}$$

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{\text{ост}}}{Z} \cdot U_{\text{ост}} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (4.21)$$

$$\mathcal{E}^{220} = \frac{661,8 - 152}{470} \cdot 152 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 1 = 297 \text{ кДж.}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{ном}}}, \quad (4.22)$$

$$\mathcal{E}_{220}^* = \frac{297}{220} = 1,35 \text{ кДж / кВ}$$

Таблица 4.7 – Основные характеристики ОПН 220 кВ

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	252	252
Длительное рабочее напряжение, кВ	252	252
Номинальное напряжения ОПН, кВ	220	220
Ток взрывобезопасности, кА	30	5,58
Длина пути утечки оборудования, см	1000	850
Класс энергоёмкости ОПН, кДж/кВ	10	1,35

## 4.4 Выбор и проверка оборудования ОРУ 110 кВ

### 4.4.1 Выбор и проверка выключателей

Для проверки выключателя ВГТ-110П-1К-ОП-40/2500 УХЛ1 в составе ОРУ 110 кВ необходимо убедиться, что он соответствует требованиям проектной документации и национальных стандартов.

В данном случае, ток отключения выключателя составляет 40 кА, что значительно превышает прогнозируемые токи короткого замыкания в системе напряжением 110 кВ. Это говорит о том, что выключатель способен безопасно обеспечить отключение электроустановки в случае возникновения аварийных условий.

Доля апериодической составляющей величины тока отключения составляет 40%, что также соответствует требованиям национальных стандартов. Апериодическая составляющая является неосциллирующей и не сказывается на прочности устройств и проводников, так как приводит только к разогреву контактов.

Полное время отключения выключателя составляет 0,06 с, что также соответствует требованиям национальных стандартов. Краткое время отключения важно для предотвращения разрушения оборудования и поддержания надежности электрической сети.

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

$$B_{\kappa} = 14,6^2 (3,06 + 0,02) = 660 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

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

Таблица 4.8 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя ОРУ 110 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток, А	2500	596
Номинальный ток включения/отключения, кА	40	14,6
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	22,6	20,65
Ток термической стойкости, кА	40	14,6
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	4928	660
Ток динамической стойкости, кА	120	36,75

Таким образом, на основании данных о характеристиках выключателя ВГТ-110П-1К-ОП-40/2500 УХЛ1 можно сделать вывод о том, что он проходит проверку и соответствует требованиям проектной документации и национальных стандартов для использования в ОРУ 110 кВ. Однако, перед вводом в эксплуатацию необходимо провести тщательную проверку и испытания выключателя, чтобы убедиться в его исправности и соответствии требований безопасности.

#### 4.4.2 Выбор и проверка разъединителей

Для проверки трёхполюсных разъединителей РГ-2-110П/2000-50 УХЛ1 в ОРУ 110 кВ необходимо выполнить ряд мероприятий:

1. Визуальный осмотр. Необходимо осмотреть разъединители на предмет видимых повреждений или коррозии. Также нужно убедиться, что клеммы и соединения надежно закреплены.

2. Механические испытания. Для проверки механической прочности разъединителей необходимо выполнить испытания на удар и вибрацию в соответствии с национальными и международными стандартами.

3. Электрические испытания. Для проверки электрической прочности разъединителей необходимо выполнить испытания на силу тока короткого замыкания и сопротивление изоляции. Ток короткого замыкания должен составлять не менее 1,5 раз номинального значения.

4. Испытания на прочность изоляторов. Необходимо проверить прочность изоляторов путем испытания на прочность механических воздействий, а также выдержки в агрессивных условиях.

После выполнения всех необходимых испытаний разъединители могут быть использованы в составе ОРУ 110 кВ. Важно также периодически проводить ежегодную проверку и техническое обслуживание разъединителей в соответствии с требованиями производителя и национальными стандартами, чтобы обеспечить надежную работу ОРУ.

Таблица 4.9 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей ОРУ 110 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток, А	2000	596
Ток термической стойкости, кА	40	14,6
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	4800	660
Ток динамической стойкости, кА	50	36,75



#### 4.4.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Для проверки трансформатора тока элегазового ТОГФ-110Ш в ОРУ 110 кВ необходимо выполнить следующие мероприятия:

1. Визуальный осмотр. Необходимо осмотреть трансформатор на предмет видимых повреждений, утечки масла, коррозии и ржавчины.

2. Измерение параметров. Для проверки трансформатора необходимо выполнить измерение токовой и напряженной характеристик, а также проверить соответствие номинальных значений токов и коэффициента трансформации.

3. Измерение сопротивления обмоток. Необходимо выполнить измерение сопротивления обмоток трансформатора и проверить их на наличие коротких замыканий.

4. Испытания на прочность изоляции. Для проверки прочности изоляции трансформатора необходимо выполнить измерение сопротивления изоляции и проверить его на соответствие нормативным требованиям.

5. Определение точности измерений. Методы определения точности измерений токового трансформатора зависят от конструктивных особенностей трансформатора и используемой технологии. В целом, для определения точности измерений выполняются сравнительные измерения на эталонном образце или на измерительной линии с известными параметрами токовым трансформатором.

После выполнения всех необходимых мероприятий трансформатор может быть использован в составе ОРУ 110 кВ. Важно также периодически проводить плановое техническое обслуживание и испытания трансформатора в соответствии с требованиями производителя и национальными стандартами, чтобы обеспечить его надежную работу в ОРУ.

Таблица 4.10 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Ввода 110 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 110 кВ, СВ-110 кВ					
Амперметр	8	ЦП 8501/10	4,0	4,0	4,0
Ваттметр	8	ЦП 8506/120	0,8	0,8	0,8
Варметр	8	ЦП 8506/120	0,8	0,8	0,8
Счетчик комплексный	8	СЕ 304	4,0	4,0	4,0
Итого	-	-	9,6	9,6	9,6

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

$$r_{\text{ПР}} = 20 - 0,5 - 0,05 = 19,45 \text{ Ом}$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 1000}{19,45} = 0,9 \text{ мм}^2$$

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

$$Z_2 = 0,3 + 7 + 0,05 = 7,3 \text{ Ом}$$

Таблица 4.11 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 110 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	110	110

Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	1000/800/600	596
Односекундный ток термической стойкости, кА	40	14,6

#### 4.4.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Для расчета нагрузки вторичной обмотки трансформаторов напряжения для ОРУ 110 кВ необходимо выполнить следующие шаги:

1. Определить номинальную мощность трансформатора напряжения, которая должна соответствовать работе токовых трансформаторов и мощности трансформатора тока. Обычно мощность трансформатора напряжения выбирается так, чтобы она превышала мощность трансформаторов тока на 10-20%.

2. Определить коэффициент трансформации трансформатора напряжения, который будет использоваться для перевода напряжения с первичной на вторичную обмотку.

3. Определить напряжение вторичной обмотки трансформатора напряжения, которое должно соответствовать требуемой точности измерения напряжения.

4. Рассчитать нагрузку вторичной обмотки по формуле:  $U_2 = U_1 * N / k$ , где  $U_1$  - напряжение первичной обмотки трансформатора напряжения,  $N$  - номинальное напряжение сети,  $k$  - коэффициент трансформации.

5. Проверить полученное значение нагрузки вторичной обмотки на соответствие номинальной мощности трансформатора напряжения.

6. Выбрать трансформатор напряжения по требуемому классу напряжения, номинальной мощности и нагрузке.

После выбора трансформатора напряжения необходимо провести его проверку на предмет соответствия техническим требованиям и национальным стандартам. Проверка включает в себя измерение параметров первичной и вторичной обмоток, проверку номинальной мощности, коэффициента трансформации и токовой характеристики трансформатора. Также необходимо

проверить прочность изоляции и корректность установки трансформатора в ОРУ.

Таблица 4.12 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4
Шины 110 кВ			
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

Для проверки трансформатора напряжения ЗНОГ-110П-0,5/3Р УХЛ1 в составе ОРУ 110 кВ необходимо выполнить следующие мероприятия:

1. Визуальный осмотр. Необходимо осмотреть трансформатор на предмет видимых повреждений, утечки масла, коррозии и ржавчины.

2. Измерение параметров. Для проверки трансформатора необходимо выполнить измерение напряжения первичной и вторичной обмоток, проверить соответствие номинального напряжения, коэффициента трансформации и проверить наличие нагрузки на вторичной обмотке.

3. Измерение сопротивления обмоток. Необходимо выполнить измерение сопротивления обмоток трансформатора и проверить их на наличие коротких замыканий.

4. Испытания на прочность изоляции. Для проверки прочности изоляции трансформатора необходимо выполнить измерение сопротивления изоляции и проверить его на соответствие нормативным требованиям.

5. Проверка токовой характеристики. Необходимо проверить соответствие токовой характеристики трансформатора заявленным производителем характеристикам.

6. Определение точности измерений. Методы определения точности измерений трансформатора напряжения зависят от конструктивных особенностей трансформатора и используемой технологии. В целом, для определения точности измерений выполняются сравнительные измерения на эталонном образце или на измерительной линии с известными параметрами трансформатора напряжения.

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

Таблица 4.13 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 110 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	110	110
Предельная мощность ТН, ВА	150	31
Классы точности	3P/0,5S/0,2S	

#### 4.4.5 Выбор и проверка гибкой ошиновки

Для проверки гибких связей 110 кВ выключателей, разъединителей, трансформаторов напряжения, выполненных сталеалюминиевыми проводами и расположенных на существующих и вновь смонтированных ячейковых и шинных металлических порталах необходимо выполнить следующие мероприятия:

1. Испытания на прочность. Необходимо провести испытания на прочность гибких связей под динамическими воздействиями при токах КЗ. Для этого можно использовать специальное оборудование, которое создает импульсные токи и измерять параметры гибкой связи в процессе испытаний.

2. Измерение сопротивления. Необходимо проверить сопротивление каждой гибкой связи. Это поможет выявить наличие повреждений провода или неправильную установку гибкой связи.

3. Проверка изоляции. Необходимо проверить прочность изоляции гибких связей и шинных конструкций.

4. Оценка температурного режима. Необходимо оценить температурный режим работы гибких связей при токах КЗ. Для этого можно провести моделирование процесса с помощью специальных программных средств.

5. Проверка совместимости материалов. Необходимо проверить совместимость материалов гибких связей с другими материалами, с которыми они контактируют.

6. Выводы. После проведения вышеперечисленных мероприятий необходимо сделать вывод о соответствии гибких связей требованиям производителя и национальным стандартам, и использовать их в составе ОРУ 110 кВ. Важно также периодически проводить плановое техническое обслуживание и испытания гибких связей в соответствии с требованиями производителя и национальными стандартами, чтобы обеспечить их надежную работу в ОРУ.

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

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

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

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

#### 4.4.6 Выбор и проверка изоляторов

Выбор изоляторов ОСК 6-110-24-3 УХЛ1 для использования на стороне 110 кВ осуществляется с учетом следующих критериев:

1. Номинальное напряжение. Изоляторы должны иметь номинальное напряжение, соответствующее рабочим напряжениям в сети 110 кВ. В данном

случае, изоляторы ОСК 6-110-24-3 УХЛ1 имеют номинальное напряжение 110 кВ, что соответствует требованиям.

2. Материал изолятора. Изоляторы ОСК 6-110-24-3 УХЛ1 выполнены из ударопрочного стекла, что обеспечивает высокую механическую прочность и устойчивость к коррозии.

3. Прочность изолятора. Изоляторы должны обладать достаточной прочностью для выдерживания механических нагрузок в процессе эксплуатации. Изоляторы ОСК 6-110-24-3 УХЛ1 имеют высокую прочность, что обеспечивает их долговечность и надежность в работе.

4. Климатическое исполнение. Изоляторы ОСК 6-110-24-3 УХЛ1 предназначены для работы в условиях умеренного климата с эксплуатацией при температуре от  $-60^{\circ}\text{C}$  до  $+50^{\circ}\text{C}$ , что соответствует климатическим условиям России.

5. Применение. Изоляторы ОСК 6-110-24-3 УХЛ1 рекомендованы для использования на стороне 110 кВ, что соответствует требованиям национальных и международных стандартов.

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н};$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{37,4^2}{0,12} \cdot 1 \cdot 1,225 \cdot 10^{-7} = 2,5 \text{ кН.}$$

$$K_h = \frac{120 + 80 + 100 / 2}{120} = 2,1$$

$$F_{расч.} = 2500 \text{ Н} \leq F_{дон} = 3750 \text{ Н}$$

#### 4.4.7 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 3 \cdot 10^8} = 0,9 \text{ мкс.}$$

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 900} = 661,8 \text{ кВ.}$$

$$\mathcal{E}^{110} = \frac{661,8 - 86}{470} \cdot 86 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 1 = 94 \text{ кДж.}$$

$$\mathcal{E}_{110}^* = \frac{94}{110} = 0,8 \text{ кДж / кВ}$$

Таблица 4.14 – Основные характеристики ОПН 110 кВ

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	126	126
Длительное рабочее напряжение, кВ	126	110
Номинальное напряжения ОПН, кВ	110	110
Ток взрывобезопасности, кА	30	14,9
Длина пути утечки оборудования, см	1000	850
Класс энергоёмкости ОПН, кДж/кВ	10	0,8

#### 4.5 Выбор и проверка оборудования КРУН 35 кВ

Для проверки оборудования, установленного в составе КРУН 35 кВ, на ПС 220 кВ Благовещенская следует провести следующие мероприятия:

1. Проверка выключателей вакуумные ВВУ-СЭЩ-ПЗ-35-40/630 У2. Необходимо проверить работу выключателей на соответствие производительно-техническим характеристикам и требованиям национальных и международных стандартов. В частности, следует проверить работоспособность взаимовлияния с другим оборудованием, ударопрочность, номинальные характеристики, механическую прочность и прочее.

2. Проверка измерительных трансформаторов тока ТОЛ-СЭЩ-35 У2. Необходимо проверить точность измерений и работоспособность трансформаторов на соответствие производительно-техническим характеристикам и требованиям национальных и международных стандартов. Для этого следует провести проверку коэффициента трансформации, точности измерения тока, прочность конструкции и совместимость с другим оборудованием.

3. Проверка измерительных трансформаторов напряжения НАМИ-35 У2. Необходимо проверить точность измерений и работоспособность трансформаторов на соответствие производительно-техническим характеристикам и требованиям национальных и международных стандартов.



Для этого следует провести проверку коэффициента трансформации, точности измерения напряжения, прочность конструкции и совместимость с другим оборудованием.

4. Проверка изоляторов проходных ИПК-35/1000-IV У1. Необходимо проверить состояние и качество изоляторов на соответствие требованиям национальных и международных стандартов. В частности, следует проверить устойчивость к высоким напряжениям, ударопрочность, механическую прочность и т.п.

5. Проверка ОПН – 35/40/10/300 УХЛ1. Необходимо проверить работоспособность ОПН на соответствие производительно-техническим характеристикам и требованиям национальных и международных стандартов. В частности, следует проверить точность измерения показаний, точность установки и т.п.

Важно также периодически проводить плановое техническое обслуживание и проверку оборудования, установленного в составе КРУН 35 кВ, в соответствии с требованиями производителя и национальными стандартами, чтобы обеспечить его надежную работу на ПС 220 кВ Благовещенская.

#### 4.5.1 Выбор и проверка выключателей

$$t_{откл} = 3,0 + 0,1 = 3,1 \text{ с}$$

$$B_k = 15,5^2 (3,1 + 0,02) = 750 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{35}{100} \cdot 40 = 27,7 \text{ кА}$$

Таблица 4.15 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя КРУ 10 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3

Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный ток, А	630	619
Номинальный ток включения/отключения, кА	40	15,5
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	27,7	21,92
Ток термической стойкости, кА	40	15,5
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	5000	750
Ток динамической стойкости, кА	81	39,01

#### 4.5.2 Выбор и проверка трансформаторов тока

Для проверки трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-35 У2 в составе КРУН следует выполнить следующие действия:

1. Проверка наличия внешних повреждений. Визуально осмотрите трансформатор, чтобы определить наличие трещин, сколов, заломов, коррозии и других механических повреждений. Если вы обнаружили какие-либо повреждения, замените трансформатор на новый.

2. Измерение коэффициента трансформации. Используя прибор для измерения коэффициента трансформации, проверьте, соответствует ли коэффициент трансформации трансформатора номинальному значению, указанному в его технических характеристиках.

3. Проверка точности измерения. Используя измерительный инструмент, сравните показания тока на вторичной обмотке трансформатора с измеряемым значением тока на первичной стороне. Если значения не совпадают, установите

правильное соответствие между входным сигналом и выходным сигналом трансформатора.

4. Проверка наличия утечки тока. Подайте ток через первичную обмотку и измерьте ток на вторичной стороне, чтобы убедиться, что ток на вторичной стороне равен тому, что ожидалось в соответствии с коэффициентом трансформации. Утечка тока может возникнуть, если обмотка трансформатора повреждена.

5. Проверка электрической изоляции. Используя измерительный прибор, измерьте утечку тока между первичной и вторичной обмотками трансформатора, чтобы убедиться, что электрическая изоляция трансформатора в порядке. Необходимо также проверить, что напряжение на обмотках трансформатора не превышает номинальное значение.

6. Проверка работы с другим оборудованием. Проверьте, работает ли трансформатор тока с другим оборудованием на ПС, и совместимо ли оно с другими элементами КРУН.

Важно проводить регулярную диагностику и техническое обслуживание оборудования, включая трансформаторы тока, согласно производительным характеристикам и стандартам, чтобы обеспечить надежность и безопасность работы на ПС.

Таблица 4.16 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	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
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, СВ-35 кВ					
Амперметр	3	ЦП 8501/10	6,0	6,0	6,0

Ваттметр	3	ЦП 8506/120	2,6	2,6	2,6
Варметр	3	ЦП 8506/120	2,6	2,6	2,6
Счетчик комплексный	3	СЕ 304	6,0	6,0	6,0
Итого	-	-	17,2	17,2	17,2

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{17,2}{5^2} = 0,7 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{ПР}} = 20 - 0,73 - 0,05 = 19,3 \text{ Ом}$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 1000}{19,3} = 0,9 \text{ мм}^2$$

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

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

Таблица 4.17 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 35 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	4000	3280
Односекундный ток термической стойкости, кА	50	25,2
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	81	66,0
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	7,7
Классы точности	10P/0,5S/0,2S	

#### 4.5.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Для расчета полной мощности вторичной нагрузки измерительного трансформатора напряжения НАМИ-35 У2 в составе КРУН К-405 необходимо знать значения напряжения на первичной и вторичной обмотках, а также количество подключенных потребителей.

Таблица 4.18 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4
Шины 10 кВ			
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

Таким образом, для расчета полной мощности вторичной нагрузки ТН 35 кВ по измерительному трансформатору напряжения НАМИ-35 У2 необходимо знать значение тока вторичной нагрузки  $I$ , которое можно вычислить по известной мощности вторичной нагрузки  $P$  и количеству подключенных потребителей  $n$ . Полная мощность вторичной нагрузки  $P$  вычисляется по формуле  $P = U_2 * I * n$ , где  $U_2$  - напряжение на вторичной обмотке трансформатора.

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

Таблица 4.19 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 35 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12	10
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	10	10
Предельная мощность ТН, ВА	100	31

#### 4.5.4 Выбор и проверка изоляторов

Изолятор ИПК-35/1000-IV У1 - это проходной диэлектрический изолятор с широким применением в системах электроснабжения для изоляции низковольтных линий от высоковольтных опор.

Если на стороне 35 кВ необходимо выбрать изоляторы именно этой модели, следует учесть следующие технические характеристики:

- Номинальное напряжение: 35 кВ
- Тип изолятора: проходной
- Тип крепления: круговое (болтовое)
- Пакет изоляторов: 4 шт. (IV класс грязевой устойчивости)
- Высота изолятора: 1000 мм

Также стоит учитывать факторы эксплуатации, такие как климатические условия и оптимальное расположение изоляторов на линии, чтобы обеспечить их надежность и безопасность в работе.

Важно отметить, что выбор конкретной модели изоляторов должен осуществляться профессиональными специалистами, учитывающими все технические нюансы и особенности конкретной системы электроснабжения.

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 5750 = 3450 \text{ Н};$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{57,4^2}{0,12} \cdot 1 \cdot 1,225 \cdot 10^{-7} = 3,6 \text{ кН.}$$

$$K_h = \frac{120 + 80 + 100 / 2}{120} = 2,1$$

$$F_{расч.} = 3600 \text{ Н} \leq F_{дон} = 5750 \text{ Н}$$

#### 4.5.5 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения

$$\mathcal{E}^{10} = \frac{661,8 - 7,2}{470} \cdot 7,2 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 1 = 18 \text{ кДж.}$$

$$\mathcal{E}_{110}^* = \frac{18}{10} = 1,8 \text{ кДж / кВ}$$

Таблица 4.20 – Основные характеристики ОПН 35 кВ

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	40	40
Длительное рабочее напряжение, кВ	35	35
Номинальное напряжения ОПН, кВ	35	35
Ток взрывобезопасности, кА	30	21,9
Длина пути утечки оборудования, см	1000	350
Класс энергоёмкости ОПН, кДж/кВ	10	1,8

#### 4.6 Выбор систем диспетчерского и технологического управления

На проектируемой подстанции рассмотрим технические средства ЦСПИ, подлежащие дооснащению в рамках строительства ВОЛС.

Введение ВОЛС на отходящих ЛЭП, действительно, приносит множество преимуществ, включая организацию различных цифровых каналов связи. Рассмотрим перечисленные каналы в более подробном виде:

1. Диспетчерская связь между подстанциями и диспетчерским центрами - это канал связи, который позволяет диспетчерскому центру управлять работой подстанций, а также передавать различные команды и инструкции на подстанции. С помощью этого канала можно быстро и эффективно реагировать на аварийные ситуации и обеспечивать безопасную работу электрооборудования.

2. Технологическая связь - этот канал связи используется для передачи данных, связанных с технологическим процессом. Например, через этот канал можно передавать показания датчиков, сигналы контроля, регулирования и управления технологическим оборудованием.

3. Передача оперативной телеинформации в диспетчерские центры - этот канал связи позволяет получать и передавать оперативную информацию о состоянии оборудования, аварийных ситуациях и других событиях на ЛЭП.

4. Передача технологической информации - этот канал связи используется для передачи информации, связанной с технологическим процессом, такой как графики работ, список работ и т.д.

5. Передача данных АИИС КУЭ - этот канал связи используется для передачи данных по автоматизированной информационной системе контроля и учёта электроэнергии. Например, данные счетчиков электроэнергии, информацию о потреблении электроэнергии и т.д.

6. Передача корпоративной информации - этот канал связи позволяет передавать информацию, связанную с управлением бизнес-процессами компании, такой как организационная информация, финансовые отчеты и т.д.

7. Каналы РЗ и ПА - это каналы связи, используемые для передачи сигналов релейной защиты и противоаварийного автоматического управления. Например, это могут быть сигналы, сообщающие о возникновении короткого замыкания или о перегрузке.

Каждый из перечисленных каналов связи имеет свои характеристики, преимущества и недостатки, и должен быть выбран в соответствии с требованиями и потребностями конкретного электроэнергетического объекта.

Введение ВОЛС на отходящие ЛЭП значительно сокращает время реакции на аварийные ситуации и обеспечивает более эффективное управление, что важно для безопасности персонала и сохранности оборудования. Кроме этого, ВОЛС позволяет использовать телегеодезические системы для высокоточного определения географического положения объектов электросети, а также организовывать удаленные и автоматизированные системы управления.

Кроме перечисленных каналов связи, ВОЛС также может использоваться для передачи видео- и аудиоинформации, передачи данных и голосовой связи сотрудников, мониторинга состояния оборудования, автоматизации управления электросетями и многих других целей.

Одними из главных преимуществ ВОЛС являются высокая скорость передачи данных, надежность и устойчивость к внешним воздействиям, например, к атмосферным помехам и электромагнитным полям. Кроме того, сеть



ВОЛС удобна в управлении и обслуживании и может быть легко масштабирована, что позволяет быстро адаптироваться к изменяющимся условиям и требованиям.

ВЧЗ (высокочастотные заградители) – это специальные устройства, которые устанавливаются на линиях электропередачи для подавления наводок и помех на высокочастотных диапазонах. Введение ВЧЗ на стороне 220 кВ позволяет улучшить качество радиочастотных связей и снизить уровень помех, а также обеспечить бесперебойную передачу данных в условиях высоких электромагнитных полей.

ВЧ заградители выпускаются с естественным воздушным охлаждением и могут быть установлены на фундаментах или подвешены на линейных порталах. Они состоят из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора. Элемент настройки представляет собой сетку параллельных проводников или специальную форму с проводящим покрытием, который обеспечивает выбранную частоту настройки. Силовой реактор служит для подавления высокочастотных токов, облучающих линию электропередачи.

Установка ВЧ заградителей позволяет снизить уровень помех, возникающих на высоких частотах в результате прохождения высоковольтных линий электропередачи. ВЧ заградители действуют как фильтры, пропускают нужные радиочастоты и подавляют шумы и помехи на других частотах. Это повышает качество передачи данных и снижает число ошибок и сбоев при работе компьютерных систем и передаче радиосигналов.

Кроме того, установка ВЧ заградителей на линиях электропередачи способствует снижению уровня электромагнитной помехи в окружающей среде, что благотворно влияет на окружающую среду и здоровье людей и животных. Однако для эффективной работы ВЧ заградителей необходимо правильно подобрать частоту настройки и установить их на оптимальном расстоянии от линий электропередачи.

Таблица 4.21 - Сопоставление каталожных и расчетных данных ВЧЗ 220 кВ

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	220	220
Номинальный ток, А	400	314
Ток динамической стойкости, кА	81	20,2
Ток термической стойкости, кА	31,5	8,1
Показатель термической стойкости, кА <sup>2</sup> с	3000	200

#### 4.7 Выбор системы оперативного тока

В предложенном варианте питание цепей приводов выключателей, управления, сигнализации, защит, оперативной блокировки, автоматики предусмотрено от соответствующих фидеров существующего щита постоянного тока. Это означает, что каждая из перечисленных систем получает питание от определенной линии постоянного тока, которая подается с щита.

Постоянное напряжение на фидерах будет обеспечивать надежную работу управляющих и защитных устройств с обеспечением необходимой степени безопасности. При этом следует учитывать, что потребление энергии в процессе работы таких систем будет устанавливаться в соответствии с конкретными задачами и требованиями.

Возможно также применение альтернативных источников питания, таких как резервные или автономные источники электропитания, которые будут защищать системы от сбоев в основном электроснабжении. Это позволит снизить вероятность аварий и сбоев в работе электрооборудования и обеспечить более надежную и безопасную работу технологических процессов и систем.

В общем случае, выбор метода питания и распределения нагрузки на цепи управления и защиты должен основываться на конкретных технических и экономических требованиях к системам, а также на предельно допустимых значениях потребления энергии и номинальных характеристиках оборудования.

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (4.23)$$

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

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

$$n_{\text{доб}} = n - n_0, \tag{4.24}$$

$$n_{\text{доб}} = 126 - 108 = 18.$$

$$N = 1.05 \cdot \frac{I_{\text{ас}}}{j}, \tag{4.25}$$

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

$$46 \cdot N \geq I_{T\text{max}}, \tag{4.26}$$

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

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

$$I_p = \frac{I_{T\text{max}}}{N} \tag{4.27}$$

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

$$I_{\text{ПЗ}} \geq 0,15 \cdot N + I_p \tag{4.28}$$

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

$$U_{пз} \geq 2,2 \cdot n_0 \quad (4.29)$$

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

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

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

$$U_{пз} = 2,75 \cdot n, \quad (4.30)$$

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

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

#### **4.8 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд**

В предложенном варианте электроснабжение обогрева приводов разъединителей и баков выключателей на проектируемой подстанции предусматривается от существующих РУСН-0,4 кВ, выполненных по схеме неявного резерва. Это означает, что для обеспечения электроснабжения

применяется две отдельные группы РУСН-0,4 кВ, каждая из которых обеспечивает питание определенного количества потребителей.

Схема неявного резерва предусматривает автоматический переключатель между двумя группами РУСН, который переключает потребители на другую группу в случае, если соответствующий кабель или оборудование выходит из строя. Это обеспечивает более надежную работу системы электроснабжения, так как в случае отключения одной группы потребители автоматически переходят на другую, что позволяет сохранить непрерывность работы системы.

Выполнение электроснабжения обогрева приводов разъединителей и баков выключателей от существующих РУСН-0,4 кВ является эффективным и надежным способом питания этих систем. Данный вариант позволяет минимизировать затраты на строительство новых линий электропередачи и РУТ, а также использовать существующую инфраструктуру для обеспечения электроснабжения.

Таблица 4.23 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	Руст, кВт	Q, квар
1	2	3	4
Охлаждение трансформаторов	0,73	20,6	18,5
Насосная пожаротушения	0,8	21	9
Подогрев РУ	1	15	-
Освещение и вентиляция	1	15	-
Отопление и освещение ОПУ	1	25	-
Освещение территории	1	30	-
Прочее	1	50	-
Итого		176,6	27,5

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

$$S_{рас} = \sqrt{176,6^2 + 27,5^2} \cdot 0,8 = 143 \text{ кВА}.$$

Для проверки трансформаторов ТМ-120/10/0,4 по коэффициенту загрузки в нормальном режиме необходимо определить номинальную мощность каждого трансформатора.

Для определения коэффициента загрузки трансформатора в нормальном режиме необходимо знать фактическую нагрузку на трансформатор в данный момент времени и сравнить ее с номинальной мощностью трансформатора.

Для расчета коэффициента загрузки трансформатора в послеаварийном режиме необходимо учитывать снижение коэффициента мощности из-за гармонических искажений напряжения в электрической сети.

$$K_3^{норм} = \frac{143}{2 \cdot 120} = 0,6$$

$$K_3^{авар} = \frac{143}{120} = 1,2$$

## 5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И СЕТЕВАЯ АВТОМАТИКА

В данной главе выполним расчет релейной защиты и сетевой автоматики автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2, вновь выбранных для снабжения потребителей 35 кВ и осуществления транзита мощности 220 - 110 кВ.

В рамках данной работы будет рассмотрена реконструкция устройств РЗА выбранных силовых автотрансформаторов, а также устройств сетевой автоматики сети 110 кВ: АПВ и сети 35 кВ в части АВР.

### 5.1 Выбор принципов релейной защиты силового трансформатора

В соответствии с ПУЭ [7] для силовых трансформаторов с обмоткой высшего напряжения больше 1000 В необходимо предусматривать релейную защиту от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

1) Многофазных замыканий в обмотках и на их выводах. Для этого используется релейная защита от многофазного замыкания, которая срабатывает при наличии замыкания на любом количестве фаз. Обычно такая защита выполняется на основе релейного блока.

2) Внутренних повреждений (витковых замыканий в обмотках и «пожара стали» магнитопровода). Для защиты от этого типа повреждений используется защита от витковых замыканий в обмотке, которая срабатывает при наличии замыкания между отдельными витками внутри обмотки. Для этого используются релейные модули, которые монтируются на корпусе трансформатора.

3) Однофазных замыканий на землю. Для защиты от этого типа повреждений используется релейная защита от замыкания на землю, которая срабатывает при наличии замыкания между отдельной фазой и заземленной точкой. Обычно такая защита выполняется на основе релейного блока.

4) Сверхтоков в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями. Для защиты от этого типа повреждений используется защита от перегрузки, которая срабатывает при превышении допустимых значений тока в обмотке. Обычно такая защита выполняется на основе релейного блока.

5) Сверхтоков в обмотках, обусловленных перегрузкой (если она возможна). Для защиты от этого типа повреждений также используется защита от перегрузки, которая срабатывает при превышении допустимых значений тока в обмотке. Обычно такая защита выполняется на основе релейного блока.

б) Понижения уровня масла. Для защиты от этого типа повреждений используется датчик уровня масла, который срабатывает при достижении уровня масла ниже допустимого значения. Обычно такой датчик подключается к системе управления трансформатором. При выполнении защит трансформатора необходимо учитывать некоторые особенности его нормальной работы: броски тока намагничивания при включении трансформатора под напряжение, влияние коэффициента трансформации и схем соединения обмоток трансформатора.

При выполнении защит трансформатора необходимо учитывать некоторые особенности его нормальной работы, такие как:

- Броски тока намагничивания при включении трансформатора под напряжение. При включении трансформатора под напряжение возникает бросок тока намагничивания, который может привести к срабатыванию релейной защиты. Для предотвращения ложных срабатываний защиты от бросков тока намагничивания используются специальные режимы работы защитных устройств.

- Влияние коэффициента трансформации. Коэффициент трансформации определяет соотношение между напряжениями обмоток трансформатора. При наличии нагрузки на трансформаторе изменение коэффициента трансформации может привести к изменению тока в обмотках трансформатора, что может повлиять на работу защитных устройств. Для учета изменения коэффициента трансформации при выполнении защиты трансформатора используются специальные алгоритмы работы защитных устройств.

- Схемы соединения обмоток трансформатора. Схема соединения обмоток трансформатора (звезда, треугольник и т.д.) также может повлиять на



работу защитных устройств. Например, в схеме звезда при замыкании одной из фаз на землю ток короткого замыкания может быть значительно больше, чем в схеме треугольник. Для учета схемы соединения обмоток трансформатора при выполнении защиты используются соответствующие алгоритмы работы защитных устройств.

## 5.2 Дифференциальная защита силовых трансформаторов

Результаты предварительного расчета ДЗТ сведены в таблицу 5.1

Таблица 5.1 - Предварительный расчет ДЗТ

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
		220 кВ	110 кВ	35 кВ
1	2	3	4	5
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{СР.НОМ}}$	314	596	619
Коэффициент трансформации трансформатора тока	$K_I$	400/5	800/5	800/5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{НОМ,в} = 1,05 \cdot \frac{I_{НОМ}}{K_I}$	4,1	3,9	4,1
Размах РПН, %	-	16		

Дифференциальная отсечка - это один из способов защиты трансформатора, который основан на сравнении токов входящих и выходящих обмоток трансформатора. Для этого на обе обмотки устанавливаются соответствующие трансформаторы тока, вторичная обмотка которых подключается к релейному устройству. Релейное устройство сравнивает токи входящей и выходящей обмоток трансформатора и при обнаружении

дифференциального тока (тока, не имеющего соответствующего обратного тока) срабатывает защита.

Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ - это также один из способов защиты трансформатора, который используется для защиты при внешнем коротком замыкании. Для этого на обе обмотки трансформатора снова устанавливаются соответствующие трансформаторы тока, вторичная обмотка которых подключается к релейному устройству. Релейное устройство сравнивает токи входящей и выходящей обмоток трансформатора и при обнаружении небаланса тока (то есть при превышении допустимого значения разности между токами входящей и выходящей обмоток) срабатывает защита.

Оба способа защиты работают на основе принципа сравнения токов в обмотках трансформатора и могут быть использованы вместе для повышения надежности защиты трансформатора. При этом необходимо учитывать особенности работы каждой защиты и правильно настраивать параметры защитных устройств.

$$\frac{I_{\text{Диф}}}{I_{\text{НОМ}}} \geq k_{\text{ОТС}} k_{\text{НБ}} I_{\text{КЗвнешМАХ}}^* \quad (5.1)$$

$$\frac{I_{\text{Диф}}}{I_{\text{НОМ}}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \frac{7100}{314} = 19.$$

Тормозная характеристика защиты предназначена для определения времени срабатывания защиты трансформатора в случае токового короткого замыкания. Рисунок 5.1 показывает пример такой тормозной характеристики, где время срабатывания защиты откладывается по оси абсцисс, а относительный ток - по оси ординат. Относительный ток - это ток, выраженный в процентах от номинального тока стороны ВН трансформатора.

В данном случае тормозной ток формируется как полусумма модулей токов сторон защищаемого трансформатора. Таким образом, тормозной ток

учитывает как токи входящей и выходящей сторон трансформатора, так и возможный ток нагрузки, подключенной к трансформатору.

Величина тормозного тока, при которой срабатывает защита трансформатора, определяется пересечением тормозной характеристики с линией времени срабатывания. При превышении тормозного тока появляется опасность повреждения трансформатора и защита должна срабатывать как можно быстрее, чтобы минимизировать возможный ущерб.

Определение оптимальных параметров тормозной характеристики и настройка параметров защиты - важная задача для обеспечения надежной защиты трансформатора от короткого замыкания.

$$I_{01}/I_{НОМ} = 0,5.$$

$$I_{НБ.РАСЧ} = (k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) I_{СКВ}, \quad (5.2)$$

$$I_{НБ.РАСЧ} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) I_{СКВ} = 0,34 I_{СКВ}.$$

$$I_{ДИФ} = k_{ОТС} I_{НБ.РАСЧ}, \quad (5.3)$$

$$I_{ДИФ} = 1,3 \cdot 0,34 I_{СКВ} = 0,442 I_{СКВ},$$

$$k_{CH.T} = \frac{I_{ТОРМ}}{I_{СКВ}} = 1 - 0,5(k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) \quad (5.4)$$

$$k_{CH.T} = 1 - 0,5(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) = 0,83.$$

$$k_{ТОРМ} = 100 \frac{I_{ДИФ}}{I_{ТОРМ}} = 100 k_{ОТС} (k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) / k_{CH.T} \quad (5.5)$$

$$k_{ТОРМ} = 100 \cdot 1,3(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) / 0,8 = 53,3.$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = \frac{I_{\partial 1}}{I_{НОМ}} \frac{100}{k_{ТОРМ}} \quad (5.6)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = 0,3 \frac{100}{53,3} = 1,0,$$

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

$$\frac{I_{m2}}{I_{НОМ}} = 2,0 > \frac{I_{m1}}{I_{НОМ}}.$$

$$I_{\partial 1} / I_{НОМ} = 0,1;$$

$$T = 10 \text{ с.}$$

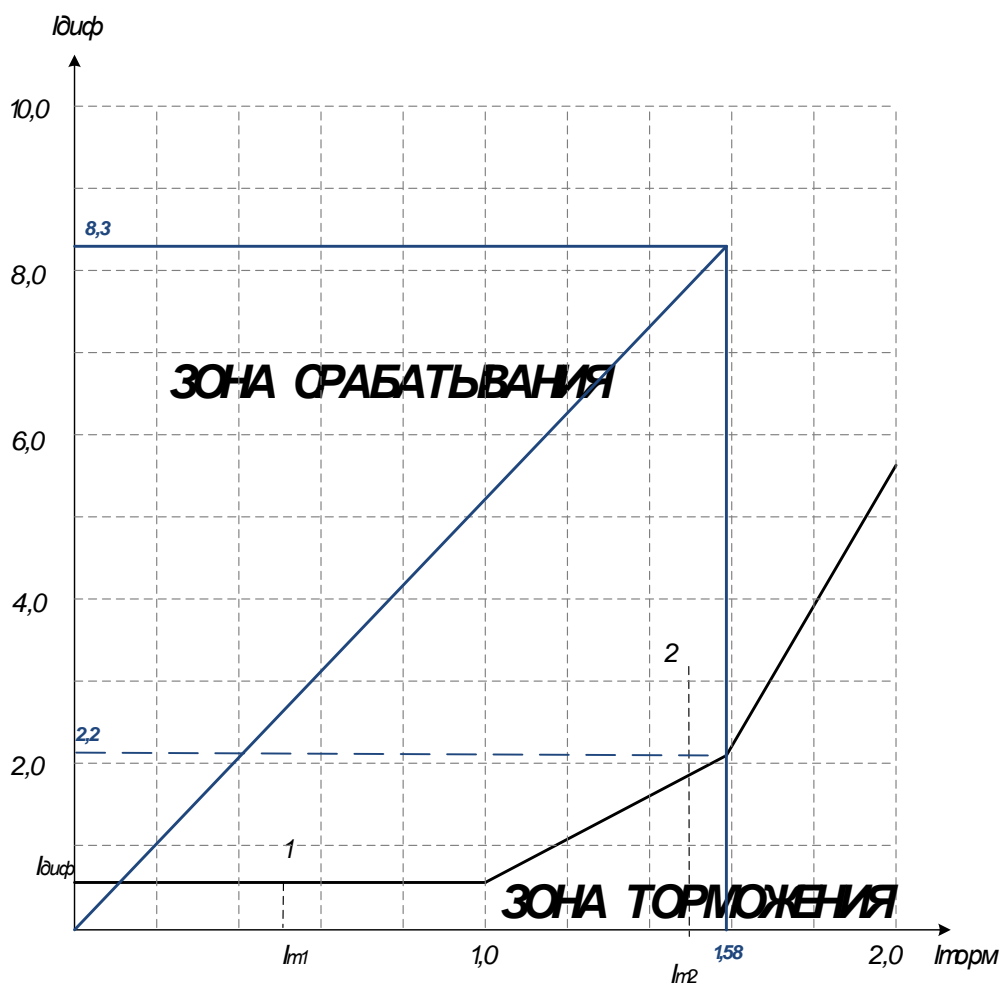


Рисунок 5.1 – Тормозная характеристика ДЗТ для АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Благовещенская

Таблица 5.2 – Результаты расчета (бланк уставок) ДЗТ для трансформатора АТДЦТН-125000/220/110/35 УХЛ1 ПС 220 кВ Благовещенская

Параметр	Единица измерения	Диапазон	Значение первичное	Значение вторичное
1	2	3	4	5
Базисный ток	А	1 – 9000	314	
Уставка срабатывания дифференциальной отсечки	А/о.е.	0,1 – 450000 0 – 50	5966	19,0
Уставка срабатывания дифференциальной защиты	А/о.е.	0,01 – 9000 0 – 10	157	0,5
Коэффициент торможения	%	0 – 90	53	
Первая точка излома характеристики	А/о.е.	0,1 – 450000 0 – 50	314	1,0
Вторая точка излома характеристики	А/о.е.	0,1 – 450000 0 – 50	471	1,5
Уставка блокировки от 2 гармоник	А/о.е.	0,1 – 450000 0 – 50	47,1	0,15
Ток срабатывания сигнализации небаланса в плечах защиты	А/о.е.	0,1 – 450000 0 – 50	31,4	0,1
Выдержка времени срабатывания сигнализации небаланса в плечах защиты	с	0 – 600	10	
Выдержка времени срабатывания дифференциальной защиты	с	0 – 10	0,05	

### 5.3 Максимальная токовая защита

Для обеспечения надежной защиты электрооборудования необходимо предусмотреть не только основные, но и резервные защиты. Резервная защита обеспечивает быстрое отключение оборудования в случае недостаточной работы органов основной защиты. В случае вводных выключателей 35 кВ рекомендуется использовать следующие резервные защиты:

1. От однофазных замыканий на землю – устройство контроля изоляции с пуском на сигнал.

Для защиты от однофазных замыканий на землю рекомендуется

использовать устройства контроля изоляции, которые постоянно контролируют уровень изоляции оборудования в силовых цепях. При падении уровня изоляции ниже заданного предела устройство должно выдавать сигнал на пульт управления или автоматизированную систему управления. Это позволит быстро обнаружить проблемы с изоляцией оборудования и принять меры по их устранению.

2. От междуфазных коротких замыканий – МТЗ без выдержки времени (токовая отсечка ввода).

Для защиты от междуфазных коротких замыканий можно использовать МТЗ без выдержки времени, которая выполняет функцию токовой отсечки ввода. Она защищает оборудование исключительно от коротких замыканий, которые происходят в силовых цепях. В случае возникновения междуфазного короткого замыкания МТЗ без выдержки времени быстро отключит оборудование и предотвратит возможные повреждения.

Резервные защиты должны быть правильно рассчитаны и настроены, чтобы обеспечить максимальную надежность и быстродействие в случае необходимости.

$$I_{\text{мто}} = k_{\text{БТН}} \cdot I_{\text{ном.транс}} \quad (5.7)$$

$$I_{\text{мто.НН}} = 5 \cdot 619 = 3100 \text{ А}$$

$$I_{\text{мто}} = k_{\text{отс}} \cdot k_a \cdot I_{\text{КЗ.внеш}} \quad (5.8)$$

$$I_{\text{мто.НН}} = 1,1 \cdot 1,2 \cdot 15500 = 20500 \text{ А}$$

$$I_{\text{мто.СН}} = 5 \cdot 596 = 3000 \text{ А}$$

$$I_{\text{мто.НН}} = 1,1 \cdot 1,2 \cdot 13700 = 18100 \text{ А}$$

$$t_{\text{мто.СН}} = 0,05 \text{ с}$$

$$I_{\text{мто.ВН}} = 5 \cdot 314 = 1570 \text{ A.}$$

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{k_c}{k_{\text{ток}}} \cdot I_{\text{МТЗ.пред}} \quad (5.9)$$

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{k_{\text{над}} \cdot k_{\text{сам.зан}}}{k_B} \cdot I_{p.\text{max}} \quad (5.10)$$

$$I_{\text{МТЗ.ВН.2}} = \frac{1,2}{7} \cdot 3342 = 573 \text{ A}$$

$$I_{\text{МТЗ.ВН.2}} = \frac{1,2}{12} \cdot 9050 = 905 \text{ A}$$

$$I_{\text{МТЗ.ВН}} = \frac{1,2 \cdot 1}{0,95} \cdot 314 = 400 \text{ A}$$

$$k_q = \frac{2600}{905} = 2,9 \geq 1,2$$

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

#### 5.4 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки трансформатора - это важная составляющая системы электроснабжения, которая предотвращает повреждение трансформатора от чрезмерной нагрузки. Действительно, трансформаторы допускают перегрузку в течение заметного времени, но все же существуют ограничения, которые необходимо учитывать при проектировании и эксплуатации трансформаторов.

Защита от перегрузки может быть реализована различными способами, в зависимости от условий эксплуатации трансформатора и требований к системе электроснабжения. Согласно ПУЭ, защита от перегрузки устанавливается на трансформаторах мощностью 0,4 МВт и более.

В зависимости от существующих условий на объекте и наличия персонала, защита от перегрузки может действовать на сигнал или на само отключение или разгрузку трансформатора. Если на объекте присутствует постоянный дежурный персонал, то защита от перегрузки может действовать на сигнал, чтобы оперативный персонал мог принять меры по снижению нагрузки на трансформатор. Если такой персонал отсутствует, то защита от перегрузки должна действовать на отключение или разгрузку трансформатора, чтобы предотвратить его повреждение.

Защита от перегрузки может осуществляться с помощью релейной защиты, которая реагирует на ток в одной или нескольких фазах трансформатора. В случае превышения заданного уровня тока защита может действовать на отключение или разгрузку трансформатора.

Еще одним способом защиты трансформатора от перегрузки является использование технологических защит. Они напрямую контролируют температуру трансформатора и действуют на отключение или разгрузку трансформатора при достижении определенного уровня температуры.

Также возможно использование комбинированной защиты, включающей в себя как релейную, так и технологическую защиту. Это обеспечивает более надежную защиту трансформатора от перегрузки и повышает безопасность его работы.

Важным аспектом при выборе способа защиты трансформатора от перегрузки является принятие во внимание режима работы трансформатора. Если трансформатор работает в режиме постоянной нагрузки, то защита от перегрузки должна быть более жесткой, так как в этом случае перегрузка может привести к серьезным повреждениям оборудования. Если же трансформатор работает в режиме переменной нагрузки, защита от перегрузки может быть более мягкой, так как в этом случае возможны временные перегрузки.

Таким образом, выбор способа защиты от перегрузки трансформатора зависит от многих факторов, включая условия эксплуатации, режим работы



трансформатора, требования к безопасности и наличие персонала для управления защитным оборудованием. Правильный выбор и настройка защиты от перегрузки обеспечивает надежную и безопасную работу системы электроснабжения и предотвращает возможные аварийные ситуации.

$$I_{MT3} = \frac{k_{отс}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{ном.т} \quad (5.11)$$

Таким образом:

$$I_{сз.п} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 314 = 364 \text{ А.}$$

$$t_{зп} = 9 \text{ с}$$

Таблица 5.3 – Результаты расчета (бланк уставок) резервных защит для трансформатора АТДЦТН-125000/220/110/35 УХЛ1 ПС 220 кВ Благовещенская

Параметр	Единица измерения	Диапазон	Значение первичное	Значение вторичное
1	2	3	4	5
Уставка срабатывания 1 ступени МТЗ ВН	А	0,01 – 50000	1570	19,6
Уставка срабатывания 2 ступени МТЗ ВН	А	0,01 – 25000	905	11,3
Уставка срабатывания 1 ступени МТЗ НН	А	0,01 – 25000	20500	128
Уставка срабатывания 1 ступени МТЗ СН	А	0,01 – 25000	18100	113
Выдержка времени 1 ступени МТЗ ВН	с	0,00 – 60000,00	0,05	
Выдержка времени 2 ступени МТЗ ВН	с	0,00 – 60000,00	1,1	
Выдержка времени 1 ступени МТЗ НН	с	0,00 – 60000,00	0,05	
Выдержка времени 1 ступени МТЗ СН	с	0,00 – 60000,00	0,05	

Режим работы 1 ступени МТЗ ВН	-	-	Введена постоянно
----------------------------------	---	---	-------------------

### 5.5 Газовая защита трансформатора

газовая защита трансформатора - это важный компонент системы его безопасности. Она предназначена для быстрого обнаружения опасных внутренних повреждений, таких как короткое замыкание межвитковых изоляторов, и предотвращения возможных последствий, таких как пожар.

Газовая защита работает на основе обнаружения изменений химического состава газов, выделяющихся из трансформатора при наличии опасных повреждений внутри кожуха. При наличии газов, указывающих на возможную опасность, газовая защита дает сигнал для оперативного вмешательства персонала.

Также газовая защита может обнаруживать понижение уровня масла или ускоренный поток масла, что может свидетельствовать об опасных повреждениях внутри трансформатора, например, о стальном пожаре межвитковых замыканий.

В случае интенсивного газообразования и дальнейшего понижения уровня масла, газовая защита должна действовать на отключение трансформатора, чтобы предотвратить возможные аварийные ситуации. В случае слабого газообразования и понижения уровня масла, газовая защита должна действовать на сигнал, чтобы оперативный персонал мог принять меры по устранению проблемы.

Газовая защита трансформатора должна быть предусмотрена на трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более, так как они могут обладать определенными рисками для безопасности. Она обеспечивает дополнительное

ускорение процесса обнаружения опасных внутренних повреждений и минимизирует возможные риски возникновения аварийных ситуаций.

### **5.6 Автоматическое повторное включение**

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

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

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

### **5.7 Автоматика ввода резерва**

Устройства АВР должны предусматриваться для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания, приводящем к обесточению 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.

## 6 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

### 6.1 Расчет молниезащиты

Правильно выбранные места установки молниеотводов на территории подстанции, исходя из зон их защиты, могут защитить объекты электроэнергетической системы от прямого попадания молнии и на неопасное расстояние уведут от них иона молнии.

В соответствии с требованиями нормативной документации, зоной защиты молниеотводов для объектов электроэнергетической системы должны быть зоны, где вероятность прорыва молнии на защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Для оценки зон защиты молниеотводов необходимо учитывать такие параметры, как геометрические размеры объекта, высоту молниеотвода, форму заземлительной системы, сопротивление и объем грунта. Могут использоваться специализированные программы для расчета электрических параметров заземления и зон защиты молниеотводов.

При выборе необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо учитывать географические и климатические особенности региона, в котором находится объект, а также технические характеристики ОРУ 110 кВ.

Расстановка молниеотводов на периметре подстанции, как описано в условии задачи, является одним из вариантов защиты объектов от молнии. Однако, могут использоваться и другие методы, например, комбинация молниеотводов и заземляющих устройств, установка дополнительных молниеотводов на высоких выступах и т.д. В каждом случае необходимо проводить расчеты и выбирать оптимальное решение с учетом всех особенностей объекта.

$$h_1 = 20,1 \text{ м}$$

$$L_{18} = 27 \text{ м}$$

$$h_{\phi i} = 0,85h_i \quad (6.1)$$

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

$$r_{0i} = (1,1 - 0,002h_i)h_i \quad (6.2)$$

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

$$r_{xi} = r_{0i} \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\phi i}} \right) \quad (6.3)$$

$$r_{x1} = 21,3 \left( 1 - \frac{6,81}{17,1} \right) = 12,8 \text{ м}$$

$$h_{cxij'} = h_{\phi i} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_i)(L_{ij} - h_i) \quad (6.4)$$

$$h_{cxij''} = h_{\phi j} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_j)(L_{ij} - h_j) \quad (6.5)$$

$$h_{cxij} = \frac{h_{cxij'} + h_{cxij''}}{2} \quad (6.6)$$

$$h_{cx12'} = 17,1 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20,1)(27 - 20,1) = 15,9 \text{ м};$$

$$h_{cx12''} = 17,1 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20,1)(27 - 20,1) = 15,9 \text{ м};$$

$$h_{cx12} = \frac{15,9 + 15,9}{2} = 15,9 \text{ м}$$

Таблица 6.1 – Результаты расчета зон защиты молниеотводов

Параметр	Значение							
	2	3	4	5	6	7	8	9
1								
Молниеотвод	М01	М02	М03	М04	М05	М06	М07	М08
Высота, м	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1
Эффективная высота, м	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1
Радиус зоны защиты на уровне земли, м	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3
Радиус зоны защиты на уровне защищаемого трансформатора, м	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8
Радиус зоны защиты на уровне линейного портала, м	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6

## 6.2 Расчет заземления

При проектировании заземляющих устройств в УСН от 110 кВ и выше с эффективно заземленной нейтралью применяются требования ПУЭ 7 издание, глава 1.7. В этой главе указывается, что допустимое значение сопротивления электропроводки заземления, к которой привязано заземляющее устройство, не должно превышать 0,5 Ом.

Кроме того, в главе 1.7 ПУЭ указаны также максимально допустимые потери напряжения на электропроводах заземления. Это значение определяется исходя из требований безопасности, а также из ограничений на электромагнитные помехи, которые создаются при работе УСН. Величина максимально допустимых потерь напряжения может зависеть от режима работы УСН и от специфики конкретного объекта.

При проектировании заземляющих устройств необходимо также учитывать геологические, климатические и геометрические особенности местности. Это позволяет выбрать наиболее эффективную схему заземления, определить необходимую длину и сечение заземлительных проводников, а также оценить влияние окружающей среды на работу заземляющего устройства.

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{60}{200} = 0,3$$

$$\frac{h_{I3} - h_3}{l_3} = \frac{2,5 - 0,5}{4} = 0,5$$

$$\frac{\rho_{\text{экв}}}{\rho_2} = \frac{\rho_{\text{экв}}}{200} = 0,5$$

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

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (6.7)$$

$$S = (84 + 2 \cdot 1,5) \cdot (40 + 2 \cdot 1,5) = 3741 \text{ м}$$

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (6.8)$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 15^2}{4} = 177 \text{ мм}^2$$

$$F_{\text{мер}} = \sqrt{\frac{I^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (6.9)$$

$$F_{\text{мер}} = \sqrt{\frac{14600^2 \cdot 0,56}{400 \cdot 21}} = 120 \text{ мм}^2$$

$$177 \text{ мм}^2 > 120 \text{ мм}^2$$

$$F_{\text{КОР}} = \pi \cdot S_{\text{CP}} \cdot (d + S_{\text{CP}}) \quad (6.10)$$

$$S_{\text{CP}} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + d_k, \quad (6.11)$$



$$F \geq F_{KOP} + F_{mep} \quad (6.12)$$

$$F_{KOP} + F_{mep} = 31,47 + 120 = 150 \text{ мм}^2$$

$$177 \text{ мм}^2 > 150 \text{ мм}^2$$

$$L_T = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{l_{II-II}} + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{II-II}}, \quad (6.13)$$

$$L_T = (84 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(40 + 2 \cdot 1,5)}{5} + (40 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(84 + 2 \cdot 1,5)}{5} = 1496 \text{ м}$$

$$m = \frac{L_T}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (6.14)$$

$$m = \frac{1496}{2 \cdot \sqrt{3741}} = 12,2$$

$$L_s = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (6.15)$$

$$L_s = \frac{\sqrt{3741}}{13} = 5,56 \text{ м}$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad (6.16)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{3741} \cdot (13 + 1) = 1713 \text{ м}$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (6.17)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{3741}}{5} = 49$$

$$R_S = \rho_{\text{экс}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right) \quad (6.18)$$

$$R_S = 100 \cdot \left( \frac{0,161}{\sqrt{3741}} + \frac{l}{1713 + 49 \cdot 5} \right) = 0,314 \text{ Ом}$$

$$R_u = R_S \cdot \alpha_u, \quad (6.19)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экс}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (6.20)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3741}}{(100 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,44$$

$$R_u = 0,314 \cdot 1,44 = 0,45 \text{ Ом}$$

Контрольные измерения сопротивления заземления проводятся после окончания строительства заземляющего устройства и должны удовлетворять требованиям ПУЭ и соответствующим нормативным документам. Однако, контроль измерений можно проводить и на более ранних этапах проектирования и строительства для того, чтобы определить эффективность выбранной схемы заземления и внести коррективы в проект при необходимости.

## 7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ОБЪЕМОВ РЕКОНСТРУКЦИИ

Цель данного пункта является определение оптимального варианта развития района реконструкции на основании расчёта экономической эффективности.

### 7.1 Расчет капиталовложений

Так как электрическая сеть состоит не только из ЛЭП, но также из подстанций, для реализации проекта необходимо учитывать и капиталовложения на их строительство. Поэтому общая стоимость проекта по строительству электрической сети состоит из двух основных компонентов: капиталовложений на сооружение подстанций и капиталовложений на вооружение ЛЭП.

Капиталовложения на сооружение подстанций включают в себя расходы на проектирование, строительство и установку трансформаторов и другого оборудования внутри подстанций, а также на земляные работы, монтаж МОП и прочие необходимые работы.

Капиталовложения на перевооружение ЛЭП включают в себя расходы на приобретение, доставку, установку и монтаж линейных опор, проводов, молниеотводов, заземляющих устройств, а также на соответствующие земляные работы и другие необходимые работы.

Таким образом, для эффективной реализации проекта по строительству электрической сети необходимо проводить анализ и оптимизацию расходов на оба указанных компонента, а также учитывать другие факторы, такие как выбор оптимальных технологий, использование инновационных решений, соблюдение требований энергоэффективности и безопасности.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (7.1)$$

Капиталовложения на сооружение подстанций включают в себя расходы на приобретение и монтаж трансформаторов и компенсирующих устройств, а также на сооружение различных объектов рубки и монтажа ОРУ, таких как силовые трансформаторы, гермовводы, распределительные устройства и др. Кроме того, капиталовложения на сооружение подстанций также включают в себя постоянные затраты на покупку земли, проведение коммуникаций и благоустройство территории вокруг подстанций, что является неотъемлемой частью проекта.

Эти расходы необходимы для того, чтобы обеспечить достаточный уровень безопасности и комфорта для персонала и обитателей близлежащих территорий, а также для защиты оборудования и сооружений от неблагоприятных факторов окружающей среды, таких как наводки, вибрации и др. Поэтому при проектировании подстанций необходимо учитывать не только технические параметры и характеристики оборудования, но также и такие факторы, как охрана окружающей среды, экологическая безопасность и социальная ответственность.

В целом, капиталовложения на сооружение подстанций являются значительной частью общей стоимости проекта по строительству электрической сети и могут варьироваться в зависимости от уровня напряжения, месторасположения и других факторов. Поэтому при реализации проекта необходимо оценить все затраты на сооружение подстанций и вооружение ЛЭП, провести анализ их оптимизации и выбрать оптимальное соотношение между капиталовложениями на подстанции и на ЛЭП.

$$K_{ПС} = K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (7.2)$$

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot K_{инф} \cdot K_{зон} \cdot l \quad (7.3)$$

Коэффициент инфляции (Кинф) отражает изменение уровня цен на потребительские товары и услуги в экономике в текущем году по сравнению с предыдущим годом. В данном случае, приведение стоимости электрооборудования к текущему году с помощью коэффициента инфляции  $K_{инф}=2,4$  означает, что стоимость электрооборудования, определенная в предыдущем году, увеличивается в 2,4 раза, чтобы учесть изменение уровня цен на потребительские товары и услуги в текущем году.

Коэффициент зоны (Кзон) отражает различия в ценах на электрооборудование в зависимости от местоположения. В данном случае, коэффициент зоны  $K_{зон}=1,4$  означает, что стоимость электрооборудования в данной зоне (возможно, конкретный регион или страна) выше на 40% по сравнению с базовым уровнем цен, установленным для данного вида оборудования.

$$K_{вл} = 0 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{пс} = 2,4 \cdot (26000 + 25800) = 1,24 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$K = 1,24 \cdot 10^5 = 1,24 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

## **7.2 Расчет потерь электрической энергии**

Условно-постоянные потери для воздушных линий действительно определяются по приказу Министерства энергетики РФ и являются постоянными потерями, которые возникают в силовых и контактных проводах ВЛЭП из-за выхода электрических зарядов на корону проводов. Эти потери не зависят от условий работы линии и не изменяются в течение года. Они выражаются в процентах от передаваемой мощности и могут составлять до 5% в некоторых случаях.

Потери электроэнергии в ВЛЭП, в свою очередь, определяются на основе эффективных мощностей, которые передаются по линии в течение года. Они включают как потери при передаче энергии на расстояние, так и потери, связанные с использованием оборудования и другими факторами. При

этом для учета этих потерь могут учитываться как условия работы линии в зимний и летний периоды года, так и другие факторы, такие как переходные процессы, несимметрия и т.д.

Таким образом, условно-постоянные потери для воздушных линий не относятся к потерям электроэнергии в конкретной линии, а представляют собой постоянную часть общих потерь на линии. Потери же электроэнергии в ВЛЭП определяются на основе конкретных условий эксплуатации линии и должны учитываться при расчете потребности в мощности и энергии на определенном участке электросети.

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} \quad (7.4)$$

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{(P_{\text{ЭФ}}^3)^2 + (Q_{\text{НЕЭК.ЭФ}}^3)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_3 + \frac{(P_{\text{ЭФ}}^Л)^2 + (Q_{\text{НЕЭК.ЭФ}}^Л)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_Л + \Delta W_K \quad (7.5)$$

$$\Delta W_K = \Delta P_K \cdot L_n \cdot 8760 \quad (7.6)$$

$$\Delta W_K = \Delta P_K \cdot L_n \cdot 8760 = 0,008 \cdot 57 \cdot 8760 = 3995 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{ВЛ1} = \frac{(12)^2 + (3)^2}{110^2} \cdot 6,32 \cdot 4800 + \frac{(12)^2 + (3)^2}{110^2} \cdot 6,32 \cdot 3960 = 626,83 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{ВЛ2} = \frac{(12)^2 + (3)^2}{110^2} \cdot 5,30 \cdot 4800 + \frac{(12)^2 + (3)^2}{110^2} \cdot 5,30 \cdot 3960 = 564,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W = 626,8 + 564,9 + 3995 = 5186 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

### 7.3 Расчет эксплуатационных издержек

$$И = И_{АМ} + И_{РЭО} + И_{\Delta W} \quad (7.7)$$

$$И_{РЭО} = \alpha_{\text{тэоВЛ}} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{\text{тэоПС}} \cdot K_{ПС}, \quad (7.8)$$

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}} \quad (7.9)$$

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (7.10)$$

$$I_{\Delta W} = 5186 \cdot 2,69 = 1,395 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$I_{AM} = \frac{3,766 \cdot 10^5}{20} = 1,883 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$I_{PЭО} = 0,008 \cdot 0 + 0,059 \cdot 1,243 \cdot 10^5 = 7,3 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$I = 1,883 \cdot 10^4 + 7,3 \cdot 10^3 + 1,395 \cdot 10^4 = 40,134 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$З = E \cdot K + I, \quad (7.11)$$

$$З = 0,1 \cdot 1,24 \cdot 10^5 + 40,134 \cdot 10^3 = 52,53 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$K = 1,24 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

#### 7.4 Оценка экономической эффективности

Для расчета срока окупаемости затрат на модернизацию, необходимо провести оценку экономической эффективности проекта, основываясь на оценке доходов от продажи электроэнергии. Рассчитывая объемы полезно отпущенной электроэнергии, можно использовать данные о потреблении электроэнергии за год. В случае максимального потребления энергии, равного 25 МВт в течение 8760 часов в году, количество полезно отпущенной электроэнергии составит 219000 МВтч в год.

$$O_{pt} = W_i \cdot T_i, \quad (7.12)$$

$$O_{pt} = 219000 \cdot 202,4 = 44,32 \text{ млн.руб}$$

$$T_{ок} = \frac{124000000}{44325600} = 2,8 \text{ лет.}$$

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод, что проект по реконструкции ПС 220 кВ Благовещенская будет окупаться относительно быстро и представляет собой привлекательную инвестиционную возможность. Для того, чтобы рассмотреть экономические аспекты проекта и привлечь потенциальных инвесторов, целесообразно провести более глубокий анализ в рамках магистерской диссертации.

Это позволит более детально исследовать всю экономическую составляющую проекта, а также рассмотреть все факторы, влияющие на инвестиционную привлекательность. В рамках магистерской диссертации можно уделить особое внимание анализу рисков, оценке потенциальной прибыли и привлечению инвесторов. Это поможет более точно определить финансовые и экономические показатели проекта и сделать достоверные выводы о возможности его реализации.



## 8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 8.1 Безопасность

При проектировании и реконструкции станций, подстанций, линий электропередачи, трансформаторов и других электроэнергетических объектов, важнейшей задачей в комплексе проектирования является обеспечение безопасности использования всех вышеназванных объектов человеком. Для этого необходимо строго соблюдать требования ПУЭ – Правила устройства электроустановок, требования ПТЭ, технику безопасности при строительном–монтажных работах в энергетике и др.

При устройстве электроустановок реконструируемой подстанции выполняются ниже перечисленные требования.

Распределительные устройства 110 кВ и выше оборудуются оперативной блокировкой, исключающей возможность:

- включения выключателей, отделителей и разъединителей на заземляющие ножи и короткозамкватели;
- включения заземляющих ножей на ошиновку, не отделенную разъединителями от ошиновки, находящейся под напряжением;
- отключения и включения отделителями и разъединителями тока нагрузки, если это не предусмотрено конструкцией аппарата [3].

На заземляющих ножах линейных разъединителей со стороны линии допускается устанавливать только механическую блокировку с приводом разъединителя и приспособление для запираания заземляющих ножей замками в отключенном положении [3].

Для РУ с простыми схемами электрических соединений рекомендуется применять механическую (ключевую) оперативную блокировку, а во всех остальных случаях – электромагнитную. Разъединители ОРУ–220 и ОРУ–110 оборудуются электромагнитной блокировкой.

В качестве блокирующих устройств испытательных камер применяют

электрические замки, которые можно отпереть лишь при снятии напряжения с оборудования. Цепь питания оборудования высокого напряжения испытательных камер, как правило, оснащаются вспомогательными контактами, автоматически размыкающимися при открытии двери.

Действующие электроустановки оборудованы стационарными заземляющими ножами, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки, как правило, без применения переносного заземления.

В местах, в которых стационарные заземляющие ножи не могут быть применены, на токоведущих и заземляющих шинах подготавливаются контактные поверхности для присоединения переносных заземляющих проводников.

При наличии трансформаторов напряжения заземление сборных шин осуществляется заземляющими ножами разъединителей трансформаторов напряжения.

Сетчатые и смешанные ограждения токоведущих частей и электрооборудования имеют высоту над уровнем планировки для ОРУ и открыто установленных трансформаторов 2 и 1,6 м; сетки должны иметь отверстия размером 10x10 мм, а также приспособления для запираания их на замок. Нижняя кромка этих ограждений в ОРУ располагается на высоте 0,1–0,2 м [3].

Указатели уровня и температуры масла маслонеполненных трансформаторов и аппаратов и другие указатели, характеризующие состояние оборудования, должны быть расположены таким образом, чтобы обеспечить обеспечены удобные и безопасные условия для доступа к ним и наблюдения за ними без снятия напряжения.

Для отбора проб масла расстояние от уровня пола или поверхности земли до крана трансформатора или аппарата составляет не менее 0,2 м или предусмотрен соответствующий приямок [3].

Территория подстанции «Благовещенская» ограждена внешним забором высотой 2,5 м.

Вспомогательные сооружения (мастерские, склады, ОПУ и т. П.), расположенные на территории ОРУ, огораживаются внутренним забором высотой 1,6 м.

При производстве работ в действующих электроустановках необходимо руководствоваться ПТБ, инструкциями по охране труда, а также инструктивными указаниями, полученными при допуске к работе. Средства защиты, используемые в соответствии с ПТБ должны удовлетворять требованиям государственных стандартов, а также РД 34.03.603 «Правил применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках».

Применяемые при работах механизмы и грузоподъемные машины, компрессорные установки и воздухоборники, приспособления и инструмент должны быть испытаны и должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями стандартов безопасности труда, правилами Госгортехнадзора и РД 34.03.204 «Правилами безопасности при работе с инструментом и приспособлениями», а также инструкциями заводов–изготовителей.

Инструкции по охране труда для рабочих и служащих приводятся в соответствии с ПТБ.

Порядок обучения и проверки знаний работающих должен соответствовать «Руководящим указаниям по организации работы с персоналом на энергетических предприятиях и в организациях».

Рабочие и инженерно–технические работники, занятые на работах с вредными и опасными условиями труда, должны проходить медицинский осмотр в порядке и в сроки, установленные Минздравом РФ [5].

При производстве всего комплекса строительно–монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин,

транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительно–монтажных работ должны соответствовать предусмотренных в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности [2].

При монтаже проводов под действующими ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению подхлестывания проводов. Когда требования СНиП в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

Работы вблизи действующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда – допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током на подстанции предусматривается защитное заземление.

## **8.2 Экологичность**

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами (автотрансформаторами) проектом, согласно “Нормам технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35–750 кВ” и «Правилам эксплуатации электроустановок», предусматривается сооружение под трансформаторами маслоприемников с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслосорборник [7].

Диаметр маслоотводов выбирается из расчета отвода 50% масла и полного количества воды от пожаротушения гидрантами за 15 минут.

Сеть маслоотводов от трансформаторов (автотрансформаторов) выполняется из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечения с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра.

Емкость маслосборника рассчитывается на прием полного объема масла единичного автотрансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также расхода воды от гидрантов.

Факторы влияния ОРУ и линий электропередачи на окружающую среду крайне разнообразны. Прежде всего, это воздействие электромагнитного поля на живые организмы и человека, действующее на сердечно-сосудистую, центральную и периферийную нервные системы, мышечную ткань и другие органы.

Различают следующие виды воздействия:

– непосредственное (биологическое): проявляется при пребывании человека в электрическом поле. При этом возможны изменения давления и пульса, сердцебиения, аритмия, повышенная нервная возбудимость и утомляемость. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем.

– косвенное: воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека, имеющего хороший контакт с землей, к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов, протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным объектам. Такие явления объясняются наличием повышенных потенциалов и ЭДС, наведенных электромагнитным полем на машинах, механизмах или протяженных металлических предметах, изолированных от земли.

– акустический шум и радиопомехи: возникают при короне на проводах, частичных разрядах и короне на изоляторах и деталях арматуры. В России

акустический шум от проводов ВЛ не нормируется. На уровень радиопомех оказывают влияние радиус проводов, условия погоды, состояние поверхности провода (загрязнения, осадки). Для устранения радиопомех в охранной зоне снижается допустимая напряженность на поверхности провода [1].

Указанные воздействия электромагнитного поля устанавливают определенные условия труда и возможности пребывания населения в охранной зоне ВЛ, имеющей границы в виде параллельных линий.

Для проектируемой подстанции 220/110/35 кВ «Благовещенская» проведем расчет размеров маслоприемника для автотрансформатора АТДЦТН – 63000/220/110 ХЛ1.

Требуемые для расчета данные получены из технических характеристик автотрансформатора и занесены в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 – Исходные данные для расчета маслоприемника автотрансформатора АТДЦТН – 125000/220/110 ХЛ1

Масса трансформаторного масла, т	Длина, м	Ширина, м	Высота, м
39,4	9,7	5,47	6,81

На ПС Благовещенская планируется к установке маслоприёмник с отводом масла. Схематичное изображение маслоприемника представлено на рисунке 8.1.

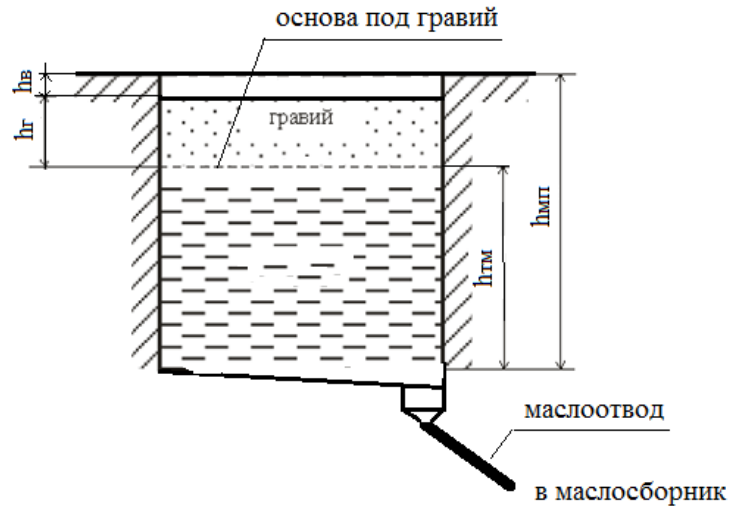


Рисунок 8.1 – Эскиз маслоприемника

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

$$A_{мп} = A_m + 2 \cdot \Delta , \quad (8.1)$$

$$B_{мп} = B_m + 2 \cdot \Delta , \quad (8.2)$$

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.

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

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

Площадь маслоприемника:

$$S_{мп} = A_{мп} \cdot B_{мп} , \quad (8.3)$$

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

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{mm} = \frac{M_{mm}}{\rho_{mm}}, \quad (8.4)$$

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

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

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

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

$$h_{mn} = \frac{V_{mm}}{S_{mn}} + h_g + h_2, \quad (8.5)$$

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

$h_2$  – толщина гравия (щебня), м (0,25 м).

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

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

$$V_{mc} \geq V_{mm} + V_{вода}, \quad (8.6)$$

Объём воды от средств пожаротушения определяется по формуле:

$$V_{вода} = 0,8 \cdot l \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{БИГ}), \quad (8.7)$$

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:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H_m \cdot (A_m + B_m) , \quad (8.8)$$

где  $H_m$  – высота трансформатора, м.

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 6,81 \cdot (9,7 + 5,47) = 206,6 \text{ м}^2 ,$$

$$V_{вода} = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (107,6 + 206,6) = 90,5 \text{ м}^3 ,$$

$$V_{мс} = 44,3 + 90,5 = 135 \text{ м}^3 .$$

### 8.3 Чрезвычайные ситуации

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия.

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться “Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций”.

Порядок тушения пожара на энергообъекте:

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической

(стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц [4].

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Для пожаротушения автотрансформаторов 125 МВ·А, учитывая их важность, на подстанции может быть предусмотрена автоматическая система пожаротушения распыленной водой, включающая в себя насосную станцию пожаротушения с насосами ДЗ20–50, камеру переключения задвижек, сухотрубопроводов, трубную обвязку автотрансформаторов с оросителями ОПДР–15 и пожарные резервуары. Расход воды на тушение одного автотрансформатора составляет 70,4 л/с [4].

Аппаратная маслохозяйства и насосная станция пожаротушения оборудуются пожарными кранами для внутреннего пожаротушения с расходом 5 л/с.

Наружное пожаротушение осуществляется передвижными устройствами от пожарных гидрантов с расходом 10 л/с.

Противопожарный запас в объеме 160 м<sup>3</sup> хранится в двух резервуарах емкостью 100 м<sup>3</sup>.

Восстановление пожарного запаса предусмотрено в течение 36 часов от двух скважин, одна из которых – рабочая, вторая – резервная.

Кроме этого, как уже было сказано, с целью ограничения пожара в случае загорания масла под трансформатором оборудуется специальная маслоприемная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. При пожаре трансформатора масло из бака через нижний спускной кран сливают через гравий в яму.

Пуск средств пожаротушения осуществляется при срабатывании датчика пожарной сигнализации в помещении и при срабатывании защит автотрансформатора, реагирующих на внутренние повреждения (газовой или дифференциальной).

Автоматический пуск должен дублироваться дистанционным пуском со щита управления и ручным пуском у места установки в безопасном от пожара месте.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры

(лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов – отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами [5].

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ–5, ОУ–8) или углекислотные–бромэтиловые (ОУБ–3, ОУБ–7) огнетушители, а также распыленную воду .

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

Для обеспечения взрывобезопасности в помещении аккумуляторной предусматривается принудительная вентиляция с резервом оборудования, а также установка электродвигателей вентиляторов и светильников во взрывобезопасном исполнении.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа посвящена вопросам реконструкции открытого распределительного устройства 110 кВ узловой подстанции 220 кВ 220/110/35 кВ «Благовещенская».

В работе произведена оценка района реконструкции в части климатических и географических характеристик.

Выполнена технико-экономическая оценка объемов реконструкции.

Произведены расчеты токов короткого замыкания для расчета уставок и параметров настройки, алгоритмов функционирования устройств релейной защиты и сетевой автоматики, а также для производства выбора и проверки первичного оборудования.

Произведена реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Благовещенская в части замены типа распределительного устройства на тип 110-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем и обходная система шин» с заменой СОВ-110 кВ на СВ-110 кВ и ОВ-110 кВ, что повысило надежность электроснабжения и передачи электрической энергии.

В работе также рассмотрены вопросы безопасности и экологичности на рассматриваемом объекте.

Выполнены расчеты молниезащиты и заземления вновь реконструируемого ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Благовещенская.

В работе произведены расчеты параметров настройки и алгоритмов функционирования устройств РЗА автотрансформаторов на базе современных микропроцессорных комплексов.

## БИЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 176 с.
- 2 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 2011, – 86 с.
- 3 Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост. : Мясоедов Ю.В. – Благовещенск. : Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.
- 4 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2013. – 346 с.
- 5 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 2015. – 280 с.
- 6 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов./Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», 2012. – 320 с.
- 7 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.
- 8 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.
- 9 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2014 – 576 с.
- 10 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования./А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова– М.: Энергоатомиздат, 2012 – 368 с.
- 11 РЗА.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <http://www.rza.ru/catalog/zashchita-i-avtomatika-prisoedineniy-vvodov-i-bsk-dla-setey-6-35-kv/sirius-2-1-i-sirius-21-1.php>. (дата обращения 15.05.2023).

12 Конюхова, Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. – М. : Издательский дом МЭИ, 2014. – 510 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/723>. (дата обращения 10.06.2023).

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

14 Вебсор.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: [https://www.websor.ru/va\\_99m.html](https://www.websor.ru/va_99m.html). (дата обращения 2.06.2023).

15 РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2011.

16 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.–Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2010. – 353 с.

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

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

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

20 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : ФОРУМ, 2009. – 480 с.

21 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : Высшая школа, 2010. – 366 с.

22 БалтЭнергоМаш.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <https://www.baltenergomash.ru>. (дата обращения 29.05.2023).

23 Рябков, Е. Я. Заземление в установках высокого напряжения. М.: ЭНЕРГОИЗДАТ, 2013.

24 ООО «Исследовательский центр «Бреслер». Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» – Чебоксары : ФСК ЕЭС, 2014. –184с.

25 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.

26 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.– Москва, 2–е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. – 319 с.

27 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). – Москва.: Издательство «НЦ ЭНАС», 2015.

28 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 №903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 №61957)

29 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.

30 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии".

31 Пастухова, И.В., Насановский Л.Г. Особенности расчетов электрокабелей высокого напряжения: Информационный вестник №3 (14)

32 Барыбин, Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения/Под ред. Ю.Г. Барыбина и др.-М.: Энергоатомиздат, 1990.- 576 с.



33 РусКабель.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа:  
[http://www.ruscable.ru/info/wire/group/kamkabel\\_kabeli\\_s\\_spe\\_10kv/](http://www.ruscable.ru/info/wire/group/kamkabel_kabeli_s_spe_10kv/).(дата  
обращения 29.05.2023).

## ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчеты нагрузок

### Прогнозирование нагрузок

$$P_{Н1} := 90 \quad \text{МВт}$$

$$P_{Н1.прог} := P_{Н1} \cdot (1 + 0.019)^{2028-2022} = 100.76 \quad \text{МВт}$$

### Расчет электрических нагрузок

$$\cos\varphi_{\text{сист}} := 0.95$$

$$\cos\varphi_{\text{нагр}} := 0.85$$

Максимальная мощность потребления, МВт:

$$P_{\text{макс}} := P_{Н1.прог} = 100.76$$

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

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

Далее определим среднюю активую и реактивную мощности:

$$P_{\text{ср}} := \frac{P_{\text{макс}}}{1.2} = 83.967 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{ср}} := P_{\text{ср}} \cdot \tan(\varphi_{\text{нагр}}) = 52.038$$

Максимальная реактивная мощность потребления, Мвар:

$$Q_{\text{макс}} := P_{\text{макс}} \cdot \tan(\varphi_{\text{нагр}}) = 62.445$$

Далее определим требуемую мощность КУ:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок

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

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

$$P_{\text{ср}} = 83.967 \text{ МВт}$$

$$\tan\varphi_{\text{ном}} := 0.4 \quad \tan(\varphi_{\text{нагр}}) = 0.62$$

$$Q_{\text{ку.треб}} := P_{\text{ср}} \cdot (\tan(\varphi_{\text{нагр}}) - \tan\varphi_{\text{ном}}) = 18.45 \text{ Мвар}$$

Нескомпенсированная мощность:

$$Q_{\text{неск}} := Q_{\text{макс}} - Q_{\text{ку.треб}} = 43.994 \text{ Мвар}$$

Потери мощности в КУ:

$$\Delta P_{\text{ку}} := 0.002 \cdot Q_{\text{ку.треб}} = 0.037 \text{ МВт}$$

Общая активная мощность, с учетом потерь:

$$P_{\text{р.общ}} := P_{\text{макс}} + \Delta P_{\text{ку}} = 100.797 \text{ МВт}$$

Расчетная нагрузка на шинах с учетом компенсации РМ:

$$S'_{\text{р}} := \sqrt{P_{\text{р.общ}}^2 + Q_{\text{неск}}^2} = 109.979 \text{ МВА}$$

Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_{\text{т}} := 0.02 \cdot S'_{\text{р}} = 2.2 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{\text{т}} := 0.1 \cdot S'_{\text{р}} = 10.998 \text{ Мвар}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок

Полная расчетная мощность на стороне ВН:

$$S_{p.\Sigma} := \sqrt{(P_{\text{макс}} + \Delta P_T)^2 + (Q_{\text{неск}} + \Delta Q_T)^2} = 116.725 \text{ МВА}$$

**Проверка существующих силовых трансформаторов**

$$S_{T.\text{расч}} := \frac{S_{p.\Sigma}}{2 \cdot 0.7} = 83.375 \text{ МВА}$$

$$S_T := 125 \text{ МВА}$$

$$k_{\text{загр.норм}} := \frac{S_{T.\text{расч}}}{2S_T} = 0.334$$

$$k_{\text{загр.авар}} := \frac{S_{T.\text{расч}}}{S_T} = 0.667$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б  
Расчеты токов КЗ

**1. Расчет параметров сетевого оборудования.**

**1.1 Расчет параметров трансформаторов.**

Расчетные параметры трансформаторов на ПС 220 кВ Благовещенская

Марка - АТДЦТН-125000/220/110/35

$$S_{Т.НОМ.ВН} := 125000 \quad U_{Т.НОМ.ВН} := 230$$

$$S_{Т.НОМ.СН} := 125000 \quad U_{Т.НОМ.СН} := 121$$

$$S_{Т.НОМ.НН} := 41250 \quad U_{Т.НОМ.НН} := 38.5$$

$$I_{\text{раб.макс.транс.ВН}} := \frac{S_{Т.НОМ.ВН}}{U_{Т.НОМ.ВН} \cdot \sqrt{3}} = 313.777$$

$$I_{\text{раб.макс.транс.СН}} := \frac{S_{Т.НОМ.СН}}{U_{Т.НОМ.СН} \cdot \sqrt{3}} = 596.436$$

$$I_{\text{раб.макс.транс.НН}} := \frac{S_{Т.НОМ.НН}}{U_{Т.НОМ.НН} \cdot \sqrt{3}} = 618.59$$

$$u_{\text{КВ\_Н\%}} := 20$$

$$u_{\text{КВ\_С\%}} := 12.5$$

$$u_{\text{КС\_Н\%}} := 6.5$$

$$u_{\text{КВ\%}} := \frac{1}{2} \cdot (u_{\text{КВ\_Н\%}} + u_{\text{КВ\_С\%}} - u_{\text{КС\_Н\%}}) = 13$$

$$u_{\text{КС\%}} := \frac{1}{2} \cdot (u_{\text{КС\_Н\%}} + u_{\text{КВ\_С\%}} - u_{\text{КВ\_Н\%}}) = -0.5$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты токов КЗ

$$u_{KH\%} := \frac{1}{2} \cdot (u_{KC\_H\%} + u_{KB\_H\%} - u_{KB\_C\%}) = 7$$

$$Z_{ТВ} := \frac{u_{KB\%}}{100} \cdot \frac{U_{Т.НОМ.ВН}^2 \cdot 1000}{S_{Т.НОМ.ВН}} = 55.016$$

$$Z_{ТС} := \frac{u_{KC\%}}{100} \cdot \frac{U_{Т.НОМ.СН}^2 \cdot 1000}{S_{Т.НОМ.СН}} = -0.586$$

$$Z_{ТН} := \frac{u_{KH\%}}{100} \cdot \frac{U_{Т.НОМ.НН}^2 \cdot 1000}{S_{Т.НОМ.НН}} = 2.515$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты токов КЗ

**2. Расчет токов КЗ.**

**2.1 Максимальный режим.**

Положение РПН силового трансформатора - крайнее нижнее, режим питания - двухсторонний.

$$E_{C1} := 230 \text{ кВ} \quad I_{1.\text{подх.К1}} := 4.5 \text{ кА}$$

$$z_{C1} := \frac{E_{C1}}{\sqrt{3} \cdot I_{1.\text{подх.К1}}} = 29.509 \text{ Ом}$$

$$E_{C2} := 115 \text{ кВ} \quad I_{1.\text{подх.К3}} := 8.18 \text{ кА}$$

$$z_{C2} := \frac{E_{C2}}{\sqrt{3} \cdot I_{1.\text{подх.К3}}} = 8.117 \text{ Ом}$$

$$\Delta U_{\text{рег}} := 0.16 \quad Z_{\text{ТВ}} = 55.016$$

$$Z_{\text{ТВ.макс}} := Z_{\text{ТВ}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{рег}})^2 = 38.819 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{ТС.макс}} := Z_{\text{ТС}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{рег}})^2 = -0.413 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{ТН.макс}} := Z_{\text{ТН}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{рег}})^2 = 1.775 \text{ Ом}$$

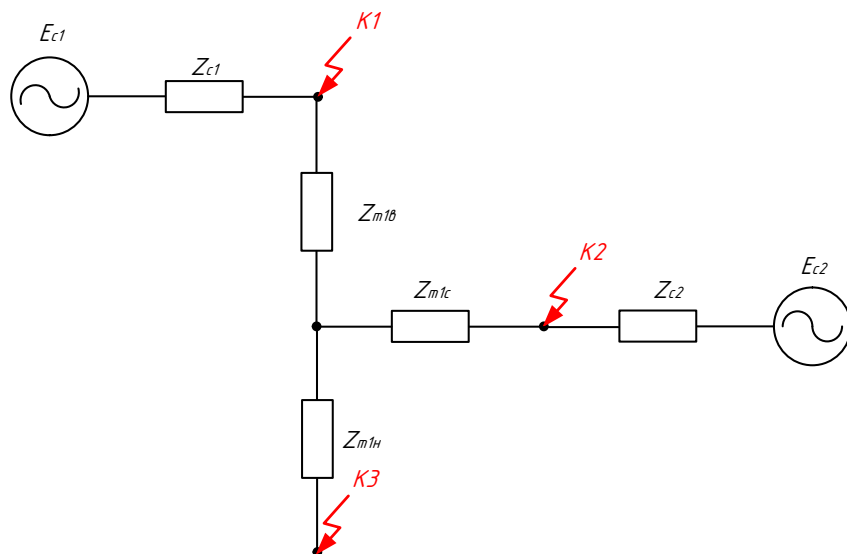
Параметры схемы замещения нулевой последовательности:

$$z_{0.C1} := 0.75z_{C1} = 22.132 \text{ Ом}$$

$$z_{0.C2} := 0.8z_{C2} = 6.493 \text{ Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты токов КЗ

Схема замещения прямой последовательности:



$$k_{T1} := \frac{230}{115} = 2$$

$$z_1 := z_{c2} \cdot k_{T1}^2 + \frac{Z_{ТС.макс}}{2} \cdot k_{T1}^2 + \frac{Z_{ТВ.макс}}{2} = 51.05$$

$$z_{ЭКВ.К1} := \frac{z_{c1} \cdot z_1}{z_{c1} + z_1} = 18.7$$

$$k_{T2} := \frac{115}{230}$$

$$z_2 := z_{c1} \cdot k_{T2}^2 + \frac{Z_{ТВ.макс}}{2} \cdot k_{T2}^2 + \frac{Z_{ТС.макс}}{2} = 12.023$$

$$z_3 := z_{c2} = 8.117$$



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты токов КЗ

$$z_{\text{экв.К2}} := \frac{z_3 \cdot z_2}{z_3 + z_2} = 4.846$$

$$k_{\text{T3}} := \frac{37.5}{230} \quad k_{\text{T4}} := \frac{37.5}{115}$$

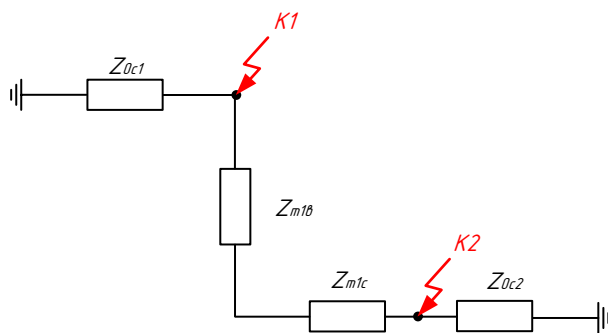
$$z_4 := z_{\text{C1}} \cdot k_{\text{T3}}^2 + \frac{Z_{\text{ТВ.макс}}}{2} \cdot k_{\text{T3}}^2 = 1.3$$

$$z_5 := z_{\text{C2}} \cdot k_{\text{T4}}^2 + \frac{Z_{\text{ТС.макс}}}{2} \cdot k_{\text{T4}}^2 = 0.841$$

$$z_{\text{экв.К3}} := \frac{z_4 \cdot z_5}{z_4 + z_5} + \frac{Z_{\text{ТН.макс}}}{2} = 1.398$$

$$z_{\text{экв.К4}} := z_{\text{экв.К3}} = 1.398$$

Схема замещения нулевой последовательности:



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты токов КЗ

$$k_{T01} := \frac{230}{115}$$

$$Z_{01} := \frac{Z_{ТВ.макс}}{2} + \frac{Z_{ТС.макс}}{2} \cdot k_{T01}^2 + z_{0.с2} \cdot k_{T01}^2 = 44.557$$

$$z_{0.экв.К1} := \frac{z_{0.с1} \cdot Z_{01}}{z_{0.с1} + Z_{01}} = 14.787$$

$$k_{T02} := \frac{115}{230}$$

$$Z_{02} := z_{0.с1} \cdot k_{T02}^2 + \frac{Z_{ТВ.макс}}{2} \cdot k_{T02}^2 + \frac{Z_{ТС.макс}}{2} = 10.179$$

$$z_{0.экв.К2} := \frac{z_{0.с2} \cdot Z_{02}}{z_{0.с2} + Z_{02}} = 3.964$$

Суммарные значения токов для расчетных точек короткого замыкания, кА:

$$U_{ВН} := 230$$

$$U_{СН} := 115$$

$$U_{НН} := 37.5$$

$$I_{1.К1} := \frac{U_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.К1}} = 7.101 \quad I_{0.К1} := \frac{3U_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot (2z_{ЭКВ.К1} + z_{0.ЭКВ.К1})} = 7.63$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты токов КЗ

$$I_{1.K2} := \frac{U_{CH}}{\sqrt{3} \cdot z_{\text{ЭКВ.К2}}} = 13.702 \quad I_{0.K2} := \frac{3U_{CH}}{\sqrt{3} \cdot (2z_{\text{ЭКВ.К2}} + z_{0.\text{ЭКВ.К2}})} = 14.4$$

$$I_{1.K3} := \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot z_{\text{ЭКВ.К3}}} = 15.485$$

$$I_{1.2\phi.K1} := I_{1.K1} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 6.15$$

$$I_{1.2\phi.K2} := I_{1.K2} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 11.867$$

$$I_{1.2\phi.K3} := I_{1.K3} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 13.41$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты токов КЗ

## 2.2 Минимальный режим 1.

Положение РПН силового трансформатора - крайнее верхнее, режим питания - односторонний (со стороны 220 кВ).

$$z_{c1} := z_{c1} \cdot 1.5 = 44.264 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta U_{\text{рег}} := 0.16 \quad Z_{\text{ТВ}} = 55.016$$

$$Z_{\text{ТВ.МИН}} := Z_{\text{ТВ}} \cdot (1 + \Delta U_{\text{рег}})^2 = 74.03 \quad \text{Ом}$$

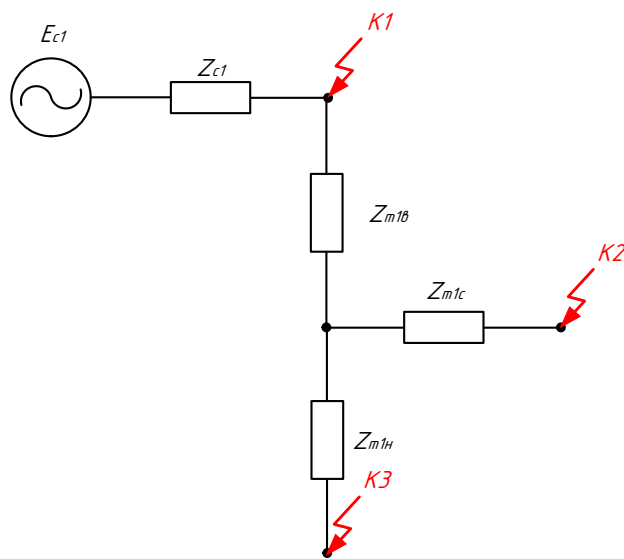
$$Z_{\text{ТС.МИН}} := Z_{\text{ТС}} \cdot (1 + \Delta U_{\text{рег}})^2 = -0.788 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{ТН.МИН}} := Z_{\text{ТН}} \cdot (1 + \Delta U_{\text{рег}})^2 = 3.385 \quad \text{Ом}$$

Параметры схемы замещения нулевой последовательности:

$$z_{0.c1} := 0.8z_{c1} = 35.411 \quad \text{Ом}$$

Схема замещения прямой последовательности:



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты токов КЗ

$$z_{\text{ЭКВ.К1}} := z_{\text{C1}} = 44.264$$

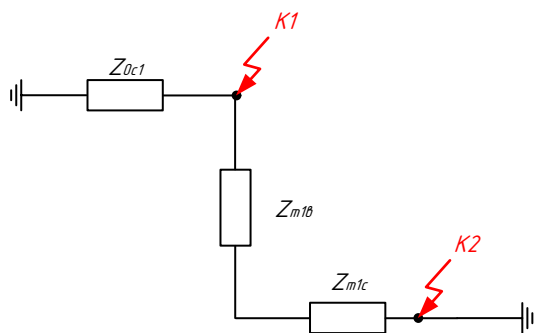
$$k_{\text{T2}} := \frac{115}{230}$$

$$z_{\text{ЭКВ.К2}} := z_{\text{C1}} \cdot k_{\text{T2}}^2 + \frac{Z_{\text{ТВ.МИН}}}{2} \cdot k_{\text{T2}}^2 + \frac{Z_{\text{ТС.МИН}}}{2} = 19.926$$

$$k_{\text{T3}} := \frac{37.5}{230}$$

$$z_{\text{ЭКВ.К3}} := z_{\text{C1}} \cdot k_{\text{T3}}^2 + \frac{Z_{\text{ТВ.МИН}}}{2} \cdot k_{\text{T3}}^2 + \frac{Z_{\text{ТН.МИН}}}{2} = 3.853$$

Схема замещения нулевой последовательности:



$$k_{\text{T01}} := \frac{230}{115}$$

$$Z_{01} := \frac{Z_{\text{ТВ.МИН}}}{2} + \frac{Z_{\text{ТС.МИН}}}{2} \cdot k_{\text{T01}}^2 = 35.439$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты токов КЗ

$$z_{0.эКВ.К1} := \frac{z_{0.с1} \cdot Z_{01}}{z_{0.с1} + Z_{01}} = 17.712$$

$$k_{Т02} := \frac{115}{230}$$

$$z_{0.эКВ.К2} := z_{0.с1} \cdot k_{Т02}^2 + \frac{Z_{ТВ}}{2} \cdot k_{Т02}^2 + \frac{Z_{ТС}}{2} = 15.437$$

Суммарные значения токов для расчетных точек короткого замыкания, кА:

$$U_{ВН} := 230$$

$$U_{СН} := 115$$

$$U_{НН} := 37.5$$

$$I_{1.К1} := \frac{U_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot z_{эКВ.К1}} = 3 \quad I_{0.К1} := \frac{3U_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot (2z_{эКВ.К1} + z_{0.эКВ.К1})} = 3.75$$

$$I_{1.К2} := \frac{U_{СН}}{\sqrt{3} \cdot z_{эКВ.К2}} = 3.332 \quad I_{0.К2} := \frac{3U_{СН}}{\sqrt{3} \cdot (2z_{эКВ.К2} + z_{0.эКВ.К2})} = 3.603$$

$$I_{1.К3} := \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot z_{эКВ.К3}} = 5.619$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты токов КЗ

$$I_{1.2ф.К1} := I_{1.К1} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 2.598$$

$$I_{1.2ф.К2} := I_{1.К2} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 2.886$$

$$I_{1.2ф.К3} := I_{1.К3} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 4.866$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты токов КЗ

### 2.3 Минимальный режим 2.

Положение РПН силового трансформатора - крайнее верхнее, режим питания - односторонний (со стороны 110 кВ).

$$z_{c2} := z_{c2} \cdot 1.1 = 8.928 \quad \text{Ом}$$

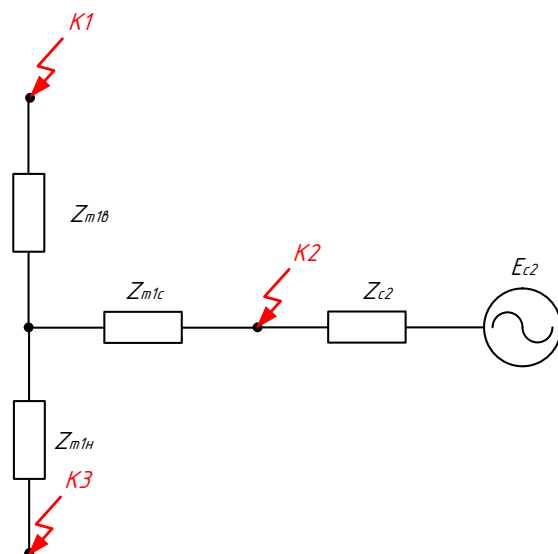
$$\Delta U_{\text{рег}} := 0.16 \quad Z_{\text{ТВ}} = 55.016$$

$$Z_{\text{ТВ.МИН}} := Z_{\text{ТВ}} \cdot (1 + \Delta U_{\text{рег}})^2 = 74.03 \quad \text{Ом}$$

$$Z_{\text{ТС.МИН}} := Z_{\text{ТС}} \cdot (1 + \Delta U_{\text{рег}})^2 = -0.788 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{ТН.МИН}} := Z_{\text{ТН}} \cdot (1 + \Delta U_{\text{рег}})^2 = 3.385 \quad \text{Ом}$$

Схема замещения прямой последовательности:



$$k_{T1} := \frac{230}{115}$$



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты токов КЗ

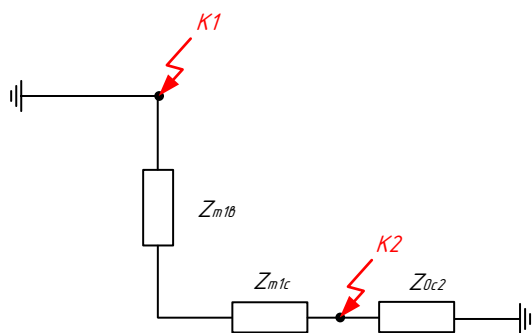
$$z_{\text{ЭКВ.К1}} := z_{\text{C2}} \cdot k_{\text{T2}}^2 + \frac{Z_{\text{ТС.МИН}}}{2} \cdot k_{\text{T1}}^2 + \frac{Z_{\text{ТВ.МИН}}}{2} = 37.671$$

$$z_{\text{ЭКВ.К2}} := z_{\text{C2}} = 8.928$$

$$k_{\text{T2}} := \frac{37.5}{115}$$

$$z_{\text{ЭКВ.К3}} := z_{\text{C2}} \cdot k_{\text{T2}}^2 + \frac{Z_{\text{ТС.МИН}}}{2} \cdot k_{\text{T2}}^2 + \frac{Z_{\text{ТН.МИН}}}{2} = 2.6$$

Схема замещения нулевой последовательности:



$$k_{\text{T01}} := \frac{230}{115}$$

$$z_{0.\text{ЭКВ.К1}} := \frac{Z_{\text{ТВ.МИН}}}{2} + \frac{Z_{\text{ТС.МИН}}}{2} \cdot k_{\text{T01}}^2 + z_{0.\text{C2}} \cdot k_{\text{T01}}^2 = 61.412$$

$$k_{\text{T02}} := \frac{115}{230}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты токов КЗ

$$Z_{01} := \frac{Z_{ТВ}}{2} \cdot k_{Т02}^2 + \frac{Z_{ТС}}{2} = 6.584$$

$$z_{0.эКВ.К2} := \frac{z_{0.с2} \cdot Z_{01}}{z_{0.с2} + Z_{01}} = 3.269$$

Суммарные значения токов для расчетных точек короткого замыкания, кА:

$$U_{ВН} := 230$$

$$U_{СН} := 115$$

$$U_{НН} := 37.5$$

$$I_{1.К1} := \frac{U_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot z_{эКВ.К1}} = 3.525 \quad I_{0.К1} := \frac{3U_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot (2z_{эКВ.К1} + z_{0.эКВ.К1})} = 2.911$$

$$I_{1.К2} := \frac{U_{СН}}{\sqrt{3} \cdot z_{эКВ.К2}} = 7.436 \quad I_{0.К2} := \frac{3U_{СН}}{\sqrt{3} \cdot (2z_{эКВ.К2} + z_{0.эКВ.К2})} = 9.421$$

$$I_{1.К3} := \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot z_{эКВ.К3}} = 8.328 \quad I_{1.2ф.К1} := I_{1.К1} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 3.053$$

$$I_{1.2ф.К2} := I_{1.К2} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 6.44$$

$$I_{1.2ф.К3} := I_{1.К3} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 7.212$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты токов КЗ

**3 Токи для выбора оборудования**

$$I_{1.п} := 7.6$$

$$I_{1.а} := \sqrt{2} \cdot I_{1.п} = 10.748$$

$$I_{1.уд} := \sqrt{2} \cdot 1.78 \cdot I_{1.п} = 19.131$$

$$I_{2.п} := 14.6$$

$$I_{2.а} := \sqrt{2} \cdot I_{2.п} = 20.648$$

$$I_{2.уд} := \sqrt{2} \cdot 1.78 \cdot I_{2.п} = 36.753$$

$$I_{3.п} := 15.5$$

$$I_{3.а} := \sqrt{2} \cdot I_{3.п} = 21.92$$

$$I_{3.уд} := \sqrt{2} \cdot 1.78 \cdot I_{3.п} = 39.018$$

ПРИЛОЖЕНИЕ В  
Расчеты РЗА

**1. Расчет защит трансформатора АДЦТН-125000/220**

**1.1 Расчет ДЗТ**

Первичные номинальные токи трансформатора

$$I_{\text{НОМ.ВН}} := 80 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{НОМ.СН}} := 480 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} := 880 \quad \text{А}$$

Коэффициенты трансформации ТТ

$$k_{\text{ТТ.ВН}} := \frac{200}{5} = 40$$

$$k_{\text{ТТ.СН}} := \frac{600}{5} = 120$$

$$k_{\text{ТТ.НН}} := \frac{1000}{5} = 200$$

Коэффициенты схемы ТТ

$$k_{\text{СХ.ВН}} := 1$$

$$k_{\text{СХ.СН}} := 1$$

$$k_{\text{СХ.НН}} := 1$$

Вторичные номинальные токи трансформатора

$$I_{\text{НОМ.ВН.втор}} := 1.05 \frac{I_{\text{НОМ.ВН}} \cdot k_{\text{СХ.ВН}}}{k_{\text{ТТ.ВН}}} = 2.1 \quad \text{А}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Расчеты РЗА

$$I_{\text{ном.СН.втор}} := 1.05 \cdot \frac{I_{\text{ном.СН}} \cdot k_{\text{сх.СН}}}{k_{\text{тт.СН}}} = 4.2 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{ном.НН.втор}} := 1.05 \cdot \frac{I_{\text{ном.НН}} \cdot k_{\text{сх.НН}}}{k_{\text{тт.НН}}} = 4.62 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{ном.втор}} := 5$$

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1)

$$k_{\text{отс}} := 1.2$$

$$k_{\text{нб}} := 0.7$$

$$I_{\text{к.макс}} := 872$$

$$I_{\text{к.макс}} = 872$$

$$I_{\text{ДИФ.расч}} := k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{нб}} \cdot \frac{I_{\text{к.макс}}}{I_{\text{ном.ВН}}} = 9.156$$

$$I_{\text{ДИФ}} := 9.2$$

Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

Базовая уставка, о.е.:

$$I_{\text{д1}} := 0.3$$

Расчетный коэффициент небаланса, о.е.:

$$k_{\text{пер}} := 2$$

$$k_{\text{одн}} := 1$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Расчеты РЗА

$$\varepsilon := 0.1$$

$$\Delta U_{\text{рпн}} := 0.1$$

$$\Delta f_{\text{доб}} := 0.04$$

$$I_{\text{нб.расч}} := k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}} = 0.34$$

Дифференциальный ток, о.е.:

$$k_{\text{отс}} := 1.3$$

$$I_{\text{диф}} := k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 0.442$$

Коэффициент снижения тормозного тока, о.е.:

$$k_{\text{сн.т}} := 1 - 0.5 \cdot (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}}) = 0.83$$

Коэффициент торможения, %:

$$k_{\text{торм}} := \frac{100 \cdot k_{\text{отс}} \cdot (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}})}{k_{\text{сн.т}}} = 53.253$$

$$\text{atan}\left(\frac{k_{\text{торм}}}{100}\right) \cdot \frac{180}{\pi} = 28.037$$

Первая точка излома тормозной характеристики, о.е.:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Расчеты РЗА

$$I_{T1} := I_{D1} \cdot \frac{100}{k_{\text{Торм}}} = 0.563$$

Уставка блокировки от 2 гармоники, о.е.:

$$I_{\text{блок.г.2}} := 0.15$$

Вторая точка излома тормозной характеристики, о.е.:

$$I_{T2} := 1.5 \quad > \quad I_{T1} = 0.563$$

Проверка чувствительности:

$$I_{\text{кз.мин}} := 225$$

$$I_{\text{кз.мин.отн}} := \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{ном.ВН}}} = 2.813$$

$$I_{\text{скв}} := \frac{1.95 I_{\text{ном.ВН}}}{I_{\text{ном.ВН}}} = 1.95$$

$$I_T := I_{\text{скв}} \cdot \sqrt{1 - I_{\text{нб.расч}}} = 1.584$$

$$I_{\text{д.граф}} := 0.8$$

$$k_{\text{ч.дзт}} := \frac{I_{\text{кз.мин.отн}}}{I_{\text{д.граф}}} = 3.516 > 2.0$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Расчеты РЗА

## 1.2 Максимальная токовая защита сторон

### *Максимальная токовая защита стороны НН (защита ввода 35 кВ)*

Отстройка от броска тока намагничивания

$$I_{\text{раб.макс.т}} := I_{\text{ном.НН}} = 880$$

$$I_{\text{мто.НН.расч1}} := 5 \cdot I_{\text{раб.макс.т}} = 4.4 \times 10^3$$

Отстройка от максимального тока внешнего КЗ

$$I_{\text{макс.кз.внеш}} := 16600$$

$$k_{\text{отс}} := 1.1$$

$$k_a := 1.2$$

$$I_{\text{мто.НН.расч2}} := k_a \cdot k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{макс.кз.внеш}} = 2.191 \times 10^4$$

Выбираем наибольшее значение:

$$I_{\text{мтз.НН}} := 22000 \qquad I_{\text{мтз.НН.втор}} := \frac{I_{\text{мтз.НН}}}{k_{\text{тт.НН}}} = 110$$

Токовая отсечка работает с минимальной выдержкой времени

$$t_{\text{мтз.НН}} := 0$$

### *Максимальная токовая защита стороны СН*

Отстройка от броска тока намагничивания

$$I_{\text{раб.макс.т}} := I_{\text{ном.СН}} = 480$$

$$I_{\text{мто.СН.расч1}} := 5 \cdot I_{\text{раб.макс.т}} = 2.4 \times 10^3$$

Отстройка от максимального тока внешнего КЗ



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Расчеты РЗА

$$I_{\text{макс.кз.внеш}} := 10200$$

$$k_{\text{отс}} := 1.1$$

$$k_a := 1.2$$

$$I_{\text{мто.сн.расч2}} := k_a \cdot k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{макс.кз.внеш}} = 1.346 \times 10^4$$

Выбираем наибольшее значение:

$$I_{\text{мтз.сн}} := 13500 \qquad I_{\text{мтз.сн.втор}} := \frac{I_{\text{мтз.сн}}}{k_{\text{тт.сн}}} = 112.5$$

Токовая отсечка работает с минимальной выдержкой времени

$$t_{\text{мтз.сн}} := 0$$

**Максимальная токовая защита стороны ВН**

**1 ступень МТЗ ВН**

Отстройка от броска тока намагничивания

$$I_{\text{раб.макс.т}} := I_{\text{ном.ВН}} = 80$$

$$I_{\text{мто.ВН.расч1}} := 5 \cdot I_{\text{раб.макс.т}} = 400$$

$$I_{\text{мтз.ВН}} := 400 \qquad I_{\text{мтз.ВН.втор}} := \frac{I_{\text{мтз.ВН}}}{k_{\text{тт.ВН}}} = 10$$

1 ступень МТЗ работает с минимальной выдержкой времени с учетом работы основных защит от внутренних повреждений

$$t_{\text{мтз.ВН}} := 0$$

**2 ступень МТЗ ВН**

Отстройка от максимального тока нагрузки. Нагрузочный режим обусловлен только максимальной нагрузкой силового трансформатора Т1

$$k_{\text{отс}} := 1.2$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Расчеты РЗА

$$k_{сз} := 1$$

$$k_B := 0.95$$

$$I_{\text{МТЗ.ВН.расч1}} := \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{сз}}{k_B} \cdot I_{\text{ном.ВН}} = 101.053$$

Согласование с МТЗ предыдущего участка.

$$I_{\text{МТЗ.пред1}} := I_{\text{МТЗ.НН}} \cdot \frac{11}{230} = 1.052 \times 10^3$$

$$K_C := 1.2 \quad K_{\text{ТОК}} := 5.25$$

$$I_{\text{МТЗ.ВН.расч2}} := \frac{K_C}{K_{\text{ТОК}}} \cdot I_{\text{МТЗ.пред1}} = 240.497$$

$$I_{\text{МТЗ.пред2}} := I_{\text{МТЗ.СН}} \cdot \frac{37.5}{230} = 2.201 \times 10^3$$

$$K_C := 1.2 \quad K_{\text{ТОК}} := 9.54$$

$$I_{\text{МТЗ.ВН.расч3}} := \frac{K_C}{K_{\text{ТОК}}} \cdot I_{\text{МТЗ.пред2}} = 276.866$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Расчеты РЗА

Выбираем наибольшее значение:

$$I_{\text{МТЗ.ВН.2}} := 277 \qquad I_{\text{МТЗ.ВН.2.втор}} := \frac{I_{\text{МТЗ.ВН.2}}}{k_{\text{ТТ.ВН}}} = 6.925$$

Проверка чувствительности.

Минимальный ток в защите при КЗ в конце зоны резервирования (дальнее резервирование).

$$I_{\text{кз.мин}} := 2600$$

$$k_{\text{ч}} := \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{МТЗ.ВН.2}}} = 9.386 > 1,2$$

Выдержка времени согласуется с временем срабатывания ступени МТЗ предыдущих элементов.

$$t_{\text{МТЗ.пред}} := 0.6 \quad \Delta t := 0.5$$

$$t_{\text{МТЗ.ВН}} := t_{\text{МТЗ.пред}} + \Delta t = 1.1$$

### *Защита от перегрузки*

Реле тока ЗП установлено на основной стороне силового трансформатора (ВН).

$k_{\text{отс}} := 1.1$  - коэффициент отстройки (1.05-1.1);

$$k_{\text{в}} := 0.95$$

$$I_{\text{сз.ЗП}} := \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном.ВН}} = 92.632 \quad \text{А} \quad I_{\text{ном.ВН}} = 80$$

$$I_{\text{сз.ЗП.втор}} := \frac{I_{\text{сз.ЗП}}}{k_{\text{ТТ.ВН}}} = 2.316$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Г  
Расчет молниезащиты и заземления

**Расчет молниезащиты**

Размеры ОРУ:

$$A := 84$$

$$B := 40$$

Высота молниеотводов:

$$h_1 := 20.1 \quad h_3 := 20.1 \quad h_5 := 20.1 \quad h_7 := 20.1$$

$$h_2 := 20.1 \quad h_4 := 20.1 \quad h_6 := 20.1 \quad h_8 := 20.1$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{12} := 27 \quad L_{56} := 27$$

$$L_{23} := 27 \quad L_{67} := 27$$

$$L_{34} := 27 \quad L_{78} := 27$$

$$L_{45} := 27 \quad L_{81} := 27$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{эф1} := 0.85 \cdot h_1 = 17.085$$

$$h_{эф2} := 0.85 \cdot h_2 = 17.085$$

$$h_{эф3} := 0.85 \cdot h_3 = 17.085$$

$$h_{эф4} := 0.85 \cdot h_4 = 17.085$$

$$h_{эф5} := 0.85 \cdot h_5 = 17.085$$

$$h_{эф6} := 0.85 \cdot h_5 = 17.085$$

$$h_{эф7} := 0.85 \cdot h_7 = 17.085$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Расчет молниезащиты и заземления

$$h_{\text{эф8}} := 0.85 \cdot h_8 = 17.085$$

Радиусы зон защиты на уровне земли:

$$r_{01} := (1.1 - 0.002 \cdot h_1)h_1 = 21.302$$

$$r_{02} := (1.1 - 0.002 \cdot h_2)h_2 = 21.302$$

$$r_{03} := (1.1 - 0.002 \cdot h_3)h_3 = 21.302$$

$$r_{04} := (1.1 - 0.002 \cdot h_4)h_4 = 21.302$$

$$r_{05} := (1.1 - 0.002 \cdot h_5)h_5 = 21.302$$

$$r_{06} := (1.1 - 0.002 \cdot h_6)h_6 = 21.302$$

$$r_{07} := (1.1 - 0.002 \cdot h_7)h_7 = 21.302$$

$$r_{08} := (1.1 - 0.002 \cdot h_8)h_8 = 21.302$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_x := 6.81$$

Радиусы зон защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{x1} := r_{01} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф1}}}\right) = 12.811$$

$$r_{x2} := r_{02} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф2}}}\right) = 12.811$$

$$r_{x3} := r_{03} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф3}}}\right) = 12.811$$

$$r_{x4} := r_{04} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф4}}}\right) = 12.811$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Расчет молниезащиты и заземления

$$r_{x5} := r_{05} \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}5}} \right) = 12.811$$

$$r_{x6} := r_{06} \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}6}} \right) = 12.811$$

$$r_{x7} := r_{07} \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}7}} \right) = 12.811$$

$$r_{x8} := r_{08} \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}8}} \right) = 12.811$$

Высота линейного портала:

$$h_{x1} := 11$$

Радиусы зон защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{x1.2} := r_{01} \cdot \left( 1 - \frac{h_{x1}}{h_{\text{эф}1}} \right) = 7.587$$

$$r_{x2.2} := r_{02} \cdot \left( 1 - \frac{h_{x1}}{h_{\text{эф}2}} \right) = 7.587$$

$$r_{x3.2} := r_{03} \cdot \left( 1 - \frac{h_{x1}}{h_{\text{эф}3}} \right) = 7.587$$

$$r_{x4.2} := r_{04} \cdot \left( 1 - \frac{h_{x1}}{h_{\text{эф}4}} \right) = 7.587$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Расчет молниезащиты и заземления

$$r_{x5.2} := r_{05} \cdot \left( 1 - \frac{h_{x1}}{h_{эф5}} \right) = 7.587$$

$$r_{x6.2} := r_{06} \cdot \left( 1 - \frac{h_{x1}}{h_{эф6}} \right) = 7.587$$

$$r_{x7.2} := r_{07} \cdot \left( 1 - \frac{h_{x1}}{h_{эф7}} \right) = 7.587$$

$$r_{x8.2} := r_{08} \cdot \left( 1 - \frac{h_{x1}}{h_{эф8}} \right) = 7.587$$

Наименьшие высоты внутренних зон:

- между M01 и M02:

$$h_{cx12'} := h_{эф1} - \left( 0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1 \right) \cdot (L_{12} - h_1) = 15.87$$

$$h_{cx12''} := h_{эф2} - \left( 0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2 \right) \cdot (L_{12} - h_2) = 15.87$$

$$h_{cx12} := \frac{h_{cx12'} + h_{cx12''}}{2} = 15.87$$

- между M01 и M08:

$$h_{cx18'} := h_{эф1} - \left( 0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1 \right) \cdot (L_{81} - h_1) = 15.87$$

$$h_{cx18''} := h_{эф8} - \left( 0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_8 \right) \cdot (L_{81} - h_8) = 15.87$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Расчет молниезащиты и заземления

$$h_{cx18} := \frac{h_{cx18'} + h_{cx18''}}{2} = 15.87$$

Наименьшая ширина внутренних зон на уровне защищаемого объекта:

- между M01 и M02:

$$r_{cx12'} := r_{01} \cdot \frac{h_{cx12'} - h_x}{h_{cx12'}} = 12.161$$

$$r_{cx12''} := r_{02} \cdot \frac{h_{cx12''} - h_x}{h_{cx12''}} = 12.161$$

$$r_{cx12} := \frac{r_{cx12'} + r_{cx12''}}{2} = 12.161$$

- между M01 и M08:

$$r_{cx18'} := r_{01} \cdot \frac{h_{cx18'} - h_x}{h_{cx18'}} = 12.161$$

$$r_{cx18''} := r_{08} \cdot \frac{h_{cx18''} - h_x}{h_{cx18''}} = 12.161$$

$$r_{cx18} := \frac{r_{cx18'} + r_{cx18''}}{2} = 12.161$$



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Расчет молниезащиты и заземления

**Расчет заземляющего устройства**

Площадь, используемая под заземлитель:

$$S := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) = 3.741 \times 10^3$$

$A = 84$   
 $B = 40$

Расстояние между полюсами сетки:

$$a := 5$$

Общая длина горизонтальных полюсов в сетке:

$$L_r := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot \left( \frac{B + 2 \cdot 1.5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1.5) \cdot \left( \frac{A + 2 \cdot 1.5}{a} \right) = 1.496 \times 10^3$$

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

Число ячеек:

$$m_{\text{расч}} := \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} = 12.233$$

$$m := 13$$

Длина стороны ячейки:

$$L_{\text{я}} := \frac{\sqrt{S}}{m} = 4.705$$

Длина горизонтальных полюсов в расчетной модели:

$$L := 2\sqrt{S} \cdot (m + 1) = 1.713 \times 10^3$$

Число вертикальных электродов:

$$n_{\text{в}} := \text{round} \left( \frac{4\sqrt{S}}{a} \right) = 49$$

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

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Расчет молниезащиты и заземления

$l_B := 5$  - длина вертикальных электродов

$$A_{\Pi} := 0.161 \quad \frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0.082$$

$$\rho_{\text{экв.грунт}} := 100$$

$$L = 1.713 \times 10^3$$

$$R_{\text{стац}} := \rho_{\text{экв.грунт}} \cdot \left( \frac{A_{\Pi}}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right) = 0.314$$

$$S = 3.741 \times 10^3$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура во время грозового сезона.

$$I_{\text{молн}} := 60$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{имп}} := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экв.грунт}} + 320) \cdot (I_{\text{молн}} + 45)}} = 1.442$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура:

$$R_{\text{имп}} := \alpha_{\text{имп}} \cdot R_{\text{стац}} = 0.453$$