

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 2023 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция подстанции Магдагачи напряжением 220 кВ в связи с увеличением электропотребления Западного энергорайона электроэнергетической системы Амурской области

Исполнитель
студент группы 942 об1

(подпись, дата)

А.А. Горбунов

Руководитель
канд.техн.наук, профессор

(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

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

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. 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

_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 2023 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Горбунова Александра Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция подстанции Магдагачи напряжением 220 кВ в связи с увеличением электропотребления Западного энергорайона электроэнергетической системы Амурской области

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-УЧ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

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

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): общая характеристика района проектирования, разработка вариантов реконструкции ПС, расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования подстанции, проектирование подстанции и защит.

5. Перечень материалов приложения: Расчет нагрузок, токов КЗ, РЗА, выполненный в программе Mathcad.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Безопасность и экологичность – Андрей Борисович Булгаков, доцент, канд.техн.наук

7. Дата выдачи задания: 19.04.2023 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович, канд.техн.наук, профессор

Задание принял к исполнению (дата): _____
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа содержит 138 с., 13 рисунков, 74 таблицы, 29 источников, 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 Магдагачи по причине увеличения энергопотребления с заменой основного оборудования на современное элегазовое.

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	9
1.1 Климатогеографическая характеристика района реконструируемой подстанции	9
1.2 Обоснование объемов проектирования	10
2 Расчет электрических нагрузок	15
2.1 Расчет электрических нагрузок	15
2.2 Выбор и проверка силовых трансформаторов	19
3 Расчет токов короткого замыкания	23
3.1 Составление схемы замещения и определение ее параметров	24
3.2 Расчет симметричных КЗ	30
3.3 Расчет несимметричных КЗ	33
3.4 Расчет токов для выбора и проверки основного оборудования	35
4 Выбор и проверка подстанционного оборудования	38
4.1 Выбор конструктивного исполнения распределительных устройств	38
4.2 Разработка однолинейной схемы подстанции	40
4.3 Выбор и проверка оборудования КРУЭ 220 кВ	41
4.4 Выбор и проверка оборудования КРУН 35 кВ	51
4.5 Выбор и проверка оборудования КРУ 27,5 кВ	58
4.6 Выбор и проверка оборудования КРУ 10 кВ	64
4.7 Выбор и проверка ошиновки 35 кВ	71
4.8 Выбор и проверка ошиновки 27,5 кВ	73
4.9 Выбор и проверка ошиновки 10 кВ	75
4.10 Выбор и проверка изоляторов	77
4.11 Выбор трансформаторов собственных нужд	79
4.12 Выбор аккумуляторных батарей	80

4.13 Выбор системы оперативного тока	83
5 Релейная защита и сетевая автоматика	84
5.1 Описание существующего оборудования РЗА и определение объемов реконструкции	84
5.2 Выбор принципов релейной защиты силового трансформатора	91
5.3 Дифференциальная защита силовых трансформаторов	93
5.4 Максимальная токовая защита	100
5.5 Защита от перегрузки	103
5.6 Газовая защита трансформатора	107
5.7 автоматическое повторное включение 220 кВ	108
5.8 Автоматика ввода резерва	109
6 Молниезащита и заземление	110
6.1 Расчет молниезащиты	110
6.2 Расчет заземления	112
6.3 Выбор и проверка ОПН	117
7 Технико-экономическая оценка объемов реконструкции	120
7.1 Расчет капиталовложений	120
7.2 Расчет потерь электрической энергии	121
7.3 Расчет эксплуатационных издержек	122
7.4 Оценка экономической эффективности	124
8 Безопасность и экологичность	125
8.1 Безопасность	126
8.2 Экологичность	127
8.3 Чрезвычайные ситуации	133
Заключение	135
Библиографический список	136
Приложение А. Расчет нагрузок	139
Приложение Б. Расчеты токов КЗ	
Приложение В. Расчеты РЗА	
Приложение Г. Расчеты молниезащиты и заземления	

ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВН – высокое напряжение;

ВЛ – воздушная линия;

ВЧЗ – высокочастотный заградитель;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ДЗО – дифференциальная защита ошиновки;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

ЗВУ – зарядно-выпрямительное устройство;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство

КЗ – короткое замыкание;

НН – низкое напряжение;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – среднее напряжение;

СЭС – система электроснабжения;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности.

ВВЕДЕНИЕ

При рассмотрении вопросов реконструкции объектов следует обращать особое внимание на необходимость и целесообразность данного мероприятия. По данным проекта развития энергосистем Амурской области, а также по объективным расчетным и статистическим данным можно сделать вывод о быстром росте потребления электрической энергии и мощности Западного энергорайона электроэнергетической системы Амурской области. В частности в данной работе будет рассмотрен Магдагачинский район и одноименная подстанция 220/35/27,5/10 кВ «Магдагачи». Данный энергообъект является одним из важнейших узлов поставки электроэнергии для разного рода потребителей: от бытовых до производственных.

Итак, тема выпускной квалификационной работы - Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи с заменой первичного оборудования на элегазовое и с заменой силовых трансформаторов в связи с увеличением потребления Западного энергорайона

Актуальность и практическая значимость данной темы обусловлена необходимостью проведения реконструкции подстанции по причине морального устаревания основного оборудования и применения электромеханических устройств РЗА.

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

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

В работе также представлен расчет молниезащиты и заземления реконструируемой подстанции. В части молниезащиты были выбраны стержневые молниеприемники от защищают прямых ударов молнии на отдельных мачтовых опорах, а также совмещенные и установленные на линейных порталах. Открытая часть подстанции защищена в полном объеме от прямых ударов молнии на уровне земли, на уровне линейных порталов и на уровне защищаемого оборудования – силовых трансформаторов и автотрансформаторов. В части заземления был рассчитан контур заземления открытой части распределительного устройства подстанции. В качестве заземляющего контура была выбрана сетка заземления с шагом 5 м. Стержневые заземляющие устройства в виде профильной трубы 50x50 мм, вкопанные в землю на глубину 5 м. Был рассчитан импульсный коэффициент, стационарное и импульсное сопротивление заземлителя. Оба эти значения не превышают допустимые значения – 0,5 Ом. Таким образом, контур заземления в полном объеме выполняет свои функции по защите людей и оборудования от поражения электрическим током

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены вопросы безопасной и экологичной эксплуатации электроустановок. В части безопасности рассмотрен вопрос эксплуатации и безопасности на территории подстанции при ее постоянной эксплуатации с постоянным дежурством оперативного персонала. В части экологичности был рассчитан маслоприемник с отводом масла, были рассчитаны его габариты, изображен эскиз и выбрано месторасположение маслоприемника для всех четырёх трансформаторов на подстанции.

В качестве чрезвычайных ситуаций был рассмотрен вопрос пожарной безопасности персонала при возникновении пожара и его последствий, согласно инструктивных указания при ликвидации пожаров и его последствий на территории подстанций. В работе также выполнен технико-экономический расчет и произведен анализ ожидаемого экономического результата.

В выпускной работе были использованы следующие программные продукты: ПБК MathCad, MS Office Word, MS Office Exel, MS Office Visio.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА И ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕМОВ РЕ- КОНСТРУКЦИИ

1.1 Климатогеографическая характеристика района реконструиру- емой подстанции

Подстанция Магдагачи расположена в черте Магдагачинского района Амурской области в 16 км от поселка Магдагачи. Климатические условия посёлка 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 гололедно-изморозевых образованиях, °С	-10
При ветре, °С	-10

1.2 Обоснование объемов проектирования

Реконструкция и переустройство ПС 220 кВ Магдагачи 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 35 кВ – (№ 35-9) Одна рабочая, секционированная выключателем система шин;

- РУ 27,5 – две секции шин с двумя вводами и двумя рабочими линейными ячейками;

- РУ 10 кВ – (№ 10-1) одна, секционированная выключателем, система шин.

Количество ЛЭП, подключаемых к ПС, по каждому РУ:

- РУ 220 кВ – 5 шт.;

- РУ 35 кВ – 1 шт.;

- РУ 27,5 – 2шт.;

- РУ 10 кВ – 16 шт.

На ПС 220 кВ Магдагачи установлено основное оборудование 1977 – 2013 года, при этом следует понимать, что средний срок эксплуатации основного оборудования составляет не более 25-30 лет. Для дальнейшей оценки сведем данные по основному оборудованию в таблицы. Данные по ОРУ 220 кВ, 35 кВ и 27,5 кВ приведены в таблицах 1.2 – 1.5. Распределительное устройство 10 кВ выполнено в виде ЗРУ типа ЧЗЭ-10 с вакуумными выключателями 1977 года ввода в эксплуатацию. Все данные получены в ходе прохождения производственной практики.

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

Ячейка	Марка выключателя	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
ОРУ 220 кВ		
Т-2	У-220-2000-25-У1	1988
Т-3	У-220-2000-25-У1	1988
Сулус/т	У-220-2000-25-У1	1977
Гонжа/т	У-220-2000-25-У1	1977
Ульручьи/т	ВМТ-220Б-25-1250 УХЛ1	1988
СВ	3АР1 ДТ-245	2013
ЗГЭС	3АР1 ДТ-245	2012
Ключевая	ВЭБ-220 II – 50/315- УХЛ1	2011
ОВ	У-220-2000-25-У1	1986
ОРУ 35 кВ		
Т-1	С-35-630-10	1977
Т-3	С-35-630-10	1977
Толбузино	С-35-630-10	1977
СВ	С-35-630-10	1977
ОРУ 27,5		
Магдагачи/т №1	ВМУЭ-27,5-16-1250	1977
Магдагачи/т №2	ВМУЭ-27,5-16-1250	1977

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

Ячейка	Марка разъединителя	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
ОРУ 220 кВ		
Т-2	РНДЗ-220-1000 УХЛ1	1988
Т-3	РНДЗ-220-1000 УХЛ1	1988
Сулус/т	РНДЗ-220-1000 УХЛ1	1977
Гонжа/т	РНДЗ-220-1000 УХЛ1	1977
Ульручьи/т	РНДЗ-220-1000 УХЛ1	1988
СВ	РНДЗ-220-1000 УХЛ1	2013
ЗГЭС	РГН-220-1000-40 УХЛ1	2012
Ключевая	РГН-220-1000-40 УХЛ1	2011
ОВ		1986
ОРУ 35 кВ		
Т-1	РГ-35-26 У1	1977
Т-3	РГ-35-26 У1	1977
Толбузино	РГ-35-26 У1	1977
СВ	РГ-35-26 У1	1977
ОРУ 27,5		
Магдагачи/т №1	РКСДП-27,5/1000	1977
Магдагачи/т №2	РКСДП-27,5/1000	1977

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

Ячейка	Марка ТТ	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
ОРУ 220 кВ		
Т-2	ТВ-220-25	1988
Т-3	ТВ-220-25	1988
Сулус/т	ТВ-220-25	1977
Гонжа/т	ТВ-220-25	1977
Ульручьи/т	ТФЗМ 220 Б-III У1	1988
СВ	ТВ-220-25	2013
ЗГЭС	SB 0,8 1200/30/0,2	2012
Ключевая	ТВГ-220-0,2-1000/5	2011
ОВ	ТВ-220-25	1986
ОРУ 35 кВ		
Т-1	ТВ-35-25	1977
Т-3	ТВ-35-25	1977
Толбузино	ТВ-35-25	1977
СВ	ТВ-35-25	1977
ОРУ 27,5		
Магдагачи/т №1	ТВ-35-20	1977
Магдагачи/т №2	ТВ-35-20	1977

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

Место установки	Марка ТН	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
ОРУ 220 кВ		
1 С	НАМИ-220	2012
2 С	НАМИ-220	2012
ОСШ ф.А	НКФ-220-58 У1	1988
ОРУ 35 кВ		
1 С	НАМИ-35	1977
2 С	НАМИ-35	1977
ОРУ 27,5		
1 С	НАМИ-35	1977
2 С	НАМИ-35	1977

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

Трансформатор	Марка	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
Т-1	ТДТН-25000/220/35/10	1977
Т-2	ТДТНЖ-40000/220/27,5/10	1988
Т-3	ТДТНЖ-40000/220/35/27,5	1988

Из предоставленных данных можно сделать вывод о необходимости реконструкции оборудования ПС 220 кВ Магдагачи 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.

Вместо 3-х силовых трансформаторов, установленных на ПС 220 кВ Магдагачи рассмотрим возможность установки 4-х силовых трансформаторов: 2х220/35/10 кВ и 2х35/27,5 кВ. Типы и марки силовых трансформаторов будут выбраны после расчета величины мощности, приведённой к основной стороне выбираемого 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 Магдагачи является тяговая нагрузка.

В качестве примера, покажем расчет для нагрузок, необходимых для выбора и проверки силовых трансформаторов 220 кВ, для силовых трансформаторов 35/27,5 расчет произведен в приложении А. Итак, по результатам анализа контрольных замеров получим:

$$P_{н.кз} = 25 \text{ МВт} .$$

Максимальная мощность:

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

где t_i - год снятия контрольного замера (2022 г);

t_j - прогнозный год (2028 г).

Средняя активная и реактивная мощности:

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

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

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

где $tg\varphi$ - коэффициент мощности нагрузки.

Итак, выполним расчет для ПС 220 кВ Магдагачи:

$$P_{max} = 25 \cdot (1 + 0,019)^{2028-2022} = 28 \text{ МВт},$$

$$P_{cp} = \frac{28}{1,2} = 23,3 \text{ МВт},$$

$$Q_{cp} = 23,3 \cdot 0,62 = 14,4 \text{ Мвар},$$

$$Q_{max} = 25 \cdot 0,62 = 17,3 \text{ Мвар}.$$

Далее определяем требуемую мощность компенсирующих устройств:

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

где $tg\varphi_{норм}$ – предельный коэффициент мощности;

P_{cp} – средняя мощность, МВт.

Для ПС 220 кВ Магдагачи:

$$Q_{ку.треб} = 23,3 \cdot (0,62 - 0,4) = 5,1 \text{ Мвар},$$

В силу несимметрии и преобладанием тяговой нагрузки на шинах 27,5 кВ выбираем батареи статических конденсаторов на напряжение 27,5 кВ с наиболее близким значением реактивно номинальной мощности. Технические параметры БСК представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Технические характеристики выбранных БСК

Параметр	Значение
1	2
Тип БСК	БСК-5-27,5-500
Мощность, Мвар	5
Мощность ступени батарей, квар	500
Номинальное напряжение, кВ	10,5
Номинальный ток	275

Нескомпенсированная мощность на шинах:

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

$$Q_{\text{неск}} = 17,3 - 5,1 = 12,2 \text{ Мвар}.$$

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

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

Общая активная мощность с учетом потерь:

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

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 Магдагачи:

$$\Delta P_{ку} = 0,002 \cdot 5,1 = 0,01 \text{ МВт} ,$$

$$P_{p.общ} = 27,999 + 0,1 = 28 \text{ МВт} ,$$

$$S_p^* = \sqrt{28^2 + 12,2^2} = 30,6 \text{ МВА} .$$

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 Магдагачи:

$$\Delta P_m = 0,02 \cdot 30,6 = 0,611 \text{ МВт} .$$

$$\Delta Q_m = 0,1 \cdot 30,6 = 3,1 \text{ Мвар} .$$

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 Магдагачи:

$$S_p = \sqrt{(28 + 0,611)^2 + (12,2 + 3,1)^2} = 32,4 \text{ МВА} .$$

В результате, данную мощность будем использовать для выбора и проверки силового трансформатора 220/35/10 кВ.

Расчет для силового трансформатора 35/27,5 кВ аналогичен и представлен в приложении А. В данном случае нагрузку рассчитываем для основной стороны 35 кВ. Результаты расчета нагрузок приведены в таблице 2.2.

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	28	12,2	0,611	3,1	32,4
35 кВ	16,8	11,1	0,404	2,02	21,7

2.2 Выбор и проверка силовых трансформаторов

Выбор силовых трансформаторов 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 трансформатора 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 Магдагачи для силового трансформатора 220/35/10 кВ получим:

$$S_{m.расч} = \frac{32,4}{2 \cdot 0,7} = 23,2 \text{ МВА}.$$

Для сторон 220/35/10 кВ выбираем силовой трансформатор марки ТДТН-32000/220/35/10 У1.

Выполним проверку по коэффициентам загрузки. Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

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

$$K_3^{норм} = \frac{23,2}{2 \cdot 32} = 0,36.$$

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

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

$$K_3^{авар} = \frac{23,2}{32} = 0,72.$$

Расчет выбора и проверки силовых трансформаторов для сторон 35/27,5 кВ аналогичен и представлен в приложении А. Результаты расчета для всех силовых трансформаторов представлен в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты расчета выбора и проверки трансформаторов

Номинальное напряжение сторон, кВ	Расчетная мощность трансформаторов, МВА	Коэффициент загрузки в нормальном режиме	Коэффициент загрузки в аварийном режиме	Паспортная мощность выбранных трансформаторов
1	2	3	4	5
220/35/10	23,2	0,36	0,72	32
35/27,5	15,5	0,31	0,62	25

Паспортные данные выбранных силовых трансформаторов представлены в таблицах 2.4 и 2.5.

Таблица 2.4 – Технические характеристики выбранных трансформаторов

Параметр	Значение
1	2
Марка	ТДТН-32000/220/35/10 У1
Номинальная мощность, МВА	32
Номинальная мощность обмотки НН, МВА	16
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	230
Номинальное напряжение обмотки СН, кВ	38,5
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	10,5
Напряжение КЗ ВН-СН, %	6,5
Напряжение КЗ ВН-НН, %	12,5
Напряжение КЗ СН-НН, %	6,5

Таблица 2.5 – Технические характеристики выбранных трансформаторов

Параметр	Значение
1	2
Марка	ТДНЖ-25000/35/27,5 У1
Номинальная мощность, МВА	25
Номинальная мощность обмотки НН, МВА	25
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	38,5
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	27,5
Напряжение КЗ, %	6,5
Потери мощности КЗ, кВт	113
Потери мощности ХХ, кВт	75

Итак, были выбраны силовые трансформаторы для 4-х классов напряжения рассматриваемой подстанции:

- 2 силовых трансформатора напряжением 220/35/10 кВ марки ТДТН-32000/220/25/10 У1;
- 2 силовых трансформатора напряжением 35/27,5 кВ марки ТДНЖ-25000/35/27,5 У1.

Данная компоновка наиболее надежна и экономически более выгодна вместо предыдущей компоновки с 3-мя силовыми трансформаторами, работающими отдельно по 1,5 на одно распределительное устройство.

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Целью главы является расчет симметричных и несимметричных токов КЗ для различных режимов работы сети, прежде всего для выбора и проверки основного оборудования и для расчета уставок релейной защиты и автоматики. Требуется определить:

- токи 3-фазного КЗ в максимальном режиме;
- токи 1-фазного, 2-фазного и 3-фазного КЗ в минимальных режимах;
- периодическую составляющую максимального тока КЗ;
- аperiodическую составляющую максимального тока КЗ;
- величину ударного тока КЗ.

Под расчетом переходного процесса короткого замыкания (КЗ) обычно понимают вычисление токов и напряжений в рассматриваемой схеме электроэнергетической системы (ЭЭС) при заданных условиях. В зависимости от назначения такого расчета указанные величины находят для заданного момента времени или их изменения в течение всего переходного процесса.

Расчеты токов КЗ и остаточных напряжений в ЭЭС производят для сопоставления, оценки и выбора схемы электрических соединений; выбора и проверки аппаратов и проводников; определения условий работы потребителей электрической энергии при аварийных режимах, проектировании и настройке устройств релейной защиты и автоматики; анализа устойчивости работы ЭЭС; выбора числа заземленных нейтралей и их размещения и для ряда других задач.

Ниже приводится практическая реализация способов расчета коротких замыканий на примерах решения конкретных задач: составление схем замещения в выбранных единицах измерения и их преобразование; определение аварийного тока в месте КЗ и других элементах ЭЭС, а также остаточных напряжений в аварийном и других узлах системы.

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 Магдагачи составляет 2х32+2х25 МВА. Марки силовых трансформаторов - ТДТН-32000/220/35/10 У1 и ТДНЖ-25000/35/27,5 У1.

Для того, чтобы приступить к расчету параметров настройки устройств РЗА и выбору и проверке основного оборудования, необходимо выполнить расчет токов КЗ, для которых в свою очередь необходимо привести расчетные параметры оборудования рассматриваемой сети.

Для дальнейшего расчета 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 приведем в качестве примера для силового трансформатора Т-1 (ТДТН-32000/220). Для силового трансформатора Т-2 расчет аналогичен и наиболее простой, по причине того, что данный силовой тяговы трансформатор является двухобмоточным.

Подробный расчет всех параметров представлен в приложении Б.

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

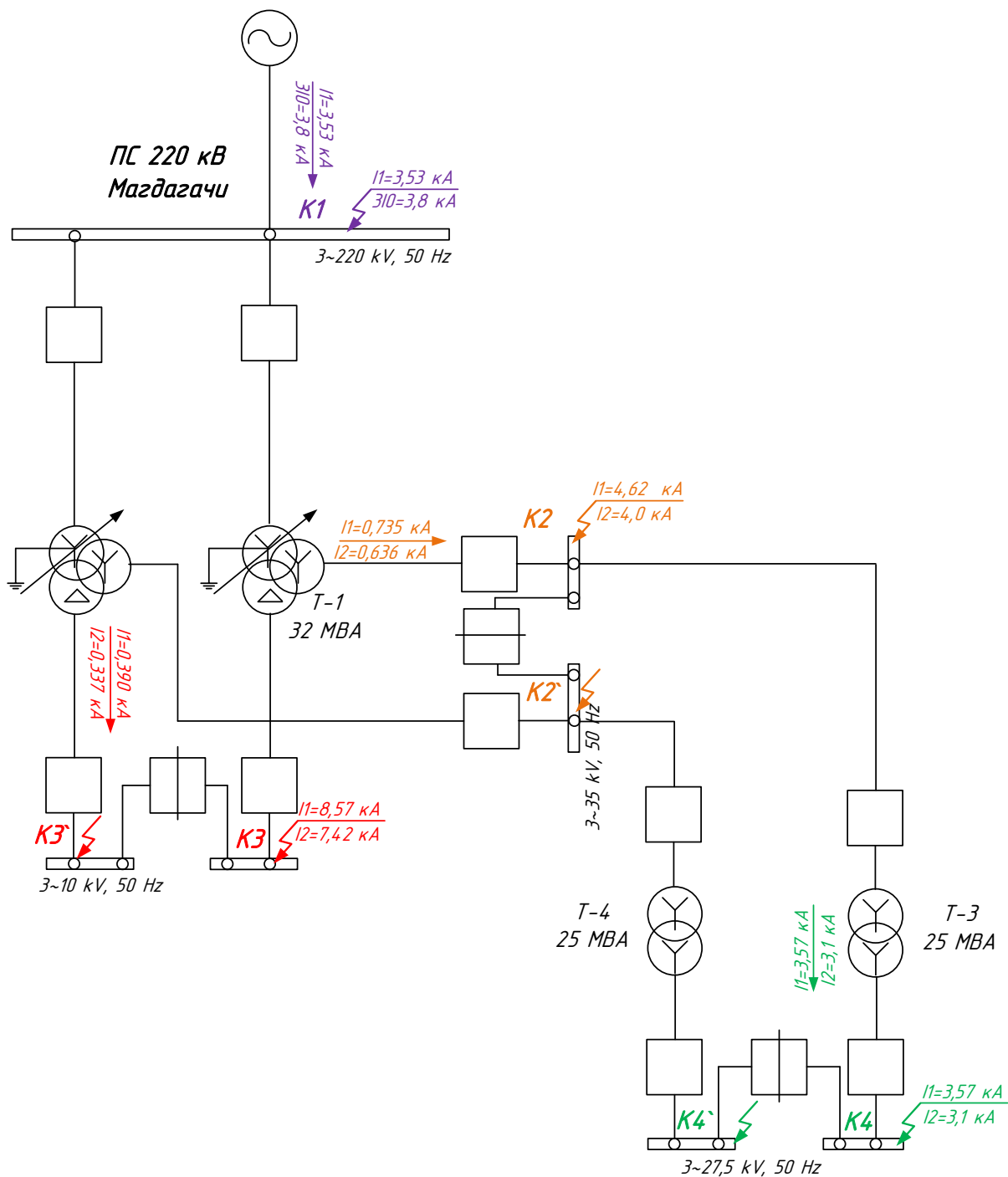


Рисунок 3.1 – Принципиальная схема подстанции для расчета токов КЗ

Далее приступим к составлению схемы замещения отдельных последовательностей. Схемой замещения называют электрическую схему, соответствующую по исходным данным расчетной схеме, но в которой все трансформаторные (магнитные) связи заменены электрическими.

С учетом основных допущений элементы системы электроснабжения, связывающие источники питания с местом КЗ, вводятся в схему замещения сопротивлениями, а источники – сопротивлениями и ЭДС. Сопротивления и ЭДС схемы замещения должны быть приведены к одной ступени напряжения, принятой за основную. В практических расчетах за основную часто принимают ступень, где расположена точка КЗ.

В трехфазных системах переменного тока при работе с заземленными нейтралью различают следующие виды КЗ:

1) симметричное трехфазное КЗ – замыкание трех фаз между собой (на схемах место и вид короткого замыкания обозначают « $K^{(3)}$ »), система остается симметричной, вероятность возникновения КЗ по статистике 1–7 %;

2) несимметричные КЗ:

- однофазное КЗ – замыкание одной фазы на землю ($K^{(1)}$) при заземлённых нейтральных трансформаторов и автотрансформаторов, вероятность возникновения составляет 60–92 %; замыкание одной фазы на землю при изолированных нейтральных называют однофазным замыканием на землю;

- двухфазное КЗ – замыкание двух фаз между собой ($K^{(2)}$), вероятность возникновения 2–13 %;

- двухфазное КЗ на землю – замыкание двух фаз между собой и в той же точке на землю ($K^{(1,1)}$), вероятность возникновения 5–20 %.

Схема замещения прямой (обратной) последовательности представлена на рисунке 3.2.

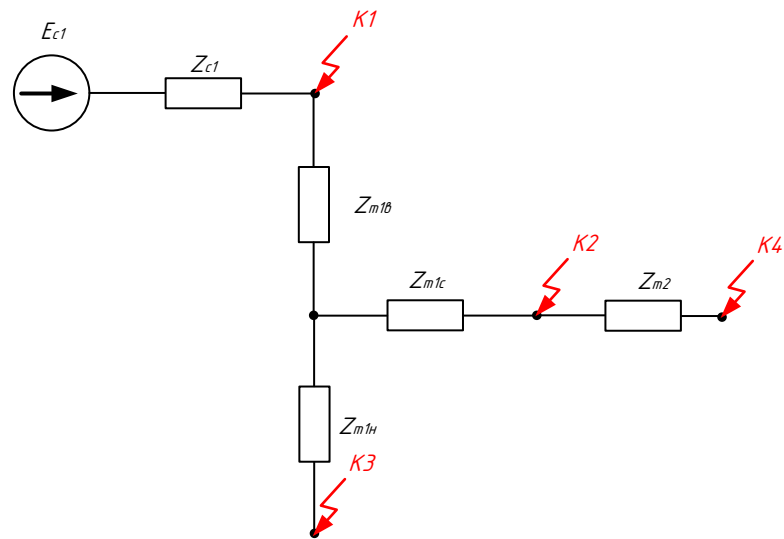


Рисунок 3.2 – Схема замещения прямой (обратной) последовательности

Для расчета несимметричных токов КЗ, а именно токов нулевой последовательности при однофазных КЗ и иных замыканиях на землю, требуется составление схемы замещения нулевой последовательности. Схема замещения нулевой последовательности представлена на рисунке 3.3.

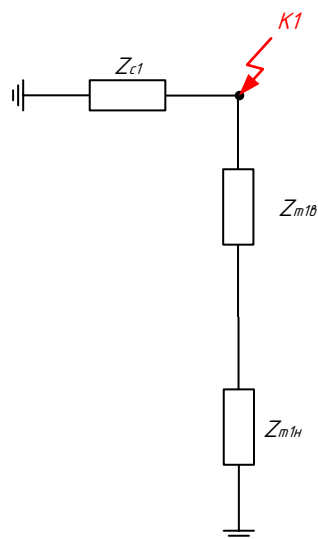


Рисунок 3.3 - Схема замещения нулевой последовательности

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 трансформатора Т-1.
 Определение напряжения КЗ каждой обмотки силового трансформатора:

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

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

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

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

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

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

Все данные приведены в таблицах 2.4 и 2.5.

Для силового трансформатора Т-1:

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

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

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

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

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

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

- для обмотки ВН:

$$Z_{m.BH} = \frac{13}{100} \cdot \frac{230 \cdot 10^3}{32000} = 215 \text{ Ом};$$

- для обмотки СН:

$$Z_{m.CH} = \frac{-0,5}{100} \cdot \frac{38,5 \cdot 10^3}{32000} = -0,232 \text{ Ом};$$

- для обмотки НН:

$$Z_{m.HH} = \frac{7}{100} \cdot \frac{10,5 \cdot 10^3}{16000} = 0,482 \text{ Ом};$$

Расчетные сопротивления нулевой последовательности для обмоток силового трансформатора состоят из обмотки 220 кВ, соединенной в звезду и заземленной наглухо, и обмотки 10 кВ, соединенной в треугольник, где токи нулевой последовательности трансформируются и циркулируют в треугольнике. Таким образом, сопротивление нулевой последовательности силового трансформатора равно:

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

$$Z_{m0} = 215 + 0,5 = 215,5 \text{ Ом}.$$

Параметры силового трансформатора Т-2 рассчитываются аналогично.

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

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

где E_C – ЭДС системы, кВ;

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

Для системы 220 кВ:

$$Z_{\text{экв.с1}} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 5,3} = 25,1 \text{ Ом.}$$

Тяговая нагрузка создает некоторые режимы, Ю в которых возможна подпитка места КЗ от сети 27,5 кВ, поэтому выполним также расчет для системы 27,5 кВ:

$$Z_{\text{экв.с2}} = \frac{27,5}{\sqrt{3} \cdot 6,8} = 2,34 \text{ Ом.}$$

Для упрощения расчета в учебном проекте примем допущение: сопротивление системы нулевой последовательности принимается равным сопротивлению системы прямой (обратной) последовательности.

3.2 Расчет симметричных КЗ

Несмотря на малую вероятность возникновения трехфазных КЗ, с ними следует считаться, так как они могут быть решающими для окончательного суждения о возможности работы ЭЭС в условиях КЗ. Трехфазные КЗ характеризуются относительной простотой расчёта по сравнению с несимметричными замыканиями. Умение рассчитывать трехфазные КЗ необходимо ещё и потому, что расчет несимметричных КЗ на основе метода симметричных составляющих сводится к расчету некоторого фиктивного трехфазного 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.

Итак, схема замещения для расчета тока 3-фазного КЗ в расчетной точке К-1 в максимальном режиме представлена на рисунке 3.4.

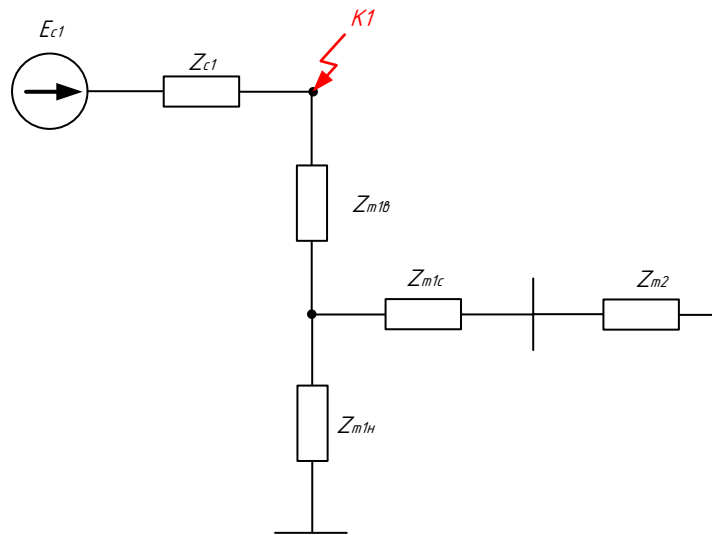


Рисунок 3.4 – Схема замещения прямой (обратной) последовательности для расчетной точки К-1

Выполним преобразование правой части схемы методом последовательного преобразования.

$$Z_1 = z_{c2} \cdot k_{m2}^2 + \frac{z_{m2}}{2} \cdot k_{m1}^2 + \frac{z_{mc.макс}}{2} \cdot k_{m1}^2 + \frac{z_{mv.макс}}{2} \quad (3.7)$$

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

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

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

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

k_{m1} - коэффициент трансформации, равный отношению основной стороны к стороне, подлежащей приведению (230/37,5);

k_{m2} - коэффициент трансформации, равный отношению основной стороны к стороне, подлежащей приведению (230/27,5).

$$Z_1 = 2,34 \cdot 8,36^2 + \frac{3,85}{2} \cdot 6,13^2 + \frac{-0,163}{2} \cdot 6,13^2 + \frac{151,6}{2} = 308 \text{ Ом}$$

Преобразованная схема замещения прямой последовательности для максимального режима представлена на рисунке 3.5.

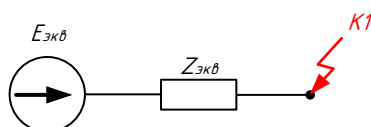


Рисунок 3.5 – Преобразованная схема замещения прямой (обратной) последовательности для расчетной точки К-1

Эквивалентное сопротивление прямой последовательности для расчетной точки К-1 равно:

$$Z_{эквК1} = Z_{с1} , \tag{3.8}$$

$$Z_{эквК1} = 25,1 \text{ Ом} .$$

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

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

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:

$$I_{1.n} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 23,2} = 5,73 \text{ кА} .$$

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 27,5 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.

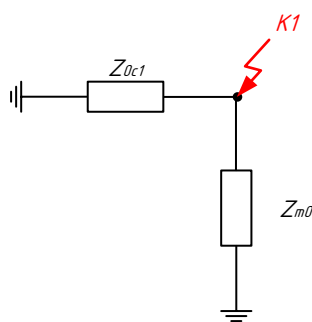


Рисунок 3.6 – Схема замещения нулевой последовательности для расчетной точки К-1

Аналогично, как в п.3.2 находим эквивалентное сопротивление схемы нулевой последовательности.

$$Z_{0эквK1} = \frac{Z_{0c1} \cdot \frac{Z_{0m1}}{2}}{Z_{0c1} + \frac{Z_{0m1}}{2}}, \quad (3.10)$$

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

Z_{0m1} - сопротивление силового трансформатора Т-1 нулевой последовательности в максимальном режиме, Ом.

Эквивалентная схема замещения нулевой последовательности представлена на рисунке 3.7.

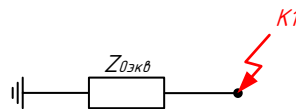


Рисунок 3.7 – Преобразованная схема замещения нулевой последовательности для расчетной точки К-1

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

$$Z_{0эвбК1} = \frac{25,1 \cdot \frac{152}{2}}{25,1 + \frac{152}{2}} = 18,8 \text{ Ом}$$

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

$$3I_{0.l} = \frac{3 \cdot E_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot Z_{эвбКi} + Z_{0эвбКi})} \quad (3.11)$$

Для расчетной точки К-1 в максимальном режиме:

$$3I_{0.К1} = \frac{3 \cdot 230}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 23,2 + 18,8)} = 6,1 \text{ кА}$$

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

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)} \quad (3.12)$$

Для расчетной точки К-1 в максимальном режиме:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,73 = 4,96 \text{ кА}$$

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. Результат сведены в таблицу 3.1. (все значения приведены к «своим сторонам»).

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	5,73	4,96	6,11
К-2	11,8	10,2	-
К-3	19,2	16,6	-
К-4	13,3	11,5	-
Минимальный режим			
К-1	3,53	3,1	3,8
К-2	4,62	4,0	-
К-3	8,57	7,42	-
К-4	3,57	3,1	-

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;
- апериодическую 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:

$$I_{ном.т.i} = \frac{S_{ном.i}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.i}} \quad (3.13)$$

где $S_{ном.i}$ – номинальная мощность обмотки трансформатора, кВА;

$U_{ном.i}$ – номинальное напряжение стороны трансформатора, кВ;

Рассчитаем рабочие токи по сторонам силового трансформатора.

Для обмотки ВН силового трансформатора ПС 220 кВ Магдагачи, А:

$$I_{ном.т.ВН} = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 80 \text{ А.}$$

Для обмотки СН силового трансформатора ПС 220 кВ Магдагачи, А:

$$I_{ном.т.СН} = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 480 \text{ А.}$$

Для обмотки НН силового трансформатора ПС 220 кВ Магдагачи, А:

$$I_{ном.т.НН} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 880 \text{ А.}$$

Величина аperiodической составляющей расчетного тока КЗ равна:

$$I_{i.a} = \sqrt{2} \cdot I_{i.n} \quad (3.14)$$

где $I_{i.n}$ - величина аperiodической 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.

$$I_{1.a} = \sqrt{2} \cdot 6,11 = 8,64 \text{ кА}$$

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:

$$I_{i,y\delta} = k_{y\delta} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{i,n}, \quad (3.15)$$

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

Для расчетной точки К-1:

$$I_{1,y\delta} = 1,78 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,11 = 15,4 \text{ кА}$$

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	6,11	8,64	15,4
К-2 (35 кВ)	3-фазное	11,8	16,7	30,0
К-3 (10 кВ)	3-фазное	19,2	27,2	48,3
К-4 (27,5 кВ)	3-фазное	13,3	18,8	33,5

4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ПОДСТАНЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В данной главе производится, главным образом, выбор и проверка основного оборудования реконструируемой подстанции 220/35/27,5/10 кВ «Магдагачи», что является одной из основных задач и, как следствие, целью данной выпускной квалификационной работы.

В ходе данной главы необходимо произвести следующий объем работ:

- разработать конструктивное исполнение распределительных устройств;
- разработать однолинейную схему реконструируемой подстанции для всех классов напряжения;
- 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;
- 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.

При строительстве новых подстанций наиболее актуальным является использование элегазовых комплектных распределительных устройств для напряжений 110 кВ и выше. На более низкое напряжение применение КРУЭ требует дополнительного технико-экономического обоснования.

Новые механизмы КРУЭ заимствованы из элегазовых аппаратов наружной установки производства «Электроаппарат». Долговечность элементов, подтверждённая 40 летней эксплуатацией в самых тяжёлых условиях, гарантирует КРУЭ качество и надёжность высочайшего уровня.

КРУЭ оснащаются интеллектуальными цифровыми устройствами управления и контроля, цифровыми оптическими трансформаторами тока и напряжения, обеспечивающие обмен данных по протоколу МЭК 61850 и МЭК 61850-9.2LE.

Конструктивной особенностью КРУЭ является герметичный корпус, заполненный элегазом, в который помещено оборудование КРУ. Элегаз — это специальный электротехнический газ (шестифтористая сера SF₆), обладающий высокими изолирующими и дугогасительными свойствами. Он является основным изолятором в элементах ячеек с элегазовой изоляцией.

По эксплуатационным данным известно, что площадь используемая под КРУЭ составляет порядка 10-20% от площади занимаемой ОРУ, при том же напряжении.

К основным преимуществам КРУЭ относятся:

1. Взрыво- и пожаробезопасность
2. Возможность установки в сейсмически активных районах и зонах с повышенной загрязненностью
3. Отсутствие электрических и магнитных полей
4. Безопасность и удобство эксплуатации, простота монтажа и демонтажа
5. Малая занимаемая площадь
6. Замена и расширение в пределах существующих границ подстанции

Из представленных выше аргументов, а также исходя из основной цели работы, делается вывод о целесообразности применения КРУЭ на реконструируемой подстанции на напряжение 220 кВ.

Для напряжения 10-35 кВ конструктивное исполнение распределительных

устройств представляет собой КРУН. Комплектные распределительные устройства наружной установки представляют собой полностью автономные здания с ячейками, где применены вакуумные выключатели, отдельными отсеками РЗА и выкатными элементами. Данный тип распределительных устройств является наиболее надежным и недорогим для данных классов напряжения.

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 220/35/27,5/10 кВ «Магдагачи» 4 распределительных устройства, среди которых:

- КРУЭ 220 кВ;
- КРУН 35 кВ;
- КРУ 27,5 кВ;
- КРУ 10 кВ,

соединяющие их силовые трансформаторы:

- ТДТН-32000/220/35/10 У1;
- ТДНЖ-25000/35/27,5 У1.

На стороне 220 кВ принимаем схему 13 (две рабочие системы шин). Она применяется на напряжении 110-220 кВ при числе присоединений от 5 до 15 при повышенных требованиях к надежности питания каждой ВЛ и при отсутствии возможности отключения всех присоединений секции (системы шин) на время ревизии и ремонта этой секции сборных шин. Схему с обходной системой шин для КРУЭ применять не рекомендуется вследствие его значительного удорожания. Надежность оборудования КРУЭ достаточно высокая и дополнительное повышение его надежности за счет применения обходной системы шин нецелесообразно.

На стороне 35 кВ, 27,5 кВ и 10 кВ принимаем схему 35-9, 20-9 и 10-1, соответственно: одна секционированная выключателем система шин. Применяется при двух трансформаторах, каждый из которых присоединен к одной секции. При этом, для обеспечения электроэнергией местных потребителей и собственных нужд на подстанции используется РУ 10 кВ.

4.3 Выбор и проверка оборудования КРУЭ 220 кВ

Для распределительного устройства 220 кВ примем к установке КРУЭ компании Электроаппарат марки ЯГГ-220.

На примере КРУЭ 220 кВ покажем полный алгоритм выбора и проверки всего необходимого оборудования.

Выбор и проверку будем осуществлять с соответствие с методикой, изложенной в [10].

В качестве расчетных данных выступают величины, рассчитанные в разделах 2 и 3.

Проведем проверку для КРУЭ 220 кВ.

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}$$

2) По номинальному току:

$$I_{ном} \geq I_{расч}$$

$$3150 \text{ А} \geq 80 \text{ А}$$

3) По предельному сквозному току КЗ- на электродинамическую стойкость:

$$I_{дин} \geq I_{н.о}$$

$$40,5 \text{ кА} \geq 6,11 \text{ кА}$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}$$

$$125 \text{ кА} \geq 15,4 \text{ кА}$$

4) По тепловому импульсу на термическую стойкость

$$B_k = I_{п.о}^2 \cdot t_{откл}, \quad (4.1)$$

где $I_{п.о}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ;

$t_{откл}$ – полное время отключения КЗ.

$$t_{откл} = t_{с.в.о} + t_{вв} + t_{рз}, \quad (4.2)$$

где $t_{с.в.о}$ – собственное время отключения силового выключателя на КРУЭ 220 кВ, принимается 0,056 с;

$t_{вв}$ – время выдержки времени, в соответствие со степенями селективности, принимается 3 с [34];

$t_{рз}$ – время срабатывания цифровой релейной защиты, принимается 0,05 с [26].

$$t_{откл} = 0,056 + 3 + 0,05 = 3,106 \text{ с}$$

$$B_{к.ном} \geq B_k$$

$$B_k = 6,11^2 \cdot 3,106 = 116 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{к.ном} = 40,5^2 \cdot 3 = 4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 116 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все каталожные и расчетный величины выбора и проверки сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Параметры выбора КРУЭ 220 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 80 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40,5^2 \cdot 3 = 4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40,5^2 \cdot 1 = 1640 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 116 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 15,4 \text{ кА}$	$i_{y\partial} \leq i_{np.c}$

Данное КРУЭ полностью соответствует необходимым требованиям и принимается к эксплуатации.

Проведем проверку для выключателя КРУЭ 220 кВ.

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}$$

2) По номинальному току:

$$I_{ном} \geq I_{расч}$$

$$3150 \text{ А} \geq 80 \text{ А}$$

3) По отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{ном.отк} \geq I_{нт}$$

$$40,5 \text{ кА} \geq 6,11 \text{ кА}$$

б) на отключение апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\alpha.ном} \geq i_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{ном.отк}, \quad (4.3)$$

$$\beta_{ном} = \frac{i_{а.ном}}{\sqrt{2} \cdot I_{отк}} \quad (4.4)$$

$$\beta_{ном} = \frac{37}{\sqrt{2} \cdot 40,5} = 0,65$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,65 \cdot 40,5 = 37,2 \text{ кА};$$

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot 6,11 \cdot 0,65 = 5,6 \text{ кА}$$

$$37,2 \text{ кА} \geq 5,6 \text{ кА}$$

4) По предельному сквозному току КЗ на электродинамическую стойкость:

$$I_{дин} \geq I_{п.о}$$

$$40,5 \text{ кА} \geq 6,11 \text{ кА}$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}$$

$$125 \text{ кА} \geq 15,4 \text{ кА}$$

5) По тепловому импульсу на термическую стойкость

$$B_{к} = I_{п.о}^2 \cdot t_{откл}, \quad (4.5)$$

где $t_{откл}$ — полное время отключения КЗ, складывается из времени отключения выключателя, выдержки времени и времени действия РЗ;
 $I_{п.о}$ — периодическая составляющая тока трехфазного КЗ.

$$t_{откл} = t_{с.в.о} + t_{вв} + t_{рз} \quad (4.6)$$

$$t_{откл} = 0,056 + 3 + 0,1 = 3,156 \text{ с}$$

$$B_{к.ном} \geq B_{к}$$

$$B_{к} = 6,11^2 \cdot 3,156 = 118 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{к.ном} = 40,5^2 \cdot 3 = 4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 118 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все каталожные и расчетный величины выбора и проверки сведены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Условия выбора и проверки силовых выключателей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 80 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 40,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 6,11 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 37,2 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 8,64 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,4 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 40,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 6,11 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,4 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 40,5 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 8,64 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 118 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры выключателей в КРУЭ 220 кВ соответствуют условиям выбора.

Проведем проверку для разъединителей и заземлителей КРУЭ 220 кВ.

Сопоставление каталожных данных с расчетными представлены в таблице 4.3. Ток термической стойкости в таблице представлен для главных и заземляющих ножей. Расчетные параметры принимаются, из рассчитанных выше для выключателя.

Таблица 4.3 – Параметры выбора разъединителей и заземлителей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 80 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40,5^2 \cdot 3 = 4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40,5^2 \cdot 1 = 1640 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 116 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,4 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$

Данный разъединители и заземлители прошли проверку по всем параметрам и могут быть приняты к установке в КРУЭ.

Проведем проверку для трансформаторов тока КРУЭ 220 кВ:

1) По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$220 \text{ кВ} \leq 220 \text{ кВ}$$

2) По току:

$$I_{max} \leq I_{ном}$$

$$80 \text{ А} \leq 300 \text{ А}$$

3) По электродинамической стойкости

$$i_{дин} \geq i_{уд}$$

$$125 \text{ кА} \geq 15,4 \text{ кА}$$

4) По термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$$

$$4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 118 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

5) По величине вторичной нагрузки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном},$$

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

Вторичная нагрузка Z_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов r_k :

$$Z_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k \quad (4.7)$$

Сопротивление контактов r_k принимается равным 0,05 Ом при двух–трех приборах и 0,01 Ом при большем количестве приборов.

В таблице 4.4 представлен перечень приборов, подключаемых к ТТ в КРУЭ 220 кВ [24].

Таблица 4.4 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 220 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Номинальное сопротивление вторичной обмотки:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}, \quad (4.8)$$

где S_{2H} – номинальная мощность ТТ;

$I_2 = 5 \text{ А}$ -вторичный ток ТТ.

$$Z_{2H} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом}$$

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (4.9)$$

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

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,7}{5^2} = 0,068 \text{ Ом}$$

Выбираем провод сечением $q = 2,5 \text{ мм}^2$ КВВГНГ с медными жилами и удельным сопротивлением $\rho = 0,0175$. Длину проводов примем $l = 100 \text{ м}$.

Сопротивление проводов:

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

где ρ – удельное сопротивление проводов;

l – длина соединительных проводов, определяется по [7];

q – удельное сопротивление материала провода.

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,71 \text{ Ом}$$

Сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_2 = 0,068 + 0,71 + 0,01 = 0,78 \text{ Ом}$$

Как видно, требуемое условие соблюдается. Остальные расчетные условия приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 300 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 80 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,78 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 125 \text{ кА}$	$I_{уд} = 15,4 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 40,5^2 \cdot 3 = 4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 116 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

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

Проведем проверку для трансформаторов напряжения КРУЭ 220 кВ:

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

Трансформаторы напряжения выбираются согласно условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} \quad (4.11)$$

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

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

Условия выбора:

- 1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$220 \text{ кВ} \leq 220 \text{ кВ}$$

2) По конструкции и схеме соединения обмоток:

Трёхобмоточный трансформатор, выполненный по схеме «Y/Y₀-0»;

3) По классу точности: 0,2;

4) По вторичной нагрузке:

Таблица 4.6 – мощность приборов, подключенных к ТН.

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
1	2	3	4	5
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	2	10
Варметр	СТ-3021	5	2	10
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	2	15
Частотометр	СР-3021	5	1	5
Итого				52

Суммарная мощность приборов:

$$52 \text{ ВА} \leq 100 \text{ ВА}$$

Таблица 4.7 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 100 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 52 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения КРУЭ 220 кВ соответствуют условиям их выбора.

Выбор кабеля от КРУЭ 220 кВ до трансформатора.

Выберем кабель по длительно допустимому, в соответствие с методикой изложенной в [21]:

$$I_{\text{раб.мах.220}} \leq k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{\text{доп}}, \quad (4.12)$$

где $I_{\text{раб.мах.220}}$ - рабочий максимальный ток, А;

k_1 -поправочный коэффициент, учитывающий количество параллельно лежащих кабелей (ПУЭ таб.1.3.26);

k_2 -поправочный коэффициент, учитывающий допустимую нагрузку послеаварийного режима (ПУЭ таб.1.3.23);

k_3 -поправочный коэффициент, учитывающий отличие рабочей температуры от той, при которой заданы $I_{\text{доп}}$ в ПУЭ (ПУЭ таб.1.3.13);

$I_{\text{доп}}$ - длительно допустимый ток кабеля, А.

Принимаем три одножильных кабеля АПвБВ-240 с длительно допустимым током $I_{\text{доп}}=392$ А .

Расшифровка кабеля:

А- Алюминиевая токопроводящая жила

Пв- Изоляция из сшитого полиэтилена

Б- Броня из двух стальных лент

В- Оболочка из поливинилхлоридного пластика

$$I_{\text{раб.мах.220}} \leq 1 \cdot 0,87 \cdot 1 \cdot 392 = 341 \text{ А}$$

$$80,3 \text{ А} \leq 341 \text{ А}$$

Условие выполняется, следовательно, кабели марки АПвП с сечением 240 мм² могут быть приняты к эксплуатации.

4.4 Выбор и проверка оборудования КРУН 35 кВ

В качестве распределительного устройства на стороне 35 кВ применяем КРУН.

Выбор и проверка ячеек КРУН.

Комплектное распределительное устройство - это распределительное устройство, состоящие из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Для КРУН 10 кВ применены вакуумные выключатели, а вместо разъединителей втычные контакты.

К эксплуатации были выбраны КРУН наружной установки 35 кВ компании «САМАРАЭЛЕКТРОЦИТ» марки К-405 со встроенными выключателями марки ВВС-35-25-П/630 У2 для вводных ячеек и со встроенными выключателями марки ВВС-35-25-П/400 У2 для секционной и фидерных ячеек.

В КРУН нет отдельных разъединителей, так как видимый разрыв создается с помощью выкатывания тележки КРУН в ремонтное положение.

Выбор и проверка ячеек КРУН и входящего в него оборудования производится в соответствии с алгоритмом, представленном в пункте 4.3.

В качестве расчетных данных выступают величины, рассчитанные в главах 2 и 3.

Все каталожные и расчетные величины выбора и проверки сведены в таблицу 4.8.

Таблица 4.8 – Условия выбора и проверки ячеек КРУН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 480 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 30 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 417 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

КРУН марки К-405 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

Выбор и проверка силовых выключателей КРУН 35 кВ:

В вводных ячейках применяем ВВС-35-25-П/630 У2, в секционной и фидерных ячейках применяем ВВС-35-25-П/400 У2

Таблица 4.9 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе вводного выключателя 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 480 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 11,8 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 10,9 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 30 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 11,8 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 30 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 11,8 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 417 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Таблица 4.10 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателя в секционную ячейку и на фидерные ячейки.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 240 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 11,8 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 10,9 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 30 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$

Продолжение таблицы 4.10

1	2	3
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 11,8 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 5 \text{ кА}$	$i_{уд} = 30 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 11,8 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 417 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Все выбранные выключатели на стороне 35 кВ полностью удовлетворяют условиям проверки.

Выбор и проверка трансформаторов тока на стороне 35 кВ.

Принимаем к установке в вводной ячейке ТОЛ-35Б-II У2

Таблица 4.11– Состав вторичной нагрузки для ТТ в вводной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Таблица 4.12 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в вводной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$

Продолжение таблицы 4.12

1	2	3
$I_{ном} = 1200 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 480 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,36 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 30 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 417 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Для ТТ в секционной ячейке:

Таблица 4.13 – Состав вторичной нагрузки для ТТ в секционной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Итого		0,5	0,5	0,5

К установке принимается ТТ ТОЛ-35Б-II У2.

Таблица 4.14 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в секционной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 1200 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 480 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,31 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 30 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 417 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Для ТТ в фидерных ячейках:

Таблица 4.15 – Состав вторичной нагрузки в фидерных ячейках

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Ртутный 230	0,1	0,1	0,1
Итого		0,7	0,7	0,7

К установке принимается ТТ ТОЛ-35Б-II У2.

Таблица 4.16 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в фидерных ячейках

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 1200 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 480 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,32 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 30 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 417 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Выбор и проверка трансформаторов напряжения на стороне 35 кВ

Для исключения вероятности возникновения феррорезонансных перенапряжений примем к установке антирезонансный ТН марки НАМИ-35-У2.

Таблица 4.17 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
1	2	3	4	5
Вольтметр	ЩП120П	6	1	6
Ваттметр	СР-3021	5	1	5
Варметр	СТ-3021	5	1	5
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	23	172,5
Итого				188,5

Таблица 4.18 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-35 У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 188,5 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения соответствуют условиям их выбора.

Трансформаторы напряжения на стороне 35 кВ защищаются с помощью предохранителей.

Предохранители выбираются по расчетному току, при условии:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР}, \quad (4.13)$$

где I_B – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ – номинальный ток предохранителя.

Расчетный ток определяем по формуле:

$$I_{расч} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (4.14)$$

$$I_{пл.вс} = \frac{0,189}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,003 \text{ А}$$

Примем к установке предохранитель марки ПКТ 101-35-2-31,5 У1 с токком плавкой вставки 2 А.

Таблица 4.19 – Выбор предохранителя для защиты ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном.пл.вс} = 2 \text{ А}$	$I_{пл.вс} 0,003 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$i_{ном.откл} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{уд} = 30 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$

Предохранитель удовлетворяет условиям выбора.

4.5 Выбор и проверка оборудования КРУ 27,5 кВ

В качестве распределительного устройства на стороне 27,5 кВ применяем КРУ.

Выбор и проверка ячеек КРУ.

Комплектное распределительное устройство - это распределительное устройство, состоящие из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Для КРУ 27,5 кВ применены вакуумные выключатели, а вместо разъединителей втычные контакты.

К эксплуатации были выбраны КРУ наружной установки 27,5 кВ компании «САМАРАЭЛЕКТРОЦИТ» марки КРУ-СЭЩ-65 ЖД со встроенными вы-

ключателями марки ВВУ-СЭЩ-ПО-27,5-25/630 для вводных ячеек и со встроенными выключателями марки ВВУ-СЭЩ-ПО-27,5-25/400 У2 для секционной и фидерных ячеек.

В КРУ нет отдельных разъединителей, так как видимый разрыв создается с помощью выкатывания тележки КРУ в ремонтное положение.

Выбор и проверка ячеек КРУ и входящего в него оборудования производится в соответствии с алгоритмом, представленном в пункте 4.3.

В качестве расчетных данных выступают величины, рассчитанные в главах 2 и 3.

Все каталожные и расчетные величины выбора и проверки сведены в таблицу 4.20.

Таблица 4.20 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 525 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 33,5 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 531 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

КРУ марки КРУ-СЭЩ-65 ЖД удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

Выбор и проверка силовых выключателей КРУ 27,5 кВ:

В вводных ячейках применяем ВВУ-СЭЩ-ПО-27,5-25/630 У3, в секционной и фидерных ячейках применяем ВВУ-СЭЩ-ПО-27,5-25/400 У3

Таблица 4.21 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе вводного выключателя 27,5 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 525 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 13,3 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 13,31 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 12,2 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 33,5 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 13,3 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 33,5 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 13,3 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 531 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Таблица 4.22 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателя в секционную ячейку и на фидерные ячейки.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 263 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 13,3 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 13,31 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 12,2 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 33,5 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 13,3 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 33,5 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 13,3 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 531 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Все выбранные выключатели на стороне 27,5 кВ полностью удовлетворяют условиям проверки.

Выбор и проверка трансформаторов тока на стороне 27,5 кВ.

Таблица 4.23– Состав вторичной нагрузки для ТТ в вводной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Ртутный 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

К установке принимается ТТ ТОЛ -СЭЩ-27,5-600-/0,5/10Р УХЛ1.

Таблица 4.24 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в вводной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 27,5$ кВ	$U_{уст} = 27,5$ кВ	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 600$ А	$I_{раб.мах} = 525$ А	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2$ Ом (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,36$ Ом	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100$ кА	$I_{уд} = 33,5$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800$ кА ² ·с	$B_k = 531$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Для ТТ в секционной ячейке:

Таблица 4.25 – Состав вторичной нагрузки для ТТ в секционной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Итого		0,5	0,5	0,5

К установке принимается ТТ ТОЛ -СЭЦ-27,5-300-/0,5/10Р УХЛ1.

Таблица 4.26 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в секционной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 27,5$ кВ	$U_{уст} = 27,5$ кВ	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 300$ А	$I_{раб.мах} = 236$ А	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2$ Ом (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,31$ Ом	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100$ кА	$I_{уд} = 33,5$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800$ кА ² ·с	$B_k = 531$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Таблица 4.27 – Состав вторичной нагрузки в фидерных ячейках

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		0,7	0,7	0,7

К установке принимается ТТ ТОЛ -СЭЦ-27,5-300-/0,5/10Р УХЛ1.

Таблица 4.28 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в фидерных ячейках

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 27,5$ кВ	$U_{уст} = 27,5$ кВ	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 300$ А	$I_{раб.мах} = 236$ А	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2$ Ом (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,32$ Ом	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100$ кА	$I_{уд} = 33,5$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800$ кА ² ·с	$B_k = 531$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Выбор и проверка трансформаторов напряжения на стороне 27,5 кВ

Примем к установке заземляемый однофазный ТН марки ЗНОЛ-СЭЦ ЖД - 27,5Б У2

Таблица 4.29 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
1	2	3	4	5
Вольтметр	ЩП120П	6	1	6
Ваттметр	СР-3021	5	1	5
Варметр	СТ-3021	5	1	5
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	23	172,5
Итого				188,5

Таблица 4.30 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ЗНОЛ-СЭЩ ЖД - 27,5Б У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 27,5$ кВ	$U_{уст} = 27,5$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 200$ ВА	$S_{\Sigma} = 188,5$ ВА	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения соответствуют условиям их выбора.

Трансформаторы напряжения на стороне 27,5 кВ защищаются с помощью предохранителей.

$$I_{пл.вс} = \frac{0,189}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 0,004 \text{ А}$$

Примем к установке предохранитель марки ПКТ 101-27,5-2-31,5 У1 с током плавкой вставки 2 А.

Таблица 4.31 – Выбор предохранителя для защиты ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 27,5$ кВ	$U_{уст} = 27,5$ кВ	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном.пл.вс} = 2$ А	$I_{пл.вс} 0,004$ А	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$i_{ном.откл} = 31,5$ кА	$i_{уд} = 30$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$

Предохранитель удовлетворяет условиям выбора.

4.6 Выбор и проверка оборудования КРУ 10 кВ

В качестве распределительного устройства на стороне 10 кВ применяем КРУ.

Выбор и проверка ячеек КРУ.

Комплектное распределительное устройство - это распределительное устройство, состоящие из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Для КРУ 10 кВ применены вакуумные выключатели, а вместо разъединителей втычные контакты.

К эксплуатации были выбраны КРУ наружной установки 10 кВ компании «САМАРАЭЛЕКТРОЩИТ» марки КРУ-СЭЩ-59 со встроенными выключателями марки ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-40,5/1200 У2 для вводных ячеек и со встроенными выключателями марки ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-40,5/630 У2 для секционной и фидерных ячеек.

В КРУ нет отдельных разъединителей, так как видимый разрыв создается с помощью выкатывания тележки КРУ в ремонтное положение.

Выбор и проверка ячеек КРУ и входящего в него оборудования производится в соответствии с алгоритмом, представленном в пункте 4.3.

В качестве расчетных данных выступают величины, рассчитанные в главах 2 и 3.

Все каталожные и расчетные величины выбора и проверки сведены в таблицу 4.32.

Таблица 4.32 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 880 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 48,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном} = 2400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 1106 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

КРУ марки КРУ-СЭЩ-59 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

Выбор и проверка силовых выключателей КРУ 10 кВ:

В вводных ячейках применяем ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-40,5/1200 У2, в секционной и фидерных ячейках применяем ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-40,5/630 У2

Таблица 4.33 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе вводного выключателя 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1200 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 880 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 40,5 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 19,2 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 27,3 \text{ кА}$	$i_{а.г} = 27,2 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 48,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 19,2 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 48,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 19,2 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 2400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 1106 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Таблица 4.34 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателя в секционную ячейку и на фидерные ячейки.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 440 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 40,5 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 19,2 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 19,1 \text{ кА}$	$i_{а.г} = 27,2 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 48,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$

Продолжение таблицы 4.34

1	2	3
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 19,2 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 48,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 19,2 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 2400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 1106 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Все выбранные выключатели на стороне 10 кВ полностью удовлетворяют условиям проверки.

Выбор и проверка трансформаторов тока на стороне 10 кВ.

Таблица 4.35– Состав вторичной нагрузки для ТТ в вводной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

К установке принимается ТТ ТОЛ -СЭЦ-10-1000-/0,5/10Р УХЛ1.

Таблица 4.36 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в вводной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 880 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,36 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 48,3 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1106 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Для ТТ в секционной ячейке:

Таблица 4.37 – Состав вторичной нагрузки для ТТ в секционной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Итого		0,5	0,5	0,5

К установке принимается ТТ ТОЛ -СЭЦ-10-600-/0,5/10Р УХЛ1.

Таблица 4.38 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в секционной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 440 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,36 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$

Продолжение таблицы 4.38

1	2	3
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 48,3 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 1106 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_{к}$

Таблица 4.39 – Состав вторичной нагрузки в фидерных ячейках

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Ртутный 230	0,1	0,1	0,1
Итого		0,7	0,7	0,7

К установке принимается ТТ ТОЛ -СЭЦ-10-600-/0,5/10Р УХЛ1.

Таблица 4.40 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в фидерных ячейках

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{н}$
$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 440 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{н}$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,36 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 48,3 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 1106 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_{к}$

Выбор и проверка трансформаторов напряжения на стороне 10 кВ

Для исключения вероятности возникновения феррорезонансных перенапряжений примем к установке антирезонансный ТН марки НАМИ-10-У2.

Таблица 4.41 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
1	2	3	4	5
Вольтметр	ЩП120П	6	1	6
Ваттметр	СР-3021	5	1	5
Варметр	СТ-3021	5	1	5
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	23	172,5
Итого				188,5

Таблица 4.42 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-10 У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 188,5 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения соответствуют условиям их выбора.

Трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ защищаются с помощью предохранителей.

$$I_{пл.вс} = \frac{0,189}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,01 \text{ А}$$

Примем к установке предохранитель марки ПКТ 101-10-2-50 У1 с током плавкой вставки 2 А.

Таблица 4.43 – Выбор предохранителя для защиты ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном.пл.вс} = 2 \text{ А}$	$I_{пл.вс} 0,01 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$i_{ном.откл} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} = 48,3 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$

Предохранитель удовлетворяет условиям выбора.

4.7 Выбор и проверка ошиновки 35 кВ

В качестве токопровода для связи КРУ 35 кВ с трансформатором будем использовать жесткие шины.

Согласно ПУЭ сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по допустимому току $I_{раб.мах} = 480 \text{ А}$.

Принимаем стандартные алюминиевые прямоугольные шины АД31Т1 сечением 80х6 мм, с номинальным током $I_{раб.мах} = 1480 \text{ А}$.

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$$

$$480 \text{ А} \leq 1480 \text{ А}$$

Расположение шины-плашмя. Длина пролета между опрорными изоляторами принимается равной $L = 1,5 \text{ м}$ [33].

Проверяем шины на термическую стойкость.

$$B_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 11,8^2 \cdot 1 = 139 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$139 \text{ кА}^2\text{с} \leq 2977 \text{ кА}^2\text{с}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \tag{4.15}$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{139 \cdot 10^6}}{90} = 131 \text{ мм}^2$$

где $C=90$ - для алюминиевых шин [24].

$$q_{min} \leq q = S \tag{4.16}$$

$$S = a \cdot b = 80 \cdot 6 = 480,$$

где a и b – ширина и толщина шины соответственно, взятые из выше названных условий.

$$131 \text{ мм}^2 \leq 480 \text{ мм}^2$$

Максимальное усилие, приходящиеся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a}, \tag{4.17}$$

где $i_{уд}$ - ударный ток на шине, А [раздел 7];

a - расстояние между фазами, м [33].

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{30^2}{0,2} = 778 \text{ Н/м}$$

Напряжение в материале шины, возникающее из-за изгибающего усилия, Мпа:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot L^2}{10 \cdot W_{\phi}}, \tag{4.18}$$

где L - длина пролета между опорными изоляторами, м;

W_{ϕ} - момент сопротивления шины.

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot L^2}{6} \quad (4.19)$$

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot 1,5^2}{6} = 3,75 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{778 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 3,75} = 47 \text{ МПа}$$

Для выбранной шины $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$ [33].

Шины считаются механически прочны, если $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$.

$$47 \text{ МПа} < 75 \text{ МПа}$$

Следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

Таблица 4.44 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$I_{\text{ном}} = 1480 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 480 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$B_{\text{к.ном}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 139 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.ном}}$
$q = 480 \text{ мм}^2$	$q_{\text{мин}} = 131 \text{ мм}^2$	$q_{\text{мин}} \leq q$
$\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{расч}} = 47 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$

4.8 Выбор и проверка ошиновки 27,5 кВ

В качестве токопровода для связи КРУ 27,5 кВ с трансформатором будем использовать жесткие шины.

Согласно ПУЭ сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по допустимому току $I_{\text{раб.мах}} = 525 \text{ А}$.

Принимаем, аналогично, алюминиевые прямоугольные шины АД31Т1

сечением 80х6 мм, с номинальным током $I_{\text{раб.маx}}=1480 \text{ А}$.

$$I_{\text{раб.маx}} \leq I_{\text{ном}}$$

$$525 \text{ А} \leq 1480 \text{ А}$$

Расположение шины-плашмя. Длина пролета между опрорными изоляторами принимается равной $L=1,5 \text{ м}$ [33].

Проверяем шины на термическую стойкость.

$$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 13,3^2 \cdot 1 = 177 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$72,76 \text{ кА}^2\text{с} \leq 2977 \text{ кА}^2\text{с}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{177 \cdot 10^6}}{90} = 148 \text{ мм}^2$$

$$S = a \cdot b = 80 \cdot 6 = 480,$$

где a и b – ширина и толщина шины соответственно, взятые из выше названных условий.

$$148 \text{ мм}^2 \leq 480 \text{ мм}^2$$

Максимальное усилие, приходящиеся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{33,5^2}{0,2} = 972 \text{ Н/м}$$

Напряжение в материале шины, возникающее из-за изгибающего усилия, МПа:

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot 1,5^2}{6} = 3,75 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{972 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 3,75} = 58,3 \text{ МПа}$$

Для выбранной шины $\sigma_{\text{дон}} = 75 \text{ МПа}$ [33].

Шины считаются механически прочны, если $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{дон}}$.

$$58,3 \text{ МПа} < 75 \text{ МПа}$$

Следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

Таблица 4.45 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 27,5 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$I_{ном} = 1480 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 525 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 177 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$q = 480 \text{ мм}^2$	$q_{мин} = 148 \text{ мм}^2$	$q_{мин} \leq q$
$\sigma_{дон} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 58,3 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}$

4.9 Выбор и проверка ошиновки 10 кВ

В качестве токопровода для связи КРУ 10 кВ с трансформатором будем использовать жесткие шины.

Согласно ПУЭ сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по допустимому току $I_{раб.мах} = 880 \text{ А}$.

Принимаем, аналогично, алюминиевые прямоугольные шины АД31Т1 сечением 80х6 мм, с номинальным током $I_{раб.мах} = 1480 \text{ А}$.

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$$

$$880 \text{ А} \leq 1480 \text{ А}$$

Расположение шины-плашмя. Длина пролета между опрными изоляторами принимается равной $L = 1,5 \text{ м}$ [33].

Проверяем шины на термическую стойкость.

$$B_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 19,2^2 \cdot 1 = 369 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$369 \text{ кА}^2\text{с} \leq 2977 \text{ кА}^2\text{с}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{369 \cdot 10^6}}{90} = 213 \text{ мм}^2$$

$$S = a \cdot b = 80 \cdot 6 = 480,$$

где a и b – ширина и толщина шины соответственно, взятые из выше названных условий.

$$213 \text{ мм}^2 \leq 480 \text{ мм}^2$$

Максимальное усилие, приходящиеся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{48,3^2}{0,2} = 1236 \text{ Н/м}$$

Напряжение в материале шины, возникающее из-за изгибающего усилия, МПа:

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot 1,5^2}{6} = 3,75 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{расч} = \frac{1236 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 3,75} = 74,2 \text{ МПа}$$

Для выбранной шины $\sigma_{доп} = 75 \text{ МПа}$ [33].

Шины считаются механически прочны, если $\sigma_{расч} < \sigma_{доп}$.

$$74,2 \text{ МПа} < 75 \text{ МПа}$$

Следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

Таблица 4.46 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$I_{ном} = 1480 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 880 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 369 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$q = 480 \text{ мм}^2$	$q_{мин} = 213 \text{ мм}^2$	$q_{мин} \leq q$
$\sigma_{доп} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 74 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$

4.10 Выбор и проверка изоляторов

Жесткие шины крепятся при принятом горизонтальном расположении на опорных изоляторах плашмя, вы выбор которых производится по следующим условиям:

1. По номинальному напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$

2. По допустимой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$

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

$F_{доп}$ - допустимая нагрузка на головку изолятора;

$F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб.

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \tag{4.20}$$

На стороне 35 кВ к установке приняты опорные изоляторы ИО-35-3,75 У1 с допустимой нагрузкой на изгиб:

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

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1,4 \cdot \frac{30000^2}{0,2} = 1091 \text{ Н}$$

Таблица 4.47 – Выбор опорных изоляторов ИО-35-3,75

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{расч} = 35$ кВ	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$F_{доп} = 2250$ Н	$F_{расч} = 1091$ Н	$B_k \leq B_{к.ном}$

На стороне 27,5 кВ к установке приняты опорные изоляторы ИО-27,5-3,75 У1 с допустимой нагрузкой на изгиб:

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

Изолятор проверяют на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1,4 \cdot \frac{33500^2}{0,2} = 1361 \text{ Н}$$

Таблица 4.47 – Выбор опорных изоляторов ИО-27,5-3,75

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 27,5$ кВ	$U_{расч} = 27,5$ кВ	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$F_{доп} = 2250$ Н	$F_{расч} = 1361$ Н	$B_k \leq B_{к.ном}$

На стороне 10 кВ к установке приняты опорные изоляторы ИОР-10-7,5 У1 с допустимой нагрузкой на изгиб:

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

Изолятор проверяют на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1,4 \cdot \frac{48300^2}{0,2} = 2828 \text{ Н}$$

Таблица 4.48 – Выбор опорных изоляторов ИОР-10-7,5

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 10 \text{ кВ}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$F_{доп} = 2250 \text{ Н}$	$F_{расч} = 236,92 \text{ Н}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$

4.11 Выбор трансформаторов собственных нужд

К системе собственных нужд электрических подстанций предъявляют два основных требования: обеспечение надежности и экономичности работы механизмов СН. Также важным условием работы СН является обеспечение экономичности- в связи с большим потреблением электроэнергии на собственные нужды.

В зависимости от типа и мощности подстанции питание потребителей собственных нужд должно осуществляться от специально установленных трансформаторов. Такими потребителями являются: система охлаждения силовых трансформаторов, обогрев шкафов с установленной в них электроаппаратурой, система пожаротушения и другие. При установке трансформаторов мощность их берется по полной суммарной мощности потребителей собственных нужд:

$$S_{ТСН} = \frac{\Sigma S_{СН}}{2 \cdot k_3} \quad (4.21)$$

Расчетные данные мощности и потребления на собственные нужды подстанции сведены в таблицу 4.49.

Таблица 4.49 – Мощности основных потребителей собственных нужд

Потребители	Потребляемая мощности, кВА
1	2
Система охлаждения трансформаторов	24
Подогрев выключателей и приводов на три полюса КРУЭ-220	1,5
Подогрев шкафов в КРУ	3
Подогрев релейных шкафов	1,5
Отопление, освещение, вентиляция КРУ совмещенного с ОПУ	30
Здание административного персонала с диспетчерским пунктом	500
Зарядно-подзарядный агрегат	2x23
Эксплуатационные, ремонтные нагрузки	30
Освещение территории ПС	5
Итого	641

$$S_{ТСН} = \frac{641}{2 \cdot 0,7} = 457,89 \text{ кВА}$$

Таким образом, каждой секции шин выбирается к установке по одному трансформатору собственных нужд марки ТСЗ-630.

Проверим по коэффициентам загрузки:

$$k_{з.норм} = \frac{457}{2 \cdot 630} = 0,36,$$

$$k_{з.авар} = \frac{457}{630} = 0,73.$$

По результатам проверки принимаем к установке предварительно выбранные трансформаторы собственных нужд.

4.12 Выбор аккумуляторных батарей

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Число основных элементов в батарее определяется:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (4.22)$$

где $U_{ш}$ – напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ – напряжение на элементе в режиме подзарядки;

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

Общее число элементов:

$$n = \frac{220}{1,75} = 125$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (4.23)$$

$$n_{доб} = 125 - 108 = 17$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad (4.24)$$

где $I_{ав}$ – нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;

j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера.

$$N = 24$$

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК – 24.

$$k_{пер} \cdot N \geq I_{Tmax}, \quad (4.25)$$

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

$$I_{Tmax} = 1269 \text{ А};$$

$k_{пер} = 46$ – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot 24 = 1104 \text{ А}.$$

Значение получилось меньше необходимого, следовательно, надо выбрать аккумулятор с другим типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{46} = 27,58;$$

Окончательно принимаем к установке 125 аккумуляторных батарей марки СК – 28.

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_{П}, \quad (4.26)$$

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot 28 + 20 = 24,2 \text{ А}$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0, \quad (4.27)$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot 125 = 260 \text{ В}$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП – 380/260 – 40/80.

4.13 Выбор системы оперативного тока

Совокупность источников питания, кабельных линий, шин питания переключающих устройств и других элементов оперативных цепей составляет системы оперативного тока данной электроустановки.

К системам оперативного тока предъявляют требования высокой надежности при коротких замыканиях и других ненормальных режимах в цепях главного тока. На РУ применяются следующие системы оперативного тока:

1) постоянный оперативный ток – система питания оперативных цепей, при которой в качестве источника питания применяется аккумуляторная батарея;

2) переменный оперативный ток – система питания оперативных цепей, при которой в качестве основных источников питания используются измерительные трансформаторы тока, напряжения, трансформаторы собственных нужд;

3) выпрямленный оперативный ток – система питания оперативных цепей переменным током, в которой переменный ток преобразуется в постоянный (выпрямленный) с помощью блоков питания и выпрямительных силовых устройств;

4) смешанная система оперативного тока – система питания оперативных цепей, при которой используются разные системы оперативного тока.

Из вышеописанного следует, что для проектируемой подстанции, по требованию высокой надежности, подойдет только постоянный оперативный.

В качестве источника постоянного оперативного тока для подстанции используется система постоянного оперативного тока, выбранные ранее аккумуляторные батареи будут использоваться лишь в качестве аварийного источника питания и будут находиться в режиме постоянного подзаряда от ВАЗП, являющимся постоянным источником питания СОПТ.

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И СЕТЕВАЯ АВТОМАТИКА

В данной главе требуется выполнить анализ существующего оборудования релейной защиты и автоматики на ПС 220/35/27,5/10 кВ «Магдагачи», после чего произвести выбор новых устройств и комплексов релейной защиты и сетевой автоматики первичного оборудования.

5.1 Описание существующего оборудования РЗА и определение объемов реконструкции

Реконструкция и переустройство ПС 220 кВ Магдагачи 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.

Собственно, реконструкция касается в качественном отношении именно силового оборудования, релейная защита которого и будет выбрана в рамках данной выпускной квалификационной работы.

В таблицах 5.1 - 5.4 представлен состав защит, которые применяются на объекте в данный момент. На данный момент устройства РЗА ПС 220 кВ Магдагачи расположены в следующих пунктах:

- на ГЩУ;
- в ЗРУ 10 кВ в составе ячеек;
- в ЗРП-1;
- в ЗРП-2.

Произведем оценку существующих комплексов РЗА и определим необходимые объемы реконструкции.

Все данные получены в ходе прохождения преддипломной и производственной практик.

Таблица 5.1 – Существующие устройства РЗА на ГЩУ

Присоединение	Тип устройства	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
1 сек. ЩПТ	Типовая ЭМ панель	1986
Ввод АКБ	Типовая ЭМ панель	1986
2 сек. ЩПТ	Типовая ЭМ панель	1986
ВАЗП №1	Типовая ЭМ панель	1986
ВАЗП №2	Типовая ЭМ панель	1986
Комплект РЗА СВ-35	Типовая ЭМ панель	1986
Защита от подпитки со стороны 27,5 кВ	Типовая ЭМ панель	1986
ЭМБ 220,35,10 кВ	Типовая ЭМ панель	1986
КСЗ ВЛ 220 кВ Магдагачи –Ульручьи/т с отпайкой на ПС Талдант/т (ДЗ, ТЗНП, ТО)	ЭПЗ-1636	1986
Панель ОМП	Типовая ЭМ панель	1986
Комплект РЗА В-220 ВЛ Ульручьи/т (АУВ, ТАПВ, ЗНФ)	Типовая ЭМ панель	1986
Комплект РЗА В-35 ВЛ Толбузино	Типовая ЭМ панель	1986
ТН-220 1С, 2С	ШНЭ 2040-003-УХЛ4	2012
ТН-220 ОСШ, ТН-35 1С, 2С	Типовая ЭМ панель	1986

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3
РАСП	Бреслер- 0117.010.3521	2012
КСЗ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т (ДЗ, ТЗНП, ТО)	ЭПЗ-1636	1986
Комплект РЗА В-220 ВЛ Гонжа/т, Сулус/т (АУВ, ТАПВ, ЗНФ)	Типовая ЭМ панель	1986
КСЗ ВЛ 220 кВ Сулус/т-Магда- гачи (ДЗ, ТЗНП, ТО)	ЭПЗ-1636	1986
ВЧБ ВЛ 220 кВ Сулус/т- Магда- гачи	ЭПЗ-1643	1986
ВЧБ ВЛ 220 кВ Магдагачи-Уль- ручы/т с отпайкой на ПС Тал- дан/т	ЭПЗ-1643	1986
АУВ В-220 Т-1	Типовая ЭМ панель	1986
Технологические защиты и МТЗ- 35кВ Т-1, АУВ В-35 Т-1	Типовая ЭМ панель	1986
КСЗ стороны ВН, СН, НН Т-1, АУВ В-10 Т-1	Типовая ЭМ панель	1986
Комплект РЗ Т-1	Типовая ЭМ панель	1986
Автоматика РПН Т-1	Типовая ЭМ панель	1986
Центральная сигнализация	Типовая ЭМ панель	1986
Управление В-35 ВЛ Толбузино	Типовая ЭМ панель	1986
Управление Т-1	Типовая ЭМ панель	1986
Шинные аппараты 220, 35, 10 кВ	Типовая ЭМ панель	1986

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3
Управление Т-2	Типовая ЭМ панель	1986
Управление В-220 ВЛ Гонжа/т, В-220 ВЛ Ульручы/т, В-220 ВЛ Су-лус/т	Типовая ЭМ панель	1986
Управление ОВ-220, СВ-220, В-220 ВЛ Ключевая, В-220 ВЛ ЗГЭС	Типовая ЭМ панель	1986
Управление Т-3	Типовая ЭМ панель	1986
ВЧБ ВЛ 220 кВ Магдагачи-Гонжа/т		1986
КСЗ стороны ВН, СН Т-2	Типовая ЭМ панель	1986
Комплект РЗ Т-2	Типовая ЭМ панель	1986
АУВ В-220 Т-2, АУВ В-27,5 Т-2	Типовая ЭМ панель	1986
АУВ В-220 Т-3	Типовая ЭМ панель	1986
Комплект РЗ Т-3	Типовая ЭМ панель	1986
КСЗ стороны ВН, СН Т-3	Типовая ЭМ панель	1986
Комплект РЗА НН Т-3, ТН-27,5 Т-2, ТН-27,5 Т-3	Типовая ЭМ панель	1986
Автоматика РПН Т-3	Типовая ЭМ панель	1986
ВЧБ ОВ-220	Типовая ЭМ панель	1986
Комплект РЗА ОВ-220 (ДЗ, МФТО, ТЗНП, УРОВ, АУВ, ТАПВ, ЗНФ)	Типовая ЭМ панель	1986
УРОВ-220 кВ	Типовая ЭМ панель	1986
ДЗШ 1С-220 кВ	Типовая ЭМ панель	1986
ДЗШ 2С-220 кВ	Типовая ЭМ панель	1986

Таблица 5.2 – Существующие устройства РЗА в ЗРУ 10 кВ

Присоединение	Тип устройства	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
Ф.1 «КЭЧ»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
«ТСН-1»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
ТН-10 1С	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.4 «Поселок»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.5 «Эл/ст.»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.6 «Больница»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
«Ввод 10 кВ Т-1»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.8 «РРС-131-1»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
«ТР-10 Т-1»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.10 «Эл/ст.»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.11 «Нефтепровод»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.12 «Аэропорт»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.13 «Резерв»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.14 «ТХН»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.15 «Резерв»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.16 «Резерв»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
«СР-10»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.18 «Лесопункт»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
«СВ-10»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
«ТН-10 2С»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.23 «РРС-131-2»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.25 «Энергоуч. №1»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.27 «Энергоуч. №2»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977

Продолжение таблицы 5.2

1	2	3
Ф.29 «Вымпел»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
«ТСН-2»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
«Ввод 10 кВ Т-2»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
«ТР-10 Т-2»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.37 «Поселок 2»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
1С-10 кВ и 2С-10 кВ	В составе ячейки ЗРУ-10	1977

Таблица 5.3 – Существующие устройства РЗА в ЗРП-1

Присоединение	Тип устройства	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
Комплект РЗ ВЛ 220 кВ Ключевая-Магдагачи (ДЗЛ, ДЗ, МФТО, ТЗНП)	ШЭЛС	2011
КСЗ ВЛ 220 кВ Ключевая-Магдагачи (ДЗ, МФТО, ТЗНП)	ШЭЛС	2011
Комплект РЗА В-220 ВЛ Ключевая (УРОВ, АУВ, ТАПВ)	ШЭАВ	2011
ШРОТ №1	ШЭОТ	2011
МКПА 220 кВ №1 1 Комплект	МКПА	2011
ПРМ/ПРД PVS по ВОЛС ВЛ 220 кВ Ключевая-Магдагачи	ШОСН.Е42.12G	2011
ПРМ/ПРД ETL 300/312 кГц ВЛ 220 кВ Ключевая-Магдагачи	ШОТП.Е42.12G	2011

Продолжение таблицы 5.3

1	2	3
Комплект РЗ ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС-Магдагачи (ДЗЛ, ДЗ, МФТО, ТЗНП)	ШЭ2607 093-27Е2	2011
КСЗ ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС-Магдагачи (ДЗ, МФТО, ТЗНП); Комплект РЗА В-220 ВЛ ЗГЭС (УРОВ, АУВ, ТАПВ)	ШЭ2607 019021-27Е2 УХЛ4	2011
Комплект РЗА СВ-220 (МТЗ, ТЗНП, УРОВ, АУВ, ТАПВ)	ШЭ2607 015-27Е2 УХЛ4	2011
МКПА 220 кВ №2 2 Комплект	МКПА	2011
МКПА 1 комплект ВЛ 220 кВ Магдагачи- Гонжа/т, ВЛ 220 кВ Магдагачи-Ульручы/т с отпайкой на ПС Талдан/т (ФОЛ, АОПО, ФСМ)	МКПА	2011
МКПА 2 комплект ВЛ 220 кВ Магдагачи- Гонжа/т, ВЛ 220 кВ Магдагачи-Ульручы/т с отпайкой на ПС Талдан/т (ФОЛ, АОПО, ФСМ)	МКПА	2011
ПРМ/ПРД ETL 280/288 кГц ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС-Магдагачи	ETL682	2011
ПРМ/ПРД PBS по ВОЛС ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС-Магдагачи	CP24	2011
ШРОТ №2	ШНЭ 8001-3822 УХЛ4	

Таблица 5.4 – Существующие устройства РЗА в ЗРП-2

Присоединение	Тип устройства	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
ПРД УПК-Ц 200, 240 кГц по тракту ПС 220 кВ Сковородино-ПС 220 кВ Ульручы/Г-ПС 220 кВ Магдагачи	ШОТП	2012
ПРД УПК-Ц 428 кГц ВЛ 220 кВ Ключевая-Магдагачи, ПРМ УПК-Ц 492 кГц ВЛ 220 кВ Ключевая- Магдагачи,	ШОТП	2012
ШРОТ	Типовая ЭМ панель	2012

По результатам предоставленных данных делаем вывод о необходимости реконструкции устройств РЗА, находящихся в ЗРУ и на ГЩУ в первую очередь.

В рамках данной работы будет рассмотрена реконструкция устройств РЗА выбранных силовых трансформаторов, а также устройств сетевой автоматики сети 220 кВ: УРОВ, АПВ и сети 10 кВ в части АВР.

5.2 Выбор принципов релейной защиты силового трансформатора

Согласно ПУЭ [7] Для силовых трансформаторов с обмоткой высшего напряжения больше 1000 В предусматривается релейная защита от следующих видов повреждении и ненормальных режимов работы:

- 1) многофазных замыканий в обмотках и на их выводах,
- 2) внутренних повреждений (витковых замыканий в обмотках и «пожара стали» магнитопровода),
- 3) однофазных замыканий на землю,

4) сверхтоков в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями,

5) сверхтоков в обмотках, обусловленных перегрузкой (если она возможна),

б) понижения уровня масла.

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.

Для защиты от многофазных замыканий в обмотках и на выводах трансформаторов мощностью 6300 кВА и выше, работающих одиночно, мощностью 4000 кВА и выше, работающих параллельно, а также мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности, МТЗ имеет выдержку времени более 0,5 с и отсутствует газовая защита, предусматривается продольная дифференциальная защита с циркулирующими токами, действующая на отключение силового трансформатора без выдержки времени.

Особенностью дифзащиты трансформаторов по сравнению с дифзащитой генераторов, линий и т. л. является неравенство первичных токов разных обмоток трансформатора и их несовпадение в общем случае по фазе.

Для силовых трансформаторов ТДТН-32000/220/35/10 У1 и ТДНЖ-25000/35/27,5 в качестве основных и резервных защит будет принято по 2 терминала (основной и резервный) производства НПП «ЭКРА» типа БЭ2704 045, установленных в шкафу типа ШЭ2607 045045. Данный терминал включает в себя следующие функции:

- продольную дифференциальную токовую защиту;
- контроль изоляции вводов;
- токовую защиту нулевой последовательности;
- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;
- токовое реле для защиты от перегрузки;

- УРОВ;
- максимальная токовая защита ВН;
- максимальная токовая защита СН;
- максимальная токовая защита НН;
- реле минимального напряжения;
- защиту от потери охлаждения;
- прием сигналов от сигнальных и отключающих ступеней газовых реле, от датчиков повышения температуры масла, от датчиков повышения и понижения уровня масла.

5.3 Дифференциальная защита силовых трансформаторов

Покажем в качестве примера расчет защиты для трансформаторов 220 кВ: ТЗТН-32000/220/35/10 У1. Расчет для тяговых силовых двухобмоточных трансформаторов ТДНЖ-25000/35/27,5 У1 аналогичен и представлен в приложении В. Предварительный расчет ДЗТ приведён в таблице 5.5.

Таблица 5.5 - Предварительный расчет ДЗТ

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
		220 кВ	35 кВ	10 кВ
1	2	3	4	5
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{СР.НОМ}}$	80	480	880
Коэффициент трансформации трансформатора тока	K_I	200/5	600/5	1000/5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{НОМ,с} = 1,05 \cdot \frac{I_{НОМ}}{K_I}$	2,1	4,2	4,6
Размах РПН, %	-	16		

Дифференциальная отсечка.

Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.

Уставка выбирается по условию:

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

где $k_{\text{ОТС}}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$k_{\text{НБ}}$ - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведённой амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, если на стороне ВН и НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5А, можно принимать $k_{\text{НБ}} = 0.7$;

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

$$\frac{I_{\text{Диф}}}{I_{\text{НОМ}}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \frac{872}{80} = 9,2.$$

Дифференциальная защита (ДЗТ-2).

Тормозная характеристика защиты приведена на рисунке 8. Она построена в относительных единицах, т.е. токи приведены к номинальному току стороны ВН. Тормозной ток формируется как полусумма модулей токов сторон защищаемого трансформатора.

Базовая уставка $I_{\text{от}}/I_{\text{НОМ}}$ определяет чувствительность работы ступени. Рекомендуется принимать равной 0,3-0,5.

Принимаем базовую уставку $I_{\text{от}}/I_{\text{НОМ}} = 0,3$.

Расчётный ток небаланса определяется по следующей формуле:

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

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

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

ε - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

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

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

$I_{\text{СКВ}}$ - сквозной ток.

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

Дифференциальный ток определяется следующим образом:

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

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

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

Коэффициент снижения тормозного тока:

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

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

Коэффициент торможения определяется по выражению:

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

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

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

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

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = 0,3 \frac{100}{53,3} = 0,563,$$

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

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

Вторая точка излома тормозной характеристики:

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

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{\partial 1} / I_{НОМ}$), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Принимаем следующие значения уставок:

$$I_{\partial 1} / I_{НОМ} = 0,1;$$

$$T = 10 \text{ с.}$$

Характеристика срабатывания на основе рассчитанных уставок представлена на рисунке 5.1. Результаты расчета в виде бланка параметрирования представлены в таблице 5.6.

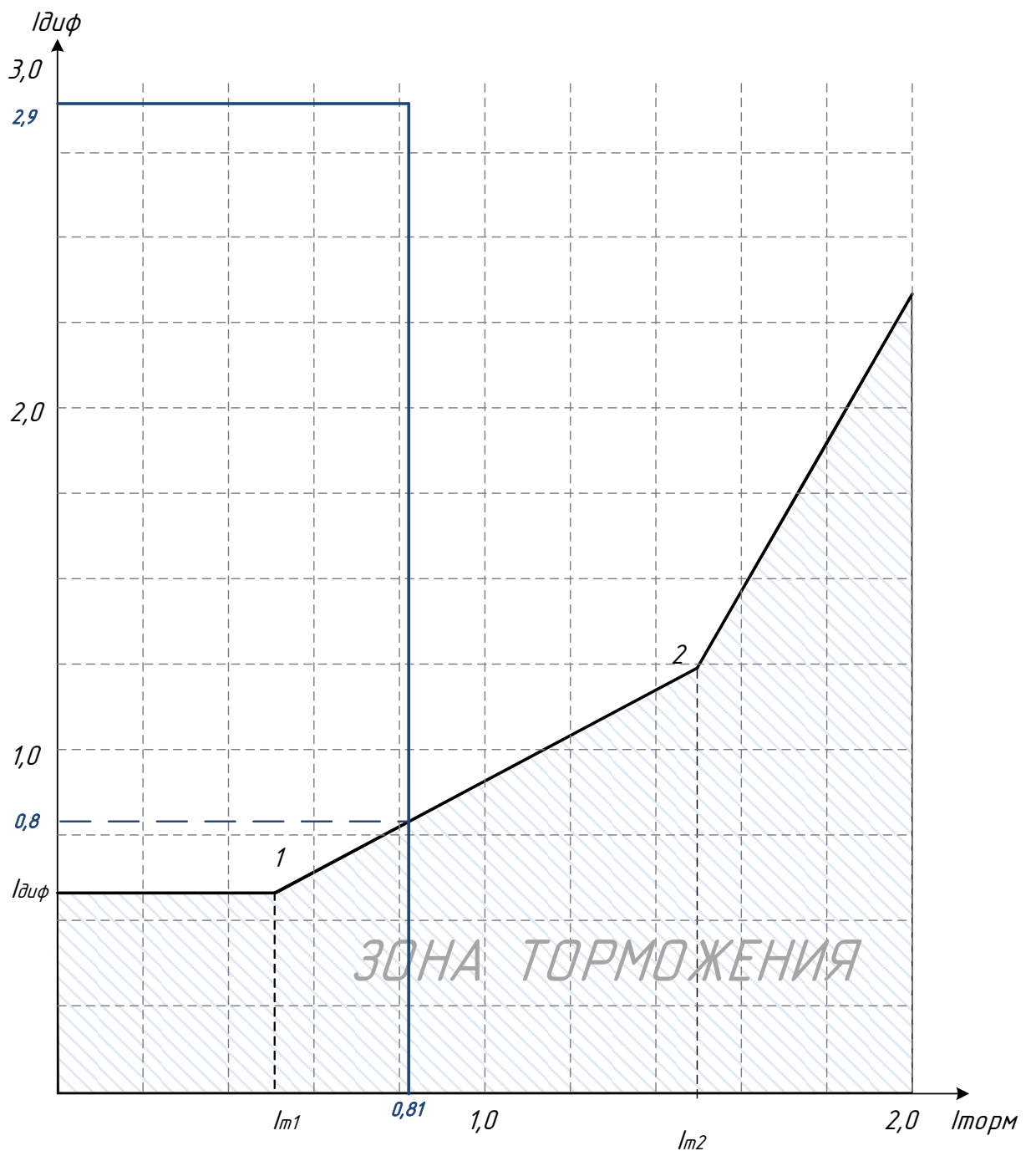


Рисунок 5.1 – Тормозная характеристика ДЗТ для ТДТН-32000/220

Таблица 5.6 – Результаты расчета (бланк уставок) ДЗТ для трансформатора ТДТН-32000/220/35/10 У1 ПС 220 кВ Магдагачи

Параметр	Единица измерения	Диапазон	Значение первичное	Значение вторичное
1	2	3	4	5
Базисный ток	А	1 – 9000	1000	
Уставка срабатывания дифференциальной отсечки	А/о.е.	0,1 – 450000 0 – 50	736	9,2
Уставка срабатывания дифференциальной защиты	А/о.е.	0,01 – 9000 0 – 10	240	0,3
Коэффициент торможения	%	0 – 90	53	
Первая точка излома характеристики	А/о.е.	0,1 – 450000 0 – 50	80	1,0
Вторая точка излома характеристики	А/о.е.	0,1 – 450000 0 – 50	120	1,5
Уставка блокировки от 2 гармоника	А/о.е.	0,1 – 450000 0 – 50	12	0,15
Ток срабатывания сигнализации небаланса в плечах защиты	А/о.е.	0,1 – 450000 0 – 50	8	0,1
Выдержка времени срабатывания сигнализации небаланса в плечах защиты	с	0 – 600	10	
Выдержка времени срабатывания дифференциальной защиты	с	0 – 10	0,0	

Расчет ДЗТ для силовых трансформаторов ТДНЖ-25000/35/27,5 У1 аналогичен и представлен подробно в приложении В. Результаты расчета для данных трансформаторов представлены в таблице 5.7, характеристика срабатывания ДЗТ – на рисунке 5.2.

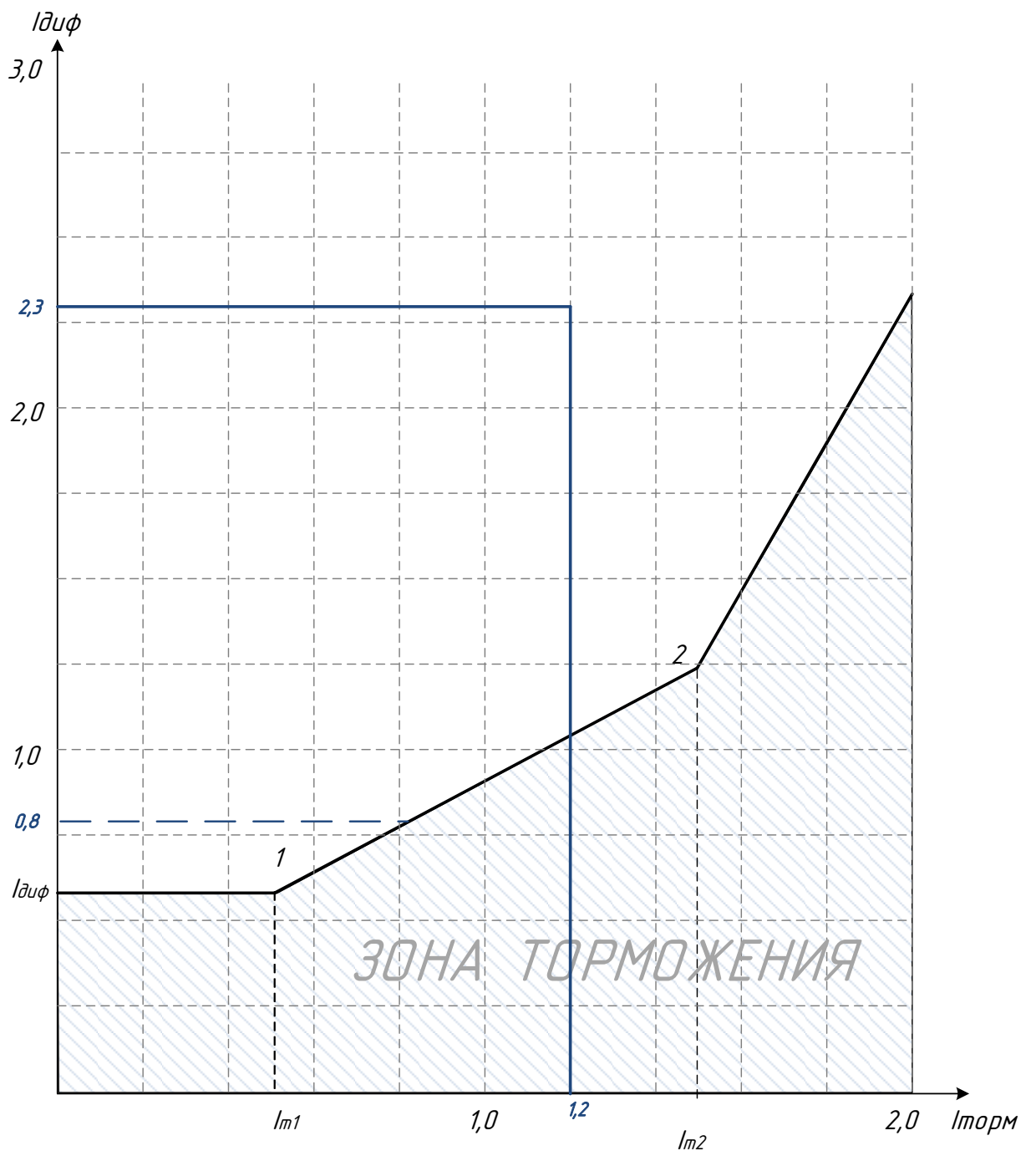


Рисунок 5.2 – Тормозная характеристика ДЗТ для ТДНЖ-25000/35

Таблица 5.7 – Результаты расчета (бланк уставок) ДЗТ для трансформатора ТДНЖ-25000/35/27,5 У1 ПС 220 кВ Магдагачи

Параметр	Единица измерения	Диапазон	Значение первичное	Значение вторичное
1	2	3	4	5
Базисный ток	А	1 – 9000	1000	
Уставка срабатывания дифференциальной отсечки	А/о.е.	0,1 – 450000 0 – 50	8625	23
Уставка срабатывания дифференциальной защиты	А/о.е.	0,01 – 9000 0 – 10	112,5	0,3
Коэффициент торможения	%	0 – 90	53	
Первая точка излома характеристики	А/о.е.	0,1 – 450000 0 – 50	375	1,0
Вторая точка излома характеристики	А/о.е.	0,1 – 450000 0 – 50	562,5	1,5
Уставка блокировки от 2 гармоник	А/о.е.	0,1 – 450000 0 – 50	56,3	0,15
Ток срабатывания сигнализации небаланса в плечах защиты	А/о.е.	0,1 – 450000 0 – 50	3,8	0,1
Выдержка времени срабатывания сигнализации небаланса в плечах защиты	с	0 – 600	10	
Выдержка времени срабатывания дифференциальной защиты	с	0 – 10	0	

5.4 Максимальная токовая защита

Расчет показан для резервных защит трансформатора ТДТН-32000/220/35/10 У1. Расчет для силового трансформатора ТДНЖ-25000/35/27,5 У1 представлен подробно в приложении В.

Расчет резервных защит на каждой стороне.

Для вводных выключателей 35-10 кВ применяется:

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

Условия выбора МТО НН:

- отстройка от БТН трансформатора;
- отстройка максимального тока внешнего КЗ на стороне НН.

Для отстройки от БТН уставку срабатывания вычисляют по формуле:

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

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

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

$$I_{\text{мто.НН}} = 5 \cdot 880 = 4400 \text{ А}$$

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

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

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

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

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

$$I_{\text{мто.НН}} = 1,1 \cdot 1,2 \cdot 16600 = 22000 \text{ А}$$

Из полученных значений выбираем наибольшее значение – 22000 А.

Токовая отсечка стороны НН силового трансформатора работает с

минимальной выдержкой времени. Принимаем уставку, достаточную для пуска РАСП и приборов ОМП – 0,05 с.

Расчет 1 ступени МТЗ (МТО) для стороны СН.

Отстройка от БТН трансформатора:

$$I_{\text{мто.СН}} = 5 \cdot 480 = 2400 \text{ А}$$

Отстройка от максимального тока внешнего КЗ

$$I_{\text{мто.НН}} = 1,1 \cdot 1,2 \cdot 10200 = 13500 \text{ А}$$

Выдержка времени:

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

Расчет МТЗ ВН.

1 ступень МТЗ ВН выбирается по условию отстройки от БТН силового трансформатора:

$$I_{\text{мто.ВН}} = 5 \cdot 80 = 400 \text{ А.}$$

Выдержка времени составляет минимальное значение – 0,05 с.

2 ступень МТЗ ВН выбирается по двум основным условиям:

- согласование с защитой предыдущего участка по соотношению:

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

где k_c - коэффициент согласования – 1,2;

$k_{\text{ток}}$ - коэффициент токораспределения, равный отношению тока в месте установки защиты к току в защите, с которой производится согласование при КЗ в конце зоны резервирования.

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

- отстройка от нагрузочного режима по соотношению:

$$I_{MT3} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зан}}{k_B} \cdot I_{p.max} \quad (5.10)$$

где $k_{над}$ – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;
 $k_{сам.зан}$ – коэффициент самозапуска, можно принять равным 1-3;
 k_B – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,95;
 $I_{p.max}$ – максимальный рабочий ток трансформатора.

Согласование с 1 ступенью МТЗ НН:

$$I_{MT3.BH.2} = \frac{1,2}{5,25} \cdot 1052 = 241 \text{ A}$$

Согласование с 1 ступенью МТЗ СН:

$$I_{MT3.BH.2} = \frac{1,2}{9,54} \cdot 2201 = 277 \text{ A}$$

Отстройка от нагрузки:

$$I_{MT3.BH} = \frac{1,2 \cdot 1}{0,95} \cdot 80 = 101 \text{ A}$$

Из полученных значений выбираем наибольшее – 277 А. Проверяем чувствительность. Нормативный коэффициент чувствительности, согласно ПУЭ, при использовании токовой защиты в качестве резервной – 1,2:

$$k_q = \frac{337}{277} = 1,21 \geq 1,2$$

Защита чувствительна. Выдержка времени МТЗ согласуется со ступенью МТЗ предыдущего элемента.

$$t_{MT3} = 0,6 + 0,5 = 1,1 \text{ с}$$

5.5 Защита от перегрузки

Трансформаторы допускают перегрузку в течение значительного времени. Поэтому при наличии оперативного персонала защита от перегрузки трансформатора действует на сигнал. При его отсутствии на объекте, контроль над перегрузкой трансформатора может осуществляться средствами

телемеханики. Защита от перегрузки на объектах без постоянного дежурного персонала может действовать на разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Защита от перегрузки согласно ПУЭ устанавливается на трансформаторах мощностью 0,4 МВт и более. Защита от перегрузки при симметричной нагрузке может осуществляться реле, установленным в одной фазе.

Таким образом, для того, чтобы охватить все возможные режимы и параметры трансформатора, целесообразно установить сигнализацию перегрузки на всех трех сторонах трехобмоточного трансформатора.

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

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

где $k_{отс}$ —коэффициент отстройки, принимается равным 1,05 – 1,1;

$I_{ном}$ — номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита.

Для трансформатора ТДТН-32000/220:

$$I_{сз.н} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 80 = 92 \text{ А}$$

Выдержка времени:

$$t_{зп} = 9 \text{ с}$$

Для трансформатора ТДНЖ-25000/35:

$$I_{сз.н} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 375 = 434 \text{ А}$$

Выдержка времени:

$$t_{зп} = 9 \text{ с}$$

Бланк параметрирования (уставок) для резервных защит силового

трансформатора представлен в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Результаты расчета (бланк уставок) резервных защит для трансформатора ТДТН-32000/220/35/10 У1 ПС 220 кВ Магдагачи

Параметр	Единица измерения	Диапазон	Значение первичное	Значение вторичное
1	2	3	4	5
Уставка срабатывания 1 ступени МТЗ ВН	А	0,01 – 50000	400	10
Уставка срабатывания 2 ступени МТЗ ВН	А	0,01 – 25000	277	6,93
Уставка срабатывания 1 ступени МТЗ НН	А	0,01 – 25000	22000	110
Уставка срабатывания 1 ступени МТЗ СН	А	0,01 – 25000	13500	112,5
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	
Режим работы 2 ступени МТЗ ВН	-	-	Введена постоянно	
Режим работы 1 ступени МТЗ НН	-	-	Введена постоянно	
Режим работы 1 ступени МТЗ СН	-	-	Введена постоянно	
Контроль напряжения нулевой последовательности			Предусмотрен	
Контроль тока нулевой последовательности			Не предусмотрен	
Уставка срабатывания ступени защиты от перегрузки	А	0,01 – 25000	92	2,3
Выдержка времени срабатывания ступени защиты от перегрузки	с	0,00 – 60000,00	9,0	

Расчет резервных защит для силового трансформатора ТДНЖ-25000/35/27,5 У1 аналогичен и представлен в приложении В. Результаты расчета сведены в таблицу 5.9.

Таблица 5.9 – Результаты расчета (бланк уставок) резервных защит для трансформатора ТДНЖ-25000/35/27,5 У1 ПС 220 кВ Магдагачи

Параметр	Единица измерения	Диапазон	Значение первичное	Значение вторичное
1	2	3	4	5
Уставка срабатывания 1 ступени МТЗ ВН	А	0,01 – 50000	1875	15,6
Уставка срабатывания 2 ступени МТЗ ВН	А	0,01 – 25000	1200	10
Уставка срабатывания 1 ступени МТЗ НН	А	0,01 – 25000	17500	109
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	
Режим работы 1 ступени МТЗ ВН	-	-	Введена постоянно	
Режим работы 2 ступени МТЗ ВН	-	-	Введена постоянно	
Режим работы 1 ступени МТЗ НН	-	-	Введена постоянно	
Контроль напряжения нулевой последовательности			Предусмотрен	
Контроль тока нулевой последовательности			Не предусмотрен	
Уставка срабатывания ступени защиты от перегрузки	А	0,01 – 25000	434	3,6
Выдержка времени срабатывания ступени защиты от перегрузки	с	0,00 – 60000,00	9,0	

5.6 Газовая защита трансформатора

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

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

При бурном газообразовании и резких толчках масла возможен отскок контактов газового реле после срабатывания, поэтому газовое реле должно действовать на отключение через промежуточное реле по схеме с самоудержанием.

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

После срабатывания струйных реле защиты контактора (URF-25/10, RS-1000, РСТ-25) следует производить их возврат медленным нажатием на кнопку, расположенную под крышкой в верхней части реле («контроля-возврата» у реле URF-25/10 и «Включено» у реле RS-1000) Целесообразно обратить внимание оперативного персонала на то, что возврат реле URF-25/10 выполняется нажатием кнопки только на половину ее хода и что через смотровое стекло следует убедиться, что после возврата груз располагается горизонтально. Возврат реле РСТ-25 производится нажатием до упора на кнопку контроля, предварительно переведенную в положение возврата в соответствии с надписью на крышке коробки зажимов. Газовое реле не имеет устройства возврата, но имеет кнопку опробования работы контактов на сигнал и отключение

(BF-80/Q, PGT-80/50). Струйное реле не срабатывает на появление газа в реле т.к. небольшое количество горючего газа, выделяющегося из масле в процесс работы контактора, является нормальным явлением.

Перевод отключающего элемента газовой защиты с действием на сигнал должен производиться в следующих случаях:

- на время проверки защиты;
- при неисправности защиты;
- при работах в масляной системе трансформатора, в том числе и при доливке масла;
- при временных взрывных работах вблизи места установки трансформатора;
- при выводе в ремонт трансформатора с сохранением в работе его выключателей.

Выдержка времени работы ступени на сигнал принимается на основании рекомендации руководящих указаний по релейной защите силовых трансформаторов, равная 9 с. Отметим, что ступень защиты, действующей на отключение работает без выдержки времени.

5.7 автоматическое повторное включение 220 кВ

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

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

- 1) отключении выключателя персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;
- 2) автоматическом отключении от релейной защиты непосредственно после включения персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;
- 3) отключении выключателя защитой от внутренних повреждений трансформаторов и вращающихся машин, устройствами противоаварийной

автоматики, а также в других случаях отключений выключателя, когда действие АПВ недопустимо. Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы была исключена возможность многократного включения на КЗ при любой неисправности в схеме устройства. Устройства АПВ должны выполняться с автоматическим возвратом. [8]

5.8 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

Молниезащита на ПС 220 кВ Магдагачи будет выполняться с помощью стержневых молниеотводов, расставленных по периметру подстанции. Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Расчет молниезащиты проводится по методике расчета для многократных стержневых молниеотводов, а именно зона защиты строится посредством попарно взятых соседних стержневых молниеотводов.

Размеры открытой части территории ПС 220 кВ Магдагачи – 50х50 м. Территория распределительного устройства подстанции защищается от прямых ударов молнии двумя отдельно стоящими стержневыми молниеотводами, установленными на базе мачтовых опор ПМ-20, высотой 20,1 м и двумя молниеприёмниками, установленными на линейных порталах, высотой 16,3 м.

Покажем расчет зон защиты молниеотводом на примере молниеотвода М01 и М04. Подробный расчет представлен в приложении Г, масштабное отображение расчетных значений показано в графической части выпускной квалификационной работы.

Высота молниеотводов:

$$h_1 = 16,3 \text{ м}$$

$$h_4 = 20,1 \text{ м}$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{14} = 28 \text{ м}$$

Эффективная высота молниеотводов определяется по формуле:

$$h_{\text{эфи}} = 0,85h_i \quad (6.1)$$

Эффективная высота молниеотвода М01:

$$h_{\text{эфи}} = 0,85 \cdot 16,3 = 13,86 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

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

Для молниеотвода М01:

$$r_{01} = (1,1 - 0,002 \cdot 16,3)16,3 = 17,4 \text{ м}$$

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

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

$$r_{x1} = 17,4 \left(1 - \frac{4,9}{13,86} \right) = 11,25 \text{ м}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между М01 и М04:

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

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

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

$$h_{cx12'} = 13,86 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 16,3)(28 - 16,3) = 11,81 \text{ м};$$

$$h_{cx12''} = 17,1 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20,1)(28 - 20,1) = 15,7 \text{ м};$$

$$h_{cx12} = \frac{11,81 + 15,7}{2} = 13,75 \text{ м}.$$

Результаты расчета приведены в таблице 6.1. Графическое отображение зон защиты молниеотводов представлено в графической части выпускной работы.

Таблица 6.1 – Результаты расчета зон защиты молниеотводов

Параметр	Значение			
	2	3	4	5
1				
Молниеотвод	М01	М02	М03	М04
Высота, м	16,3	16,3	20,1	20,1
Эффективная высота, м	13,86	13,86	17,1	17,1
Радиус зоны защиты на уровне земли, м	17,4	17,4	21,3	21,3
Радиус зоны защиты на уровне защищаемого трансформатора, м	11,25	11,25	15,2	15,2
Радиус зоны защиты на уровне линейного портала, м	3,58	3,58	7,59	7,59

6.2 Расчет заземления

Проектирование заземляющего устройства производится в соответствии с требованиями седьмого издания ПУЭ, глава 1.7. Согласно ПУЭ величина допускаемого сопротивления заземляющих устройств в установках свыше 110 кВ с эффективно заземленной нейтралью составляет не более 0,5 Ом.

Принимаем двухслойную модель грунта. Из геологической карты Амурской области для Магдагачинского района, где расположена подстанция «Магдагачи» определяем, что на этой территории преобладают лугово-черноземовидные почвы с удельным сопротивлением $\rho_1 = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ и $\rho_2 = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Для 3 климатической зоны толщина слоя сезонного изменения грунта 2,2

Расчет заземляющего устройства будем вести по методике представленной в [23].

Определяем эквивалентное сопротивление неоднородного грунта по графику, представленному в РД 153-34.3-35.125-99 [16]:

Алгоритм выбора:

Определим соотношение $\frac{\rho_1}{\rho_2}$:

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

Определим кривую, на которую нужно опустить перпендикуляр:

$$\frac{h_{13} - h_3}{l_3} = \frac{2,5 - 0,5}{4} = 0,5$$

Определяем $\rho_{\text{экв}}$ из полученного соотношения:

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

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

Эквивалентное сопротивление грунта составляет $\rho_{\text{экв}} = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Определяем площадь контура заземления.

Контур заземлителя расположен с выходом за границы ПС на 1,5 м для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя.

Геометрические размеры подстанции – 50x50 м.

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

где $A = 50$ м-длина ПС;

$B = 50$ м-ширина ПС.

$$S = (50 + 2 \cdot 1,5) \cdot (50 + 2 \cdot 1,5) = 2809 \text{ м}^2$$

Принимаем диаметр вертикальных и горизонтальных электродов
 $d=12$ мм

Тогда их сечение:

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

$$F = \frac{3,14 \cdot 12^2}{4} = 113 \text{ мм}^2$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

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

где I - максимальный ток однофазного короткого замыкания, принимаем согласно расчетам главы 3 равным 6,11 кА;

T - время срабатывания РЗ при его отключении, складывается из полного времени отключения выключателя и выдержки времени, принимается равным 0,56 с [7];

β - коэффициент термической стойкости для ОРУ, для стали принимается равным 21 [7].

$$F_{\text{тер}} = \sqrt{\frac{6110^2 \cdot 0,56}{400 \cdot 21}} = 50 \text{ мм}^2$$

$$113 \text{ мм}^2 > 50 \text{ мм}^2$$

Сечение проходит проверку по термической стойкости

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

Коррозийная зона выбирается по СТО-56947007-29.130.15.114-2012 и принимается К4.

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

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

где $T=240$ мкс- время использования заземлителя за 20 лет;

a_k, b_k, c_k, d_k - справочные коэффициенты, зависящие от коррозионной зоны и соответственно равны 0,0026; 0,0092; 0,0104; 0,0224.

$$S_{\text{CP}} = 0,0026 \cdot \ln^3(240) + 0,0092 \cdot \ln^2(240) + 0,0104 \cdot \ln(240) + 0,0224 = 0,784$$

$$F_{\text{КОР}} = 3,14 \cdot 0,784 \cdot (12 + 0,784) = 31,47 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F \geq F_{\text{КОР}} + F_{\text{тер}} \quad (6.12)$$

$$F_{\text{КОР}} + F_{\text{тер}} = 31,47 + 50 = 81,5 \text{ мм}^2$$

$$113 \text{ мм}^2 > 81,5 \text{ мм}^2$$

Выбранное сечение удовлетворяет условию.

Найдем общую длину полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{l_{\text{П-П}}} + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{\text{П-П}}}, \quad (6.13)$$

где $l_{\text{П-П}}$ - расстояние между полосами сетки, по ПУЭ принимаем 5 м.

$$L_{\Gamma} = (50 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(50 + 2 \cdot 1,5)}{5} + (50 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(50 + 2 \cdot 1,5)}{5} = 1124 \text{ м}$$

Определим число ячеек:

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

$$m = \frac{1124}{2 \cdot \sqrt{2809}} = 10,6$$

Принимаем $m=11$

Длина стороны ячейки:

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (6.15)$$

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{2809}}{11} = 4,8 \text{ м}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

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

$$L = 2 \cdot \sqrt{2809} \cdot (11+1) = 1272 \text{ м}$$

Определяем количество вертикальных электродов.

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

где a - расстояние между вертикальными электродами, принимается равное 5 м.

$$n_{\text{в}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2809}}{5} = 42$$

Принимаем вертикальные электроды диаметром $d=12$ мм, и длиной $l=5$ м. В этом случае вертикальные электроды будут находиться в слое грунта, не подверженному сезонным изменениям.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_S = \rho_{\text{экв}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right) \quad (6.18)$$

где A – коэффициент подобия, определяется по РД 153-34.3-35.125-99, зависит от отношения: $A = \frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0,094$ и принимается равным 0,161.

$$R_S = 100 \cdot \left(\frac{0,161}{\sqrt{2809}} + \frac{1}{1272 + 42 \cdot 5} \right) = 0,371 \text{ Ом}$$

Определим импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{\text{и}} = R_S \cdot \alpha_{\text{и}}, \quad (6.19)$$

где $\alpha_{\text{и}}$ – импульсный коэффициент, определяется как:

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

где I_M – значение тока молнии, принимается равный 60 кА.

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2809}}{(100 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,343$$

$$R_{\text{и}} = 0,371 \cdot 1,343 = 0,49 \text{ Ом}$$

Как видно, полученные стационарное и импульсное сопротивление заземляющего устройства не превышают 0,5 Ом, следовательно, расчеты выполнены верно.

6.3 Выбор и проверка ОПН

Ограничитель перенапряжений нелинейный является одним из основных элементов системы защиты от перенапряжений, обеспечивающий защиту электрооборудования распределительного устройства подстанций и линий от коммутационных и грозовых перенапряжений.

К основным параметрам ограничителя относятся:

1. Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
2. Номинальное напряжение, номинальный разрядный ток, класс пропускной способности;
3. Уровни остающихся напряжений при коммутационных и грозовых импульсах;
4. Величина тока срабатывания противозрывного устройства;
5. Длина пути утечки внешней изоляции.

Параметры выбранных ОПН внесены в таблицу 6.2.

На всех классах напряжений использованы ОПН третьего класса энергоемкости.

Таблица 6.2 – Параметры ОПН на ПС 220/35/27,5/10 кВ «Магдагачи»

Тип ОПН	ОПН– 220/172/10 /550	ОПН- 35/27/10/ 400	ОПН- 27,5/20/10/ 350	ОПН- 10/10,5/10/ 550
1	2	3	4	5
Класс напряжения сети, кВ	220	35	27,5	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	$298/\sqrt{3}$	$47/\sqrt{3}$	$35/\sqrt{3}$	$19/\sqrt{3}$
Номинальный разрядный ток, кА	10	10	10	10
Остающееся напряжение, кВ	596	67	54	37

Продолжение таблицы 6.2

1	2	3	4	5
Ток пропускной способности-амплитудное значение прямоугольного импульса тока длительностью 2000 мкс, А	550	400	350	550
Длина пути утечки, см	630	227	227	88
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5	4,5	4,5	4,5

Выбранные в разделе ОПН обеспечат безопасность подстанции от коммутационных и набегающих волн грозовых перенапряжений.

7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА

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

7.1 Расчет капиталовложений

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых [6]:

- капиталовложения на сооружение подстанций, $K_{ПС}$;
- капиталовложения на вооружение ЛЭП, $K_{ВЛ}$.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (7.1)$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов и компенсирующих устройств, на сооружение ОРУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории [6].

Капиталовложения на сооружение подстанции, в данном случае, определяются по формуле:

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

где $K_{ОРУ}$ – стоимость ОРУ, зависящая от схему РУ и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле [6]:

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

где K_0 – удельная стоимость километра линии;

l – длина трассы.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 2,4$ и коэффициента зоны $K_{зон} = 1,4$. Значения укрупненных стоимостных показателей приведены в справочнике [11].

$$K_{ВЛ} = 7,508 \cdot 10^4 \cdot 2,4 \cdot 1,4 = 2,52 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

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

$$K = 2,52 \cdot 10^5 + 1,24 \cdot 10^5 = 3,77 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

7.2 Расчет потерь электрической энергии

Условно-постоянные потери для воздушных линий – это потери на корону, они определяются по приказу Министерства энергетики РФ [25].

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП в зимнее и летнее время года [5]:

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

где ΔP_K – среднегодовые потери на корону для каждого уровня напряжения, равно 0,008.

Потери в воздушных линиях определяются по формуле [3]:

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

где $T_3, T_Л$ – количество зимних и летних часов (4800 и 3960 часов соответственно);

ΔW_K – потери на корону, учитываются в ВЛ свыше 110 кВ включительно.

Потери на корону вычисляется по формуле [3]:

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

Расчет потоков эффективных мощностей по линиям выполняется аналогично расчету потоков максимальных активных мощностей.

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

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

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

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

7.3 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки находят по формуле [6]:

$$I = I_{AM} + I_{РЭО} + I_{\Delta W} \quad (7.7)$$

где I_{AM} – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{РЭО}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{\Delta W}$ – затраты на передачу электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле [6]:

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

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ВЛ и ПС ($\alpha_{тэоВЛ} = 0,008$; $\alpha_{тэоПС} = 0,059$).

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ($T_{СЛ} = 20$ лет), [6]:

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

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии [6]:

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

где ΔW - потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$ – нерегулируемая составляющая в ставке покупки потерь электроэнергии за 2023 год для Амурской области – 2,121 тыс.руб/МВт·ч.

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

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

$$I_{РЭО} = 0,008 \cdot 2,52 \cdot 10^5 + 0,059 \cdot 1,243 \cdot 10^5 = 9,353 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$I = 1,883 \cdot 10^4 + 9,353 \cdot 10^3 + 1,395 \cdot 10^4 = 42,134 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Определение среднегодовых эксплуатационных затрат

Затраты определяются по формуле [6]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (7.11)$$

где E – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком Российской Федерации. ($E = 0,1$);

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

$$Z = 0,1 \cdot 3,766 \cdot 10^5 + 42,134 \cdot 10^3 = 79,793 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в реконструкцию составят:

$$K = 3,77 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

7.4 Оценка экономической эффективности

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

Полезно отпущенную часть электроэнергии потребителю принимаем на основании данных потребления на рассматриваемый год. Исходя из максимального потребления – 25 МВт, и количества часов в году – 8760 ч., получаем полезно отпущенную часть электроэнергии за год – 219000 МВтч.

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

где $W_i = 219000$ МВтч – полезно отпущенная потребителю электроэнергия;

T_i - тариф на передачу электроэнергии, руб./МВтч;

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

Определим срок окупаемости инвестиций в данный проект.

$$T_{ок} = \frac{377000000}{44325600} = 8,5 \text{ лет.}$$

Исходя из полученных результатов, делаем вывод об относительно быстрой окупаемости вложенных инвестиций, что делает предложенный проект по реконструкции ПС 220 кВ Магдагачи инвестиционно привлекательным.

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

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

ПС 220 кВ Магдагачи – крупная узловая реконструируемая подстанция Западного района Амурской области, осуществляющая связь важнейших транзитов Амурского и Забайкальского энергорайонов.

Целью работы является комплексная реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи, в связи без изменения схемы отходящих присоединений. Таким образом, ПС 220 кВ Магдагачи имеет установленную трансформаторную мощность 2х32+2х25 МВА. На территории объекта расположены:

- КРУЭ 220 кВ компании Электроаппарат марки ЯГГ-220;
- КРУН 35 кВ компании Самараэлектроцит типа К-405;
- КРУ 27,5 кВ компании Самараэлектроцит типа КРУ-СЭЦ-65 ЖД
- КРУ 10 кВ компании Самараэлектроцит типа К-59
- 2 силовых трансформатора ТДТН-32000/220/35/10 У1;
- 2 силовых двухобмоточных тяговых трансформатора ТДНЖ - 25000/35/27,5 У1
- 2 трансформатора собственных нужд наружной установки ТСЗ-630/10/0,4 У1.

Все оборудование подстанции соединено элементами жесткой ошиновки и силовыми кабелями, на территории применяется ряд проходных фарфоровых и полимерных изоляторов различного типа. Процесс выбора первичного оборудования описан в главе 3.

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

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

8.1 Безопасность

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

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

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

На ПС 220 кВ Магдагачи обеспечена возможность легкого распознавания частей, относящихся к отдельным элементам (простота и наглядность схем, надлежащее расположение электрооборудования, надписи, маркировка, расцветка).

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

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

- соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей или путем закрытия, ограждения токоведущих частей;
- применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- применение предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;
- применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений;

– использование средств защиты и приспособлений, в том числе для защиты от воздействия электрического и магнитного полей в электроустановках, в которых их напряженность превышает допустимые нормы.

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

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

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

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

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

8.2 Экологичность

Электроустановки должны удовлетворять требованиям действующих нормативных документов об охране окружающей природной среды по допу-

стимым уровням шума, вибрации, напряженностей электрического и магнитного полей, электромагнитной совместимости. В электроустановках должны быть предусмотрены сбор и удаление отходов: химических веществ, масла, мусора, технических вод и т.п. В соответствии с действующими требованиями по охране окружающей среды должна быть исключена возможность попадания указанных отходов в водоемы, систему отвода ливневых вод, овраги, а также на территории, не предназначенные для хранения таких отходов [7].

В данном разделе рассмотрен вопрос экологичности при эксплуатации силового трансформаторного оборудования с большим содержанием масла в баке. В качестве расчета, приведем пример для трансформаторов 220 кВ ТДТН-32000/220/35/10 УХЛ1.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований [7]:

1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора (реактора) на расстоянии менее 2 м;

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

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

4) маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными (дно на уровне окружающей планировки). При

выполнении заглубленного маслоприемника устройство бортовых ограждений не требуется, если при этом обеспечивается объем маслоприемника, указанный в п. 2.

5) маслоприемники с отводом масла могут выполняться:

- с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;
- без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м.

Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

Дно маслоприемника (заглубленного и незаглубленного) должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приемка и быть засыпано чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

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

Расчет произведем, согласно учебного пособия [36]. Итак, примем следующую конструкцию маслоприемника – с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м. В этом случае конструкция маслоприёмника с отводом масла, с учетом выше перечисленных требований, приведена на рисунке 8.1.

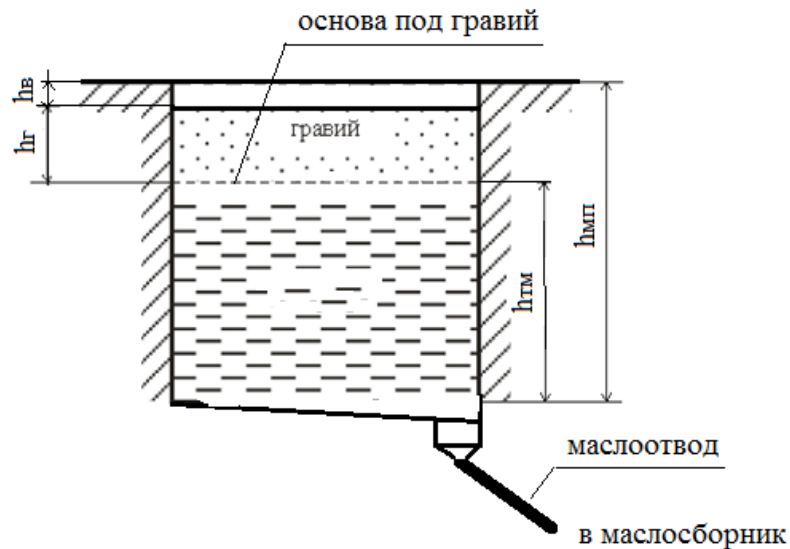


Рисунок 8.1 – Конструкция маслоприемника с отводом трансформаторного масла и воды (эскиз)

Таблица 8.1 – Параметры рассматриваемого силового трансформатора

Параметр	Значение
1	2
Марка	ТДТН-32000/220/35/10 УХЛ1
Мощность, МВА	32
Масса полная, т	106
Масса масла, т	30
Высота, м	6,85
Длина, м	8,88
Ширина, м	5,22

На ПС Магдагачи планируется к установке маслоприёмник с отводом масла. Объем масла вычисляется по выражению [12]:

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

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

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

где A_m – длина силового трансформатора, м;

B_m – ширина силового трансформатора, м;

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

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

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

Площадь маслоприемника:

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

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

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

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

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

ρ_{mm} – плотность трансформаторного масла, принимаем 890 кг/м³

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

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

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

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

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

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

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

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

Объём воды от средств пожаротушения определяется по формуле:

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

где l – интенсивность пожаротушения, равная 0,2 л/(с·м²);

t – нормативное время пожаротушения, равное 1800 с;

$S_{БПТ}$ – площадь боковой поверхности трансформатора, м².

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.

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

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

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

8.3 Чрезвычайные ситуации

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

Система предотвращения пожара - комплекс организационных мероприятий и технических средств, исключающих возможность возникновения пожара на объекте защиты [18]. Система противопожарной защиты - комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на защиту людей и имущества от воздействия опасных факторов пожара и (или) ограничение последствий воздействия опасных факторов пожара на объект защиты (продукцию).

Итак, основываясь на одном из основных Федеральных законов, а именно, на основании Технического регламента о требованиях пожарной безопасности, следует заключить основные требования пожарной безопасности, выполняющихся на ПС 220 кВ Магдагачи. Данные требования регламентированы в статье закона, указанного выше [18] «Требования пожарной безопасности к электроустановкам зданий и сооружений».

Электроустановки ПС Магдагачи соответствуют классу пожаровзрывоопасной зоны, в которой они установлены, а также категории и группе горючей смеси. Для обеспечения бесперебойного энергоснабжения систем противопожарной защиты, установленных в зданиях класса функциональной пожарной опасности с круглосуточным пребыванием людей, должны предусматриваться автономные резервные источники электроснабжения [18].

Кабельные линии и электропроводка систем противопожарной защиты, средств обеспечения деятельности подразделений пожарной охраны, систем обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре, аварийного освещения на путях эвакуации, аварийной вентиляции и

противодымной защиты, автоматического пожаротушения, внутреннего противопожарного водопровода, лифтов для транспортировки подразделений пожарной охраны в зданиях и сооружениях должны сохранять работоспособность в условиях пожара в течение времени, необходимого для выполнения их функций и эвакуации людей в безопасную зону [18]. Все кабели от силового оборудования ПС Магдагачи до вводно-распределительных устройств проложены в отдельных огнестойких каналах или имеют огнезащиту. Кабели, прокладываемые открыто, исключают поддержание горения.

Горизонтальные и вертикальные каналы для прокладки силовых, контрольных кабелей и проводов на территории ПС Магдагачи имеют защиту от распространения пожара. В местах прохождения кабельных каналов, коробов, кабелей и проводов через строительные конструкции с нормируемым пределом огнестойкости должны быть предусмотрены кабельные проходки с пределом огнестойкости не ниже предела огнестойкости данных конструкций [18].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа посвящена вопросу реконструкции подстанции 220/35/27,5/10 кВ «Магдагачи» с полной реорганизацией распределительных устройств 10, 35, 27,5 и 220 кВ.

В объем выпускной квалификационной работы входит:

- описание и анализ района реконструкции объекта;
- расчет и анализ электрических нагрузок подстанции;
- расчет и анализ токов короткого замыкания для расчета уставок релейной защиты и автоматики;
- расчет и анализ токов короткого замыкания, в объеме необходимом для проверки и выбора оборудования подстанции;
- выбор новых схем и их типов распределительных устройств реконструируемой подстанции;
- выбор и проверка основного первичного и вспомогательного оборудования подстанции Магдагачи;
- разработка принципов функционирования и расстановка комплексов устройств релейной защиты и сетевой автоматики на реконструируемом объекте;
- расчет параметров настройки и выбор алгоритмов функционирования устройств релейной защиты и автоматики;
- описание устройств сетевой автоматики и элементов противоаварийного управления;
- реконструкция системы молниезащиты реконструируемой подстанции;
- реконструкция системы заземления открытой части реконструируемой подстанции;
- технико-экономическая оценка объемов реконструкции.

Все поставленные цели и задачи были выполнены в ходе работы.

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

12 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.

13 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.

14 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>.

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

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

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

18 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : ФОРУМ, 2009. – 480 с.

19 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : Высшая школа, 2010. – 366 с.

20 БалтЭнергоМаш.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <https://www.baltenergomash.ru>.

21 Рябков, Е. Я. Заземление в установках высокого напряжения. М.: ЭНЕРГОИЗДАТ, 2013.

22 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.

23 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.

24 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.

25 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.

26 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ). – Москва: Издательство «Э», 2016. – 176 с.

27 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.

28 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".

29 Пастухова, И.В., Насановский Л.Г. Особенности расчетов электрокабелей высокого напряжения: Информационный вестник №3 (14)

30 Барыбин, Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения/Под ред. Ю.Г. Барыбина и др.-М.: Энергоатомиздат, 1990.-576 с.