

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  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2022 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии  
напряжением 110 кВ Райчихинская ГРЭС – подстанция Михайловка

Исполнитель  
студент группы 842об4

Д.А. Савельев

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

Руководитель, доцент

А.Г. Ротачёва

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

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

А.Б. Булгаков

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

Нормоконтроль

А.Н. Козлов

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

Благовещенск 2022

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

Факультет Энергетический  
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Савельева Дмитрия Артёмовича

1. Тема выпускной квалификационной работы Модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 110 кВ Райчихинская ГРЭС – подстанция Михай-ловка

(утверждено приказом от 15.03.22 № 506УЧ )

2. Срок сдачи студентом законченной работы 01.06.22

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

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

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

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

7. Дата выдачи задания 16.03.22

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачёва Алла Георгиевна, доцент  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

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

## РЕФЕРАТ

Работа содержит 120 с., 8 рисунков, 41 таблица, 32 источника.

РЕКОНСТРУКЦИЯ, МОДЕРНИЗАЦИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, СЕТЕВАЯ АВТОМАТИКА, ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА, РЕЖИМНАЯ АВТОМАТИКА, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМТОР, ТОК, НАПРЯЖЕНИЕ, ТЕРМИНАЛ, УСТАВКА, НАГРУЗКА, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ.

В выпускной квалификационной работе выполнена модернизация устройств воздушной линии электропередачи напряжением 110 кВ Райчихинская ГРЭС – подстанция Михайловка.

Цель работы – модернизация устройств релейной защиты и сетевой автоматики линии 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка с заменой существующего электромеханического оборудования на микропроцессорные устройства защиты и автоматики.

Кроме вопросов релейной защиты и автоматики в работе рассмотрены сопутствующие задачи: выбор и проверка оборудования подстанционного оборудования, молниезащита и заземление подстанции, расчет нагрузок.

В работе также освещены вопросы безопасности и экологичности на подстанции и выполнена экономическая оценка проведенной модернизации.

## СОДЕРЖАНИЕ

Термины, определения, обозначения и сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика района пролегания ЛЭП	10
1.1 Описание существующего оборудования объектов модернизации и обоснование объемов реконструкции	10
1.2 Климатогеографическая характеристика района пролегания линии электропередачи	13
2 Выбор мощности силовых трансформаторов	14
2.1 Выбор и проверка силовых трансформаторов	14
3 Расчет токов короткого замыкания	20
3.1 Расчет симметричных КЗ	20
3.2 Расчет несимметричных КЗ	26
3.3 Расчет токов для выбора и проверки оборудования	30
4 Выбор и проверка подстанционного оборудования	33
4.1 Разработка вариантов конструктивного исполнения распределительных устройств	33
4.2 Разработка однолинейной схемы подстанции	34
4.3 Выбор и проверка гибкой ошиновки	37
4.4 Выбор и проверка выключателей	38
4.5 Выбор и проверка разъединителей	41
4.6 Выбор и проверка трансформаторов тока	42
4.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	47
4.8 Система электроснабжения собственных нужд постоянного тока	50
4.9 Система электроснабжения собственных нужд переменного тока	52
4.10 Технические решения по организации связи и телемеханики	53
5 Релейная защита и сетевая автоматика	59
5.1 Расстановка комплектов защиты и автоматики	59
5.2 Расчет уставок резервных защит ЛЭП	61

5.3 Расчет уставок основной защиты ЛЭП	75
5.4 Расчет параметров сетевой автоматики	80
6 Молниезащита и заземление	85
6.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет	85
6.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	90
6.3 Оценка надежности молниезащиты	92
6.4 Выбор и проверка ОПН	95
7 Безопасность и экологичность	99
7.1 Безопасность	100
7.2 Экологичность	102
7.3 Чрезвычайные ситуации	107
8 Организационно-экономическая часть	113
8.1 Выбор фирмы производителя и марки МПРЗ	113
8.2 Капиталовложения в реализацию проекта	113
8.3 Расчёт эксплуатационных издержек	114
Заключение	117
Библиографический список	118
Приложение А. Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования	121
Приложение Б. Расчеты РЗА	159
Приложение В. Расчет молниезащиты и заземления	192

## ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВН – высокое напряжение;

ВЛ – воздушная линия;

ВЧЗ – высокочастотный заградитель;

ДЗЛ – дифференциальная защита линии;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

ЗВУ – зарядно-выпрямительное устройство;

КЗ – короткое замыкание;

ПС – подстанция;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – среднее напряжение;

## ВВЕДЕНИЕ

Модернизация оборудования объектов электроэнергетики и электросетевого хозяйства – неотъемлемая часть развития всей энергосистемы Российской Федерации. Процесс модернизации первичного оборудования влечет за собой обязательный процесс замены устройств, осуществляющих защиту первичного оборудования.

Работа посвящена вопросам модернизации устройств релейной защиты и сетевой автоматики ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка, в связи с устареванием электромеханических устройств защиты данной воздушной линии.

Актуальность работы состоит в необходимости модернизации устаревающего оборудования подстанций и станций в условиях быстрого роста потребления и появлению все новых требований к технологическому процессу на объектах электроэнергетики.

Таким образом, основная цель работы – модернизировать и реконструировать систему релейной защиты и автоматики линии 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка. При осуществлении поставленной цели, требуется реализовать перечень основных задач:

1 проанализировать район пролегания линии электропередачи в части климатических, географических и геологических параметров;

2 проанализировать структуру рассматриваемой ЛЭП и существующее основное первичное оборудование Райчихинской ГРЭС и ПС 110 кВ Михайловка;

3 выполнить расчет нагрузок на ПС 110 кВ Михайловка с учетом перспективного роста потребления района;

4 произвести выбор (проверку) числа и мощности силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Михайловка;

5 выполнить расчет токов короткого замыкания в рассматриваемой сети и сети, прилегающей к ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка;

6 произвести проверку (выбор нового) оборудования на ПС 110 кВ Михайловка на предмет соответствия современным стандартам, нормативно-технической базе и устойчивости к токам КЗ;

7 произвести выбор новых устройств релейной защиты и автоматики ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка, рассчитать уставки этих устройств;

8 выполнить расчет системы молниезащиты и заземления ПС 110 кВ Михайловка;

9 рассмотреть вопрос безопасной и экологичной эксплуатации оборудования и технологоического процесса на ПС 110 кВ Михайловка;

10 выполнить экономическую оценку выполненных объемов реконструкции, модернизации и проектирования ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка.

В работе использованы такие технические вычислительные и графические редакторы и программные комплексы как MathCad 15, MS Visio 2016.



# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЛЕГАНИЯ ЛЭП

## 1.1 Описание существующего оборудования объектов модернизации и обоснование объемов реконструкции

Рассмотрим схему района проектирования в части рассматриваемой линии электропередачи: ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка.

Подстанция 110 кВ Михайловка, установленной мощностью (два силовых трансформатора 6,3 и 10 МВА), введена в эксплуатацию в 1982 году. Она обеспечивает электроснабжение одноименного районного центра и двух сел: Поярково и Тамбовка. Существующая однолинейная схема ПС 110 кВ Михайловка представлена на рисунке 1.1.1.

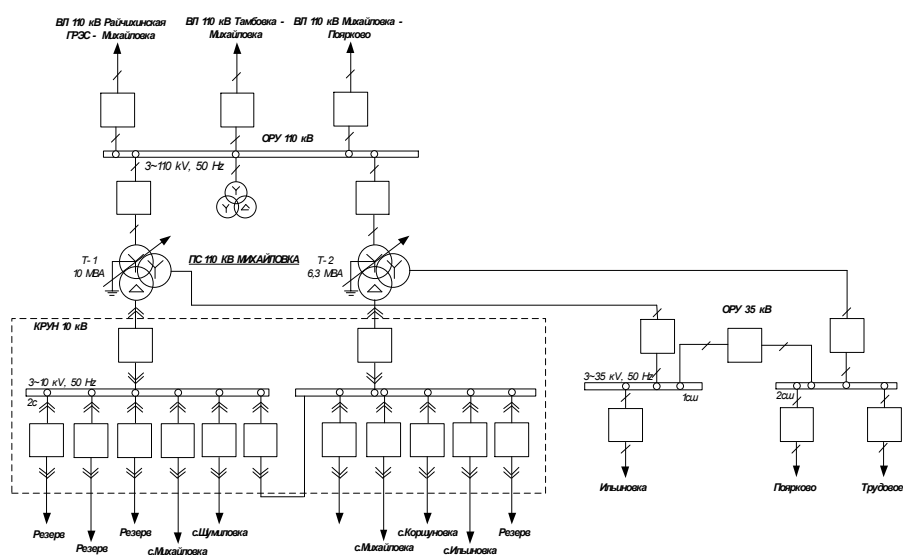


Рисунок 1.1.1 – Существующая однолинейная схема ПС 110 кВ Михайловка

На ПС 110 кВ Михайловка установлено следующее основное первичное оборудование:

- выключатели ОРУ 110 кВ марки МКП-110М (1982 г);
- разъединители ОРУ 110 кВ марки РЛНД-110-1000 (1965 г);
- два силовых трансформатора: ТМТ-6300/110/35/10 (1965 г) и ТДТН-10000/110/35/10 (1978 г);

- трансформаторы тока марки ТВД-110-600 (1965 г);
- трансформаторы напряжения марки НКФ-110-83-У1 (2011 г).

Райчихинская ГРЭС – конденсационная тепловая электрическая станция, расположенная в пгт. Прогресс Амурской области. Установленная мощность станции составляет 83 МВт. На ГРЭС установлены 2 турбогенератора, мощностью 50 и 33 МВт. Существующая однолинейная схема Райчихинской ГРЭС представлена на рисунке 1.1.2.

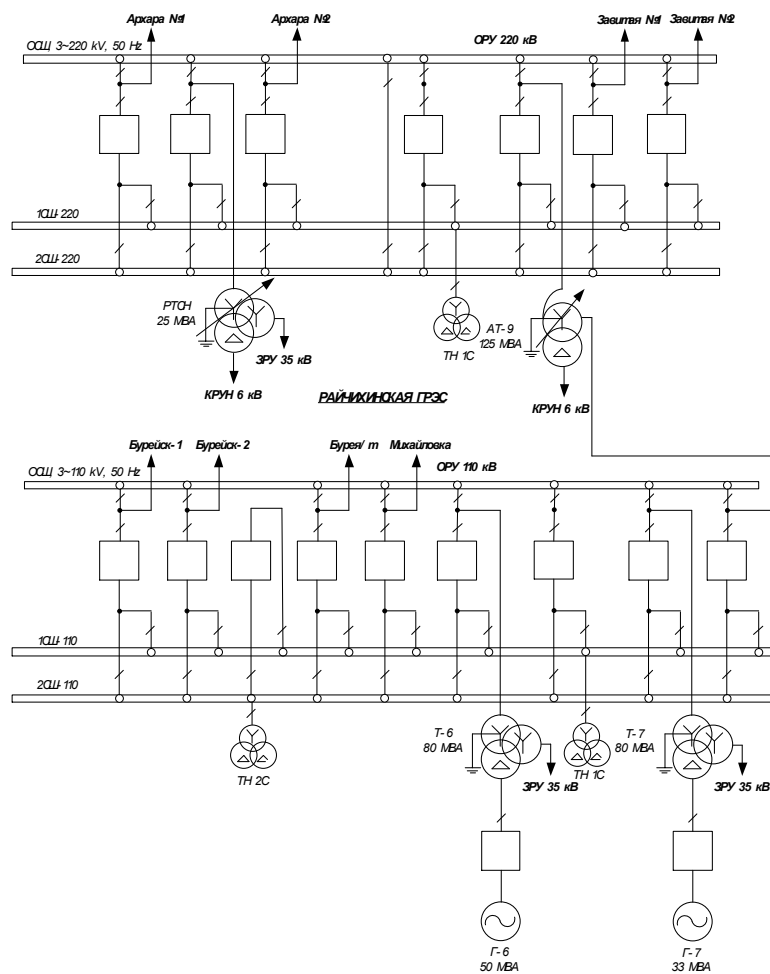


Рисунок 1.1.2 – Существующая однолинейная схема Райчихинской ГРЭС

На Райчихинской ГРЭС установлено следующее основное первичное оборудование:

- два турбогенератора ТВ-60-2;

- два блочных силовых трансформатора марки ТДТН-80/110/35/6,6 (1979 и 1978 гг);
  - два трансформатора собственных нужд марки ТД-15000/35/6,3 (1974 и 1953 гг);
  - автотрансформатор связи марки АДЦТН-125000/220/110/35 (1973 г);
  - выключатели ОРУ 220 кВ марки У-220М-1000/2000-25 (1968-1980 гг);
  - выключатели ОРУ 110 кВ марки МКП-110М (1978-1980 гг) и ВЭБ-УЭТМ-110 (2018 г);
  - разъединители ОРУ 220 кВ марки РЛНД2-220 (1978 г);
  - разъединители ОРУ 110 кВ марки РЛНД-110-1000 (1968 г) и РГНП.1а (2012 г);
  - трансформаторы тока ОРУ 110 кВ марки ТВ-110 (1978 г), ТВГ-УЭТМ-110 (2018 г) и ТФЗМ-110 (2006 г);
  - трансформаторы напряжения ОРУ 220 кВ марки НАМИ-220 (2008 г);
  - трансформаторы напряжения ОРУ 110 кВ марки НАМИ-110 (2008 г);
- Таким образом, в выпускной работе предусмотрен следующий объем реконструкции и модернизации:
- модернизация основных защит линии с заменой ее на терминалы ДЗЛ в связи с проектированием канала ВОЛС;
  - корректировка уставок резервных защит линии на ПС 110 кВ Михайловка;
  - реконструкция устройств РЗА на Райчихинской ГРЭС с заменых панелей на микропроцессорные терминалы;
  - модернизация комплексов сетевой автоматики на объектах;
  - модернизация и выбор нового оборудования ПС 110 кВ Михайловка.
- Рассмотрим существующие комплексы РЗА, установленные на объектах. На Райчихинской ГРЭС по ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка установлены следующие устройства РЗА:
- электромеханическая панель основных защит ДФЗ-201;
  - электромеханическая панель резервных защит ЭПЗ-1636/2М;

– электромеханическая панель автоматики.

На ПС 110 кВ Михайловка по ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка установлены следующие устройства РЗА:

- терминал основных защит: ДФЗ на базе терминала ЭКРА БЭ2704 088;
- терминал резервных защит, сетевой автоматики присоединения и автоматики управления выключателем на базе терминала ЭКРА БЭ2704 016.

## **1.2 Климатогеографическая характеристика района пролегания линии электропередачи**

Линия электропередачи 110 кВ, связывающая ПС 110 кВ Михайловка и Райчихинскую ГРЭС территориально находится в Михайловском районе Амурской области.

Годовое количество осадков в области велико: в северо-восточных горных и восточных районах их величина составляет от 900 до 1000 мм. В районах, тяготеющих к Амуру и нижнему течению реки Зеи, осадков выпадает меньше. Так, в районе посёлка Ерофей Павлович — до 500 мм, в Благовещенске — до 550 мм, а в районе Архары — до 600 мм. Для всей области характерен летний максимум осадков, что обусловлено муссонностью климата. За июнь, июль и август может выпадать до 70 % годовой нормы осадков. Возможны колебания в выпадении осадков. Так, летом с возрастанием испарения увеличивается абсолютная и относительная влажность, а весной из-за сухости воздуха снежный покров большей частью испаряется, и следствием этого становится незначительный весенний подъём уровня воды в реках.

Относительная влажность около 75%. Район по гололеду и скорости ветра – II. Скорость ветра - 25 м/с, по скоростному напору ветра Амурская область имеет III район. Нормативная толщина стенки гололёда, для высоты 10 м равна 15 мм. В южной части зимой образуется слой сезонной мерзлоты до 2,5-3 м, максимально около 3,2 м, полностью оттаивающий к началу июля. В средней, и северной частях - островная многолетняя мерз-лота, максимально 70-80 м.

## 2 ВЫБОР МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Как было отмечено в предыдущей главе, на ПС 110 кВ Михайловка установлено два силовых трансформатора 10 и 6,3 МВА, введенных в эксплуатацию в 1978 и 1965 годах соответственно. Если принять во внимание, что нормативный срок службы силовых трансформаторов составляет 25 лет, то данные трансформаторы подлежат замене.

### 2.1 Выбор и проверка силовых трансформаторов

В качестве исходных данных будут выбраны результаты контрольных замеров на часы максимума от 16.12.2021 на, соответственно, шинах потребителя ПС 110 кВ Михайловка. Вычислим расчетную мощность потребления с перспективой на 5 лет по формуле сложных процентов.

В качестве примера покажем расчет для ПС 110 кВ Михайловка, подробный расчет представлен в приложении А. Итак, в качестве начального приближения принимаем величину активной мощности потребления на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Михайловка и коэффициент мощности.

$$P_{н.кз} = 15,7 \text{ MВт}$$

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

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

Активная максимальная прогнозная мощность равна:

$$P_{\text{макс}} = P_{н.кз} \cdot (1 + 0,019)^{t_i - t_j} \quad (2.1.1)$$

где  $t_i$  - год снятия контрольного замера;

$t_j$  - прогнозный год.

Средняя активная и реактивная мощности:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{K_{max}} \quad (2.1.2)$$

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

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

где  $tg\varphi$  - коэффициент мощности нагрузки.

Итак, выполним расчет для ПС 110 кВ Михайловка:

$$P_{max} = 15,7 \cdot (1 + 0,019)^{2027-2021} = 17,6 \text{ МВт}$$

$$P_{cp} = \frac{17,6}{1,2} = 14,6 \text{ МВт}$$

$$Q_{cp} = 14,6 \cdot 0,62 = 9,1 \text{ Мвар}$$

$$Q_{max} = 17,6 \cdot 0,62 = 10,9 \text{ Мвар}$$

Далее определяем требуемую мощность компенсирующих устройств:

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

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

$P_{cp}$  – средняя мощность, МВт.

$$Q_{ку, треб} = 14,7 \cdot (0,62 - 0,4) = 3,2 \text{ Мвар}$$

На шинах НН подстанций в качестве устройств компенсации реактивной мощности в целях поднятия напряжения на шинах потребителя приняты к установке батареи статических конденсаторов БСК-5-10,5 электротехнического завода СлавЭнерго. Для расчета токов КЗ потребуется информация о параметрах выбранных батарей. Технические характеристики выбранных БСК представлены в таблице 2.1.1.

Таблица 2.1.1 – Технические характеристики выбранных БСК

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

Нескомпенсированная мощность на шинах:

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

$$Q_{\text{неск}} = 10,9 - 3,2 = 7,7 \text{ Мвар}$$

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

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

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

$$S_p = \sqrt{(17,6 + 0,384)^2 + (7,7 + 1,92)^2} = 20,3 \text{ МВА}$$

Условие выбора мощности автотрансформатора имеет вид:

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_p}{N \cdot K_3} \quad (2.1.7)$$

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

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

$$S_{\text{тр}} = \frac{20,3}{2 \cdot 0,7} = 14,54 \text{ МВА}$$

На ПС 110 кВ Михайловка установлено два силовых трансформатора мощностью 6300 кВА и 10000 кВА . Выполним проверку трансформаторов, уже установленного на ПС 110 кВ Михайловка. Его мощность составляет 25 МВА.

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

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{S_{\text{ном.т}}}, \quad (2.1.9)$$

Для трансформатора ТМТ-6300/110/35/10:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{14,54}{2 \cdot 6,3} = 1,2$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{14,54}{6,3} = 2,3$$



Для трансформатора ТДТН-10000/110/35/10:

$$K_3^{норм} = \frac{14,54}{2 \cdot 10} = 0,7$$

$$K_3^{авар} = \frac{14,54}{10} = 1,5$$

Проверка силового трансформатора ТМТ-6300 показала превышение нормативных коэффициентов трансформации предельных значений, коэффициенты загрузки силового трансформатора ТДТН-10000 находятся в предельных диапазонах.

Выберем два новых силовых трансформатора ТДТН-16000/110/35/10 У1 производства АО «ЭЛЕКТРОЗАВОД». Проверим выбранные силовые трансформаторы по коэффициентам загрузки:

$$K_3^{норм} = \frac{14,54}{2 \cdot 16} = 0,5$$

$$K_3^{авар} = \frac{14,54}{16} = 0,91$$

Установленные силовые трансформаторы удовлетворяют требуемым нормативным величинам коэффициентом загрузки.

Таким образом, принимаем решение выбрать два новых силовых трансформатора марки ТДТН-16000/110/35/10 УХЛ 1.

Технические характеристики выбранных трансформаторов представлены в таблице 2.1.2.

Таблица 2.1.2 – Технические характеристики выбранных трансформаторов на ПС 110 кВ Михайловка

Параметр	Значение
1	2
Марка	ТДТН-16000/110/35/10 УХЛ1
Номинальная мощность, МВА	16
Номинальная мощность обмотки НН, МВА	16
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	121
Номинальное напряжение обмотки СН, кВ	35
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	10,5
Напряжение КЗ ВН-СН, %	7,5
Напряжение КЗ ВН-НН, %	18
Напряжение КЗ СН-НН, %	11

### 3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания производится для осуществления следующих задач, поставленных в исходной главе выпускной работы:

- выбор и проверка основного подстанционного оборудования на предмет устойчивости токам КЗ на ПС 110 кВ Михайловка;
- расчет параметров настройки и алгоритмов функционирования устройств РЗА реконструируемой ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка.

#### 3.1 Расчет симметричных КЗ

Принципиальная схема рассматриваемого участка сети представлена на рисунке 3.1.1.

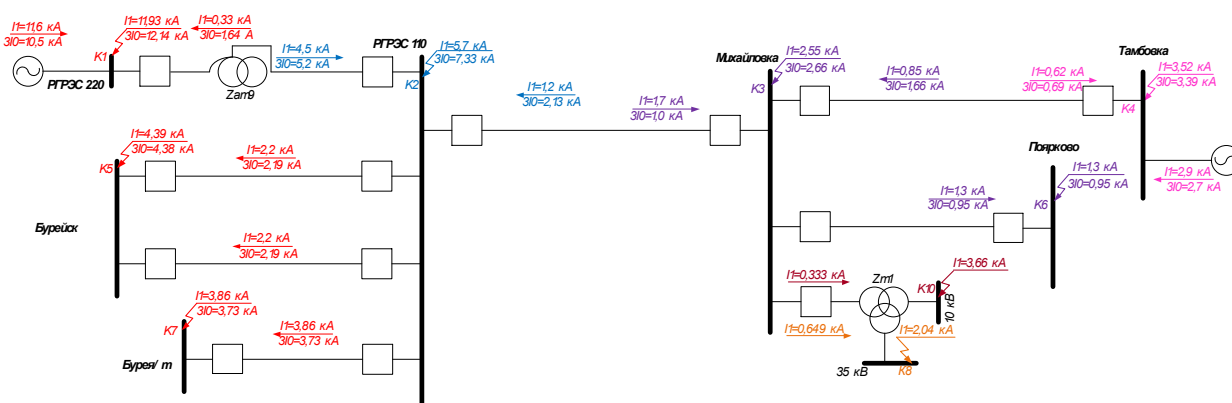


Рисунок 3.1.1 – Принципиальная схема сети для расчета токов короткого замыкания

Для определения необходимых параметров сетевых элементов, составлена схема замещения прямой последовательности. В расчетах распределительных сетей допускается сопротивление прямой последовательности эквивалентировать с сопротивлениями обратной последовательности. Таким образом, здесь и далее, если не требуется дополнительного уточнения, схема замещения прямой последовательности и

схема замещения обратной последовательности эквивалентны по своему техническому значению.

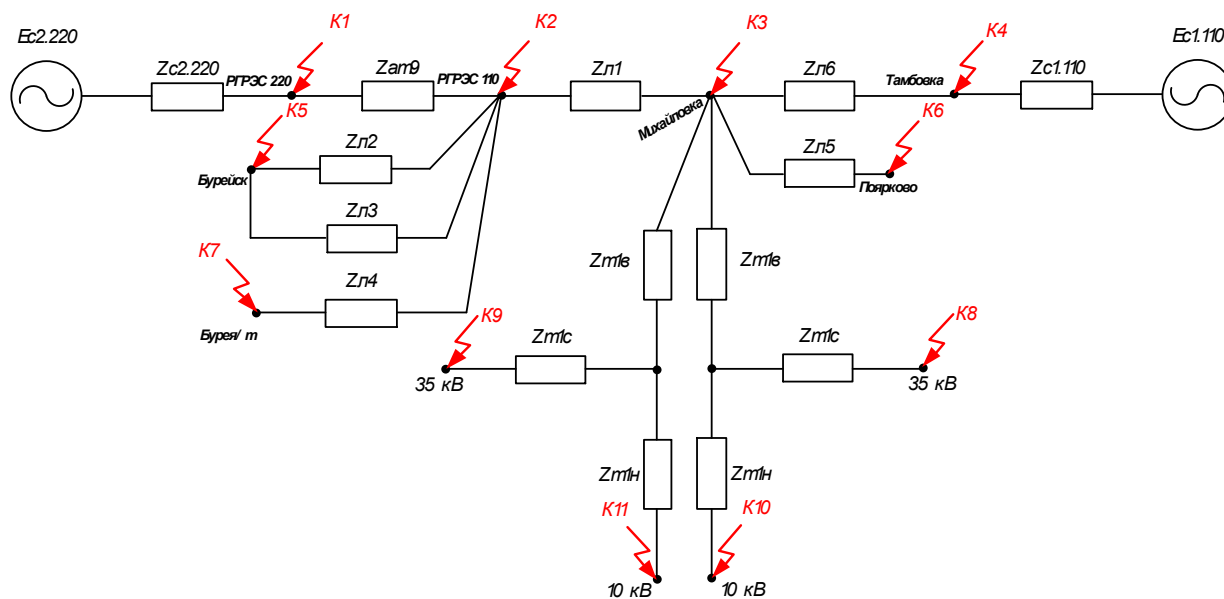


Рисунок 3.1.2 – Схема замещения прямой (обратной) последовательности

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

Данные по линиям приведены в таблице 3.1.1. Параметры силовых трансформаторов представлены в таблице 2.1.2 и 2.1.3.

Таблица 3.1.1 – Параметры ЛЭП

Наименование ЛЭП	Марка и сечение провода	Длина ЛЭП, км	$X_0$ , Ом	$R_0$ , Ом
1	2	3	4	5
ВЛ 110 кВ РГРЭС - Михайловка	АСО-120/19	72	0,427	0,249
ВЛ 110 кВ РГРЭС – Бурейск-1	АС-95/19	16,4	0,234	0,33
ВЛ 110 кВ РГРЭС – Бурейск-2	АС-95/19	16,4	0,234	0,33
ВЛ 110 кВ РГРЭС – Бурейск/т	АС-185/24	12	0,415	0,157
ВЛ 110 кВ Михайловка - Поярково	АС-185/24	53,65	0,415	0,157
ВЛ 110 кВ Тамбовка – Михайловка	АС-185/24	62,75	0,415	0,157

Используя исходные данные по параметрам ЛЭП и оборудования, выполним расчет параметров схемы замещения прямой последовательности:

– сопротивление системы, Ом:

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

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

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

Сопротивление ВЛ, Ом:

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

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

$L_{вл}$  – протяженность ЛЭП, км.

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

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

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

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

Далее определяем сопротивления каждой обмотки, Ом:

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

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

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

$u_{к\%}$  – напряжение КЗ, %.

Выполним расчет параметров для схемы замещения прямой последовательности. В качестве примера покажем расчет для одной ветви (Система 220 кВ, ВЛ 110 кВ РГРЭС - Михайловка, трансформатор Т-1 на ПС 110 кВ Михайловка). Остальные параметры схемы замещения определяются аналогично, полный расчет приведен в приложении А.

Выполним расчет для Системы 1:

$$I_{кз.с2} = 11,6 \text{ кА}$$

$$Z_{c1} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 11,6} = 10,95 \text{ Ом}$$

Значения для остальных параметров системы приведены в приложении А. Далее покажем расчет сопротивления ЛЭП на примере ВЛ 110 кВ РГРЭС – Михайловка:

$$X_{л.1} = 72 \cdot 0,427 = 30,74 \text{ Ом}$$

$$R_{л.1} = 0,249 \cdot 72 = 17,93 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление линии:

$$Z_{л.1} = \sqrt{17,93^2 + 30,74^2} = 35,6 \text{ Ом}$$

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

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (18 + 7,5 - 11) = 7,25 \%$$

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (11 + 7,5 - 18) = 0,25 \%$$

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (11 + 18 - 7,5) = 10,75 \%$$

$$Z_{m1.в} = \frac{7,25}{100} \cdot \frac{121^2}{16000} = 66,3 \text{ Ом}$$

$$Z_{m1.с} = \frac{0,25}{100} \cdot \frac{35^2}{16000} = 0,191 \text{ Ом}$$

$$Z_{m1.н} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{10,5^2}{16000} = 0,74 \text{ Ом}$$

Далее в качестве примера покажем расчет тока трёхфазного КЗ для расчетной точки К-1. Для КЗ в точке К-1 представим схему в иде, показанном на рисунке 3.1.3.

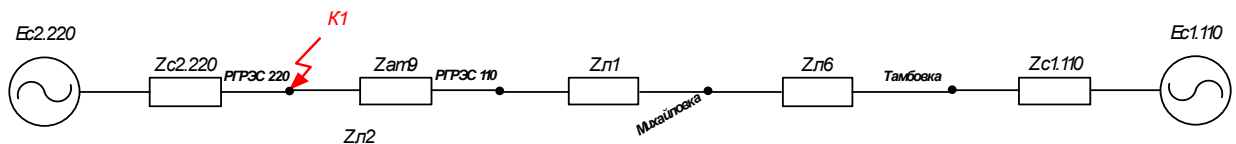


Рисунок 3.1.3 – Расчетная схема замещения прямой последовательности для расчетной точки К-1

Отметим, что в дальнейших расчетах используются величины сопротивлений, приведенных к стороне, на которой рассматривается расчетное короткое замыкание. Для схемы, представленной выше на рисунке 3.1.3:

$$Z_1 = (Z_{c1.110} + Z_{л6} + Z_{л1}) \cdot k_{m1}^2 + Z_{ам9в} \quad (3.1.5)$$

где  $k_{m1}^2$  - квадрат коэффициента трансформации, равный отношению ступени напряжения рассматриваемого участка схемы замещения к ступени напряжения участка сети, подлежащей приведению.

$$Z_1 = (23,6 + 29,8 + 35,6) \cdot \left(\frac{230}{115}\right)^2 + 40,2 = 388,5 \text{ Ом}$$

$$Z_2 = Z_{c2,220} \tag{3.1.6}$$

$$Z_2 = 10,95 \text{ Ом}$$

Итак, получим схему замещения, представленную на рисунке 3.1.3.

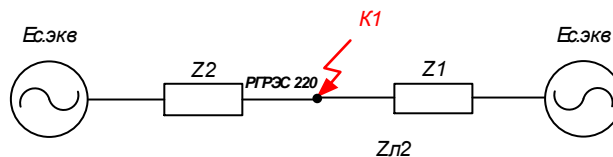


Рисунок 3.1.3 – Расчетная схема замещения прямой последовательности для расчетной точки К-1

Результирующее сопротивление:

$$Z_{э.кв.К1} = \frac{1}{\frac{1}{388,5} + \frac{1}{10,95}} = 10,65 \text{ Ом}$$

Подробный расчет остальных расчетных точек КЗ представлен в приложении А. Далее выполнен расчет периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания для каждой расчетной точки. Покажем пример для точки К-1.

$$I_{1,n} = \frac{E_{ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{сумм}} \tag{3.1.7}$$



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

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

$$I_{1.n} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 10,65} = 11,93 \text{ кА}$$

Подробный расчет остальных расчетных условий представлен в приложении А. Результаты расчета сведены в таблицу 3.2.1

### 3.2 Расчет несимметричных КЗ

В данном разделе представлен расчет токов нулевой последовательности при однофазных КЗ на землю в сети с глухозаземленной нейтралью. Для расчета необходимо построить схему замещения нулевой последовательности, параметры которой представляют собой сопротивления нулевой последовательности соответствующих элементов схемы. Из схемы исключены ЭДС, а также обмотки силовых трансформаторов с изолированной нейтралью, собранных в звезду. Схема замещения нулевой последовательности представлена на рисунке 3.2.1.

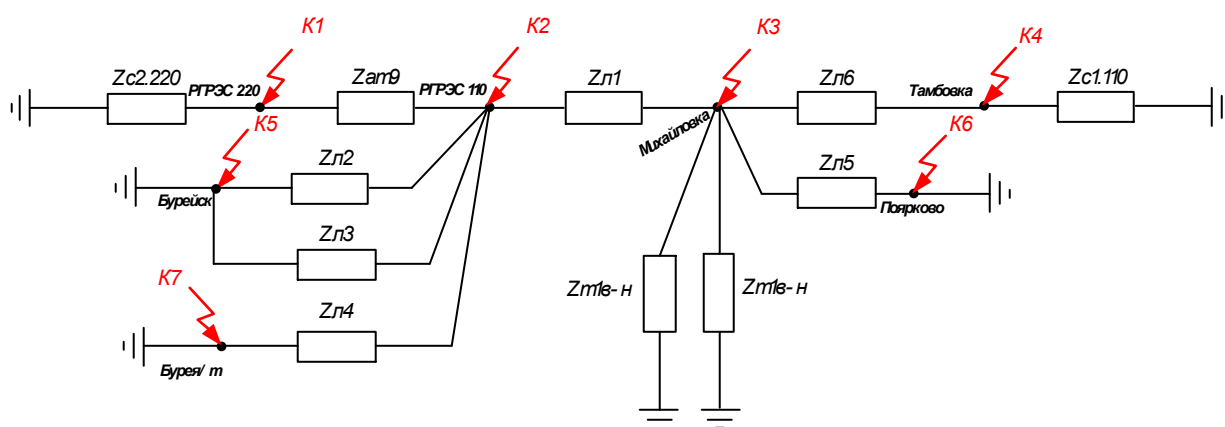


Рисунок 3.2.1 – Схема замещения нулевой последовательности

Подробный расчет параметров элементов схемы нулевой последовательности представлен в приложении А. Расчет тока однофазного

КЗ на землю покажем в качестве примера для точки К-1. Расчетная схема замещения нулевой последовательности для расчетной точки К-1 представлен на рисунке 3.2.2.

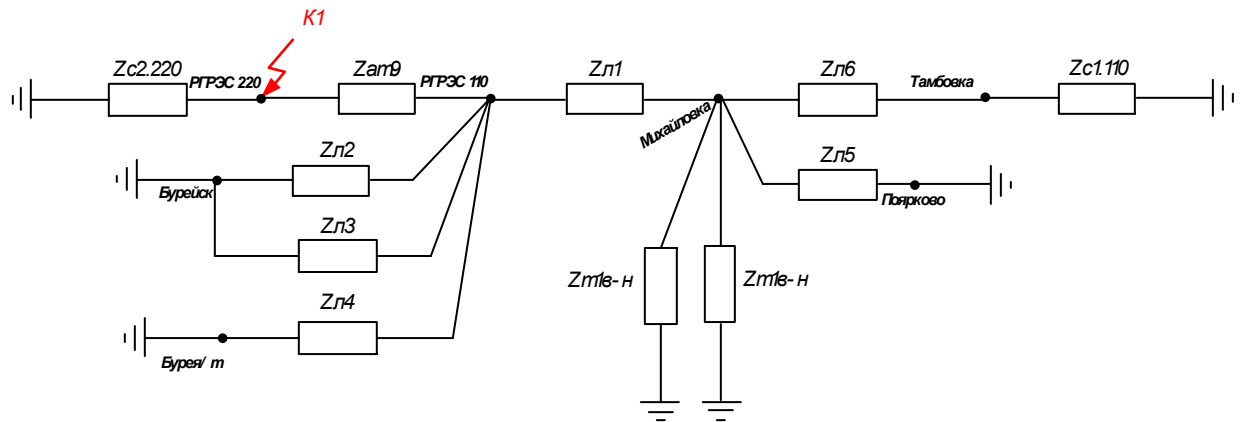


Рисунок 3.2.2 – Расчетная схема замещения нулевой последовательности для расчетной точки К-1

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

$$Z_{06} = \frac{(Z_{0л6} + Z_{0с.110})Z_{0л5}}{Z_{0л6} + Z_{0с.110} + Z_{0л5}} \quad (3.2.1)$$

$$Z_{06} = \frac{(334,11 + 98,363)285,66}{334,11 + 98,363 + 285,66} = 172,03 \text{ Ом}$$

$$Z_{08} = \frac{Z_{06} \cdot \frac{Z_{m1в} + Z_{m1н}}{2}}{Z_{06} + \frac{Z_{m1в} + Z_{m1н}}{2}} \quad (3.2.2)$$

$$Z_{08} = \frac{172,03 \cdot \frac{265,4 + 323,8}{2}}{172,03 + \frac{265,4 + 323,8}{2}} = 535,7 \text{ Ом}$$

$$Z_{09} = \frac{1}{\frac{1}{Z_{л02}} + \frac{1}{Z_{л03}} + \frac{1}{Z_{л04}}} \quad (3.2.3)$$

$$Z_{09} = \frac{1}{\frac{1}{66,3} + \frac{1}{79,6} + \frac{1}{53,2}} = 21,5 \text{ Ом}$$

$$Z_{10} = \frac{Z_{08} \cdot Z_{09}}{Z_{08} + Z_{09}} + Z_{ам9} \quad (3.2.4)$$

$$Z_{10} = \frac{535,7 \cdot 21,5}{535,7 + 21,5} + 40,2 = 60,9 \text{ Ом}$$

Итак, получим схему замещения, представленную на рисунке 3.2.3.

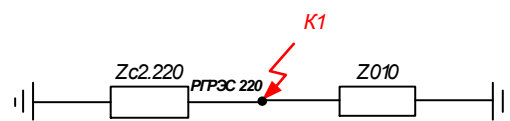


Рисунок 3.2.3 – Расчетная схема замещения нулевой последовательности для расчетной точки К-1

Результирующее сопротивление:

$$Z_{0экв.К1} = \frac{1}{\frac{1}{60,9} + \frac{1}{12,1}} = 10,1 \text{ Ом}$$

Значение эквивалентных сопротивлений для остальных точек КЗ приведены в приложении А. Далее осуществляется расчет утроенного тока нулевой последовательности при КЗ на землю. Выполним расчет тока для точки К-1. Рассчитываем периодическую составляющую тока КЗ.

$$3I_{0,n} = \frac{3 \cdot E_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot Z_{эквКi} + Z_{0эквКi})} \quad (3.2.5)$$

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

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

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

$$3I_{0.n.K1} = \frac{3 \cdot 220}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 10,65 + 10,1)} = 12,14 \text{ кА}$$

Выполним также расчет периодической составляющей двухфазного КЗ:

$$I_{2.n} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.n} \quad (3.2.6)$$

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

Для точки расчетной точки К-1:

$$I_{2.n} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 11,93 = 10,33 \text{ кА}$$

Подробный расчет представлен в приложении А. Результаты расчета для всех расчетных точек короткого замыкания, минимального и максимального режимов работы рассматриваемой сети при однофазном, двухфазном и трёхфазном замыканиях представлен далее в таблице 3.2.1.

Все величины токов приведены к стороне рассматриваемого повреждения (своей стороне).

Помимо величин токов КЗ при всех расчетных условиях и видах замыканий, показаны также величины токов короткого замыкания, протекающих в ветвях рассматриваемой схемы замещения. Это необходимо для расчета уставок устройств РЗА и их чувствительности.

Таблица 3.2.1 – Результаты расчета токов КЗ

Расчетная точка	Ток 3ф КЗ, кА	Ток 2ф КЗ, кА	Ток 1ф КЗ, кА
1	2	3	4
Максимальный режим			
К-1	11,93	10,33	12,14
К-2	5,70	4,93	7,33
К-3	2,55	2,21	2,66
К-4	3,52	3,05	3,39
К-5	4,39	3,80	4,38
К-6	1,30	1,13	0,951
К-7	3,86	3,34	3,73
К-8	2,04	1,77	-
К-9	2,04	1,77	-
К-10	3,66	3,17	-
К-11	3,66	3,17	-
Минимальный режим			
К-1	9,51	8,24	9,45
К-2	4,49	3,89	5,85
К-3	1,87	1,62	2,12
К-4	2,15	1,86	2,43
К-5	3,51	3,04	3,5
К-6	1,04	0,9	0,76
К-7	3,08	2,67	2,98
К-8	1,6	1,38	-
К-9	1,6	1,38	-
К-10	2,9	2,51	-
К-11	2,9	2,51	-

### 3.3 Расчет токов для выбора и проверки оборудования

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

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

Расчет покажем для примера в расчетной точке К-3 – шины 220 кВ ПС 110 кВ Михайловка. Наибольшим током здесь является периодическая составляющая тока 1-фазного КЗ. В первую очередь, выполним расчет ударного тока КЗ.

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

где  $k_{y0}$  - ударный коэффициент. Допускается принять из справочных данных [5]. Для каждого класса напряжения представлен в приложении А.

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

$$I_{3,y0} = 1,78 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,64 = 6,66 \text{ кА}$$

Рассчитываем апериодическую составляющую тока КЗ.

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

$$I_{3,a} = \sqrt{2} \cdot 2,64 = 3,74 \text{ кА}$$

Аналогично выполняется расчет для остальных расчетных точек. Подробный расчет приведен в приложении А. Результаты расчета сведем в таблицу 3.3.1.

Также выполнен расчет максимальных рабочих токов присоединений для ПС 110 кВ Михайловка. Подробный расчет представлен в приложении А, результаты расчета приведены в таблице 3.3.2.

Таблица 3.3.1 – Результаты расчета токов КЗ для выбора и проверки основного первичного подстанционного оборудования

Расчетная точка	Расчетный вид КЗ	Периодическая составляющая тока КЗ, кА	Апериодическая составляющая тока КЗ, кА	Ударный ток КЗ, кА
К-3 (220 кВ)	1-фазное	2,65	3,74	6,66
К-8 (35 кВ)	3-фазное	2,04	2,89	5,70
К-10 (10 кВ)	3-фазное	3,66	5,2	9,59

Таблица 3.3.2 – Результаты расчета максимальных рабочих токов присоединений по сторонам силового трансформатора

Ввод силового трансформатора	Величина тока, А
1	2
ВН	76,3
СН	264
НН	880

## 4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ПОДСТАНЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

На основании собранной информации, представленной в главе 1, можно сделать вывод о необходимости реконструкции основного оборудования ПС 110 кВ Михайловка по причине превышения срока эксплуатации оборудования выше нормативного. Отметим, что нормативный срок эксплуатации составляет 25 лет.

В данной главе выполнена разработка однолинейной схемы и выбор и проверка нового первичного оборудования ПС 110/35/10 кВ Михайловка.

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

На стороне 110 кВ ПС 110 кВ Михайловка, исходя из количества присоединений (3 линии, 2 ввода трансформаторов) принимается к установке ОРУ 110 кВ по типовой схеме 110-9 – «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

КРУЭ 110 кВ на ПС 110 кВ Михайловка не рассматривается по следующим причинам:

- отсутствует необходимость в экономии подстанционного пространства при наличии места под расширение уже существующих ОРУ 110-220 кВ;

- снижение капитальных затрат в строительно-монтажные работы и изыскательные мероприятия по строительству новых распределительных устройств 110-220 кВ.

На сторонах 35 кВ и 10 кВ ПС 110 кВ Михайловка принято устанавливать комплектные распределительные устройства типа КРУН с вакуумными выключателями, что является экономически и технически целесообразным для классов напряжений 10-35 кВ.



Таким образом, на напряжении 35 кВ ПС 110 кВ Михайловка принимается к установке КРУН типа К-405 производства Чебоксарского электромеМихайловкаческого завода (ЧЭМЗ).

На напряжении 10 кВ ПС 110 кВ Михайловка принимается к установке КРУН типа К-59 от АО «Самара Электроцит». Все КРУН включают в себя полный набор первичного и вторичного оборудования, подлежащего дальнейшей проверке.

Техническое описание ячеек КРУН К-405 для стороны 35 кВ и К-59 для стороны 10 кВ представлено в таблицах 4.1.1 и 4.1.2 соответственно.

Таблица 4.1.1 – Основные параметры КРУН К-405

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

Таблица 4.1.2 – Основные параметры КРУН К-59

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

## 4.2 Разработка однолинейной схемы подстанции



Рисунок 4.2.1 – Однолинейная схема ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ

Михайловка

Для стороны 35 кВ на ПС 110 кВ Михайловка принята типовая схема №35-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем система шин».

Для стороны 10 кВ ПС 110 кВ Михайловка - №10-1 «Одна, секционированная выключателями система шин».

Данные схемы обеспечивают качественное и надежное питание всех потребителей с учетом количества присоединений по соответствующим сторонам. Выбранные схемы представлены на рисунках 4.2.2 и 4.2.3.

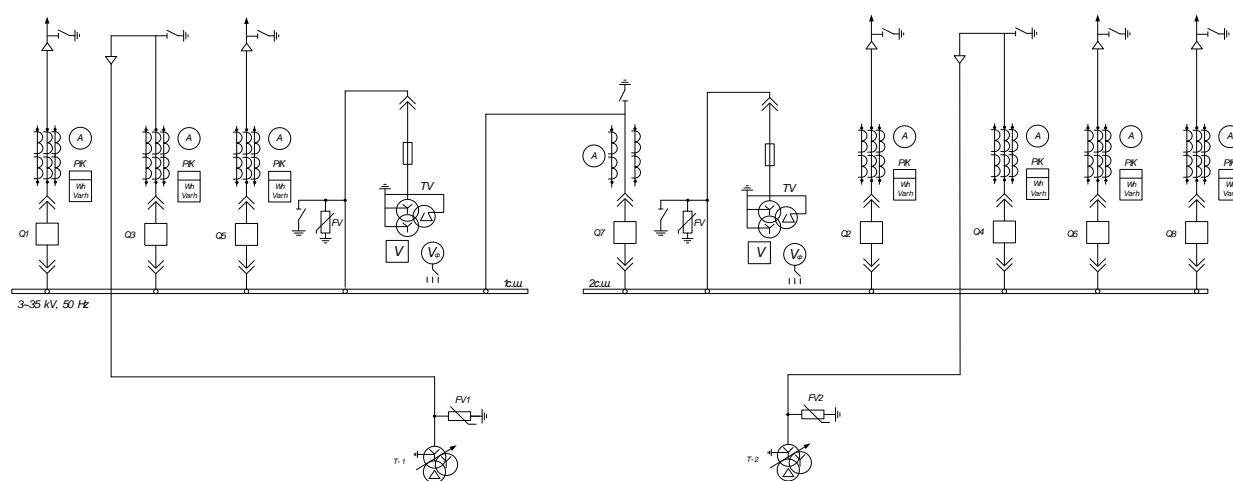


Рисунок 4.2.2 – Однолинейная схема КРУН 35 кВ ПС 110 кВ Михайловка и ПС 110 кВ Михайловка

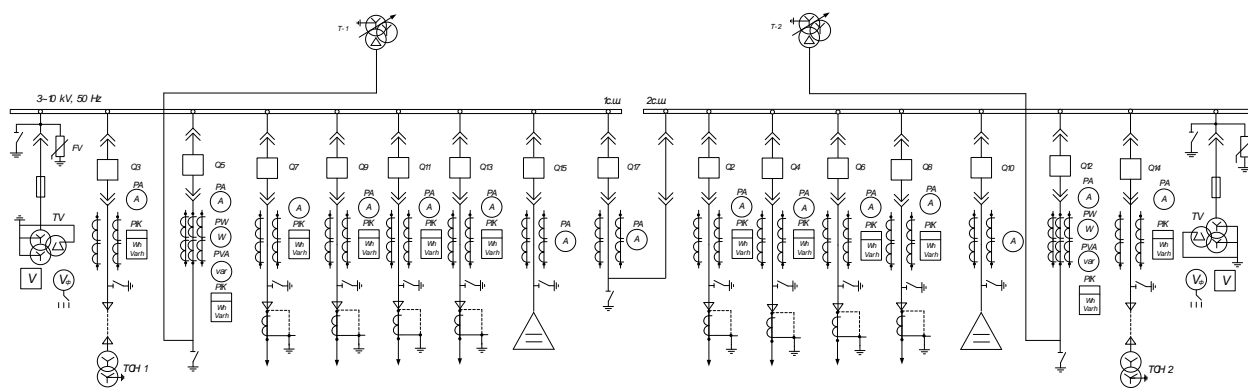


Рисунок 4.2.3 – Однолинейная схема КРУН 10 кВ ПС 110 кВ Михайловка

### 4.3 Выбор и проверка гибкой ошиновки

Ошиновка гибких связей 110 кВ выключателей, разъединителей, трансформаторов напряжения выполняется сталеалюминевыми проводами и располагается на существующих и вновь смонтированных ячейковых и шинных металлических порталах.

Шины и шинные конструкции гибкой ошиновки требуется проверить по динамическим воздействиям при токах КЗ. На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС – 185/19, допустимый ток которых  $I_{доп} = 510 \text{ A}$  [1].

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

Проверка по условиям коронирования.

Условие проверки:

$$1,07E \geq 0,9E_0, \tag{4.3.1}$$

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

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

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

$r_o$  – радиус провода;

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

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{D_{CP} \cdot \lg \frac{CP}{r_o}} \quad (4.3.3)$$

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

При горизонтальном расположении фаз:

В результате расчета получим следующие значения напряженностей

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

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

Проверяем по условию:

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

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

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

Таким образом, гибкая ошиновка принята в виде АС-185/19.

#### 4.4 Выбор и проверка выключателей

Выключатели 110 кВ и разъединители 110 кВ устанавливаются на заводские опорные металлоконструкции. При выборе и проверке силовых выключателей следует производить выбор по номинальному напряжению, а проверку выполнять на электродинамические и термические усилия при токах КЗ.

Итак, проверку по термической стойкости производят по следующей формуле:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$I_{откл}$  - отключающий номинальный ток.

Покажем пример расчета для ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Михайловка. Остальные расчеты и критерии выбора выключателей представлены в приложении А. В составе ОРУ 110 кВ выбираем выключатель ВГТ-110Ш-1К-ОП-40/1600 УХЛ1. Для данного выключателя ток отключения составляет 40 кА, доля аperiodической составляющей – 40%, полное время отключения – 0,06 с. Выполним расчеты, согласно формул 4.4.1 – 4.4.3.

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

$$B_k = 2,64^2 (5,06 + 0,02) = 35,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

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

Расчет остальных выключателей представлен в приложении А. Результаты расчета представлены в таблице 4.1.1.

Таблица 4.4.1 – Результат выбора выключателей 110 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка выключателя	ВГТ-110Ш-1К-ОП-25/1600 УХЛ1	
Номинальное напряжение, кВ	126	110
Номинальный ток, А	1600	76
Номинальный ток включения/отключения, кА	25	2,64
Аperiodическая составляющая номинального тока, кА	14,14	3,74
Ток термической стойкости, кА	25	2,64
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	8128	35,5
Ток динамической стойкости, кА	120	6,66

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

Таблица 4.4.2 – Результат выбора выключателей 35 кВ ПС 110 кВ Михайловка

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка выключателя	ВВС-35-31,5-П/630 У2	
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный ток, А	630	264
Номинальный ток включения/отключения, кА	31,5	2,04

Продолжение таблицы 4.4.2

1	2	3
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	12,4	2,89
Ток термической стойкости, кА	31,5	2,04
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	5080	21,3
Ток динамической стойкости, кА	80	5,70

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

Таблица 4.4.3 – Результат выбора выключателей 10 кВ ПС 110 кВ Михайловка

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка выключателя	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-40/1600 У2	
Номинальное напряжение, кВ	10	10



Номинальный ток, А	1600	880
Номинальный ток включения/отключения, кА	40	3,66
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	9,9	5,18
Ток термической стойкости, кА	20	3,66
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	8176	69
Ток динамической стойкости, кА	60	9,59

#### 4.5 Выбор и проверка разъединителей

Проверке подлежат разъединители трёхполюсные РГ-2-110П/1600-40 УХЛ1 для ОРУ 110 кВ, соответственно. Технические параметры и условия выбора разъединителей сведены в таблицу 4.5.1.

Устройства создания видимого разрыва, входящие в состав ячеек КРУН К-405 и К-59 проверке не подлежат по причине отсутствия отдельных требований к выкатным элементам ячеек КРУ.

Таблица 4.5.1 – Результат выбора разъединителей 110 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка разъединителя	РГ-2-110П/1600-40 УХЛ1	
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток, А	1600	76
Ток термической стойкости, кА	40	2,64
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	4800	35,5
Ток динамической стойкости, кА	40	6,66

#### 4.6 Выбор и проверка трансформаторов тока

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

Величина нагрузки вторичной обмотки ТТ определяется по формуле:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}} , \quad (4.6.1)$$

где  $Z_2$  - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Вторичная активная нагрузка:

$$R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K \quad (4.6.2)$$

Итак, состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 4.6.1.

Таблица 4.6.1 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока ПС 110 кВ

Михайловка

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
<b>Ввода 110 кВ трансформаторов</b>					
Амперметр	2	ЕКФ АД-723	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЕКФ РД-723	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЕКФ QD-723	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	ЕКФ WD-723	1,0	1,0	1,0
<i>Итого</i>	-	-	2,4	2,4	2,4
<b>Линии 110 кВ</b>					
Амперметр	3	ЕКФ АД-723	2,0	2,0	2,0
Ваттметр	3	ЕКФ РД-723	0,4	0,4	0,4
Варметр	3	ЕКФ QD-723	0,4	0,4	0,4
Счетчик комплексный	3	ЕКФ WD-723	2,0	2,0	2,0
<i>Итого</i>	-	-	4,8	4,8	4,8
<b>Ввода 35 кВ трансформаторов</b>					
Амперметр	2	ЕКФ АД-723	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЕКФ РД-723	0,2	0,2	0,2

Варметр	2	EKF QD-723	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	EKF WD-723	1,0	1,0	1,0
<i>Итого</i>	-	-	2,4	2,4	2,4
Линии 35 кВ					
Амперметр	4	EKF AD-723	2,0	2,0	2,0
Ваттметр	4	EKF PD-723	0,4	0,4	0,4
Варметр	4	EKF QD-723	0,4	0,4	0,4
Счетчик комплексный	4	EKF WD-723	2,0	2,0	2,0
<i>Итого</i>	-	-	4,8	4,8	4,8
Ввода 10 кВ трансформаторов					
Амперметр	2	EKF AD-723	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	EKF PD-723	0,2	0,2	0,2

Продолжение таблицы 4.6.2

1	2	3	4	5	6
Варметр	2	EKF QD-723	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	EKF WD-723	1,0	1,0	1,0
<i>Итого</i>	-	-	2,4	2,4	2,4
Линии 10 кВ					
Амперметр	8	EKF AD-723	4,0	4,0	4,0
Ваттметр	8	EKF PD-723	0,8	0,8	0,8
Варметр	8	EKF QD-723	0,8	0,8	0,8
Счетчик комплексный	8	EKF WD-723	4,0	4,0	4,0
<i>Итого</i>	-	-	4,8	4,8	4,8

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (4.6.3)$$

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

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

где  $r_{ПР}$  - сопротивление проводов;

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

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

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

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным 0,05 Ом.

Сечение провода определяется по формуле:

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

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

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

Сопротивление провода будет равно [1]:

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

В качестве примера приведем расчет для стороны 110 кВ на ПС 110 кВ Михайловка, согласно формул 4.6.1-4.6.8. На стороне 110 кВ ПС 110 кВ

Михайловка проверке подлежит элегазовый трансформатор тока ТОГФ-110П УХЛ1. Расчет представлен в приложении А. Результаты расчета приведены далее в таблице 4.6.2.

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

$$r_{\text{ПР}} = 20 - 0,48 - 0,05 = 19,75 \text{ Ом}$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 1000}{19,75} = 0,9 \text{ мм}^2$$

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

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

$$Z_2 = 0,2 + 7 + 0,05 = 7,25 \text{ Ом}$$

Расчет трансформаторов тока остальных классов напряжения представлен в приложении А. Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблицах 4.6.2 – 4.6.4.

Таблица 4.6.2 - Результат выбора ТТ 110 кВ ПС 110 кВ Михайловка

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка трансформатора тока	ТОГФ-110П УХЛ1	
Номинальное напряжение, кВ	126	110
Класс точности	5P; 0,5S; 0,2S	
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	50-300	76
Односекундный ток термической стойкости, кА	40	2,64
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	120	6,66
Номинальное значение нагрузки вторичной	20	7,25

обмотки, Ом		
-------------	--	--

Сравнение заводских и расчетных параметров трансформаторов тока в КРУН К-405, марки ТОЛ-35Б-II У2 и КРУН К-59, марки ТОЛ-СЭЦ-10 У2 приведены в таблицах 4.6.6 - 4.6.8.

Таблица 4.6.3 - Результат выбора ТТ 35 кВ ПС 110 кВ Михайловка

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка трансформатора тока	ТОЛ-35Б-II У2	
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Класс точности	5P; 0,5S; 0,2S	

Продолжение таблицы 4.6.3

1	2	3
Номинальный ток первичной обмотки	300 -1500	264
Односекундный ток термической стойкости, кА	25	2,04
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока, кА	80	5,70
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	7,25

Таблица 4.6.4 - Результат выбора ТТ 10 кВ ПС 110 кВ Михайловка

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка трансформатора тока	ТОЛ-СЭЦ-10 У2	
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Класс точности	5P; 0,5S; 0,2S	
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	800-1500	880
Односекундный ток термической стойкости, кА	20	3,66
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока	50	9,59

(ток электродинамической стойкости, кА		
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	7,25

#### 4.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Аналогично с выбором трансформаторов тока, трансформатор напряжения выбирают по номинальному напряжению, проверка сводится к расчету нагрузки вторичной обмотки, куда подключаются цепи вторичной коммутации по напряжению. Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения на объектах представлена в таблице 4.7.1.

Таблица 4.7.1 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения ПС 110 кВ Михайловка

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4
<b>Шины 110 кВ</b>			
Вольтметр	2	ЕКФ VD-721	5
Вольтметр пофазный	2	ЕКФ VD-723	5
Варметр	5	ЕКФ QD-723	20
Счетчик комплексный	5	ЕКФ WD-723	20
<i>Итого</i>	-	-	50
<b>Шины 35 кВ</b>			
Вольтметр	2	ЕКФ VD-721	5
Вольтметр пофазный	2	ЕКФ VD-723	5
Варметр	7	ЕКФ QD-723	28
Счетчик комплексный	7	ЕКФ WD-723	28
<i>Итого</i>	-	-	66
<b>Шины 10 кВ</b>			
Вольтметр	2	ЕКФ VD-721	5
Вольтметр пофазный	2	ЕКФ VD-723	5
Варметр	9	ЕКФ QD-723	36

Счетчик комплексный	9	EKF WD-723	36
<i>Итого</i>	-	-	82

В качестве примера, покажем расчет для ПС 110 кВ Михайловка. На стороне 110 кВ ПС 110 кВ Михайловка проверке подлежит трансформатор напряжения элегазовый марки ЗНОГ-110П\*-0,5/3Р УХЛ1. Результаты расчета трансформатора напряжения на ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Михайловка представлены в далее таблице 4.7.2.

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{82^2 + (82 \cdot 0,65)^2} = 98 \text{ ВА}$$

Подробный расчет представлен в приложении А. Результаты расчета трансформаторов напряжения всех классов напряжения представлен далее в таблицах 4.7.2 – 4.7.4.

Таблица 4.7.2 - Результат выбора ТН 110 кВ ПС 110 кВ Михайловка

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка трансформатора напряжения	ЗНОГ-110П*-0,5/3Р УХЛ1	
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	110	110
Предельная мощность ТН, ВА	210	60

Таблица 4.7.3 - Результат выбора ТН 35 кВ ПС 110 кВ Михайловка

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка трансформатора напряжения	НАМИ-35 У2	
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,2	40,2



Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	35	35
Предельная мощность ТН, ВА	150	79

Таблица 4.7.4 - Результат выбора ТН 10 кВ ПС 110 кВ Михайловка

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка трансформатора напряжения	НАМИ-10 У2	
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12	11,5
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	10	10
Предельная мощность ТН, ВА	180	98

#### 4.8 Система электроснабжения собственных нужд постоянного тока

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

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

Расчет покажем для ПС 110 кВ Михайловка.

Число основных элементов в батарее:

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

где  $U_{ш}$  - напряжение на шинах;

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

В режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{110}{2,15} = 56,$$

в режиме номинального напряжения:

$$n = \frac{110}{1,75} = 63.$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (4.8.2)$$

$$n_{доб} = 63 - 56 = 7.$$

Типовой номер батареи:

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

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

$j$  - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1.05 \cdot \frac{118}{18} = 6,56.$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера.  $N = 7$

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК-7.

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

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

$$I_{Тmax} = 54 \text{ А};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 7 = 322 \text{ A}$$

Следовательно, необходимо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{322}{45} = 7,2.$$

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

$$I_p = \frac{I_{Tmax}}{N} \text{ A.} \quad (4.8.5)$$

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

Выбор параметров ВАЗП:

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

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

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

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

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

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

$$U_{пз} = 2.75 \cdot n, \quad (4.8.8)$$

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

Принимаем к установке стандартное ЗПУ ВАЗП-380/260-40/80-УХЛ4-2.

#### 4.9 Система электроснабжения собственных нужд переменного тока

Электроснабжение обогрева приводов разъединителей и баков выключателей на ПС 110 кВ Михайловка предусматривается от существующих распределительных устройств собственных нужд 380В, выполненных по схеме неявного резерва.

В связи с установкой дополнительного оборудования на ПС 110 кВ Михайловка, следует произвести проверку и выбор новых трансформаторов собственных нужд. Состав собственных нужд ПС 110 кВ Михайловка представлен в таблице 4.9.1.

Таблица 4.9.1 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	Р <sub>уст</sub> , кВт	Q, квар
1	2	3	4
Охлаждение трансформаторов	0,73	20	18,5
Насосная пожаротушения	0,8	48	59,5
Подогрев РУ	1	38	-
Освещение и вентиляция	1	15	-
Отопление и освещение ОПУ	1	35	-
Освещение территории	1	30	-
Прочее	1	41,4	-
Итого		268	78

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,9, \quad (4.9.1)$$

$$S_{рас} = 0,9 \cdot \sqrt{268^2 + 78^2} = 251 \text{ кВА}.$$

Принимаем два трансформатора ТМ – 250/10/0,4. Выполним проверку ТСН по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

$$K_3^{норм} = \frac{251}{2 \cdot 250} = 0,5$$

$$K_3^{авар} = \frac{251}{250} = 1,0$$

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

На ПС 110 кВ Михайловка в настоящее время существуют технические средства ЦСПИ, подлежащие дооснащению в рамках строительства ВОЛС. Согласно заданию на проектирование, дополнительно к существующим техническим средствам ЦСПИ, предусматривается установка отдельных оптических мультиплексоров для организации каналов РЗ и ПА.

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

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

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

В качестве второго канала связи возможна организация:

- цифровых радиорелейных линий;

- спутниковых каналов связи.

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

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

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

В состав АСУ ТП входят:

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

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

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

- устройства электропитания ПТК;

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

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

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

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

Источниками дискретных сигналов являются:

- концевые выключатели, блок-контакты силовых коммутационных аппаратов и реле РПО, РПВ (высоковольтных выключателей, разъединителей и заземляющих ножей, тележек выкатных элементов);
- выходные контакты автономных устройств и подсистем (РЗА, ПА, РАС).

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

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

Основными информационно-технологическими и вспомогательными системами на подстанции являются:

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

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

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

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

- сигналы срабатывания всех ступеней защиты;
- параметры настройки (уставки, ключи) МП устройств РЗА;
- информация о положении режимных ключей и накладок шкафов и панелей в цепях РЗА;
- осциллограммы аварийных процессов;
- данные самодиагностики МП устройств РЗА (с расшифровкой неисправности).

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



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

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

- передача неоперативной технологической информации в диспетчерский центр:

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

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

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

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

## 5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И СЕТЕВАЯ АВТОМАТИКА

В главе представлено выполнение основной цели выпускной квалификационной работы – модернизация устройств РЗА ВЛ 110 кВ РГРЭС – Михайловка с заменой электромеханических панелей со стороны Райчихинской ГРЭС на микропроцессорные терминалы.

ВЛ 220 кВ Михайловка – Михайловка №1 и №2 параллельны, ЛЭП выполнена в одноцепном исполнении. Для выполнения требований ПТЭ и ПУЭ, а также из соображений надежности и однообразности, произведем выбор устройств РЗА на РГРЭС, аналогичные уже установленным устройствам на ПС 110 кВ Михайловка.

В данной главе выполнен выбор устройств РЗА ВЛ 110 кВ РГРЭС – Михайловка со стороны РГРЭС из числа современных микропроцессорных комплексов РЗА. Также в главе выбраны устройства сетевой автоматики подстанционного оборудования ПС 110 кВ Михайловка, осуществляющих функции АПВ, УРОВ и АВР.

В главе произведен расчет уставок, параметров настройки и алгоритмов функционирования выбранных устройств РЗА, а также корректировка уставок уже установленных на ПС 110 кВ Михайловка устройств на основании действующих нормативно-технических документов и руководящих указаний по релейной защите.

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

Итак, для рассматриваемой ВЛ 110 кВ РГРЭС - Михайловка должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от всех видов коротких замыканий. В связи с тем, что в объем модернизации было заложено проектирование канала ВОЛС, имеет смысл заменить основную защиту линии с ДФЗ на более совершенную и упрощенную ДЗЛ на базе современных микропроцессорных комплексов РЗА.

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

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

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

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

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

- 5-ступенчатую дистанционную защиту;
- максимальную токовую защиту;
- 5-ступенчатую токовую защиту нулевой последовательности;
- токовую отсечку;
- автоматика управления выключателем;
- защита от непереключения фаз;
- защита от неполнофазного режима;
- быстродействующее АПВ;
- трёхфазное АПВ;

– устройство резервирования отказа выключателя.

Покажем расстановку выбранных комплексов защит и автоматики на рисунке 5.1.1.

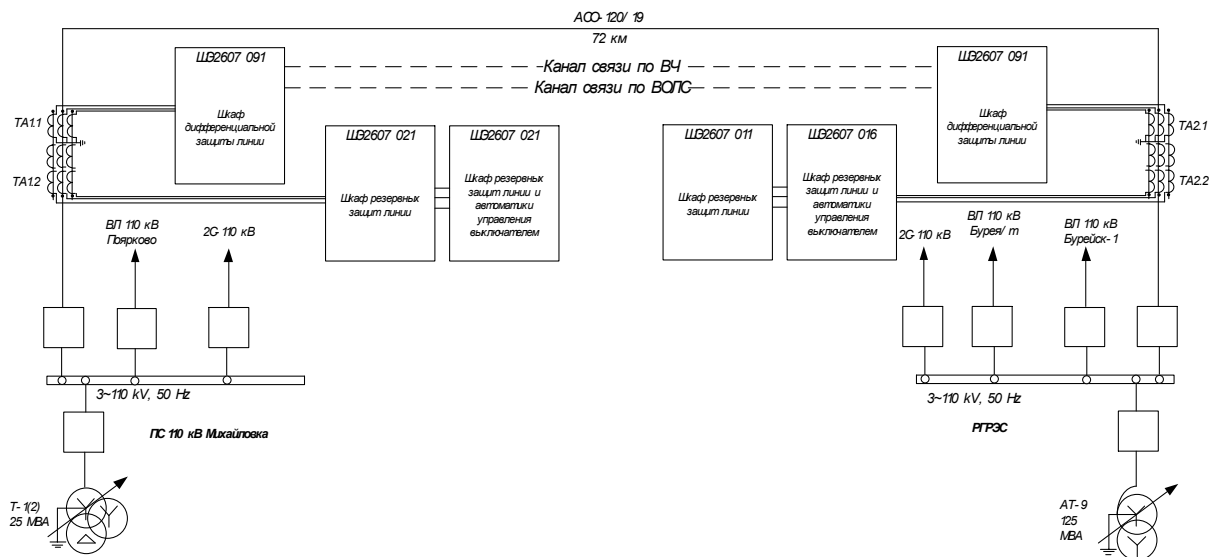


Рисунок 5.1.1 – Места установки выбранных устройств РЗА

## 5.2 Расчет уставок резервных защит ЛЭП

В качестве резервной защиты от межфазных коротких замыканий на ЛЭП является трёхступенчатая дистанционная защита, входящая в состав терминалов БЭ2704 011, БЭ2704 021 на РГРЭС и БЭ2704 016, БЭ2704 021 на ПС 110 кВ Михайловка.

Расчет будет представлен для комплекта ступенчатых защит со стороны ПС 110 кВ Михайловка, расчет со стороны РГРЭС аналогичен и представлен в приложении Б.

Сопротивление срабатывания первой ступени ДЗ:

$$Z_{срI} = 0,85 \cdot Z_{л} \quad (5.2.1)$$

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

$$Z_{cpl} = 0,85 \cdot 35,6 = 30,3 \text{ Ом}$$

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

Уставка срабатывания второй ступени выбирается по двум основным условиям:

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

$$Z_{cplI} = 0,85 \cdot \left( Z_{л.} + \frac{Z_m}{k_{ток}} \right) \quad (5.2.2)$$

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

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

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

Отстройка от КЗ на шинах 110 кВ силового автотрансформатора на ПС 110 кВ Михайловка:

$$Z_{cplI} = 0,85 \cdot \left( 35,6 + \frac{10}{0,226} \right) = 67,8 \text{ Ом}$$

- 2) согласование с 1 ступенью защиты предыдущей ЛЭП;

$$Z_{cplI} = 0,85 \cdot Z_{л.} + \frac{0,66}{K_{ток}} \cdot Z_{л.пред} \quad (5.2.3)$$

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

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

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

Согласование с 1 степенью защиты ВЛ 110 кВ РГРЭС – Бурейск-1(2):

$$Z_{спл} = 0,85 \cdot 35,6 + \frac{0,66}{0,307} \cdot 6,64 = 44,5 \text{ Ом}$$

Согласование с 1 степенью защиты ВЛ 110 кВ РГРЭС – Бурейск/т:

$$Z_{спл} = 0,85 \cdot 35,6 + \frac{0,66}{0,215} \cdot 5,32 = 46,6 \text{ Ом}$$

Таким образом, принимаем наименьшее из значений:

$$Z_{спл} = 44,5 \text{ Ом}$$

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

$$k_{ч}^{II} = \frac{Z_{с.з}^{II}}{Z_{л}}, \quad (5.2.4)$$

$$k_{ч}^{II} = \frac{44,5}{35,6} = 1,25 > 1,2$$

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

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

$$t_{с.з}^{II} = t_{с.з.сМ}^I + \Delta t , \quad (5.2.5)$$

$$t_{с.з}^{II} = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с}$$

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

$$Z_{сз}^{III} = \frac{U_{мин}}{\sqrt{3} \cdot k_{сз} \cdot I_{раб.макс} \cdot k_n \cdot k_v \cdot \cos(\varphi_l - \varphi_{раб})} , \quad (5.2.6)$$

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

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

$k_{сз}$  – коэффициент самозапуска;

$k_n$  – коэффициент надежности;

$k_v$  – коэффициент возврата реле;

$\varphi_l$  – угол линии, °;

$\varphi_{раб}$  – угол нагрузки, °;

$$Z_{сз}^{III} = \frac{0,9 \cdot 110}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 400 \cdot 1,2 \cdot 0,95 \cdot \cos(60 - 30)} = 96,3 \text{ Ом}$$

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

$$k_q^{III} = \frac{Z_{с.з}^{III}}{Z_l + Z_{см.л}} \quad (5.2.7)$$

$$k_q^{III} = \frac{96,3}{38,9} = 2,5 > 1,2$$

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

$$t_{с.з}^{III} = t_{с.з.пред}^{II} + t_{кач} + \Delta t, \quad (5.2.8)$$

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

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

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

$$t_{с.з}^{III} = 0,5 + 2,0 + 0,5 = 3,0 \text{ с}$$

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

$$X_{уст} = \frac{Z_{уст} \cdot (1 + \sin \varphi_{МЧ})}{2} \quad (5.2.9)$$

$$R_{уст} = \frac{Z_{уст}}{2 \cdot \sin \varphi_{МЧ}} \quad (5.2.10)$$

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



$\varphi_{мч}$  - УГОЛ МАКСИМАЛЬНОЙ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ЛИНИИ.

Например, для 1 ступени ДЗ:

$$X_{уст} = \frac{30,3 \cdot (1 + \sin 60)}{2} = 28,2 \text{ Ом}$$

$$R_{уст} = \frac{30,3}{2 \cdot \sin 60} = 17,5 \text{ Ом}$$

Вектор нагрузочного режима:

$$Z_{нагр} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{раб.макс.лэп}} \quad (5.2.11)$$

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

$$Z_{нагр} = \frac{110000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 160 \text{ Ом}$$

$$\varphi_{нагр} = 30^0$$

Расчет уставок ДЗ ВЛ 110 кВ РГРЭС – Михайловка со стороны аналогичный, так как устройство РЗА, выбранное на обоих рассматриваемых объектах имеют одинаковые методики расчета и ссылаются на руководящие указания по релейной защите. Бланки параметрирования рассчитанных устройств представлены в таблицах 5.2.1 и 5.2.2.

Таблица 5.2.1 – Результаты расчета ДЗ ВЛ 110 кВ РГРЭС - Михайловка со стороны ПС Михайловка

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Уставка по оси Х характеристики I ступени, Ом	28,2	3,1
Уставка по оси R характеристики I ступени, Ом	17,5	1,9
Наклон характеристики I ступени, °	60	
Уставка по оси Х характеристики II ступени, Ом	41,5	4,5
Уставка по оси R характеристики II ступени, Ом	25,8	2,8
Наклон характеристики II ступени, °	60	
Уставка по оси Х характеристики III ступени, Ом	89,7	9,8
Уставка по оси R характеристики III ступени, Ом	55,7	6,1
Наклон характеристики III ступени, °	60	
Задержка на срабатывание I ст. ДЗ, с	0,05	
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с	0,5	
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с	3,0	

Таблица 5.2.2 – Результаты расчета ДЗ ВЛ 110 кВ РГРЭС - Михайловка со стороны РГРЭС

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3

Уставка по оси X характеристики I ступени, Ом	28,2	3,1
Уставка по оси R характеристики I ступени, Ом	17,5	1,9
Наклон характеристики I ступени, °	60	

Продолжение таблицы 5.2.2

1	2	3
Уставка по оси X характеристики II ступени, Ом	39,0	4,3
Уставка по оси R характеристики II ступени, Ом	24,2	2,6
Наклон характеристики II ступени, °	60	
Уставка по оси X характеристики III ступени, Ом	74,7	8,2
Уставка по оси R характеристики III ступени, Ом	46,4	5,1
Наклон характеристики III ступени, °	60	
Задержка на срабатывание I ст. ДЗ, с	0,05	
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с	0,5	
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с	3,0	

Далее представлен расчет уставок резервной защиты от замыканий на землю. В качестве данной защиты принята четырехступенчатая токовая защита нулевой последовательности с органом направления мощности в составе комплектов защит: БЭ2704 011, БЭ2704 021 на РГРЭС и БЭ2704 016, БЭ2704 021 на ПС 110 кВ Михайловка.

Расчет ТЗНП ВЛ 110 кВ РГРЭС – Михайловка показан со стороны ПС 110 кВ Михайловка, расчет со стороны РГРЭС аналогичен и представлен в приложении Б.

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

$$I_{0,сз}^I = k_{отс} \cdot I_{0,кз.расч} \quad (5.2.12)$$

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

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

$$I_{0,сз.}^I = 1,3 \cdot 2130 = 2769 \text{ A}$$

2130 А – утроенный ток нулевой последовательности при КЗ на шинах Райчихинской ГРЭС.

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

$$t_{сз}^I = 0 + t_{НПФ} \quad (5.2.13)$$

где  $t_{НПФ}$  - расчетное время неполнофазного включения выключателя.

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

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

$$I_{0.сз}^{II} = k_{отс} \cdot k_{ток} \cdot I_{0.сз.пред}^I \quad (5.2.14)$$

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

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

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

Согласование с 1 ступенью защиты ВЛ 110 кВ РГРЭС – Бурейск-1(2):

$$I_{0.сз}^{II} = 1,3 \cdot 0,25 \cdot 2847 = 925 \text{ A}$$

Согласование с 1 ступенью защиты ВЛ 110 кВ РГРЭС – Бурей/т:

$$I_{0.сз}^{II} = 1,3 \cdot 0,3 \cdot 4849 = 1891 \text{ A}$$

Согласование с 1 ступенью защиты АТ-9:

$$I_{0.сз}^{II} = 1,3 \cdot 0,4 \cdot 4246 = 2217 \text{ A}$$

Выбираем наибольшее значение:

$$I_{0.сз}^{II} = 2217 \text{ A}$$

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

$$t_{сз}^{II} = t_{созл} + t_{УРОВ} + \Delta t \quad (5.2.15)$$

где  $t_{УРОВ}$  - время работы УРОВ смежной ПС. Принимаем, что на шинах 110 кВ РГРЭС время работы УРОВ выключателей 110 кВ принято 0,3 с.

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

Ток срабатывания 3 ступени защиты выбирается:

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

$$I_{сз}^{III} = k_{отс} \cdot I_{БТН} \quad (5.2.16)$$

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

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

$$I_{сз}^{III} = 1,1 \cdot 630 = 693 \text{ А}$$

630 А – рабочий ток автотрансформатора АТ-9.

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

$$t_{сз}^{III} = t_{согл} + \Delta t \quad (5.2.17)$$

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

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

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{I_{0\text{кз}}}{I_{0\text{сз}}^{\text{III}}} \quad (5.2.18)$$

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{2130}{693} = 3,1 > 1,2$$

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

$$I_{\text{сз}}^{\text{IV}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз.тр}} \quad (5.2.19)$$

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

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

$$I_{\text{сз}}^{\text{IV}} = 0,3 \cdot 597 = 179 \text{ A}$$

$$k_{\text{ч}}^{\text{IV}} = \frac{2163}{179} = 12,0 > 1,2$$

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

$$t_{\text{сз}}^{\text{IV}} = t_{\text{созл}} + \Delta t \quad (5.2.20)$$

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

Далее покажем расчет МТО со стороны ПС Михайловка.

Ток срабатывания реле тока отсечки определяется по формуле:

$$I_{срМТО} = k_{отс} \cdot I_{кз} \quad (5.2.21)$$

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

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

$$I_{срМТО} = 1,3 \cdot 1200 = 1560 \text{ А}$$

Подробный расчет и расчет ТЗНП и МТО приведен в приложении Б. Результаты расчетов токовых защит сведены в таблицы 5.2.3 и 5.2.4. Расчет чувствительности МТО определяется графически. Графический расчет МТО представлен на рисунке 5.2.5.

Таблица 5.2.3 – Результаты расчета ТЗНП и МТО ВЛ 110 кВ РГРЭС - Михайловка со стороны ПС Михайловка

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Ток срабатывания ПО I ст. ТНЗНП, А	2769	23,1
Ток срабатывания ПО II ст. ТНЗНП, А	2217	18,5
Ток срабатывания ПО III ст. ТНЗНП, А	693	5,8
Ток срабатывания ПО IV ст. ТНЗНП, А	179	1,5
Задержка на срабатывание I ст. ТНЗНП, с	0,3	
Задержка на срабатывание II ст. ТНЗНП, с	1,1	
Задержка на срабатывание III ст. ТНЗНП, с	1,6	
Задержка на срабатывание IV ст. ТНЗНП, с	2,1	



Ток срабатывания ПО МФТО, А	1560	13,0
Задержка на срабатывания ПО МФТО, с	0,05	
Орган направления мощности, предусмотрен/не предусмотрен	Предусмотрен	
Блокировка токового органа при работе защит от межфазных КЗ, предусмотрена/не предусмотрена	Предусмотрена	
МФТО, предусмотрена/не предусмотрена	Предусмотрена	
Режим работы МФТО	Введена постоянно	

Таблица 5.2.4 – Результаты расчета ТЗНП и МТО ВЛ 110 кВ РГРЭС - Михайловка со стороны РГРЭС

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Ток срабатывания ПО I ст. ТНЗНП, А	2249	18,7
Ток срабатывания ПО II ст. ТНЗНП, А	693	8,0
Ток срабатывания ПО III ст. ТНЗНП, А	554	4,6
Ток срабатывания ПО IV ст. ТНЗНП, А	116	0,96
Задержка на срабатывание I ст. ТНЗНП, с	0,3	
Задержка на срабатывание II ст. ТНЗНП, с	1,1	
Задержка на срабатывание III ст. ТНЗНП, с	1,6	

Задержка на срабатывание IV ст. ТНЗНП, с	2,1	
Ток срабатывания ПО МФТО, А	1105	9,2
Задержка на срабатывания ПО МФТО, с	0,05	
Орган направления мощности, предусмотрен/не предусмотрен	Предусмотрен	
Блокировка токового органа при работе защит от межфазных КЗ, предусмотрена/не предусмотрена	Предусмотрена	
МФТО, предусмотрена/не предусмотрена	Предусмотрена	
Режим работы МФТО	Введена постоянно	

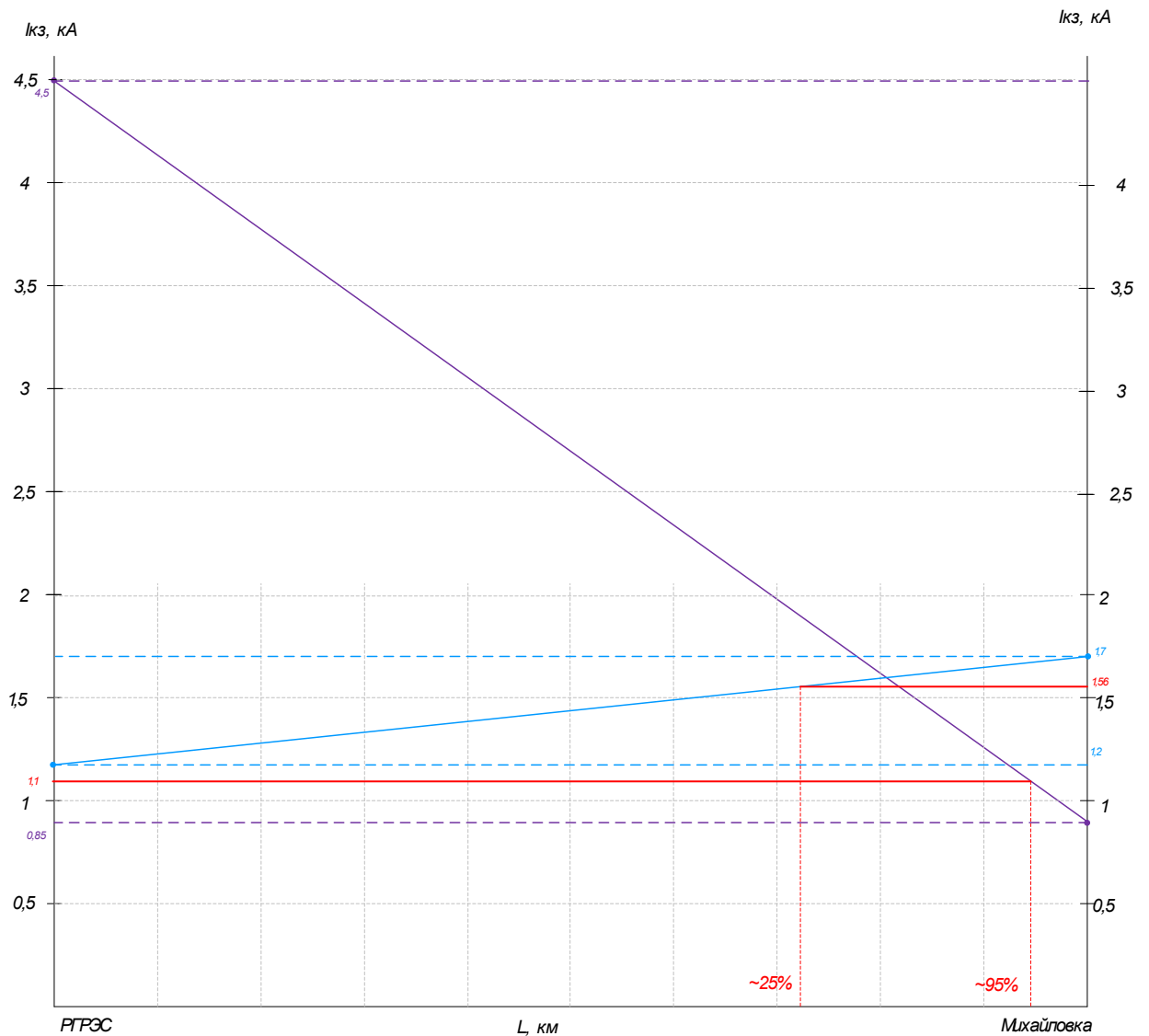


Рисунок 5.2.1 – Кривые спадаения токов трёхфазного КЗ для определения эффективности МФТО

### 5.3 Расчет уставок основной защиты ЛЭП

В качестве основной защиты ВЛ 110 кВ РГРЭС - Михайловка принята ДЗЛ в составе шкафа ЭКРА – ШЭ2607 091 (терминал БЭ2710 091). Дифференциальная защита двухконцевой линии основана на пофазном сравнении векторов токов по концам защищаемой линии. Для отстройки от возможных небалансов в дифференциальном токе при внешних КЗ применено торможение с возможностью выбора способа задания формирования тормозной величины.

Комплект терминалов, установленных на разных концах ВЛ,

представляет собой устройство с единой системой векторов сигналов (токов). Для этого в терминалах обеспечивается одновременность взятия цифровых отсчетов аналоговых сигналов и синхронность цифровой обработки сигналов.

Связь между полуккомплектами ДЗЛ реализована по выделенному оптическому каналу ВОЛС, организованному в грозотросе ВЛ 110 кВ РГРЭС - Михайловка.

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

$$I_C \geq 3,43 \cdot 10^{-6} C_{уд} l_L f_{НОМ} U_{НОМ}, \quad (5.3.1)$$

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

$l_L$  - длина линии, км;

$f_{НОМ}$  - номинальная частота, Гц;

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

$$I_{СЗ} \geq k_{отс} \cdot I_C, \quad (5.3.2)$$

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

$$I_C \geq 3,43 \cdot 10^{-6} \cdot 10 \cdot 72 \cdot 50 \cdot 110 = 13,87 \text{ А.}$$

$$I_{СЗ} \geq 4 \cdot 13,87 = 55 \text{ А}$$

Отстройка от нагрузочного режима:

$$I_{СЗ} \geq I_{нагр};$$

Ток нагрузки принимаем максимальный из рассчитанных.

$$I_{C3} \geq 400 \text{ A}$$

Принимаем  $I_{C3} = 400 \text{ A}$ .

Коэффициент чувствительности согласно ПУЭ  $k_q \geq 2$ .

$$k_q \geq \frac{1000}{400} = 2,5$$

Определение характеристик торможения. Используем секторную характеристику несрабатывания ДЗЛ, представленную на рисунке 5.3.1.

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

$$\tau = \frac{X}{\omega R} \tag{5.3.3}$$

$$\tau = \frac{0,427}{314 \cdot 0,249} = 5,5 \text{ мс}$$

Кратность тока КЗ составит:

$$K = \frac{7330}{400} = 18$$

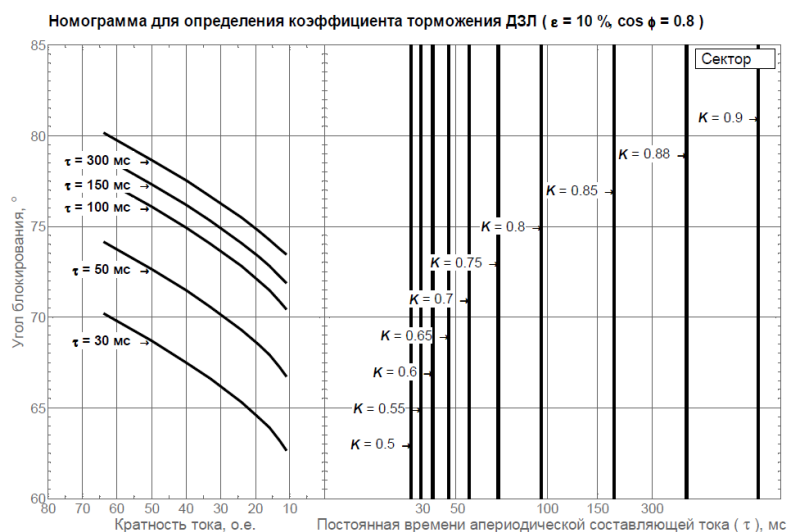


Рисунок 5.3.1 - Номограмма для определения коэффициента торможения и угла блокировки ДЗЛ

$$k_{ТОРМ} = 0,5 \quad \phi_{БЛОК} = 65^{\circ}$$

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

Таблица 5.3.1 – Результаты расчёта ДЗЛ ВЛ 110 кВ РГРЭС - Михайловка

Параметр (первич/вторич)	Диапазон (первич/вторич)	Значение	
		Первичное	Вторичное
1	2	3	4
Базисный ток, А/А	300 – 2000 / 0,1 – 16,0	1000	8,33
Ток срабатывания ДЗЛ, А/о.е.	200 – 2000 / 0,2-2	400	0,4
Коэффициент торможения ДЗЛ, о.е.	0,3 – 0,9	0,5	

1	2	3	4
Вид торможения	Сумма модулей, сумма векторов, сектор	Сектор	
Угол сектора блокировки, °	0 – 89	65	
Компенсация ёмкостного тока	Предусмотрена/ не предусмотрена	Не предусмотрена	
Работа на ВЛ с ответвлениями	Предусмотрена/ не предусмотрена	Не предусмотрена	
Задержка на срабатывание ДЗЛ, с	0 – 0,150	0,05	

Характеристика ДЗЛ представлена на рисунке 5.3.2.

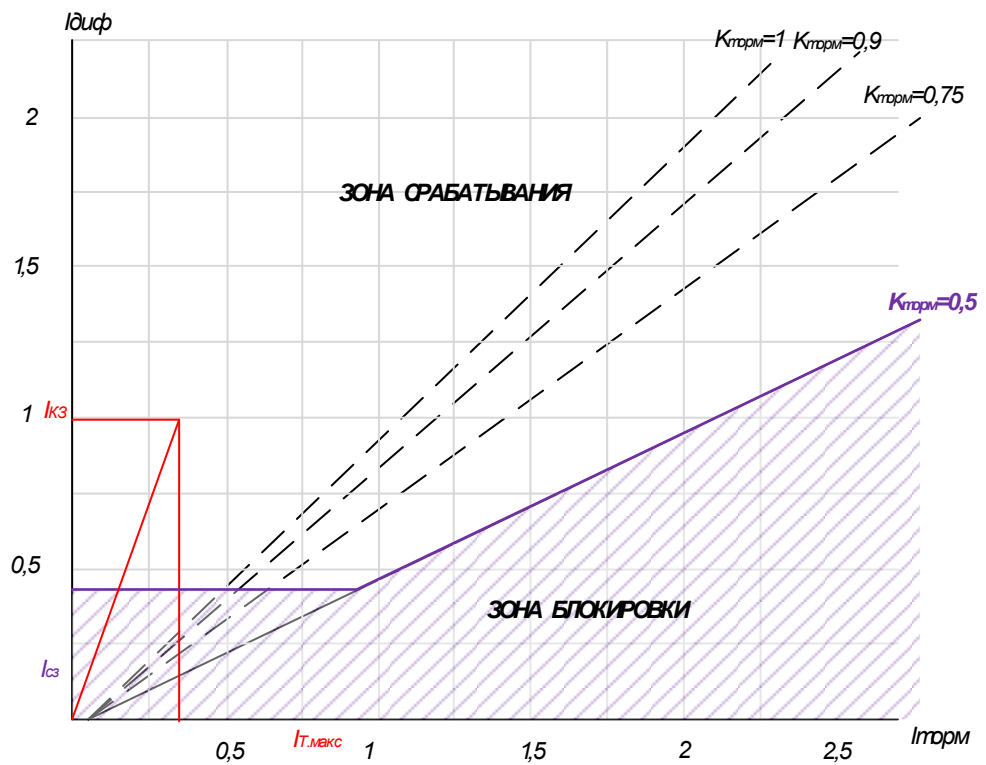


Рисунок 5.3.2 – Характеристика работы ДЗЛ БЭ2704 091

## 5.4 Расчет параметров сетевой автоматики

### 5.4.1 Автоматическое повторное включение ЛЭП 110 кВ

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

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

1) отключении выключателя персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;

2) автоматическом отключении от релейной защиты непосредственно после включения персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;

3) отключении выключателя защитой от внутренних повреждений трансформаторов и вращающихся машин, устройствами противоаварийной автоматики, а также в других случаях отключений выключателя, когда действие АПВ недопустимо. Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы была исключена возможность многократного включения на КЗ при любой неисправности в схеме устройства. Устройства АПВ должны выполняться с автоматическим возвратом. [8]

Рассмотрим однократное однофазное АПВ ВЛ 110 кВ РГРЭС - Михайловка. При повреждении линию следует отключить с обеих сторон, что необходимо для деионизации воздушного промежутка в месте КЗ. Выдержка времени на срабатывание:

$$t_{АПВ-1} \geq t_{2.n.} + t_{зан.}; \quad (5.4.1)$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{д.с.} - t_{вкл.Q} + t_{зан.}; \quad (5.4.2)$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{защ.2.мах} - t_{защ.1.мин} + t_{откл.Q2} - t_{откл.Q1} - t_{вкл.Qi} + t_{д.с} + t_{зан.}; \quad (5.4.3)$$



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

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

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

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

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

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

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

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

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

Таким образом, можно записать выражения:

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

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

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

Окончательно принимаем:

$$t_{АПВ-1} = 3,5 \text{ с}$$

Для рассматриваемой сети 110 кВ ВЛ 110 кВ РГРЭС – Михайловка работает в транзитном режиме, следовательно, стоит выбрать режимы работы

АПВ с обеих сторон. Ввиду того, что опробование линии со стороны станции не рекомендуется с точки зрения угрозы устойчивости генерирующего оборудования, принимаем следующие режимы работы АПВ:

– со стороны ПС 110 кВ Михайловка – КОН;

– со стороны РГРЭС – КНН.

#### 5.4.2 Устройство резервирования отказа выключателя 110 кВ

Расчет уставки тока срабатывания:

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot I_{ном} \quad (5.4.4)$$

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

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

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

Расчет уставки времени срабатывания УРОВ:

$$t_1 = t_{откл.Q} + t_{возв} + t_{зан} + t_{погр} \quad (5.4.5)$$

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

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

$t_{зан}$  - время запаса (0,1 с)

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

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

Окончательно принимаем рекомендованное производителем значение:

$$t_1 = 0,25 \text{ с}$$

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

$$t_2 = 0,1 \text{ с}$$

### 5.4.3 Автоматический ввод резерва в сети потребителя

В практических расчётах обычно принимается условие:

$$U_{c.p.l} = (0,25 \div 0,4) \cdot U_{ном} \quad (5.4.6)$$

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

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

$$t_{1AKQ} = t'_{p.z.макс} + \Delta t, \quad (5.4.7)$$

$$t_{1AKQ} = t''_{p.z.макс} + \Delta t, \quad (5.4.8)$$

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

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

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

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

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

Уставка реле контроля напряжения на резервном источнике питания:

$$U_{cp2} \geq \frac{U_{мин.раб}}{k_n \cdot k_v}, \quad (5.4.9)$$

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

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

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

Выдержка времени реле однократного включения:

$$t_{РОВ} = t_{вкл.Q} + t_{зан.}, \quad (5.4.10)$$

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

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

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

Окончательно:

$$U_{cp} = 5,3 \text{ кВ}$$

$$t_{cp} = 4 \text{ с}$$

## 6 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

### 6.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет

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

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

Определение величины стационарного сопротивления заземления контура ОРУ.

Удельное эквивалентное сопротивление грунта с учетом коэффициента сезонности.

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

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

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

В целях улучшения растекания тока, заземлители закладываются в грунт на глубину 0,5 – 0,7 м (для вертикальных заземлителей это глубина

закладки верхней кромки), т.к. на глубине грунт в меньшей степени подвержен высыханию в жаркие летние месяцы года.

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

Сопротивление горизонтальных электродов

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

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

Сопротивление вертикальных электродов

$$R_{\text{В}} = \frac{\rho_{\text{з}}}{2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{4l(2h_{\text{з}} + l)}{d(4h_{\text{з}} + l)} \quad (6.1.3)$$

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

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

$$R_{\text{М}} = \frac{R_{\text{В}} R_{\Gamma}}{n_{\text{В}} R_{\Gamma} + n_{\Gamma} R_{\text{В}}} \quad (6.1.4)$$

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

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

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

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

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

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

Принимаем нормативное расстояние между полосами сетки, равное 5 м.

Тогда общая длина горизонтальных полос в сетке:

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

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

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

В этом случае число ячеек:

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

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

Принимаем  $m=25$ .

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

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

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

Определяем количество вертикальных электродов

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

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

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

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

где  $L$  – длина горизонтальных электродов;

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

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

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



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

Стационарное сопротивление заземления подстанции:

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

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

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

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

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

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

Импульсное сопротивление заземляющего контура:

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

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

## 6.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Расчёт зоны защиты молниеотводов.

Размеры открытой части рассматриваемого распределительного устройства ПС 110 кВ Михайловка – 110x135 м. Территория распределительного устройства подстанции защищается от прямых ударов молнии двумя отдельно стоящими стержневыми молниеотводами, установленными на базе мачтовых опор ПМ-20, высотой 20,1 м и молниеприёмниками, установленными на линейных порталах, высотой 20,1 м.

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

Высота молниеотводов:

$$h_1 = 20,1 \text{ м,}$$

$$h_2 = 20,1 \text{ м,}$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{12} = 55 \text{ м,}$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{\text{эфи}} = 0.85h_i \tag{6.2.1}$$

$$h_{\text{эф1}} = 0.85h_1 = 0,85 \cdot 20,1 = 17,085 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

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

$$r_{01} = (1.1 - 0.002 \cdot 20,1)20,1 = 21,3 \text{ м.}$$

Далее покажем расчет зоны защиты молниеотвода М01 на уровне ввода трансформатора. Высота защищаемого объекта:  $h_x=3,9$  м. Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

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

$$r_{x1} = 17,4 \left( 1 - \frac{3,9}{17,085} \right) = 16,44 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между М01 и М02:

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

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

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

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

Таблица 6.2.1 – Результаты расчета зон молниезащиты

Параметр					Значение			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Молниеотвод	М01	М02	М03	М04	М05	М06	М07	М08
Высота, м	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1
Эффективная высота, м	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1
Радиус зоны защиты на уровне земли, м	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3
Радиус зоны защиты на уровне защищаемого трансформатора, м	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4
Радиус зоны защиты на уровне линейного портала, м	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3

### 6.3 Оценка надежности молниезащиты

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

Волновое сопротивление ошиновки составляет:

$$Z_{ош} = 318,762 \text{ Ом.}$$

Разрядное напряжение для импульса отрицательной полярности:

$$U_{50\%} = 569,954 \text{ кВ;}$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ош}} \tag{6.3.1}$$

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

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

$$p_{np} = e^{-0.04 \cdot I_{кр}} \quad (6.3.2)$$

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

Импульсное сопротивление заземлителя:  $R_u = 0,399$  Ом;

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

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

Вероятность обратного перекрытия при ударах молнии в гирлянду изоляторов:

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

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

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

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

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

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

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

Максимальная высота сооружения на РУ:

$$h_c = 11 \text{ м.}$$

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

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

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

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

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{2,4} \quad (6.3.6)$$

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{2,4} = 0,05 \cdot 49 = 2,45;$$

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

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

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

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

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

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

#### 6.4 Выбор и проверка ОПН

Для проверки принимаем следующие типы ОПН:

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

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

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

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot 110 = 126 \text{ кВ}$$

Соответствующее минимальное длительное рабочее напряжение ОПН:

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

С учетом максимального по ПУЭ (для сети с эффективно заземлённой

нейтралью) значения коэффициента замыкания на землю (1,4).

$$U_{нро} = 1,4 \cdot 1,05 \cdot \frac{126}{\sqrt{3}} = 107 \text{ кВ}$$

Остающееся напряжение ограничителя при грозовых перенапряжениях при импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой 10000 А при номинальном напряжении 110 кВ составляет 335 кВ. Остающееся напряжение ограничителя при коммутационных перенапряжениях при импульсе тока с длительностью фронта 30 мкс и при амплитуде тока 1000 А (500 А):

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

$$U_{ост.к} = \frac{340}{1,2} = 284 \text{ кВ}$$

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

$$U_{ки} = k_u \cdot k_k \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исн50} \quad (6.4.4)$$

$$U_{ки} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 198 = 340 \text{ кВ}$$

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

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

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

Значение тока взрывобезопасности:

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



$$I_{\text{об}} = 1,2 \cdot 2,66 = 3,2 \text{ кА}$$

Длина пути утечки ОПН определяется по формуле:

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

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

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

где  $\lambda_3$  - 2,8 см/кВ для I степени загрязнения.

$$L_{\text{ут.обор}} = 1,2 \cdot 2,8 \cdot 126 = 425 \text{ см}$$

Результаты расчета для остальных классов напряжения приведен в приложении В. Технические параметры выбранных ОПН представлены в таблицах 6.4.1 – 6.4.3.

Таблица 6.4.1 – Технические характеристики ОПН-110/126/10/900

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	126	126
Длительное рабочее напряжение, кВ	126	126
Номинальное напряжения ОПН, кВ	110	110
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	900	340
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	900	440

## Продолжение таблицы 6.4.1

1	2	3
Ток взрывобезопасности, кА	30	2,97
Длина пути утечки оборудования, см	1000	850
Класс энергоёмкости ОПН, кДж	До 10	5,1

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

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

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

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

## 7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной главе рассмотрены вопросы безопасности и экологичности на объекте, обеспечивающим питание, в основном, бытовых и легкопромышленных потребителей. ПС 110 кВ Михайловка – объект электроэнергетики, обеспечивающий транзит мощности в центральном энергорайоне Амурской области от Райчихинской ГРЭС потребителям Благовещенского, Тамбовского и Михайловского районов.

Установленная мощность модернизированной ПС 110 кВ Михайловка составляет 2х16 МВА. Итак, на территории объекта расположены:

- оборудование ОРУ 110 кВ с выключателями с элегазовой изоляцией типа ВГТ-110П-1К-ОП-25/1600 УХЛ1;

- КРУН 35 кВ типа КРУН К-405 производства Чебоксарского электромеханического завода. В состав данного КРУН входит следующее оборудование:

- выключатели вакуумные ВВС-35-31,5-П/1600 У2
- измерительные трансформаторы тока ТОЛ-35Б-П У2;
- измерительные трансформаторы напряжения НАМИ-35 У2;
- ограничители перенапряжения ОПНп-35/40/10/760.

- КРУ 10 кВ типа К-59 производителя г. Чебоксары ЗАО «Промэнерго».

В состав данного КРУН входит следующее оборудование:

- выключатели вакуумные ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-20/1000 У2;
- измерительные трансформаторы тока ТОЛ-СЭЦ-10 800/5;
- измерительные трансформаторы напряжения НАМИ-10 У2;
- ограничители перенапряжения ОПНп-10/12/10/600 УХЛ1.
- 2 силовых трансформатора ТДТН-16000/110/35/10 У1;
- 2 трансформатора собственных нужд наружной установки ТМ-630/10/0,4 У1.

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

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

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

### **7.1 Безопасность**

Применяемые на ПС 110 кВ Михайловка электрооборудование, электротехнические изделия и материалы соответствуют требованиям государственных стандартов или технических условий, утвержденных в установленном порядке.

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

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

На ПС 110 кВ Михайловка обеспечена возможность легкого распознавания частей, относящихся к отдельным элементам (простота и наглядность схем, надлежащее расположение электрооборудования, надписи, маркировка, расцветка).

Электроустановки на ПС 110 кВ Михайловка по условиям электробезопасности разделяются на электроустановки напряжением до 1 кВ

и электроустановки напряжением выше 1 кВ (по действующему значению напряжения).

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

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

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

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

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

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

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

## **7.2 Экологичность**

Электроустановки должны удовлетворять требованиям действующих нормативных документов об охране окружающей природной среды по допустимым уровням шума, вибрации, напряженностей электрического и магнитного полей, электромагнитной совместимости. В электроустановках должны быть предусмотрены сбор и удаление отходов: химических веществ, масла, мусора, технических вод и т.п. В соответствии с действующими требованиями по охране окружающей среды должна быть исключена возможность попадания указанных отходов в водоемы, систему отвода ливневых вод, овраги, а также на территории, не предназначенные для хранения таких отходов. [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 35 кВ ТДН-10000/35/10 У1.

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.

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м<sup>2</sup>; в течение 30 мин;

3) устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и др. подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.;

4) маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике;

Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

Дно маслоприемника (заглубленного и незаглубленного) должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приемка и быть засыпано чисто промытым

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

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

Допускается не производить засыпку дна маслоприемников по всей площади гравием. При этом на системах отвода масла от трансформаторов (реакторов) следует предусматривать установку огнепреградителей;

6) при установке маслonaполненного электрооборудования на железобетонном перекрытии здания (сооружения) устройство маслоотвода является обязательным;

7) маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическим стационарными устройствами и гидрантами на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50% масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч. Маслоотводы могут выполняться в виде подземных трубопроводов или открытых кюветов и лотков;

8) маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформаторов, реакторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80% общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, ограждения маслоприемника и маслосборника должны быть защищены маслостойким покрытием.

Параметры трансформатора представлены в таблице 7.2.1.

Таблица 7.2.1 – Параметры рассматриваемого силового трансформатора



Параметр	Значение
1	2
Марка	ТДТН-16000/110/35/10 У1
Мощность, МВА	16
Масса полная, т	26
Масса масла, т	7
Высота, м	4,82
Длина, м	4,92
Ширина, м	3,39

На ПС Базовая планируется к установке маслоприёмник без отвода масла. Объем масла вычисляется по выражению [12]:

$$V = \frac{m}{\rho_m} \quad (7.2.1)$$

где  $\rho_m$  - плотность трансформаторного масла, для масла марки Т-750 –

$$\rho_m = 895 \text{ кг} / \text{м}^3.$$

$$V = \frac{7}{0,895} = 7,8 \text{ м}^3,$$

Для трансформатора на ПС Базовая принимаем прямоугольный незаглубленный маслоприёмник емкостью 7,8 м<sup>3</sup> с установкой металлической решетки на нём, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м.

Зная объем, который занимает масло и площадь, отводимая под маслоприемник можно определить высоту забора маслоприемника.

Площадь маслоприёмника:

$$S = L' \cdot B', \quad (7.2.2)$$

Длина маслоприемника:

$$L' = L + \Delta \quad (7.2.3)$$

где  $L$  - длина трансформатора, м;

$\Delta$  - размер выступа за габариты единичного электрооборудования, зависящий от массы трансформаторного масла, находящегося в электрооборудовании, м.

$$L' = 4,92 + 1 \cdot 2 = 6,92 \text{ м}$$

Ширина маслоприемника:

$$B' = B + \Delta \quad (7.2.4)$$

где  $B$  - ширина трансформатора, м.

$$B' = B + \Delta = 3,39 + 2 \cdot 1 = 5,39 \text{ м}$$

$$S = 6,92 \cdot 5,39 = 37,3 \text{ м}^2$$

Зная габариты трансформатора, найдём площадь поверхности, на которую поступает вода на пожаротушение.

$$S' = 2 \cdot [(H \cdot B) + (H \cdot L)] \quad (7.2.5)$$

$$S' = 2 \cdot [(4,82 \cdot 3,39) + (4,82 \cdot 4,92)] = 80,1 \text{ м}^2$$

Зная площадь поверхности, на которую поступает вода и её количество, можно найти объём воды необходимый на пожаротушение.

$$V' = 0,8 \cdot l \cdot t \cdot (S' + S) \quad (7.2.6)$$

$$V' = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 1800 \cdot (37,3 + 80,1) = 33,8 \text{ м}^3$$

Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм. Отсюда глубина маслоприемника равна:

$$h = \frac{V}{S} + \frac{V'}{S} + h_1 + h_2 \quad (7.2.7)$$

где  $h_1 = 0,25 \text{ м}$  – толщина гравийной засыпки.

$$h = \frac{7,8}{37,3} + \frac{33,8}{37,3} + 0,25 + 0,05 = 1,42 \text{ м}$$

### 7.3 Чрезвычайные ситуации

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

Правительственная комиссия по обеспечению безопасности электроснабжения (федеральный штаб) является координационным органом, образованным для обеспечения согласованности действий федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, штабов по обеспечению безопасности электроснабжения, создаваемых в субъектах Российской Федерации в соответствии с Федеральным законом "Об электроэнергетике", организаций

топливно-энергетического комплекса, транспорта и других заинтересованных организаций целях реализации государственной политики в области обеспечения безопасности электроснабжения.

Федеральный штаб осуществляет свою деятельность во взаимодействии с федеральными органами исполнительной власти, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, региональными штабами и организациями.

Основными задачами федерального штаба являются:

- а) координация деятельности региональных штабов;
- б) обеспечение согласованности действий федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и организаций при решении вопросов предотвращения и ликвидации последствий нарушения электроснабжения, организации безопасной эксплуатации объектов электроэнергетики и энергетических установок потребителей электрической энергии;
- в) координация оперативного информационного обмена между федеральными органами исполнительной власти, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации и субъектами электроэнергетики в случае возникновения внештатных ситуаций на объектах электроэнергетики.

Федеральный штаб с целью выполнения возложенных на него задач осуществляет следующие функции:

- а) организует взаимодействие с региональными штабами, субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии, в том числе в случае созыва в установленном порядке заседаний региональных штабов при возникновении режима с высокими рисками нарушения электроснабжения, возникновении или угрозе возникновения аварийных электроэнергетических режимов на территории двух или более субъектов Российской Федерации;
- б) рассматривает прогнозы развития ситуации в условиях режима с высокими рисками нарушения электроснабжения либо при возникновении или угрозе возникновения аварийных электроэнергетических режимов;

в) рассматривает оперативные вопросы обеспечения безопасности электроснабжения;

г) организует проведение согласительных процедур по урегулированию разногласий между субъектами электроэнергетики, потребителями электрической энергии и поставщиками топлива при возникновении либо угрозе возникновения аварийных электроэнергетических режимов.

Федеральный штаб в пределах своей компетенции имеет право:

а) запрашивать у федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, региональных штабов и организаций необходимые материалы и информацию;

б) заслушивать на своих заседаниях представителей федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, региональных штабов и организаций;

в) привлекать для участия в своей работе представителей федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, региональных штабов и организаций;

г) вносить в установленном порядке в Правительство Российской Федерации предложения по вопросам, требующим решения Президента Российской Федерации или Правительства Российской Федерации;

д) направлять федеральным органам исполнительной власти, органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации и организациям рекомендации по принятию мер для предотвращения и ликвидации последствий нарушения электроснабжения, а также при необходимости давать указания федеральным органам исполнительной власти и региональным штабам.

Решения федерального штаба, принимаемые в соответствии с его компетенцией, являются обязательными для всех органов исполнительной власти и региональных штабов.

Состав федерального штаба утверждается Правительством Российской Федерации. Руководителем федерального штаба является Министр энергетики Российской Федерации, который организует работу федерального штаба и несет ответственность за выполнение возложенных на него задач. Руководитель федерального штаба имеет заместителей.

Заседания федерального штаба созываются по решению руководителя федерального штаба или его заместителя и проводятся по мере необходимости. Заседания федерального штаба проводит руководитель федерального штаба или по его поручению один из его заместителей. Члены федерального штаба принимают участие в его заседаниях без права замены.

Решения федерального штаба принимаются большинством голосов присутствующих на заседании членов федерального штаба. В случае равенства голосов решающий голос принадлежит руководителю федерального штаба или его заместителю, председательствующему на заседании штаба. Решения федерального штаба оформляются протоколами, которые подписываются руководителем федерального штаба или его заместителем, председательствующим на заседании штаба. Федеральный штаб осуществляет свою деятельность в соответствии с регламентом, который утверждается на заседании федерального штаба и подписывается руководителем федерального штаба.

Организационно-техническое обеспечение деятельности федерального штаба осуществляет Министерство энергетики Российской Федерации.

Несмотря на активное применение элегазового оборудования, которое является относительно безопасным с точки зрения пожарной и взрывобезопасности, технологический процесс на такой крупной и мощной ПС 35 кВ Михайловка сопровождается высоким риском возникновения ряда чрезвычайных ситуаций, связанных с возгоранием масла и

маслонаполненного оборудования выключателей или силовых трансформаторов.

Система предотвращения пожара - комплекс организационных мероприятий и технических средств, исключающих возможность возникновения пожара на объекте защиты [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 35 кВ Михайловка. Данные требования регламентированы в статье закона, указанного выше [18] «Требования пожарной безопасности к электроустановкам зданий и сооружений».

Электроустановки ПС Михайловка 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 Михайловка 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 Михайловка 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].

Линии электроснабжения помещений зданий и сооружений на территории ПС Михайловка имеют устройства защитного отключения, предотвращающие возникновение пожара. Распределительные щиты имеют защиту, исключающую распространение горения за пределы щита из слаботочного отсека в силовой и наоборот [18].

Светильники аварийного освещения на путях эвакуации с автономными источниками питания обеспечены устройствами для проверки их работоспособности при имитации отключения основного источника питания [18].



## 8 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 8.1 Выбор фирмы производителя и марки МПРЗ

Выполним оценку затрат, использованных для модернизации устройств РЗА на Райчихинской ГРЭС для ВЛ 110 кВ РГРЭС – Михайловка. выбранных терминалов защит, производители, количество устройств представлены в таблице 8.1.1. Учтены также комплекты поставленного программного обеспечения для корректной настройки и эксплуатации выбранных устройств РЗА.

Таблица 8.1.1 – Состав модернизируемого объема РЗА ЛЭП

Фирма изготовитель	Комплект поставки	Количество, шт	Цена за шт, руб.	Стоимость
1	2	3	4	5
НПП «ЭКРА»	БЭ2704 091	1	690000	690000
НПП «ЭКРА»	БЭ2704 091	1	690000	690000
НПП «ЭКРА»	БЭ2704 021	1	710000	710000
НПП «ЭКРА»	БЭ2704 011	1	710000	710000
НПП «ЭКРА»	Комплект ПО	2	310000	620000
НПП «ЭКРА»	Комплект ПО	2	420000	840000
Итого	-	-	-	4260000

### 8.2 Капиталовложения в реализацию проекта

Капитальные вложения необходимые на установку РЗиА состоят из стоимости устанавливаемого оборудования, стоимости строительно-монтажных работ и прочих затрат.

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

где  $K_{\text{обр}}$  - сметная стоимость оборудования без учета строительно-

монтажных работ, тыс. руб.;

$K_{\text{СМР}}$  - строительно-монтажные работы, тыс. руб.;

$K_{\text{пр}}$  - прочие затраты;

$k_{\text{инф}}$  - коэффициент инфляции.

Таблица 8.2.1 - Данные по структуре капиталовложений в электросетевом строительстве

Наименование объекта	Капиталовложения в строительство, %			
	Всего	Оборудование, приспособления и производственный инвентарь	Строительно-монтажные работы	Прочие затраты
1	2	3	4	5
РЗ открытых и закрытых электрических подстанций напряжением 35-750 кВ	100	51	37	12

Общие капиталовложения:

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

Капиталовложения на строительно-монтажные работы:

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

Прочие капиталовложения:

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

### 8.3 Расчёт эксплуатационных издержек

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

$$I = I_{\text{рЭ}} + I_{\text{АМ}} \quad (8.3.1)$$

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

где  $K$  – капиталовложения;

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

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

$$I_{\text{рЭ}} = \alpha_{\text{орэ}} \cdot K, \quad (8.3.3)$$

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

Рассчитаем эксплуатационные издержки:

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

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

Полезно отпущенную часть электроэнергии потребителю принимаем на основании данных потребления на рассматриваемый год. Исходя из максимального потребления – 15,7 МВт, и количества часов в году – 8760 ч., получаем полезно отпущенную часть электроэнергии за год – 137500 МВтч.

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

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

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

$$O_{pt} = 137500 \cdot 202,4 = 27,83 \text{ млн.руб}$$

Определим срок окупаемости инвестиций в данный проект.

$$T_{ок} = \frac{8352941}{27830000} = 0,3 \text{ года}.$$

Исходя из полученных результатов, делаем вывод о быстрой окупаемости вложенных инвестиций, что делает предложенный проект по модернизации устройств микропроцессорных комплексов ВЛ 110 кВ РГРЭС – Михайловка инвестиционно привлекательным.

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

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Работа была выполнена с целью модернизации комплексов релейной защиты и сетевой автоматики ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка с заменой панелей защит на электромеханической базе на Райчихинской ГРЭС на современные микропроцессорные комплекты защит производства НПП «ЭКРА» на базе терминалов БЭ2704. В работе рассмотрены вопросы параметрирования терминалов в части уставок основных и резервных защит, выбраны уставки функций сетевой автоматики: АПВ, АВР, УРОВ, а также алгоритмы их функционирования и логика работы.

Помимо вопросов модернизации системы релейной защит и автоматики были произведены следующие объемы работ:

- произведены расчеты электрических нагрузок с учетом перспективного развития района на 5 лет до 2027 года;
- выполнен расчет токов короткого замыкания при различных режимах работы электрической сети и различного состава генерирующего оборудования;
- произведен выбор и проверка нового силового основного подстанционного оборудования;
- выполнены расчеты системы молниезащиты и заземления открытой части подстанции.

Кроме того, в работе подробно рассмотрены процессы безопасной и экологичной эксплуатации объекта электроэнергетики. Выполнена оценка безопасности на объекте при постоянном дежурстве оперативного персонала. Произведен расчет маслоприемника для силовых трансформаторов, а также рассмотрен вопрос безопасной и экологичной его эксплуатации. Рассмотрен вопрос возникновения чрезвычайных ситуаций и возможные действия персонала по спасению материальных ценностей, жизни и здоровья.

Работа может быть использована для дальнейшей проработки на курсах магистерской профессиональной подготовки.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 2015. – 176 с.
- 2 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 2014, – 86 с.
- 3 Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост. : Мясоедов Ю.В. – Благовещенск. : Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.
- 4 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2016. – 346 с.
- 5 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 2015. – 280 с.
- 6 Иванов, А.Н. Силовое оборудование станций и подстанций: пособие для вузов и ссузов./А.Н. Иванов и др. – М., 2018. – 608 с.
- 7 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.
- 8 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Энергосоюз», 2016. – 465 с.
- 9 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2014 – 576 с.
- 10 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Стандарт организации. Открытое акционерное общество «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы». СТО 56947007-29.240.30.047-2010. – 128 с.

11 РЗА.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <http://www.rza.ru/catalog/zashchita-i-avtomatika-prisoedineniy-vvodov-i-bsk-dla-setey-6-35-kv/sirius-2-1-i-sirius-21-1.php>. (дата обращения 17.04.2020).

12 Колюхова, Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. – М. : Издательский дом МЭИ, 2014. – 510 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/723>. (дата обращения 17.04.2020).

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

14 Вебсор.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: [https://www.websor.ru/va\\_99m.html](https://www.websor.ru/va_99m.html). (дата обращения 02.04.2020).

15 РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2017.

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

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

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

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

20 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : ФОРУМ, 2009. – 480 с.

21 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : Высшая школа, 2010. – 366 с.

22 БалтЭнергоМаш.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <https://www.baltenergomash.ru>. (дата обращения 29.05.2020).

23 Рябков, Е. Я. Заземление в установках высокого напряжения. М.: ЭНЕРГОИЗДАТ, 2014.

24 ООО «Исследовательский центр «Бреслер». Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» – Чебоксары : ФСК ЕЭС, 2014. –184с.

25 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.

26 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.– Москва, 2–е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. – 319 с.

27 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). – Москва.: Издательство «НЦ ЭНАС», 2015.

28 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ). – Москва: Издательство «Э», 2016. – 176 с.

29 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.

30 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии".

31 Пастухова, И.В., Насановский Л.Г. Особенности расчетов электрокабелей высокого напряжения: Информационный вестник №3 (14)