

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части ОРУ 110 кВ «Комсомолец»

Студент(ка)

И.С. Старовойтов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

О.В. Самолина

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

Темой выпускной квалификационной работы является «Реконструкция электрической части ОРУ 110 кВ «Комсомolec».

На основании исходных данных, выполнен расчет электрической выбор и проверка выключателей, рассчитаны токи короткого замыкания на сторонах 220/110 кВ произведен выбор оборудования и расчет релейной защиты.[23]

Также в объем выпускной квалификационной работы входит:

- Выбор выключателей;
- Расчет токов короткого замыкания;
- Проверка выбранного коммутационного оборудования;
- Расчет уставок РЗ;
- Расчёт защитного заземления подстанции;
- Молниезащита ПС

Графический материал представлен соответствующими листами выпускной квалификационной работы:

- Электрическая схема ПС 220кВ Комсомolec;
- Электрическая схема шкафов завода пружин и обогрева выключателей;
- Схема установки элегазового бакового выключателя;
- План ячейки «АД-1 110 кВ»;
- План прокладки кабелей;
- Оперативные цепи В-110кВ АД-1;

Выпускная квалификационная работа выполнена в объёме 58 страниц, пяти рисунков, 7 таблиц и графической частью выполненными на 6-и листах формата А1.

Содержание

Введение.....	6
1 Характеристика объекта.....	8
2 Выбор выключателей.....	11
3 Расчет токов короткого замыкания.....	13
4 Проверка коммутационного оборудования.....	19
5 Релейная защита.....	26
5.1 Определение первичных и вторичных токов.....	30
5.2 Выбор параметров срабатывания дифференциальной защиты.....	31
5.3 Выбор групп соединения.....	32
5.4 Расчет начального тока срабатывания.....	33
5.5 Расчет коэффициента торможения первого наклонного участка.....	33
5.6 Выбор тока начала торможения на втором участке.....	34
5.7 Расчет коэффициента торможения второго наклонного участка.....	35
5.8 Проверка чувствительности защиты.....	37
5.9 Выбор параметра срабатывания по выдержке времени.....	37
5.10 Расчет параметров срабатывания дифференциальной токовой отсечки.....	38
5.11 Расчет тока срабатывания первой дифференциальной токовой отсечки.....	38
5.12 Расчет тока срабатывания второй дифференциальной токовой отсечки.....	39
5.13 Построение характеристики срабатывания дифференциальной защиты по выбранным параметрам срабатывания.....	40
5.14 Расчет параметров срабатывания дифференциальной защиты нулевой последовательности.....	40
5.15 Выбор положений программируемых накладок дифференциальной защиты нулевой последовательности.....	40
5.16 Выбор базисных величин дифференциальной защиты нулевой	

последовательности.....	41
5.17 Расчет начального тока срабатывания.....	42
5.18 Расчет тока срабатывания дифференциальной отсечки.....	42
5.19 Расчет тока срабатывания первой ступени МТН 1.....	43
5.20 Расчет тока срабатывания первой ступени МТН 2.....	43
5.21 Расчет тока срабатывания первой ступени МТН 3.....	44
5.22 Выбор выдержки времени первой ступени МТН 1.....	44
5.23 Выбор выдержки времени первой ступени МТН 2.....	45
5.24 Выбор выдержки времени первой ступени МТН 3.....	45
6 Молниезащита и заземление подстанции.....	50
6.1 Расчёт заземляющих устройств 110 кВ.....	51
Заключение.....	55
Список использованных источников.....	56

Введение

Существующие маломасляные выключатели ВМТ-110Б-25/1250 на ОРУ-110кВ ПС220кВ «Комсомолец» эксплуатируются более 10 лет (введены в эксплуатацию в 2000-2001гг.). На V Международной конференции «Высоковольтное коммутационное оборудование» 09.11.2009 (Международная ассоциация «ТРАВЭК») ОАО «НТЦ электроэнергетики» представило «Анализ повреждаемости выключателей 110-750кВ» (Тимашова Л.В., Шлейфман И.Л., Назаров И.А. г. Москва). Анализ проводился за период с 1997 по 2007 годы включительно. В разделе «Анализа ...» 2.1. отмечается:

- 200 отказов маломасляных выключателей серии ВМТ произошло из-за повреждений опорных изоляторов, изготовленных на заводе «Урализолятор» с применением некачественного фарфора и несовершенной технологии армировки изоляторов. [16-17]

- наиболее повреждаемым элементом маломасляных выключателей серии ВМТ-110 является фарфор изоляционных колонн и дугогасительных камер.

В заключении «Анализа...» п.3 отмечается:

- наиболее слабыми элементами маломасляных выключателей являются привод -39,9% отказов и опорная изоляция -28,8% отказов.

У маломасляных выключателей типа ВМТ-110Б-25/1250 полость дугогасительного устройства заполняется сжатым азотом, который обеспечивает избыточное давление, способствующее поддержанию высокой электрической прочности межконтактного промежутка, повышению износостойкости контактов и сохранению высокого уровня внутренней изоляции вне зависимости от внешних атмосферных условий. [4]

При эксплуатации маломасляных выключателей имеют место следующие моменты:

- ограниченное количество операций из-за быстрого загрязнения масла;
- необходимость постоянного контроля избыточного давления азота;

- необходимость относительно частой замены масла в дугогасительных устройствах;

- необходимость доливки масла;

- относительно малая отключающая способность;

- непригодность для работы с частыми отключениями.

На ПС220кВ «Комсомолец» в настоящее время :

- в ячейках ВЛ-110кВ «Бузулук-1», «Бузулук-2» на ОРУ-110кВ имеются выносные трансформаторы тока;

Принимается техническое решение заменить существующие маломасляные выключатели ВМТ-110Б-25/1250 в ячейках ВЛ-110кВ «Бузулук-1», «Бузулук-2» на ОРУ-110кВ ПС220кВ «Комсомолец» на элегазовые баковые выключатели со встроенными трансформаторами тока.

- в ячейках ОРУ-110кВ отсутствуют выносные трансформаторы тока, а имеются только встроенные трансформаторы тока в выключателях У-110/2000-40 .

Цель работы повышение электробезопасности и стабильности электроснабжения потребителей на подстанции «Комсомолец».

Принимается решение произвести замену масляных выключателей в ячейке ОРУ-110кВ на баковые элегазовые выключатели со встроенными трансформаторами тока.

1 Характеристика объекта

Подстанция 220/110/10 кВ Комсомолец расположена в Кинельском районе Самарской области в пос. Комсомольский.

На действующей подстанции установлено два автотрансформатора типа: АТДЦТН 125000/220/110/10.

Схема первичных соединений:

ОРУ-220 кВ ПС 220 кВ Комсомолец содержит следующие присоединения:

- автотрансформатор АД-1;
- воздушная линия 220 кВ Новоотрадная-1 (отпайка отВЛ 220 кВ Куйбышевская-Новоотрадная-1);
- автотрансформатор АД-2;
- воздушная линия 220 кВ Новоотрадная-2 (отпайка отВЛ 220 кВ Куйбышевская-Новоотрадная-2);

На стороне 220 кВ АД-1, АД-2 на ПС 220 кВ Комсомолец и на ВЛ 220 кВ Новоотрадная-1, Новоотрадная-2 со стороны ПС 220 кВ Комсомолец не имеется выключателей. При возникновении коротких замыканий и других аварийных режимов отключение ВЛ происходит воздушными выключателями со стороны системы шин 220 кВ ПС 500 кВ Куйбышевская. Релейные защиты со стороны ПС 220 кВ Комсомолец при срабатывании действуют на короткозамыкатели КЗ-220 АД-1, КЗ-220 АД-2, вызывая отключение воздушных выключателей ПС 500 кВ Куйбышевская, с последующей работой отделителей ОД-220 АД-1 и ОД-220 АД-2 в без токовую паузу до начала АПВ.

ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Комсомолец выполнено из I и II и обходной системы шин. К системам шин подключены следующие присоединения:

- автотрансформатор АД-1 через выключатель ВМ-110 АД-1 (У-110/2000-40);

- автотрансформатор АД-2 через выключатель ВМ-110 АД-2 (У-110/2000-40);
- воздушная линия 110 кВ Коханы-2 через выключатель ВМ-110 Коханы-2 (У-110/2000-40);
- воздушная линия 110 кВ Кутулук-1 через выключатель ВМ-110 Кутулук-1 (У-110/2000-40);
- воздушная линия 110 кВ Язевка-1 через выключатель ВМ-110 Язевка-1 (У-110/2000-40);
- воздушная линия 110 кВ Язевка-2 через выключатель ВМ-110 Язевка-2 (У-110/2000-40);
- воздушная линия 110 кВ Бузулукская-1 через выключатель ВМ-110 Бузулукская-1 (ВМТ-110Б-25/1250);
- воздушная линия 110 кВ Бузулукская-2 через выключатель ВМ-110 Бузулукская-2 (ВМТ-110Б-25/1250);

Имеются:

- обходной масляный выключатель ОМВ-110 (У-110/2000-40);
- шиносоединительный масляный выключатель ШСМВ-110 (У-110/2000-40);

Масляные выключатели У-110/2000-40, установлены и введены в эксплуатацию в 1980-1981 гг. ВМ-110 Бузулукская-1, ВМ-110 Бузулукская-2 - маломасляные выключатели ВМТ-110Б-25/1250, установлены и введены в эксплуатацию в 2000-2002 году. ЗРУ 10 кВ выполнено из четырех секций и питается от вольтодобавочных трансформаторов ВДТ1, ВДТ2 с низкой стороны АД-1, АД-2.

Подстанция оснащена одной свинцово-кислотной батареей ОР-24 состоящей из 118 элементов, с номинальной емкостью 675 Ач.

Подстанция обслуживаемая. Организовано постоянное круглосуточное дежурство и работа оперативного персонала.

Электроснабжение автотрансформаторов АД-1Т, АД-2Т ПС 220кВ «Комсомолец» осуществляется от ПС 500кВ Куйбышевская по ВЛ 220 кВ «Н-Отрадная-1», «Н-Отрадная-2». Резервное питание собственных нужд ПС 220кВ «Комсомолец» выполнено от внешней подстанции ПС110кВ «Тургеневка» через 9 фидер.

Проведя анализ технического состояния подстанции ПС 220кВ «Комсомолец» можно сказать, что оборудование на ОРУ-110 кВ морально устарело и не соответствует требованиям электроснабжения. Следовательно целесообразно произвести следующие мероприятия:

- Замена масляных выключателей 110 кВ на элегазовые выключатели ;
- Замена релейной защиты и автоматики;
- Замена молнезащиты и заземления.

2 Выбор выключателей

Проверим вновь устанавливаемое оборудование на возможность ограничения пропускной способности сети.

Заменяемые выключатели масляные типа У-110-2000-40 имеют следующую пропускную способность по мощности:

$$S_{У110} = I_{ном}(У110) \cdot U_{ном} = 2000 \text{ А} \cdot 110 \text{ кВ} = 220 \text{ МВА}$$

Заменяемые выключатели масляные типа ВМТ-110Б-25/1250 имеют следующую пропускную способность по мощности:

$$S_{ВМТ} = I_{ном}(ВМТ) \cdot U_{ном} = 1250 \text{ А} \cdot 110 \text{ кВ} = 137,5 \text{ МВА}$$

Устанавливаемое оборудование (выключатели элегазовые DT1-145F1) имеют следующую пропускную способность по мощности:

$$S_{DT1-145F1} = I_{ном}(ЭВ) \cdot U_{ном} = 2000 \text{ А} \cdot 110 \text{ кВ} = 220 \text{ МВА}$$

Сравнивая полученные результаты, делаем вывод о том, что вновь монтируемое коммутационное оборудование не является ограничивающим фактором пропускной способности сети. Другие элементы сети, влияющие на пропускную способность сети, в данном проекте не рассматриваются.

Для вывода и соединения вторичных цепей предусмотрен шкаф зажимов типа ШЗВ-120.

В связи с установкой элегазовых выключателей прокладываются новые кабели от привода выключателя до шкафов зажимов ШЗВ-120 на ОРУ 110 кВ и до ОПУ. [2-3]

Каждый из кабелей вторичной коммутации от привода выключателя до шкафа зажимов выключателя ШЗВ-120 проложить отдельно: по стойке – в металлорукаве, не распространяющим горение и низким дымогазовыделением марки РЗ-ЦПнг-38, далее в кабельном лотке. Металлорукав РЗ-ЦПнг-38 изготавливается путем нанесения защитной оболочки на негерметичный металлорукав типа РЗ-ЦХ. Защитная оболочка производится из поливинилхлоридного пластика, аналогичного марки О-40 (черный) (ГОСТ 5960-72); ПВХ оболочка обеспечивает

водонепроницаемость, стойкость к вредному воздействию окружающей среды, значительно увеличивает прочность металлорукава на разрыв. Степень защиты изделия- IP 65.

Кабели от существующего ящика зажимов ЯЗВ до вновь устанавливаемого ШЗВ-120 проложить в кабельных лотках. Кабели для вторичных цепей предусмотрены медные экранированные, с покрытием, не распространяющим горение и низким дымогазовыделением марки КВВГЭ(А)-нг-LS.[14-15]

Для проверки выбранного электрооборудования необходимо произвести расчет токов короткого замыкания.

3 Расчет токов короткого замыкания

Причинами КЗ обычно являются нарушения изоляции, вызванные ее механическими повреждениями, старением, набросами посторонних предметов на провода линий электропередачи, проездом под линиями негабаритных механизмов (кранов с поднятой стрелой и т.п.), прямыми ударами молнии, перенапряжениями, неудовлетворительным уходом за оборудованием.

Токи КЗ вызывают повышенный нагрев проводников, что в свою очередь приводит к увеличению потерь электроэнергии, ускоряет процесс старения и разрушения изоляции, могут привести к потере механической прочности токоведущих частей и электрических аппаратов.

К мерам, уменьшающим опасность развития аварий, относятся: выбор рациональной схемы сети, правильный выбор аппаратов по условиям КЗ, применение токоограничивающих устройств и т.п. [13,18,19]

Расчет токов КЗ предназначен для решения следующих задач:

- 1) Для сопоставления, оценки и выбора главной схемы электрической подстанции.
- 2) Выбора и проверки электрических аппаратов и проводников.
- 3) Проектирования и настройки устройств релейной защиты и автоматики.
- 4) Анализа аварий в электроустановках и электрических системах.
- 5) Анализа устойчивости работы энергосистем.

На рисунке 1 приведена схема замещения ПС 220/110 кВ «Комсомолец».

Произведен расчет точки короткого замыкания К1 на: 1 С.Ш. 110 кВ, 2 С.Ш. 110 кВ, В-110 Бузулук-1-2, В-110 Язевка 1-2, Кутулук-1

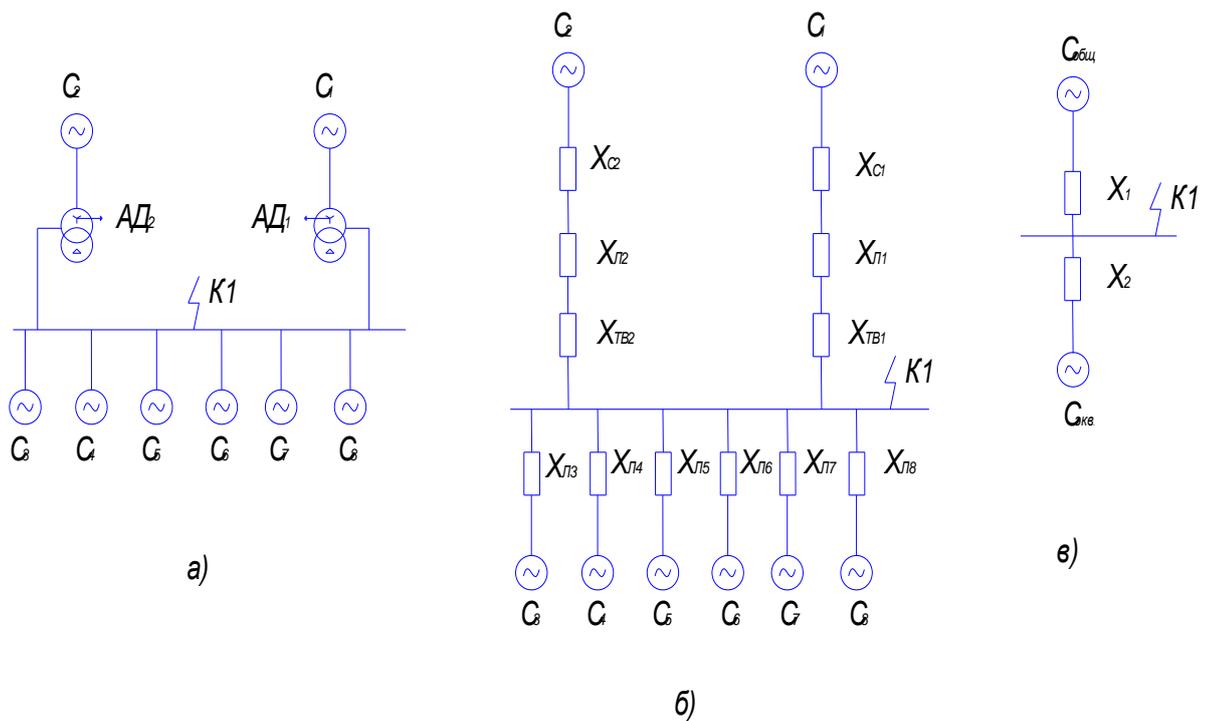


Рисунок 1 – Расчетная схема ПС 220/110 Комсомолец (а) и схема замещения ПС 220/110 Комсомолец (б, в)

Расчет токов короткого замыкания производится в относительных единицах. Базисную мощность принимаю $S_{б}=1000$ МВА.

Длина линий:

$$X_{Л1} = X_{Л2} = 25 \text{ км}$$

$$X_{Л3} = X_{Л4} = 9 \text{ км}$$

$$X_{Л5} = X_{Л6} = 16 \text{ км}$$

$$X_{Л7} = 19 \text{ км}$$

$$X_{Л8} = 11 \text{ км}$$

Сначала произведен расчет сопротивлений на стороне 220кВ схемы замещения в относительных единицах. Так сопротивление системы находится по следующей формуле:

$$X_{C1} = X_{C2} = 1,75 \frac{S_{б}}{S_{к}} = 1,75 \frac{1000}{12400} = 0,14$$

Сопротивление линии составит:

$$X_{Л1} = X_{Л2} = x_{y\partial} \times l \times \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,4 \times 25 \times \frac{1000}{230^2} = 0,19$$

Далее находимся сопротивления трансформатора, так как сопротивление на стороне 10 кВ не влияет на расчет токов короткого замыкания на шины 110 кВ, то представим его условно в виде одной обмотки:

$$x_{ТВ\%} = 0,5 \cdot U_{к.в-н\%} + U_{к.в-с\%} - U_{к.с-н\%} = 0,5 \cdot 50 + 5 - 44 = 5,5;$$

$$x_{Тс\%} = 0,5 \cdot -U_{к.в-н\%} + U_{к.в-с\%} + U_{к.с-н\%} = 0,5 \cdot -50 + 5 + 44 = -0,5;$$

Так как $x_{Тс\%} = -0,5$ то условно принимаем его за нуль

$$x_{ТН\%} = 0,5 \cdot U_{к.в-н\%} - U_{к.в-с\%} + U_{к.с-н\%} = 0,5 \cdot 50 - 5 + 44 = 44,5;$$

$$X_{ТВ1} = X_{ТВ2} = \frac{x_{ТВ\%}}{100} \times \frac{S_{\delta}}{S_{ном.Т}} = \frac{5,5}{100} \times \frac{1000}{125} = 0,44$$

Результирующее сопротивление на стороне 220 кВ:

$$X_{рез.1} = X_{C1} + X_{Л1} + X_{ТВ1} = 0,14 + 0,19 + 0,44 = 0,77$$

Так как параметры двух линий, систем и автотрансформаторов одинаковы то принимаем,

$$X_{рез.1} = X_{рез.2} = 0,77$$

$$X_1 = \frac{X_{рез.1} \times X_{рез.2}}{X_{рез.1} + X_{рез.2}} = \frac{0,77 \times 0,77}{0,77 + 0,77} = 0,385$$

Далее произведен расчет сопротивлений на стороне 110кВ схемы замещения в относительных единицах. Так сопротивление систем мало принимаем его за 1:

Сопротивление линии составит:

$$X_{Л3} = X_{Л4} = x_{y\partial} \times l \times \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2} = 0,4 \times 9 \times \frac{1000}{115^2} = 0,27$$

$$X_{Л5} = X_{Л6} = x_{y\partial} \times l \times \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2} = 0,4 \times 16 \times \frac{1000}{115^2} = 0,48$$

$$X_{Л7} = x_{y\partial} \times l \times \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2} = 0,4 \times 19 \times \frac{1000}{115^2} = 0,57$$

$$X_{Л8} = x_{y\partial} \times l \times \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2} = 0,4 \times 11 \times \frac{1000}{115^2} = 0,33$$

Объединяются сопротивления:

$$X_{Л3-Л4} = \frac{X_{Л3} \times X_{Л4}}{X_{Л3} + X_{Л4}} = \frac{0,27 \times 0,27}{0,27 + 0,27} = 0,135$$

$$X_{Л5-Л6} = \frac{X_{Л5} \times X_{Л6}}{X_{Л5} + X_{Л6}} = \frac{0,48 \times 0,48}{0,48 + 0,48} = 0,24$$

$$X_{Л7-Л8} = \frac{X_{Л7} \times X_{Л8}}{X_{Л7} + X_{Л8}} = \frac{0,57 \times 0,33}{0,57 + 0,33} = 0,21$$

$$X_2 = \frac{X_{Л3-Л4} \times X_{Л5-Л6} \times X_{Л7-Л8}}{X_{Л3-Л4} \times X_{Л5-Л6} + X_{Л5-Л6} \times X_{Л7-Л8} + X_{Л7-Л8} \times X_{Л3-Л4}} =$$

$$= \frac{0,135 \times 0,24 \times 0,21}{0,135 \times 0,24 + 0,24 \times 0,21 + 0,21 \times 0,135} = 0,06$$

Результирующее сопротивление до точки К1:

$$X_{рез К1} = X_1 + X_2 = 0,06 + 0,385 = 0,445$$

Базисный ток:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{3 \times U_{\bar{\sigma}}} = \frac{100}{3 \times 115} = 0,502 \text{ кА}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{n,0} = \frac{E''_{*\bar{\sigma}}}{X_{рез}} \times I_{\bar{\sigma}}$$

$$I_{n,0 К1}^3 = \frac{1}{0,445} \times 0,502 = 11,274 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания определяется по следующему выражению:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \times I_{n,0} \times k_{y\partial}$$

Ударный ток короткого замыкания до точки К1:

$$i_{y\partial K1} = \bar{2} \times 11,274 \times 1,8 = 28,7 \text{ кА}$$

Сводим результаты в таблицу 1

Таблица 1. Токи КЗ на шинах 110 ПС 220 кВ Комсомolec и по присоединениям.

Вид К.З.	3-х фазное (кА)		1-фазное (кА)	
	максимальны й	минимальны й	максимальны й	минимальны й
Режим работы энергосистемы				
1 С.Ш. 110 кВ	11,274	0	3,998	0
2 С.Ш. 110 кВ				
В-110 Бузулук- 1				
В-110 Бузулук- 2				
В-110 Язевка-1				
В-110 Язевка-2				
Кутулук-1				
В-110 Коханы-2	10,806	0,468	3,865	0,133
В-110 АД-1	8,088	0	2,851	1,147
В-110 АД-2	8,132	0	2,867	1,131
ШСВ-110	5,731	0	2,037	0
ОВ-110				

По любому из присоединений возможно протекание всего тока КЗ.

4 Проверка коммутационного оборудования

В таблицу 2 сведены расчетные величины для выполнения проверки коммутационного оборудования.[5]

Таблица 2 - Расчетные величины для проверки коммутационного оборудования.

Наименование подстанций и присоединение	τ , сек.	Расчетные величины.							
		Трёхфазное КЗ				Однофазное			
		T_a	K_y	γ_{at}	$t_{отк}$	T_a	K_y	γ_{at}	$t_{отк}$
1	2	3	4	5	6	15	16	17	18
В-110 Бузулук-1	0,045	0,05	1,8	0,407	0,135	0,05	1,8	0,407	0,135
В-110 Бузулук-2	0,045	0,05	1,8	0,407	0,135	0,05	1,8	0,407	0,135
В-110 Язевка-1	0,045	0,05	1,8	0,407	0,135	0,05	1,8	0,407	0,135
В-110 Язевка-2	0,045	0,05	1,8	0,407	0,135	0,05	1,8	0,407	0,135
В-110 АД-1	0,045	0,05	1,8	0,407	0,135	0,05	1,8	0,407	0,135
В-110 АД-2	0,045	0,05	1,8	0,407	0,135	0,05	1,8	0,407	0,135
ШСВ-110	0,045	0,05	1,8	0,407	0,135	0,05	1,8	0,407	0,135
ОВ-110	0,045	0,05	1,8	0,407	0,135	0,05	1,8	0,407	0,135
В-110 Кутулук-1	0,045	0,05	1,8	0,407	0,135	0,05	1,8	0,407	0,135
В-110 Коханы-2	0,045	0,05	1,8	0,407	0,135	0,05	1,8	0,407	0,135

Примечание:

1.Время размыкания контактов выключателя, отключаемого быстродействующей защитой:

$$\tau = t_{c.в.} + t_{p.з.min.}$$

где $t_{p.з.min.} = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{c.в.} = 0,035$ – собственное время отключения выключателя (по каталогу). [30]

2. Постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ:

$$T_a = \frac{tg(\varphi_{\hat{e}_\zeta})}{2 \cdot \pi \cdot f}$$

В цепях напряжением выше 1000 В с относительно малым активным сопротивлением среднее значение T_a составляет примерно 0,05 сек.*[24]

3. Ударный коэффициент:

$$K_u = (1 + a^{-0,01/\dot{a}});$$

При КЗ в установках и сетях напряжением выше 1000 В при $x_{en} \neq 0$

$$K_u = 1,8. * *$$

4. Время отключения (время действия тока КЗ):

$$t_{отк} = t_{р.з.} + t_{с.е};$$

где $t_{р.з.} = 0,1$ с – время действия релейной защиты;

5. Коэффициент затухания аperiodической составляющей тока КЗ:

$$\gamma_{ат} = e^{-\tau / T_a} .$$

Таблица 3 Расчетные величины для проверки коммутационного оборудования.

Наименование подстанций и присоединение	β_n , о.е.	Расчетные величины.							
		Трёхфазное КЗ				Однофазное			
		$\Gamma''(I_{пт})$	$i_{уд}$	$i_{ат}$	Вк	$\Gamma''(I_{пт})$	$i_{уд}$	$i_{ат}$	Вк
1	2	3	4	5	6	11	12	13	14
В-110 Буз-1	0,38	11,274	28,7	6,5	23,5	3,998	10,1	2,3	3
В-110 Буз-2	0,38								
В-110 Яз-1	0,38								
В-110 Яз-2	0,38								
В-110 АД-1	0,38	8,088	20,6	4,7	12,1	2,851	7,2	1,6	1,5
В-110 АД-2	0,38	8,132	20,7	4,7	12,2	2,867	7,2	1,6	1,5
ШСВ-110	0,38	5,731	14,6	3,3	6,1	2,037	5,1	1,1	0,7
ОВ-110	0,38	11,274	28,7	6,5	23,5	3,998	10,1	2,3	3
В-110 Кут-1	0,38								
В-110 Кох-2	0,38								

Таблица 4 - Максимальные расчетные величины для проверки коммутационного оборудования.

Наименование подстанций и присоединение	Максимальные расчетные величины.						
	$U_{уст}$, кВ	$I_{раб.макс}$, А	$\Gamma''(I_{пт})$, кА	$i_{ат}$, кА	β_n , о.е.	$i_{уд}$, кА	Вк, кА ² ·с
1	2	3	4	5	6	7	8
В-110 Буз-1	110	164	11,274	6,5	0,38	28,7	23,5
В-110 Буз-2	110	164	11,274	6,5	0,38	28,7	23,5
В-110 Яз-1	110	224	11,274	6,5	0,38	28,7	23,5
В-110 Яз-2	110	224	11,274	6,5	0,38	28,7	23,5
В-110 АД-1	110	250	8,088	4,7	0,38	20,6	12,1
В-110 АД-2	110	250	8,132	4,7	0,38	20,7	12,2
ШСВ-110	110	250	5,731	3,3	0,38	14,6	6,1
ОВ-110	110	803	11,274	6,5	0,38	28,7	23,5
В-110 Кут-1	110	803	11,274	6,5	0,38	28,7	23,5
В-110 Кох-2	110	803	10,806	6,2	0,38	27,5	21,6

Таблица 5 – Проверка выключателей 110 кВ ПС Комсомолец

Условия выбора	В-110 Бузулук-1		В-110 Бузулук-2		В-110 Язевка-1	
	ДТ1-145		ДТ1-145		ДТ1-145	
	Расчетны е	Каталож- ные	Расчетны е	Каталож- ные	Расчетны е	Каталож- ные
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 110$	$U_H = 126$	$U_{уст} = 110$	$U_H = 126$	$U_{уст} = 110$	$U_H = 126$
$I_{раб.макс} \leq I_H$	$I_{раб.макс} = 164$	$I_H = 2000$	$I_{раб.макс} = 164$	$I_H = 2000$	$I_{раб.макс} = 224$	$I_H = 2000$
$I_{пт} \leq I_{отк.н}$	$I_{пт} = 11,27$	$I_{отк.н} = 40$	$I_{пт} = 11,2$	$I_{отк.н} = 40$	$I_{пт} = 11,2$	$I_{отк.н} = 40$
$\bar{2} \cdot I_{пт} + i_{\alpha\tau} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.н} (1 + \beta_H)$	$\bar{2} \cdot I_{пт} + i_{\alpha\tau} = 22,3$	$\bar{2} \cdot I_{отк.н} + \beta_H = 77,49$	$\bar{2} \cdot I_{пт} + i_{\alpha\tau} = 22,3$	$\bar{2} \cdot I_{отк.н} + \beta_H = 77,49$	$\bar{2} \cdot I_{пт} + i_{\alpha\tau} = 22,3$	$\bar{2} \cdot I_{отк.н} + \beta_H = 77,49$
$I'' \leq I_{пр.с}$	$I'' = 11,2$	$I_{пр.с} = 40$	$I'' = 11,2$	$I_{пр.с} = 40$	$I'' = 11,2$	$I_{пр.с} = 40$
$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 28,7$	$i_{пр.с} = 102$	$i_y = 28,7$	$i_{пр.с} = 102$	$i_y = 28,7$	$i_{пр.с} = 102$
$ВК \leq I_{\tau}^2 t_{\tau}$	$ВК = 23,5$	$I_{\tau}^2 t_{\tau} = 4800$	$ВК = 23,5$	$I_{\tau}^2 t_{\tau} = 4800$	$ВК = 23,5$	$I_{\tau}^2 t_{\tau} = 4800$

Условия выбора	В-110 Язевка - 2		В-110 АД-1		В-110 АД-2	
	ДТ1-145		ДТ1-145		ДТ1-145	
	Расчетны е	Каталож- ные	Расчетны е	Каталож- ные	Расчетны е	Каталож- ные
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 110$	$U_H = 126$	$U_{уст} = 110$	$U_H = 126$	$U_{уст} = 110$	$U_H = 126$
$I_{раб.макс} \leq I_H$	$I_{раб.макс} = 224$	$I_H = 2000$	$I_{раб.макс} = 250$	$I_H = 2000$	$I_{раб.макс} = 250$	$I_H = 2000$
$I_{пт} \leq I_{отк.н}$	$I_{пт} = 11,274$	$I_{отк.н} = 40$	$I_{пт} = 8,088$	$I_{отк.н} = 40$	$I_{пт} = 8,132$	$I_{отк.н} = 40$
$\bar{2} \cdot I_{пт} + i_{\alpha\tau} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.н} (1 + \beta_H)$	$\bar{2} \cdot I_{пт} + i_{\alpha\tau} = 22,3$	$\bar{2} \cdot I_{отк.н} \cdot 1 + \beta_H = 77,49$	$\bar{2} \cdot I_{пт} + i_{\alpha\tau} = 16,1$	$\bar{2} \cdot I_{отк.н} \cdot 1 + \beta_H = 77,49$	$\bar{2} \cdot I_{пт} + i_{\alpha\tau} = 16,2$	$\bar{2} \cdot I_{отк.н} \cdot 1 + \beta_H = 77,49$
$I'' \leq I_{пр.с}$	$I'' = 11,274$	$I_{пр.с} = 40$	$I'' = 8,088$	$I_{пр.с} = 40$	$I'' = 8,132$	$I_{пр.с} = 40$
$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 28,7$	$i_{пр.с} = 102$	$i_y = 20,6$	$i_{пр.с} = 102$	$i_y = 20,7$	$i_{пр.с} = 102$
$Bк \leq I_{\tau}^2 t_{\tau}$	$Bк = 23,5$	$I_{\tau}^2 t_{\tau} = 4800$	$Bк = 23,5$	$I_{\tau}^2 t_{\tau} = 4800$	$Bк = 23,5$	$I_{\tau}^2 t_{\tau} = 4800$

Продолжение таблицы 5.

Условия выбора	В-110 Кутулук- 1		ШСВ-110		ОВ-110	
	DT1-145		DT1-145		DT1-145	
	Расчетны е	Каталож- ные	Расчетны е	Каталож- ные	Расчетны е	Каталож- ные
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 110$	$U_H = 126$	$U_{уст} = 110$	$U_H = 126$	$U_{уст} = 110$	$U_H = 126$
$I_{раб.макс} \leq I_H$	$I_{раб.макс} = 803$	$I_H = 2000$	$I_{раб.макс} = 250$	$I_H = 2000$	$I_{раб.макс} = 803$	$I_H = 2000$
$I_{пт} \leq I_{отк.н}$	$I_{пт} = 11,274$	$I_{отк.н} = 40$	$I_{пт} = 5,731$	$I_{отк.н} = 40$	$I_{пт} = 11,274$	$I_{отк.н} = 40$
$\bar{2} \cdot I_{пт} + i_{\alpha\tau} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.н} (1 + \beta_H)$	$\bar{2} \cdot I_{пт} + i_{\alpha\tau} = 22,3$	$\bar{2} \cdot I_{отк.н} + \beta_H = 77,49$	$\bar{2} \cdot I_{пт} + i_{\alpha\tau} = 11,4$	$\bar{2} \cdot I_{отк.н} + \beta_H = 77,49$	$\bar{2} \cdot I_{пт} + i_{\alpha\tau} = 22,3$	$\bar{2} \cdot I_{отк.н} + \beta_H = 77,49$
$I'' \leq I_{пр.с}$	$I'' = 11,274$	$I_{пр.с} = 40$	$I'' = 5,731$	$I_{пр.с} = 40$	$I'' = 11,274$	$I_{пр.с} = 40$
$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 28,7$	$i_{пр.с} = 102$	$i_y = 14,6$	$i_{пр.с} = 102$	$i_y = 28,7$	$i_{пр.с} = 102$
$Bк \leq I_{\tau}^2 t_{\tau}$	$Bк = 23,5$	$I_{\tau}^2 t_{\tau} = 4800$	$Bк = 6,1$	$I_{\tau}^2 t_{\tau} = 4800$	$Bк = 23,5$	$I_{\tau}^2 t_{\tau} = 4800$

Условия выбора	В-110 Коханы - 2	
	ДТ1-145	
	Расчетные	Каталож- ные
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 110$	$U_H = 126$
$I_{раб.макс} \leq I_H$	$I_{раб.макс} = 803$	$I_H = 2000$
$I_{пт} \leq I_{отк.н}$	$I_{пт} = 10,806$	$I_{отк.н} = 40$
$\bar{2} \cdot I_{пт} + i_{\alpha\tau} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.н} (1 + \beta_H)$	$\bar{2} \cdot I_{пт} + i_{\alpha\tau} = 21,5$	$\bar{2} \cdot I_{отк.н} 1 + \beta_H = 77,49$
$I'' \leq I_{пр.с}$	$I'' = 10,806$	$I_{пр.с} = 40$
$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 27,5$	$i_{пр.с} = 102$
$Bк \leq I_{\tau}^2 t_{\tau}$	$Bк = 21,6$	$I_{\tau}^2 t_{\tau} = 4800$

Рассматриваемое силовое оборудование соответствует токам нагрузки и токам КЗ ПС Комсомлец, мероприятия по ограничению токов КЗ не требуются.

5 Релейная защита

Присоединения ВЛ-110 кВ «Буз-1, Буз-2, Кут-1, Кох-2, Яз-1, Яз-2».

В качестве панелей автоматики и управления приняты шкафы ШЭ 2607 011 НПП «Экра».

Комплект шкафа ШЭ 2607 011 выполняет функции АУВ (автоматики управления выключателями) и АПВ. Указанные выше функции комплекта реализованы на базе микропроцессорного терминала БЭ2704 011. Для обеспечения функционирования АПВ на шкаф ШЭ 2607 011 заводятся цепи напряжения от существующих панелей защит.

Питание терминалов ШЭ 2607 011 от источника постоянного тока (шинок управления +-ШУ)220 В:

А) Терминал ШЭ 2607 011 – от автоматического выключателя, устанавливаемого на панели управления соответствующего В-110 кВ

Б) ЭМВ и ЭМО1 – от автоматического выключателя, устанавливаемого на панели управления соответствующего В-110 кВ

В) ЭМО2 – от автоматического выключателя, устанавливаемого на панели управления соответствующего В-110 кВ

Выходные цепи существующих защит ВЛ-110 кВ и ДЗШ-110 кВ действуют по цепи ЭМО1. Ключи управления действуют по цепям ЭМВ (через терминал БЭ2704 011), ЭМО1 и ЭМО2.

Сигналы цепей сигнализации «Неисправность завода пружин», «Местное управление» и т.д. обрабатываются шкафами ШЖ 2607 011 с выдачей звукового сигнала и световой сигнализации на панель управления и соответствующими индикаторами шкафов ШЭ2607 011. [30]

Присоединение «АД-1,2 ст. 110 кВ»

В качестве панелей автоматики и управления приняты шкафы ШЭ 2607 019 НПП «Экра».

Комплект шкафа ШЭ 2607 019 выполняет функции АУВ (автоматики управления выключателями) и АПВ. Указанные выше функции комплекта

реализованы на базе микропроцессорного терминала БЭ2704 019. Для обеспечения функционирования АПВ на шкаф ШЭ 2607 019 заводятся цепи напряжения от существующих панелей защит.

Питание терминалов ШЭ 2607 019, ЭМВ и ЭМО1, ЭМО2 осуществляется через автоматические выключатели АП50Б-2МТ от источника постоянного тока (шинок управления +-ШУ) 220 В:

А) Терминал ШЭ 2607 019 – от автоматического выключателя, устанавливаемого на панели управления

Б) ЭМВ и ЭМО1 – от автоматического выключателя, устанавливаемого на панели управления

В) ЭМО2 – от автоматического выключателя, устанавливаемого на панели управления

Выходные цепи существующих защит АД-1,2 и ДЗШ-110 кВ действуют по цепи ЭМО1. Ключ управления действуют по цепям ЭМВ (через терминал БЭ2704 019), ЭМО1 и ЭМО2.

Сигналы цепей сигнализации «Неисправность завода пружин», «Местное управление» и т.д. обрабатываются шкафами ШЖ 2607 019 с выдачей звукового сигнала и световой сигнализации на панель управления и соответствующими индикаторами шкафов ШЭ2607 019.

Присоединение «ОВ-110 кВ»

В качестве панелей автоматики и управления приняты шкафы ШЭ 2607 013 НПП «Экра».

Комплект шкафа ШЭ 2607 013 выполняет функции АУВ, УРОВ, АПВ, трехступенчатую дистанционную защиту (ДЗ), четырехступенчатую токовую дистанционную защиту нулевой последовательности (ТЗНП) и токовую отсечку (ТО), а также обеспечивает возможность задания восьми групп уставок. Указанные выше функции комплекта реализованы на базе микропроцессорного терминала БЭ2704 013. Для обеспечения функционирования АПВ на шкаф ШЭ 2607 013 заводятся цепи напряжения от существующих панелей защит.

Питание терминалов ШЭ 2607 013, ЭМВ и ЭМО1, ЭМО2 осуществляется через автоматические выключатели АП50Б-2МТ от источника постоянного тока (шинок управления +-ШУ) 220 В:

А) Терминал ШЭ 2607 013 – от автоматического выключателя, устанавливаемого на панели управления

Б) ЭМВ и ЭМО1 – от автоматического выключателя, устанавливаемого на панели управления

В) ЭМО2 – от автоматического выключателя, устанавливаемого на панели управления

Выходные цепи существующих защит АД-1,2 и ДЗШ-110 кВ действуют по цепи ЭМО1. Ключ управления действуют по цепям ЭМВ (через терминал БЭ2704 013), ЭМО1 и ЭМО2.

Сигналы цепей сигнализации «Неисправность завода пружин», «Местное управление» и т.д. обрабатываются шкафом ШЖ 2607 013 с выдачей звукового сигнала и световой сигнализации на панель управления и соответствующими индикаторами шкафов ШЭ2607 013.

Присоединение «ШСВ-110кВ».

В качестве панели защиты, автоматики и управления принят шкаф ШЭ 2607 015 НПП «Экра».

Комплект шкафа ШЭ 2607 015 выполняют функции АУВ, УРОВ, АПВ, двухступенчатую максимальную токовую защиту (МТЗ) от многофазных КЗ (двухфазных, двухфазных на землю, трехфазных), трехступенчатую токовую ненаправленную защиту нулевой последовательности (ТЗНП) от КЗ на землю. Указанные выше функции комплекта реализованы на базе микропроцессорного терминала БЭ2704 015. Для обеспечения функционирования АПВ на шкаф ШЭ 2607 015 заводятся цепи напряжения от существующих панелей защит.

Питание терминала ШЭ2607 015, ЭМВ и ЭМО1, ЭМО2 осуществляется через автоматические выключатели АП50Б-2МТ от источника постоянного тока (шинок управления +-ШУ) 220В:

А) Терминал ШЭ 2607 015 – от автоматического выключателя, устанавливаемого на панели управления

Б) ЭМВ и ЭМО1 – от автоматического выключателя, устанавливаемого на панели управления

В) ЭМО2 – от автоматического выключателя, устанавливаемого на панели управления.

Выходные цепи существующих резервных защит АД-1 и АД-2, защиты вновь вводимого терминала и ДЗШ-110 кВ действуют по цепи ЭМО1. Ключ управления действует по цепям ЭМВ (через терминал БЭ2704 015), ЭМО1 и ЭМО2.

Сигналы цепей сигнализации «Неисправность завода пружин», «Местное управление» и т.д. обрабатываются шкафом ШЭ 2607 015 с выдачей звукового сигнала и световой сигнализации на панель управления и соответствующими индикаторами шкафа ШЭ 2607 015.

В связи с изменением параметров отключающих электромагнитов вновь устанавливаемых выключателей проектом предусматривается на существующих панелях №47, 48, 50, 51, 54, 63, 64, 66, 67, 68а, 68б, 70, 88 замена указательных и промежуточных реле (с токовой обмоткой) в цепи ЭМО1.

В связи с заменой выключателей, имеющих встроенные ТТ-110 кВ и демонтажем выносных ТТ-110 кВ, проектом выполняются новые токовые цепи от ТТ-110 кВ, встроенных во вновь устанавливаемые выключатели, до существующих защит. Маркировка токовых цепей остается прежней.

Цепи оперативного тока и сигнализации выполняются кабелем КВВГЭнг(А)-LS, цепи завода пружин и обогрева выполняются кабелем ВВГнг-LS, цепи локальной сети кабелем НВПЭ (S-УТР).

Для вновь смонтированного оборудования будет установлен новый комплект защит на базе устройства МІСОМ Р63х, для данного устройства был произведены расчеты представленные ниже. [6-9]

5.1 Определение первичных и вторичных токов

Все формулы и расчеты сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Определение первичных и вторичных токов.

Наименование величин	Выражение для определения	Числовые значения для сторон		
		230 кВ	121 кВ	11 кВ
Первичный номинальный ток на сторонах защищаемого АТ, соответствующий проходной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 313,8$	$\frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 596,4$	$\frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 6560,8$
Схема соединения обмоток АТ	$K_{сх}$	Y	Y-0	Δ
Схема соединения обмоток ТТ	$K_{сх,ТТ}$	Y Встроенные	Y Встроенные	Y Встроенные
Коэффициенты трансформации ТТ	$K_{ТТ}$	400/1	600/1	7000/5
Вторичные токи в плечах защиты. Соответствующие мощности АТ	$I_{ном.ВТ} = \frac{I_{ном}}{K}$	$\frac{313,8}{400} = 0,79$	$\frac{596,4}{600} = 0,99$	$\frac{6560,8}{7000/3} = 2,81$

Коэффициент амплитудного согласования	$K_{AM} \frac{I_{ном.ВТ.ТТ}}{I_{ном.ВТ}}$	$\frac{1}{0,79} = 1,27$	$\frac{1}{0,99} = 1,01$	$\frac{3}{2,81} = 1,07$
Условия проверки согласования выполняются $0,5 \leq k_{AM} \leq 16$				
Номинальный ток ТТ с учетом амплитудного согласования	$I_{ном.ТТ}$	1 А	1 А	3 А
Параметры по компенсации тока НП		Y/ Y-0	Y/ Y-0	Δ/ Y-30
Согласование токов сторон по группе соединения		A-B-0 A-C- 11		

Для удобства и наглядности расчет выбора параметров срабатывания ведется в относительных величинах по отношению к базисным величинам. [6,7,8,26]

5.2 Выбор параметров срабатывания дифференциальной защиты

Параметр «Sб» определяет базисную мощность устройства МІСОМ Р633 и принимает значение 125МВА. [10-12]

Параметр «Uном.первичное, сторона ВН» определяет номинальное напряжение устройства МІСОМ Р633 со стороны ВН и выбирается равным 230 кВ. Напряжение используется только для расчета базисного тока дифференциальных защит, и не используется для индикации напряжения сторон.

Параметр «Uном.первичное, сторона СН» определяет номинальное напряжение устройства МІСОМ Р633 со стороны СН и выбирается равным 121 кВ. Напряжение используется только для расчета базисного тока

дифференциальных защит, и не используется для индикации напряжения сторон.

Параметр «Уном.первичное, сторона НН» определяет номинальное напряжение устройства МІСОМ Р633 со стороны НН и выбирается равным 11 кВ. Напряжение используется только для расчета базисного тока дифференциальных защит, и не используется для индикации напряжения сторон.

Где сторона НН – сторона высшего напряжения защищаемого трансформатора, сторона НН – среднего напряжения, сторона НН – низшего напряжения. [6,7,8,26]

Базисный ток стороны ВН определяется по выражению:

$$I_{БАЗ.ВН} = \frac{S_{БАЗ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 313,8 \text{ А} ,$$

Где $S_{БАЗ} = 125000 \text{ кВА}$ – базисная мощность

$U_{ном.ВН} = 230 \text{ кВ}$ – номинальное напряжение стороны ВН.

Базисный ток стороны СН определяется по выражению:

$$I_{БАЗ.СН} = \frac{S_{БАЗ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.СН}} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 596,4 \text{ А} ,$$

Где $U_{ном.СН} = 121 \text{ кВ}$ – номинальное напряжение стороны СН.

Базисный ток стороны НН определяется по выражению:

$$I_{БАЗ.НН} = \frac{S_{БАЗ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.НН}} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 6560,8 \text{ А} ,$$

Где $U_{ном.НН} = 11 \text{ кВ}$ – номинальное напряжение стороны НН.

5.3 Выбор групп соединения

Параметр «Группа соединения обмоток, сторона ВН-СН» определяет группу соединения обмоток трансформатора между сторонами ВН-СН в устройстве МІСОМ Р633. Параметр выбирается равным 0, так как схема соединения защищаемого трансформатора между сторонами высшего и среднего напряжений Y/Y. [6,7,8,26]

Параметр «Группа соединения обмоток, сторона ВН-НН» определяет группу соединения обмоток трансформатора между сторонами ВН-НН в устройстве МІСОМ Р633. Параметр выбирается равным 11, так как схема соединения защищаемого трансформатора между сторонами высшего и низшего напряжений Y/Δ-11. [6,7,8,26]

5.4 Расчет начального тока срабатывания

Начальный ток срабатывания $I_{ДИФ>}$ определяется, по выражениям:

$$I_{ДИФ>} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ,НОМ,НАГР*} = 1,3 \cdot 0,373 = 0,455,$$

где $I_{НБ,НОМ,НАГР*} = 0,373$ — относительный ток небаланса определяемый по выражению:

$$\begin{aligned} I_{НБ,НОМ,НАГР*} &= K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР} \cdot I_{НОМ,НАГР*} \\ &= 1,0 \cdot 1,0 \cdot 0,05 + 0,18 + 0,05 \cdot 1,05 = 0,373, \end{aligned}$$

Ток начала торможения находим по выражению:

$$I_{ТОРМ,m1} = 0,5 \cdot 0,355 = 0,1775.$$

В устройстве защиты МІСОМ Р633 начальный ток срабатывания принимается $\langle I_{ДИФ>} \rangle = 0,36$. $\langle I_{ТОРМ,m1} \rangle = 0,18$. [6,7,8,26]

5.5 Расчет коэффициента торможения первого наклонного участка

Коэффициент торможения рассчитывается для режима внешнего КЗ, при котором ток КЗ максимален, по выражению, все необходимые величины известны кроме $I_{НБ,РАСЧ*}$ который определяется по выражению:

$$\begin{aligned} I_{НБ,РАСЧ*} &= K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР} \cdot I_{ПЕРЕГР*} = \\ &= 1,5 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,05 \cdot 2 \cdot I_{НОМ} = 0,72 \cdot I_{НОМ}, \end{aligned}$$

Где $K_{ПЕР} = 1,5$ — коэффициент, учитывающий переходный процесс;

$K_{ОДН} = 1,0$ — коэффициент однотипности высоковольтных ТТ; при внешних КЗ на той стороне, где защищаемое оборудование имеет два присоединения и ТТ рассматриваемой защиты установлены в цепях этих присоединений (защита имеет два плеча); [6,7,8,26]

$$m1 \geq \frac{K_{OTC} \cdot I_{НБ.РАСЧ*} - I_{ДИФ>}}{0,5 \cdot I_{ТОРМ} - I_{ТОРМm1}} = \frac{1,3 \cdot 0,72 - 0,36}{1,5 - 0,18} = 0,436,$$

Где $K_{OTC}=1,3$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности устройства защиты, ошибки расчета и необходимый запас;

$I_{НБ.РАСЧ*}=0,72$ – относительное значение расчетного тока небаланса, вызванного протеканием по защищаемому объекту, соответствующего режиму перегрузки;

$I_{ДИФ>} = 0,36$ – принятое значение начального тока срабатывания;

$0,5 \cdot I_{ТОРМ} = 1,5 \cdot I_{НОМ}$ – полусумма входных токов (по трем сторонам);

$I_{ТОРМm1}=0,18 \cdot I_{БАЗ}$ - рассчитанный ток начала торможения для первого наклонного участка.

Коэффициент торможения в устройстве МІСОМ Р633 принимается «m1»= 0,5 для обеспечения чувствительности защиты на первом наклонном участке характеристики срабатывания. [8,26]

5.6 Выбор тока начала торможения на втором участке

Ток начала торможения на втором участке задается в относительных единицах в пределах от 1,5 до 10,0 и обозначает точку перехода с первого участка торможением m1 на второй наклонный участок с торможением m2. [6,7,8]

Ток начала торможения на втором участке в устройстве МІСОМ Р633 обозначается « $I_{ТОРМ,m2}$ » и регулируется в диапазоне от 1,50 до 10,00 от $I_{БАЗ}$.

Построим первый и второй участки характеристики по рассчитанным параметрам срабатывания.



Рисунок 2 – Первая и вторая зона характеристики срабатывания дифференциальной защиты при симметричном трехфазном питании.

Принимается значение « $I_{ТОРМ,m2}$ » = 3,0. [26]

5.7 Расчет коэффициента торможения второго наклонного участка

Коэффициент торможения второго наклонного участка (m_2) определяется по условиям отстройки от токов небаланса в режиме внешнего КЗ, от РПН и погрешностей, вносимых ТТ. [20]

$$\begin{aligned}
 I_{НБ,РАСЧ*} &= K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР} \cdot I_{КЗ,ВНЕШ*} = \\
 &= 2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,05 \cdot 20,4 = 8,36,
 \end{aligned}$$

Где $K_{ПЕР} = 2,0$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс;

$K_{ОДН} = 1,0$ – коэффициент однотипности высоковольтных ТТ;

$\varepsilon = 0,1$ – относительное значение полной погрешности ТТ в установившемся режиме;

$\Delta U_{РПН} = 0,16$ – относительная погрешность,

$\Delta f_{ВЫР} = 0,05$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч,

$I_{КЗ,ВНЕШ*} = 20,4$ - относительное значение максимального тока, равное току внешнего металлического КЗ и приведенное к базисному току со стороны этого внешнего КЗ. [6,7,8,26]

Ток начала торможение второго наклонного участка по оси дифференциального тока, определяется геометрическим способом. Дифференциальный ток определяется по рассчитанным параметрам срабатывания для первого ($I_{ДИФ} > 0,44$) и второго ($m1=0,5$, $I_{ТОРМ,m2} = 3,0$) участка характеристики срабатывания:

$$m1 = \operatorname{tg} \alpha = \frac{\Delta I_{ДИФ}}{\Delta I_{ТОРМ}}, \text{ откуда находим } 0,5 = \frac{\Delta I_{ДИФ}}{3 - 0,18}, \Delta I_{ДИФ} = 1,41.$$

$$\begin{aligned} \Delta I_{ДИФ} &= m1 \cdot I_{ДИФ,m2} - I_{ТОРМ,m1} + I_{ДИФ} > = 0,5 \cdot 3,0 - 0,18 + 0,36 \\ &= 1,77 \end{aligned}$$

Коэффициент торможения второго наклонного ($m2$) определяется по выражению:

$$m2 \geq \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ*} - I_{ДИФ,2*}}{0,5 \cdot I_{ТОРМ} - I_{ТОРМm2}} = \frac{1,3 \cdot 8,36 - 1,77}{20,4 - 3,0} = 0,618,$$

Где $K_{ОТС}=1,3$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности устройства защиты, ошибки расчета и необходимый запас;

$I_{НБ.РАСЧ*}=8,36$ – относительное значение расчетного тока небаланса в режиме внешнего КЗ;

$I_{ДИФ,2*} = 1,77$ – дифференциальный ток, определяемый геометрически;

$0,5 \cdot I_{ТОРМ} = 20,4$ - полусумма входных токов;

$I_{ТОРМm2} = 3,0$ - выбранный ток начала торможения для на втором участке. [7-8]

Коэффициент торможения второго наклонного участка в устройстве МСOM Р633 обозначается « $m2$ » и выводится в диапазоне от 0,1 до 1,5 .

Принимается « $m2$ » = 0,7. [8,26]

5.8 Проверка чувствительности защиты

Чувствительность защиты проверяется при металлическом расчетном виде КЗ на выводах защищаемого автотрансформатора при работе его на расчетном ответвлении. [6,7,8,26]

$I_{КЗ,МИН} = 798 А$ – первичное значение тока КЗ. В относительных величинах составляет $I_{КЗ,МИН*} = \frac{I_{КЗ,МИН}}{I_{БАЗ}} = \frac{798}{200,8} = 2,98 I_{БАЗ}$. При данном токе тормозной ток составляет $I_{ТОРМ} = 0,5 \cdot 2,98 = 1,49$. Получается, что при данном токе КЗ точка на характеристике срабатывания, согласно рисунку 2.

Чувствительность определяется согласно характеристике срабатывания по следующей формуле для второго участка:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{КЗ,МИН*}}{I_{ДИФ} > + m \cdot 0,5 \cdot I_{ТОРМ*} - I_{ТОРМm1}} = \frac{2,98}{0,36 + 0,5 \cdot 0,49 - 0,18} = 2,94,$$

где $I_{КЗ,МИН*} = 2,98$ – относительное значение минимального тока металлического КЗ в расчетном режиме, приведенное к базисному току стоны ВН.

Для дифференциальной защиты трансформатора обеспечивается условие коэффициента чувствительности, которое должно быть не меньше 2,0 ($2,94 > 2,0$). [26]

5.9 Выбор параметра срабатывания по выдержке времени

Параметры срабатывания блокировки выбираются их соображений: допустимое время перевозбуждения с кратностью $\frac{U_M}{U_{НОМ}} = 1,3$ равно 20 секунд, а $\frac{U_M}{U_{НОМ}} = 1,58$ равно 1 секунду.

Выдержка времени в устройстве МІСОМ Р633 обозначается «Выдержка времени». Принимается значение из диапазона от 0,0 до 100,0 равное 1с. [7]

5.10 Расчет параметров срабатывания дифференциальной токовой отсечки

Посредством выполнения в определении пределах величин токов торможения обеспечивается стабильность работы дифференциальной защиты при внешних повреждениях. Особенно сильно такая стабилизация проявляется при больших величинах токов внешнего КЗ, благодаря применению для дифференциальной защиты характеристики срабатывания с двумя изгибами. Но для обеспечения дополнительной надежности при сквозных КЗ, вызывающих насыщение трансформаторов тока, устройство МІСОМ Р633 оснащено дискриминаторами насыщения. [6,7,8,26]

Рассчитываемые параметры срабатывания;

-быстрая дифференциальная отсечка $I_{\text{диф}>>}$

-дифференциальная отсечка $I_{\text{диф}>>>}$.

5.11 Расчет тока срабатывания первой дифференциальной токовой отсечки

Ток срабатывания определяется по выражению:

$$I_{\text{диф}>>} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НОМ}} = 6 \cdot 200,8 = 6 \cdot I_{\text{БАЗ}},$$

где $K_{\text{отс}} = 6,0$ – коэффициент, используемый при отстройке защиты от броска намагничивания тока;

$I_{\text{НОМ}} = 200,8$ А – номинальный ток защищаемого трансформатора со стороны ВН, соответствующий номинальному напряжению среднего ответвления устройства РПН и номинальной мощности трансформатора.

Для получения параметра срабатывания в относительных величинах необходимо рассчитанное значение в первичных величинах привести к вторичным величинам через базисный ток.

В устройствах защиты МІСОМ Р633 ток срабатывания первой дифференциальной токовой отсечки обозначается « $I_{\text{диф}>>}$ » и регулируется

в диапазоне от 2,50 до 30,00 от $I_{БАЗ}$ с шагом 0,01. Принимается « $I_{диф>>>}$ »=6,0. [6,7,8,26]

5.12 Расчет тока срабатывания второй дифференциальной токовой отсечки

Ток срабатывания дифференциальной токовой отсечки должен выбираться исходя из двух условий:

- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме сквозного КЗ по выражению:

$$I_{диф>>>} \geq K_{отс} \cdot K_{НБ} \cdot I_{СКВ*} = 1,1 \cdot 1,0 \cdot 15,2 = 16,7 \cdot I_{БАЗ}$$

-отстройки от броска тока намагничивания силового автотрансформатора по выражению:

$$I_{диф>>>} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ*} = 6 \cdot I_{БАЗ},$$

Значение параметра срабатывания принимается наибольшему значению из полученных выше, и равным 16,7. Значение выводится в список параметров срабатывания в относительных единицах. [6-8]

В устройстве защиты МІСОМ Р633 ток срабатывания второй дифференциальной токовой отсечки обозначается « $I_{диф>>>}$ » и регулируется в диапазоне от 2,50 до 30,00 от $I_{БАЗ}$ с шагом 0,01.

Принимается « $I_{диф>>>}$ » = 16,7.

5.13 Построение характеристики срабатывания дифференциальной защиты по выбранным параметрам срабатывания

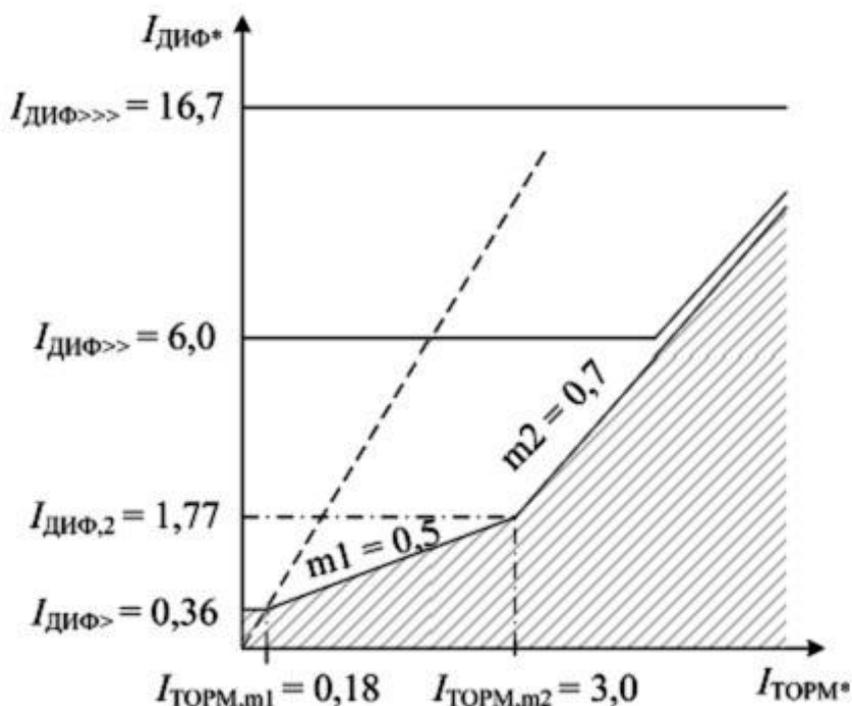


Рисунок 3 – Первая и вторая зона характеристики срабатывания дифференциальной защиты при симметричном трехфазном питании. [6]

5.14 Расчет параметров срабатывания дифференциальной защиты нулевой последовательности

Дифференциальная защита нулевой последовательности реализована в устройстве МІСОМ Р633 функциональными группами ДНП1-ДНП3.

Защита включена на ТТ стороны 220 кВ с $K_{ТТ}=400/1$ и ТТ заземленной нейтрали трансформатора с $K_{ТТ}=600/1$.

5.15 Выбор положений программируемых накладок дифференциальной защиты нулевой последовательности

Выполнять ввод/вывод дифференциальной защиты нулевой последовательности (от замыканий на землю) можно с панели управления устройством. Кроме того, в качестве параметров срабатывания этой защиты может быть введена любая подгруппа параметров. [29]

Программируемая накладка «Функц.группа ДНП1» в устройстве МІСОМ Р633 определяет введение в работу дифференциальной защиты нулевой последовательности стороны А и принимает положение «Введена».

Программируемая накладка «Функц.группа ДНП2» в устройстве МІСОМ Р633 определяет введение в работу дифференциальной защиты нулевой последовательности стороны В и принимает положение «Выведена».

Программируемая накладка «Функц.группа ДНП3» в устройстве МІСОМ Р633 определяет введение в работу дифференциальной защиты нулевой последовательности стороны С и принимает положение «Выведена».

Программируемая накладка «Режим работы» в устройстве МІСОМ Р633 определяет в каком режиме будет работать дифференциальная защита нулевой последовательности. Параметр принимает значение «Низкоомный, торможение суммарным фазным током».

Программируемая накладка «КЦИ активна» в устройстве МІСОМ Р633 принимает значение «Активна». [6,7,8,26]

5.16 Выбор базисных величин дифференциальной защиты нулевой последовательности

Параметр «Sб» определяет базисную мощность устройства МІСОМ Р633 и выбирается из диапазона от 0,1 до 50000 МВА.

Принимаем $S_b = 125$ МВА.

Исходя из установленной базисной мощности, устройство МІСОМ Р633 рассчитывает при помощи заданного первичного напряжения этой обмотки базисный ток. Базисный ток дифференциальной защиты нулевой последовательности (от замыканий на землю) со стороны А, $3I_{0,БАЗ,А}$, определяется по выражению:

$$3I_{0,БАЗ,А} = \frac{S_{БАЗ}}{3 \cdot U_{НОМ,А}} = \frac{125000}{3 \cdot 230} = 313,8,$$

На основе вычисленного базисного тока устройство МІСОМ Р633 рассчитывает коэффициент согласования токов по амплитуде при помощи

устанавливаемых первичных номинальных токов ТТ защищаемой стороны электроустановки:

$$K_{AM,НП,А} = \frac{I_{НОМ,ТТ,А}}{3I_{0,БАЗ,А}} = \frac{400}{313,8} = 1,27,$$

$$K_{AM,У,А} = \frac{I_{НОМ,ТТ,У,А}}{3I_{0,БАЗ,А}} = \frac{600}{313,8} = 1,91,$$

где $I_{НОМ,ТТ,А}$ - первичный номинальный ток ТТ, установленного в защищаемой обмотке А;

$I_{НОМ,ТТ,У,А}$ - первичный номинальный ток ТТ, установленного в заземленной нейтрали. [6,7,8,26]

5.17 Расчет начального тока срабатывания

Начальный ток срабатывания дифференциальной защиты нулевой последовательности $I_{ДНП>}$ определяется по выражению:

$$I_{ДНП>} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ,НОМ,НАГР*} = 1,3 \cdot 0,1 = 0,13,$$

где $K_{ОТС}=1,3$ – коэффициент отстройки

Относительный ток небаланса в режиме внешнего КЗ, определяется по выражению:

$$I_{НБ,НОМ,НАГР*} = K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta f_{ВЫР} \cdot I_{НОМ,НАГР*}$$

$$= 1,0 \cdot 1,0 \cdot 0,05 + 0,05 \cdot 1,0 = 0,1$$

В устройстве защиты МІСОМ Р633 начальный ток срабатывания дифференциальной защиты нулевой последовательности $I_{ДНП>}$ принимается « $I_{ДИФ>}$ »=0,2. [6,7,8,26]

5.18 Расчет тока срабатывания дифференциальной отсечки

Кратность тока отключения торможения $I_{ДНП>>>}$ определяется:

$$I_{ДНП>>>} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НОМ*} = 6 \cdot I_{БАЗ},$$

где $K_{ОТС}=6$ –коэффициент отстройки;

$I_{НОМ*} = I_{БАЗ}$ – приведенное значение номинального тока защищаемого трансформатора со стороны высшего напряжения.

В устройстве МІСОМ Р633 кратность тока отключения торможения дифференциальной защиты нулевой последовательности принимается « $I_{диф>>>}$ » = 6. [6,7,8,26]

5.19 Расчет тока срабатывания первой ступени МТН 1

Ток срабатывания первой ступени отстраивается по выражению:

$$I_{СЗ,РАСЧ} = \frac{K_{ОТС}}{K_B} \cdot I_{МАКС.НАГР} = \frac{1,3}{0,95} \cdot 313,8 = 429,41,$$

Принимается значение тока срабатывания защиты во вторичных величинах « $I >>> \gg$ » = $\frac{I_{СЗ}}{I_{НОМ,ГТ}} = \frac{430}{400} = 1,08 I_{НОМ}$, где $I_{НОМ,ГТ} = 400A$ – первичный номинальный ток ГТ, с защищаемой стороны трансформатора. В первичных величинах $I_{СЗ} = 1,08 \cdot 400 = 432 A$.

Проверка чувствительности производится по выражению:

$$K_{Ч} = \frac{I_{КЗ,МИН}}{I_{СЗ}} = \frac{670,5}{432} = 1,55$$

Для МТЗ соблюдается условия, что коэффициент чувствительности имеет значение не менее 1,5. [6,7,8,26]

5.20 Расчет тока срабатывания первой ступени МТН 2

Ток срабатывания первой ступени отстраивается от тока на выбранной стороне трансформатора при самозапуске двигателей нагрузки по выражению:

$$I_{СЗ,РАСЧ} = \frac{K_{ОТС}}{K_B} \cdot I_{МАКС.НАГР} = \frac{1,8}{0,75} \cdot 799,8 = 920,8,$$

Принимается значение тока срабатывания защиты во вторичных величинах « $I >>> \gg$ » = $\frac{I_{СЗ}}{I_{НОМ,ГТ}} = \frac{820,8}{600} = 1,4 I_{НОМ}$, где $I_{НОМ,ГТ} = 600 A$ –

первичный номинальный ток ТТ, с защищаемой стороны трансформатора «СН». В первичных величинах равным $I_{СЗ} = 1,4 \cdot 600 = 821$ А.[1]

Проверка чувствительности производится по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ,МИН}}}{I_{\text{СЗ}}} = \frac{1405,4}{821} = 1,71$$

Для МТЗ соблюдается условия, что коэффициент чувствительности имеет значение не менее 1,5. [6,7,8,26]

5.21 Расчет тока срабатывания первой ступени МТНЗ

Ток срабатывания первой ступени отстраивается по выражению:

$$I_{\text{СЗ,РАСЧ}} = \frac{K_{\text{ОТС}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{МАКС,НАГР}} = \frac{1,3}{0,95} \cdot 2099,5 = 2873,$$

Принимается значение тока срабатывания защиты во вторичных величинах «I >>>» $= \frac{I_{\text{СЗ}}}{I_{\text{НОМ,ТТ}}} = \frac{2873}{7000} = 0,41 I_{\text{НОМ}}$, где $I_{\text{НОМ,ТТ}} = 7000$ А- первичный номинальный ток ТТ, с защищаемой стороны трансформатора «НН». В первичных величинах равным $I_{\text{СЗ}} = 0,41 \cdot 7000 = 2873$ А

Проверка чувствительности производится по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ,МИН}}}{I_{\text{СЗ}}} = \frac{4918,8}{2873} = 1,71$$

Для МТЗ соблюдается условия, что коэффициент чувствительности имеет значение не менее 1,5. [6,7,8,26]

5.22 Выбор выдержки времени первой ступени МТН 1

Выдержка времени первой ступени рассчитывается по формуле:

$$t_{\text{СЗ}} = t_{\text{СЗ,СМ}} + \Delta t = 3,8 + 0,5 = 4,3,$$

где $t_{\text{СЗ,СМ}} = 3,8$ с – время срабатывания чувствительных ступеней смежных защит ВЛ 220кВ,

$\Delta t = 0,5$ с – ступень селективности.

В устройстве защиты МІСОМ Р633 принимается $t = 4,3$ с. [6,26]

5.23 Выбор выдержки времени первой степени МТН 2

В МІСОМ Р633 выдержка времени первой степени МТЗ принимается $t=5$ с. [6, 26]

5.24 Выбор выдержки времени первой степени МТН 3

В устройстве защиты МІСОМ Р633 выдержка времени первой степени МТЗ принимается $t=10$ с. [6,26]

Все выше представленные расчетные значения и выбранные значения вносятся в таблицу 7.

Таблица 7 - Бланк параметра срабатывания защит трансформатора МІСОМ Р633

Описание	Диапазон	Значение
Дифференциальная защита (ДИФФ)		
Дифференциальная защита	Введена/выведена	введена
Sб	0,1÷50000 МВА	125 МВА
Уном. первичное, сторона ВН	0,1÷1500 кВ	230 кВ
Уном. первичное, сторона СН	0,1÷1500 кВ	121 кВ
Уном. первичное, сторона НН	0,1÷1500 кВ	11 кВ
Группа соединения обмоток, сторона ВН-СН	0÷11	0
Группа соединения обмоток, сторона ВН-НН	0÷11	11
$I_{диф>}$	0,1÷2,5	
m1	0,1÷1,5	
Itорм,m2	1,5÷10	
m2	0,1÷1,5	
$I_{диф} >>>$	2,5÷30	

Продолжение таблицы 7

Фильтр нулевой последовательности, сторона ВН	С фильтром/Без фильтра	С фильтром
Фильтр нулевой последовательности, сторона СН	С фильтром/Без фильтра	С фильтром
Фильтр нулевой последовательности, сторона НН	С фильтром/Без фильтра	Без фильтра
Блокировка дифференциальной защиты по второй гармонике	Без блокировки/ С блокировкой /10÷50%	10%
Блокировка дифференциальной защиты по пятой гармонике	Без блокировки/ С блокировкой /10÷80%	15%
Т задержки отключения	0÷100с	1 с.
Дифференциальная защита нулевой последовательности 1 (ДНП 1)		
ДНП 1	Введена/выведена	введена
Режим работы		Низкоомный, торможение суммарным фазным током
Sб	0,1÷50000 МВА	125 МВА
КЦИ активна	Активна/ не активна	активна
$I_{диф>}$	0,1÷1,0	0,2
$I_{диф} >>>$	2,5÷30	6,0
m1	0÷1,0	-
Iгор,m2	0,1÷1,5	-
m2	0,15÷1,5	-

Дифференциальная защита нулевой последовательности 2 (ДНП2)		
ДНП2	Введена/выведена	выведена
Режим работы		-
Sб	0,1÷50000 МВА	-
КЦИ активна	Активна/ не активна	-
$I_{\text{диф}} >$	0,1÷1,0	-
$I_{\text{диф}} >>>$	2,5÷30	-
m1	0÷1,0	-
Iгорм,m2	0,1÷1,5	-
m2	0,15÷1,5	-
Дифференциальная защита нулевой последовательности 3 (ДНП3)		
ДНП3	Введена/выведена	выведена
Режим работы		-
Sб	0,1÷50000 МВА	-
КЦИ активна	Активна/ не активна	-
$I_{\text{диф}} >$	0,1÷1,0	-
$I_{\text{диф}} >>>$	2,5÷30	-
m1	0÷1,0	-
Iгорм,m2	0,1÷1,5	-
m2	0,15÷1,5	-
МТЗ 1 (МТН 1)		
МТЗ 1	Введена/выведена	Введена
Выбор входов для измерения	Сторона ВН/ Сторона СН/ Сторона НН/	Сторона ВН

Ступень I>>> (первая ступень)	Введена/выведена	Введена
I>>>	0,1÷30,0	0,92 Ином
tI>>>	0÷100 с	4,3 с
Ступень I>> (вторая ступень)	Введена/выведена	Выведена
I>>	0,1÷30,0	-
tI>>	0÷100 с	-
Ступень I> (третья ступень)	Введена/выведена	Выведена
I>	0,1÷30,0	-
tI>	0÷100 с	-
МТЗ 2 (МТН 2)		
МТЗ 1	Введена/выведена	Введена
Выбор входов для измерения	Сторона ВН/ Сторона СН/ Сторона НН/ Суммирование токов	Сторона СН
Ступень I>>> (первая ступень)	Введена/выведена	Введена
I>>>	0,1÷30,0	0,82 Ином
tI>>>	0÷100 с	5 с
Ступень I>> (вторая ступень)	Введена/выведена	Выведена
I>>	0,1÷30,0	-
tI>>	0÷100 с	-
Ступень I> (третья ступень)	Введена/выведена	Выведена
I>	0,1÷30,0	-
tI>	0÷100 с	-
МТЗ 3 (МТН 3)		
МТЗ 1	Введена/выведена	Введена

Выбор входов для измерения	Сторона ВН/ Сторона СН/ Сторона НН/ Суммирование токов	Сторона НН
Ступень I>>> (первая ступень)	Введена/выведена	Введена
I>>>	0,1÷30,0	0,96 Ином
tI>>>	0÷100 с	10 с
Ступень I>> (вторая ступень)	Введена/выведена	Выведена
I>>	0,1÷30,0	-
tI>>	0÷100 с	-
Ступень I> (третья ступень)	Введена/выведена	Выведена
I>	0,1÷30,0	-
tI>	0÷100 с	-

6 Молниезащита и заземление подстанции

На подстанции будет установлен двойной стержневой молниеотвод.

Которые будут находится по краям полстанции на расстоянии 60 метров друг от друга. Высота каждого молниеотвода 35 метров. Рассчитывается максимальное и минимальное расстояние между молниеотводами при данной их длине для обеспечения надёжности защиты 0,9.[22]

$$L_{max} = 5.75 * h = 5.75 * 35 = 201.25 \text{ м}$$

$$L_c = 2.5 * h = 2.5 * 35 = 87.5 \text{ м}$$

Таким образом молниеотводы расположены на достаточном удалении друг от друга.

Расчет параметров защитного конуса, образуемые каждым стержнем, это высоту конуса h_0 , и радиус конуса на земле r_0 :

$$h_0 = 0,85 * h = 0.85 * 35 = 29.75 \text{ м}$$

$$r_0 = 1,2 * h = 1.2 * 35 = 42 \text{ м}$$

Так как расстояние между молниеотводами $L < L_c$ то граница зоны не имеет провеса и $h_c = h_0$.

Вычисляются размеры горизонтальных сечений зоны:

Максимальную полуширину зоны r_x в горизонтальном сечении на высоте $h_x = 10 \text{ м}$:

$$r_x = \frac{r_0 * (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{42 * (29.75 - 10)}{29.75} = 28 \text{ м}$$

Длину горизонтального сечения при $h_x < h_c$, $l_x = \frac{L}{2} = 30$

Ширину горизонтального сечения в центре между молниеотводами:

$$r_{cx} = \frac{r_0 * (h_c - h_x)}{h_c} = \frac{42 * (29.75 - 10)}{29.75} = 28 \text{ м}$$

На рисунке 4 изображен план молниезащиты.

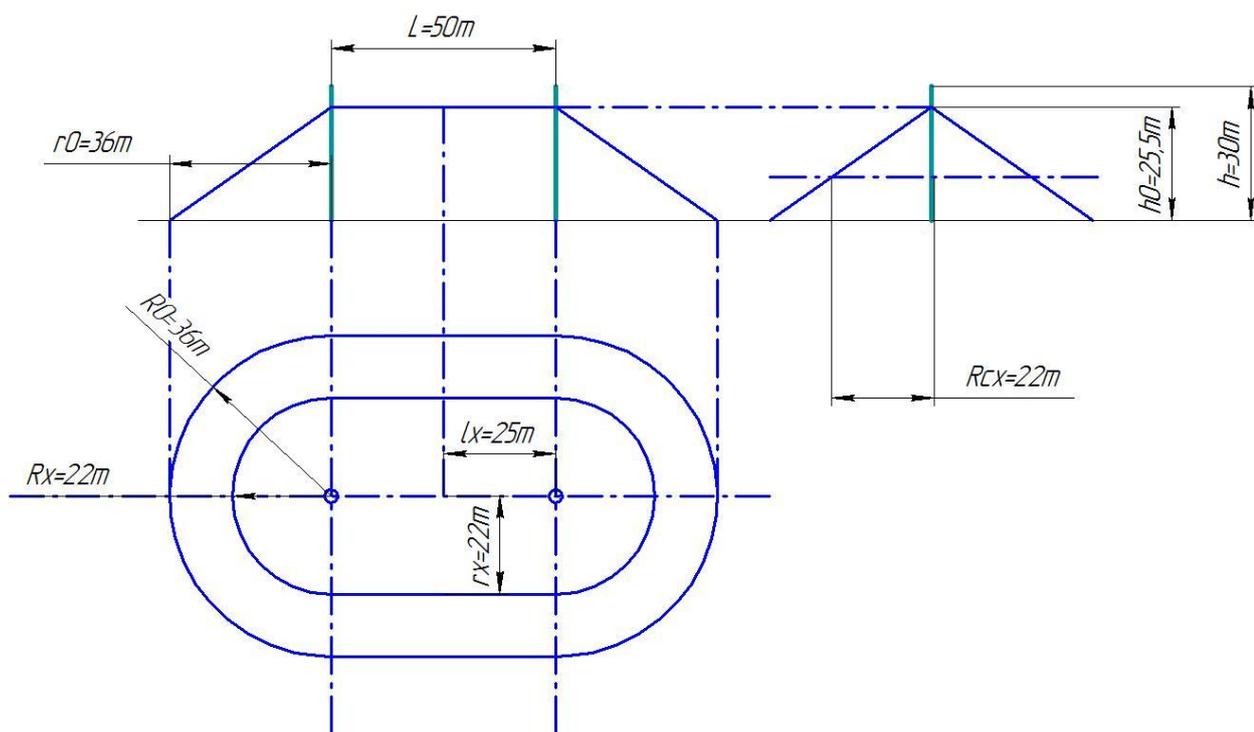


Рисунок 4 – План молниезащиты

6.1 Расчёт заземляющих устройств 110 кВ

Согласно ПУЭ расчёт заземляющих устройств в установках 110 кВ и выше производится по допустимому сопротивлению заземления 0,5 Ом. Это приводит к неоправданному перерасходу проводникового материала. [21,25]

Заземляющее устройство для установок 110 кВ и выше выполним из вертикальных заземлителей, соединительных полос.

Площадь подстанции 20*30 м, грунт однородный $\rho_{ес} = \rho_{з} = 700 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $t = 0,7 \text{ м}$, $t_{pz} = 0,12 \text{ с}$, $t_{oe} = 0,08 \text{ с}$, ток замыкания на землю при однофазном КЗ $I_{з} = 10 \text{ кА}$. Намечена к выполнению сетка (рис.5) с 12 прямоугольными ячейками и с 16 вертикальными проводниками с $l=5 \text{ м}$, $a=5 \text{ м}$. Естественных заземлителей нет. [27]

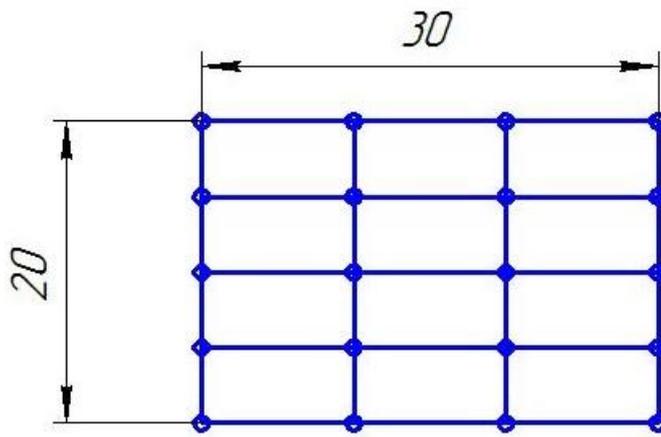


Рисунок 5 - Схема заземлителя

Определим длительность воздействия:

$$\tau = t_{pz} + t_{oe} = 0,2 \text{ с}$$

По справочнику определяется напряжение прикосновения $U_{np.дон} = 400 \text{ В}$

Определяется коэффициент напряжения прикосновения для сложного заземлителя:

$$k_n = \frac{M * B}{\frac{l * L}{a * S}^{0.45}} = \frac{0.5 * 0.5}{\frac{5 * 230}{5 * 600}^{0.45}} = 0.09$$

где M – параметр, зависящий от $\frac{\rho_1}{\rho_2}$, т.к. грунт принят однородным, то $\frac{\rho_1}{\rho_2} = 1$, а $M=0,5$; $l=5$ м – длина вертикального заземлителя; $L=230$ м (по плану рис.) – длина горизонтальных заземлителей; $a=5$ м – расстояние между вертикальными заземлителями; $S=600 \text{ м}^2$ – площадь заземляющего устройства;

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \rho_{в.с}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 700} = 0,5$$

где $R_q=1000 \text{ Ом}$, $R_c=1,5 \cdot \rho_{в.с}$, где $\rho_{в.с}$ – удельное сопротивление верхнего слоя земли, т.к. данных по слоям нет, принимаем $\rho_{в.с} = \rho_{\text{э}} = 700 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Определяется напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{np.дон}}{k_n} = \frac{400}{0,09} = 4444 \text{ В}$$

Значение в пределах допустимого (менее 10 кВ).

Определяется сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{здон} \leq \frac{U_3}{I_3} = 0,4 \text{ Ом}$$

Расчётная модель заземлителя представляет собой квадрат со стороной

$$\bar{S} = \sqrt{20 * 30} = 24,5 \text{ м}$$

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L}{2 * \bar{S}} - 1 = \frac{230}{2 * 24,5} = 3,6$$

Принимается число ячеек по стороне квадрата $m=4$

Длина полос расчётной модели:

$$L' = 2 * \bar{S} * m + 1 = 2 * 24,5 * 4 + 1 = 245 \text{ м}$$

Длина сторон ячейки:

$$b = \frac{\bar{S}}{m} = \frac{24,5}{4} = 6,1 \text{ м}$$

Вертикальные электроды наилучшим образом используются при расположении их в основном по периметру заземлителя. Число вертикальных заземлителей, расположенных по периметру контура при условии $a/l_e = 1$

$$n_e = \frac{\bar{S} * 4}{1 * l} = \frac{24,5 * 4}{1 * 5} = 19,6 = 20 \text{ шт}$$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L = l * n_e = 5 * 20 = 100 \text{ м}$$

Относительная глубина погружения вертикальных электродов:

$$\frac{l + t}{\bar{S}} = \frac{5 + 0,7}{24,5} = 0,2 > 0,1$$

$$A = 0,385 - 0,25 * \frac{l + t}{\bar{S}} = 0,385 - 0,25 * \frac{5 + 0,7}{24,5} = 0,3$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A * \frac{p_3}{S} + \frac{p_3}{L_2 + L_e} = 0,3 * \frac{700}{24,5} + \frac{700}{245 + 100} = 11 \text{ Ом}$$

Найдём напряжение прикосновения:

$$U_{np} = k_n * I_3 * R_3 = 0,09 * 10000 * 30 = 10200 \text{ В}$$

Что намного превышает разрешённое значение.

Используется подсыпка гравием толщиной 0,2 метра по всей площади заземлителя. Тем самым мы увеличиваем сопротивление под ступнями человека. Слой гравия имеет сопротивление $p_{ec} = 3000 \text{ Ом} * \text{м}$. Тогда:

$$B = \frac{R_q}{R_q + 1,5 * p_{ec}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 * 3000} = 0,2$$

Определим коэффициент напряжения прикосновения для сложного заземлителя с гравием:

$$k_n = \frac{\frac{M * B}{l * L^{0,45}}}{a * \overline{S}} = \frac{0,5 * 0,2}{5 * \frac{230}{600}^{0,45}} = 0,04$$

Подсыпка гравием не влияет на растекание тока с заземляющего устройства, т.к. глубина заложения заземлителей 0,7 м больше толщины слоя

гравия, поэтому соотношение $\frac{\rho_1}{\rho_2}$ и величина M остаются неизменными.

Определяется напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{np, доп}}{k_n} = \frac{400}{0,04} = 10000 \text{ В}$$

Определяется сопротивление заземляющего устройства с гравием:

$$R_{з доп} \leq \frac{U_3}{I_3} = 1 \text{ Ом}$$

Определяется напряжение прикосновения:

$$U_{np} = 0,04 * 10000 * 1 = 400 \text{ В}$$

Данные параметры расчета соответствуют стандартам.

Заключение

Выпускная квалификационная работа является полностью законченным документом, отображающим реконструкцию электрической части ОРУ 110 «Комсомолец».

На основании исходных данных, были выбраны выключатели, рассчитаны токи короткого замыкания на сторонах 220/110 кВ, произведен выбор оборудования и расчет релейной защиты.

Все масляные выключатели на ОРУ-110 кВ были заменены на баковые элегазовые выключатели типа DT1-145F1. В качестве управляющего органа релейной защиты было принято установить устройство МІСОМ Р633 взамен старой релейной защиты, так же на это устройство были посчитаны уставки защит. Для того что бы подстанция отвечала всем нормам электробезопасности было принято решение по замене молнезащиты и заземления, был выбран заземлитель и устройство молнезащиты.

Так же были начерчены чертежи формата А1 которые отвечают требованиям.

Проект разработан в соответствии с требованиями ПУЭ, ПТЭ, ПТБ, СНиП.. В нем рассмотрены необходимые вопросы, связанные с реконструкцией электрической части ОРУ 110 кВ.

Список использованных источников

1. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению, 2014.-46 с.
2. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие, 2015 -105 с.
3. Приказ Российского открытого акционерного общества энергетики и электрификации «ЕЭС России» № 57 от 11.02.2008 «Об организации взаимодействия ДЗО ПАО РАО «ЕЭС России» при создании или модернизации систем технологического управления в ЕЭС России, выполняемых в ходе нового строительства, технического перевооружения, реконструкции объектов электроэнергетики».
4. Сибикин Ю.Д., Электроснабжение промышленных предприятий и установок. Учебное пособие:/ М.Ю. Сибикин, В.А. Яшков, 2015 - 80 с.
5. Техническое руководство МiСOM P631-P634. часть 1 2010 - 65с.
6. Методические рекомендации по выбору уставок дифференциальной защиты трансформатора на реле серии МiСOM P63х., 2011-284с.
7. Рекомендации по выбору уставок МiСOM P63х. Дифференциальная защита трансформатора. 2010-44с.
8. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: /М.А. Шабад. : ПЭИПК, 2003 – 350 с.
9. ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.
10. ГОСТ 1516.1-75 «Нормы испытательных напряжений внешней и внутренней изоляции электрических аппаратов».
11. В.Г. Гловацкий. Современные средства релейной защиты и автоматики электросетей:/ И.В. Пономарев. Энергомашин, 2004 - 155 с.
12. СТО 56947007-29.120.70.100-2011. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования.

13. СО 153-34.20.122-2006г. Нормы технологического проектирования понижающих подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ.
14. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. с изм. и доп. – М.: Госэнергонадзор, 2014 – 132 с.
15. СО 153-34.0-03.150-00, М., 2003 г. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.
16. СО 34.04.181-2003г. Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей. Утвержденные РАО ЕЭС России 25.12.2003
17. Крючков И.П., Б.Н. Неклепаев, В.А. Старшинов Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования, 2005 – 98 с.
18. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- произв. изд. Т.6/ Под ред. гл. специалистов ОАО «Мосэнерго». – М. : Изд-во «Энергия», 2006 – 45 с.
19. Временные рекомендации по ограничению импульсных и ВЧ помех во вторичных цепях устройств с применением интегральных микросхем или ЭВМ на ПС напряжением 110 кВ и выше
20. РД 153-34.0-20.525-00 Заземление. РАО ЕЭС России 01.09.2000г.
21. РД 34.21.122-87. Молниезащита.
22. Постановление от 16 февраля 2008г. №87 о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию.
23. Электронный справочник. [электронный ресурс] - ЗАО «Завод высоковольтного оборудования «Союз» . Режим доступа: <http://zvo.soyuz-corp.ru/>
24. Электронный справочник. [электронный ресурс] - «Энергетика. Оборудование. Документация». Режим доступа: <http://forca.ru/>
25. Technical manual MiCOM P633, 2013г., pages – 71.
26. Bodmin, the Institution of Engineering and Technology, 2007, pages - 449.
27. Kurbatsky V.G. Short-term forecasting parameters of EPS for systems of operating and emergency control, 2009, pages – 18.

28. Jan de Kock, Cobus Strauss Practical Power Distribution for Industry Newnes, 2004, pages - 176 c.
29. Kubala T.S. Electricity 1: Devices, Circuits & Materials, 9 edition Delmar, Cengage Learning, New York, 2008, pages - 182 pages