

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина
« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование системы электроснабжения производства полиэтилена
низкой плотности химического комплекса Западно-Сибирского
нефтехимического комбината

Исполнитель

студент группы 842 об4

(подпись, дата)

Д.А. Дорожинский

Руководитель

доцент

(подпись, дата)

А.Г. Ротачева

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент канд. тех. наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Дорожинского Дмитрия Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование системы электроснабжения производства полиэтилена низкой плотности химического комплекса Западно-Сибирского нефтехимического комбината

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: задание на разработку проектной документации по объекту производства ПЭНП «РП 10 кВ питающаяся от ГПП-1 110/10 кВ» от ООО «ЗабСибНефтеХим»

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): расчет нагрузок основных потребителей РП выбор числа и мощности трансформаторов, конструкции и сечения питающих линий, однолинейных схем РП, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка оборудования, релейная защита и автоматика

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): схема внешнего электроснабжения ООО «ЗабСибНефтеХим», схемы замещения и результаты расчетов токов короткого замыкания, однолинейная электрическая схема РП 10 кВ по производству ПЭНП, микропроцессорный терминал защиты асинхронных электродвигателей с номинальной мощностью до 5 МВт, микропроцессорный терминал защиты синхронных электродвигателей с номинальной мощностью свыше 5 МВт

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): А.Б. Булгаков, консультант по безопасности и экологичности

7. Дата выдачи задания _____

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 126 с, 21 рисунок, 42 таблиц, 21 источник.

ПРОИЗВОДСТВО ПОЛИЭТИЛЕНА НИЗКОЙ ПЛОТНОСТИ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ, ИЗДЕРЖКИ, АМОРТИЗАЦИОННЫЕ ОТЧИСЛЕНИЯ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ

В данной выпускной квалификационной работе была спроектирована система электроснабжения производства полиэтилена низкой плотности (ПЭНП), а также были спроектированы устройства релейной защиты и автоматики для синхронных и асинхронных электродвигателей напряжением 10 кВ площадки «ЗабСибНефтеХим».

Произведен выбор числа и мощности силовых трансформаторов, конструкции и сечения питающих линий, производства ПЭНП. Также были посчитаны токи короткого замыкания необходимые для расчетов уставок РЗ и А, выбрано в полном объеме все электротехническое оборудование, произведен расчет уставок релейной защиты. Произведен расчет требуемых капиталовложений и издержек. Рассмотрен вопрос безопасности и экологичности проектируемой подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных сокращений	7
Введение	9
1 Общая характеристика района проектирования	11
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности	11
1.2 Характеристики источников электроснабжения	14
1.3 Диспетчеризация системы электроснабжения.	15
1.4 Измерение и технический учет электроэнергии	16
1.5 Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии	17
1.6 Производство полиэтилена низкой плотности	18
2 Расчет электрических нагрузок	21
2.1 Обоснование принятой схемы электроснабжения.	21
2.2 Характеристика электроприемников выше 1 кВ	21
2.3 Расчет нагрузок 10 кВ	22
2.4 Характеристика электроприемников до 1 кВ	25
2.5 Расчет низковольтной нагрузки	26
2.6 Выбор компенсирующих устройств	28
2.7 Выбор числа и мощности трансформаторов	30
2.8 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ	33
3 Расчет токов короткого замыкания	36
4 Проверка выбранного сечения кабеля	45

5	Выбор и проверка электрических аппаратов	47
5.1	Выбор комплектного распределительного устройства	47
5.2	Выбор выключателя 10 кВ	48
5.3	Выбор трансформатора тока	51
5.4	Выбор трансформатора напряжения	54
5.5	Выбор ограничителей перенапряжения	55
5.6	Выбор и проверка токоведущих частей	57
5.7	Выбор предохранителей 10 кВ	59
6	Релейная защита и автоматика	61
6.1	Расчет уставок релейной защиты асинхронных двигателей 10 кВ	61
6.1.1	Технические данные и характеристики	61
6.1.2	Расчет и задание параметров аналоговых входов IY.	62
6.1.3	Расчет и задание параметров аналогового входа $I_{\text{ТТПП Н-К}}$.	64
6.1.4	Максимальная токовая защита (МТЗ)	70
6.2	Расчет уставок релейной защиты синхронных двигателей 10 кВ	79
6.2.1	Параметрирование аналоговых входов	80
6.2.2	Задание параметров аналоговых входов напряжения	82
6.2.3	Расчет уставок дифференциальной защиты электродвигателя	84
6.3	Защита от дуговых замыканий	87
6.4	Защита от однофазных замыканий на землю	89
6.5	Автоматический ввод резерва	90
7	Технико-экономическое описание	96

7.1 Расчет капитальных вложений в строительство КТП	96
7.2 Расчет капиталовложений на прокладку КЛ	97
7.3 Расчет капитальных вложений в строительство РУ	100
7.4 Расчет издержек на эксплуатацию и обслуживание сети	100
7.5 Расчет срока окупаемости проекта	102
8 Безопасность и экологичность	104
8.1 Безопасность	104
8.1.1 Порядок проведения работ в электроустановках	104
8.1.2 Основные меры безопасности при прокладке кабелей	107
8.2 Экологичность	110
8.2.1 Расчет системы маслоприемника силового трансформатора	110
8.3 Чрезвычайные ситуации	114
8.3.1 Основные положения и задачи обеспечения безопасности	115
8.3.2 Действия при возникновении пожара	116
8.3.3 Требования безопасности при тушении пожара	119
Заключение	123
Библиографический список	124
Приложение А. Расчет в ПВК MathCAD 15	126

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- БНТ – бросок тока намагничивания;
- ВН – высшее напряжение;
- ГПП – главная понизительная подстанция;
- ДЗ – дистанционная защита;
- ЗДЗ – защита от дуговых замыканий;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
- ИО – измерительный орган;
- КЗ – короткое замыкание;
- КИН – контроль исправности цепей напряжения;
- КИП – контрольно-измерительные приборы;
- КИТ – контроль исправности вторичных токовых цепей ТТ;
- КЛ – кабельная линия;
- КРМ – компенсация реактивной мощности;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- КУ – компенсирующее устройство;
- ЛЭП – линия электропередач;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- НН – низшее напряжение;
- ОПН – ограничитель напряжения нелинейный;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПА – послеаварийный;
- ПАЗ – противоаварийная автоматическая защита;
- ПО – пусковой орган;
- ПС – подстанция;
- ПЭВП – полиэтилен высокой плотности;
- ПЭНП – полиэтилен низкой плотности;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗ – релейная защита;
РУ – распределительное устройство;
СГ – синхронный генератор;
СД – синхронный двигатель;
СН – собственные нужды;
СТ – силовой трансформатор;
ТБ – техника безопасности;
ТКЗ – токи короткого замыкания;
ТН – трансформатор напряжения;
ТТ – трансформатор тока;
УГП – установка генерации пара;
ЧС – чрезвычайная ситуация;
ШСВ – шино-соединительный выключатель;
ЭДС – электродвижущая сила;
ЭС – энергетическая система;
ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

На территории РФ вопрос повышения надежности системы электроснабжения городов и промышленных площадок занимает ключевую позицию в рамках технического перевооружения и инновационного развития энергетики РФ. Своевременное развитие сетевой инфраструктуры создает предпосылки к развитию промышленного сектора на территории субъектов РФ, особенно это выражено при своевременной реализации технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям сетевых компаний.

В качестве темы для выпускной квалификационной работы была выбрана следующая: «Проектирование системы электроснабжения производства полиэтилена низкой плотности химического комплекса Западно-Сибирского нефтехимического комбината».

Актуальность выбранной темы обусловлена необходимостью проектирование системы электроснабжения в связи с тем, что на данный момент идет непрерывное расширение производства полиэтилена, вызывает необходимость ввести вторую очередь объектов производства.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование систем электроснабжения объектов по производству полиэтилена низкой плотности, а также устройств РЗА для электродвигателей с номинальным напряжением 10 кВ.

Для выполнения поставленной цели необходимо проработать следующие задачи:

- 1) Расчет токов короткого замыкания;
- 2) Выбор и проверка электротехнического оборудования;
- 3) Выбор устройств релейной защиты и автоматики и расчет уставок;
- 4) Расчет капитальных вложений и издержек;

Для выполнения поставленных задач использовались следующие программные комплексы: Microsoft Office Word 2019 г., Microsoft Office Visio 2019 г., Microsoft Office Excel, ПВК Mathcad 15.0.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Характеристика объекта проектирования.

Площадь «Западно-Сибирского комплекса глубокой переработки углеводородного сырья (УВС) в полиолефины мощностью 2,0 млн. тонн в год с соответствующими объектами общезаводского хозяйства (ОЗХ)» (далее – Комплекс) составляет 460 га. Площадку окружают:

- с севера – лесной массив;
- с северо-запада – лесной массив с заболоченными участками, газораспределительная станция;
- с запада – автодорога, производственные площадки ООО «Тобольск-Нефтехим», далее д. Михайловка (2,2 км), д. Денисова (3,1 км), д. Соколовка (3,8 км);
- с юго-запада – железнодорожные пути и лесной массив;
- с юга – ведомственная автодорога и железнодорожные пути ЗАО «СИБУР-Транс», производственные объекты Тобольской ТЭЦ и ООО «Тобольск-Нефтехим»;
- с юго-востока - ремонтно-испытательный полигон ФГУП «СГ-Транс»;
- с востока – автодорога, очистные сооружения ООО «Тобольск-Нефтехим»;
- с северо-востока – д. Чукманка (3,8 км), село Верхние Аремзяны (6,8 км).
- Форма площадки близка к прямоугольной, ее протяженность 2,9 км в направлении запад-восток и 1,7 км в направлении север-юг.

По климатическому районированию площадке относится к климатическому подрайону I-B 1-ой климатической зоны. По снеговой и ветровой нагрузке площадка относится к IV району. Сейсмичность района строительства – 6 баллов по шкале Рихтера Температурный максимум

составляет 38 °С, температурный минимум составляет минус 52 °С, температура воздуха наиболее холодной пятидневки составляет минус 44 °С. Сроки строительства 2015-2019 г.г.

Нефтехимический Комплекс проектируется как крупнейший в России производитель этилена и пропилена, полиэтилена и полипропилена.

В состав Комплекса, размещаемого в пределах промышленной площадки предприятия ООО «Тобольск-Нефтехим» (г. Тобольск Тюменской области, Промзона), входят:

1. установка пиролиза ЭП-1500;
2. установка по производству линейного полиэтилена низкой плотности/полиэтилена высокой плотности (ЛПЭНП/ПЭВП);
3. установка по производству полиэтилена высокой плотности (ПЭВП);
4. установка по производству полипропилена (ПП);
5. логистическая платформа;
6. объекты ОЗХ (общезаводское хозяйство).

Таблица 1 – Условия климата на рассматриваемой площадке.

№	Климатические условия	Расчетные величины
1	2	3
1	Район по гололеду	II
2	Нормативная стенка гололеда, мм	15
3	Район по ветру	II
4	Нормативное ветровое давление, Па	300
5	Годовое количество осадков, мм	575
6	Наименьшая температура воздуха, °С	-50
7	Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	-46

8	Среднегодовая температура воздуха, °С	1,4
9	Число грозových часов в год	42
10	Средняя высота снежного покрова, см	20
11	Температура гололедообразования, °С	-5
12	Преобладающее направление ветра	СЗ
13	Среднегодовая скорость ветра, м/с	3
14	Относительная влажность воздуха, %	72-80

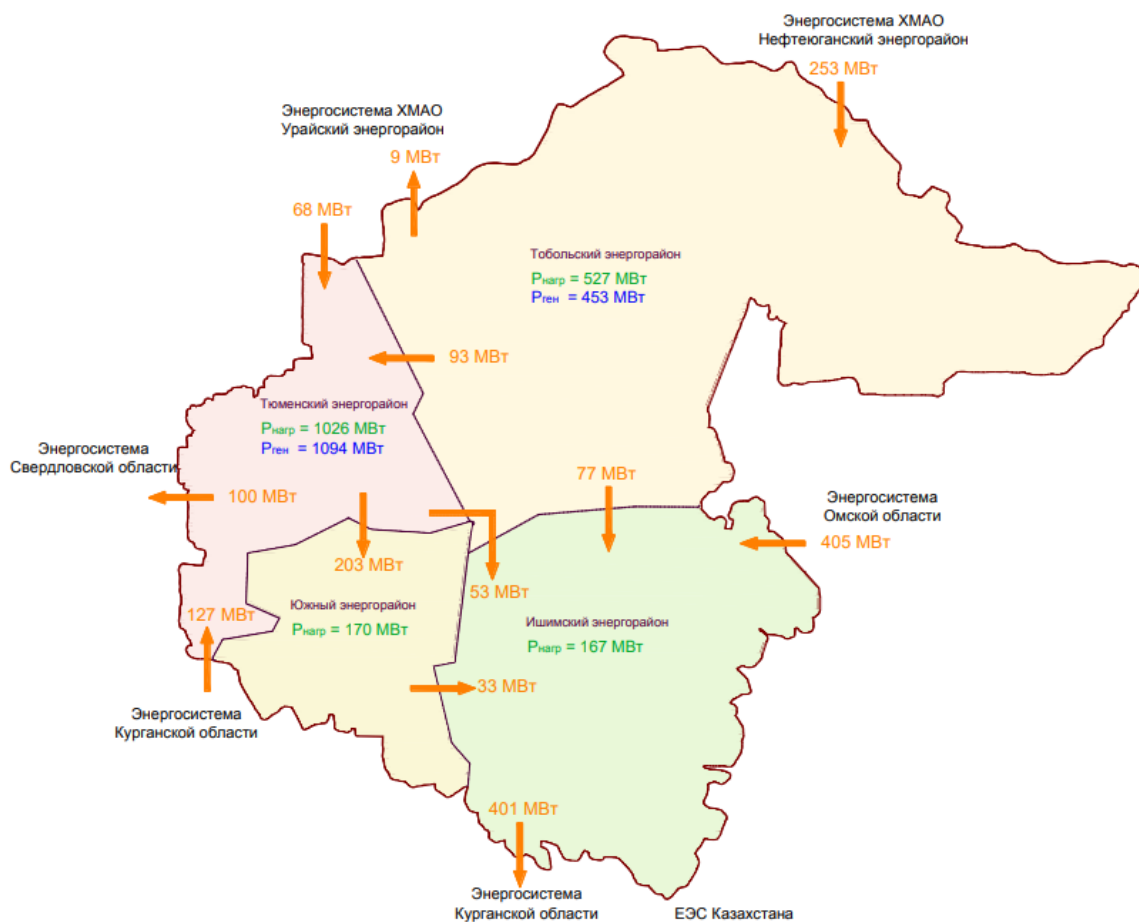


Рисунок 1 – Схема фактического баланса электрических нагрузок ЭЭС Тюменской области

1.2 Характеристики источников электроснабжения.

Электроснабжение проектируемых установок осуществляется от главных понизительных подстанций 110/10кВ ГПП-1 и ГПП-2, расположенных на территории «Комплекса». Электроприемники установки 3000 подключены от разных секций шин распределительного устройства 10 кВ ГПП-1, к которому подключены также электроприёмники установки пиролиза и объектов ОЗХ. Электроснабжение электроприемников установки 4000 осуществляется от разных секций шин распределительного устройства 10 кВ ГПП-2, к которому подключены также электроприёмники установки производства полипропилена и объектов ОЗХ. На шинах РУ-10 кВ ГПП-1 и ГПП-2 обеспечиваются следующие условия:

- Номинальное напряжение 10 кВ \pm 10%;
- Отклонение напряжения в послеаварийном режиме \pm 10%;
- Отклонение напряжения \pm 5%;
- Отклонение частоты \pm 0.2 Гц;
- Отклонение частоты в послеаварийном режиме \pm 0.4 Гц;
- Отношение X/R = 20.

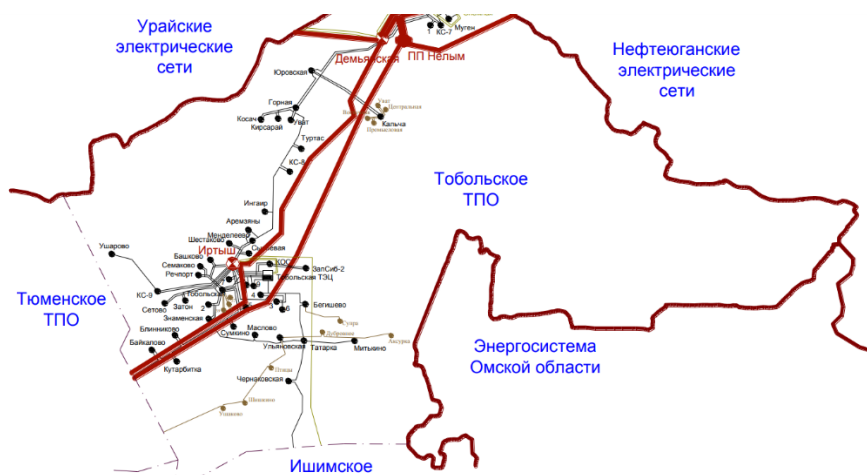


Рисунок 2 – Карта-схема Тобольского энергорайона ЭЭС Тюменской области

1.3 Диспетчеризация системы электроснабжения.

Автоматическая система управления и диспетчеризации системы электроснабжения ESCADA на основе микропроцессорных устройств. Рабочие станции ESCADA верхнего уровня находятся в центральной операторной электроснабжения, расположенной в главной подстанции предприятия. Также, в подстанции каждой установки предусматривается инженерная рабочая станция для доступа к основным и расширенным системным функциям. Здесь располагается стандартное оборудование, в том числе системные серверы, экраны, клавиатуры, принтеры для регистрации событий/срабатывания сигнализации, плоттеры и мнемосхема, общие функции, связанные с системой ESCADA, например, системы регистрации переходных процессов, отключения нагрузки, компенсации коэффициента мощности. Подключение ESCADA установок к системе ESCADA предприятия осуществляется через патч-панель. Основные задачи системы ESCADA:

- управление уставками защит и режимом работы трансформаторов с автоматическим регулированием напряжения;
- управление автоматическим вводом резерва РУ-10 кВ, РУ-0.69 кВ, РУ-0.4 кВ.
- обеспечение безопасной и стабильной работы системы электроснабжения установок:
 1. управление вводными выключателями
 2. снятие пиковых нагрузок
 3. повторный запуск
- диспетчеризация основных элементов питающей и распределительной сети при нормальном и аварийном режимах работы:
 1. состояние выключателей РУ-10 кВ

2. состояние устройств плавного пуска и частотных преобразователей 10 кВ;
3. состояние ИБП и источников постоянного тока;
4. состояние распределительных щитов НН;
5. сигналы управления электродвигателями ВН и НН;
6. температура в электропомещениях • сбор и сохранение данных ESCADA должна иметь цифровой интерфейс с АСУ ТП предприятия. На экране станции оператора АСУ ТП должны быть представлены графические панели, отражающие основные параметры системы электроснабжения:
 - а) состояние вводных выключателей РУ-10 кВ;
 - б) состояние выключателей отходящих линий РУ-10 кВ;

1.4 Измерение и технический учет электроэнергии.

Коммерческие узлы учета электроэнергии установлены в главных понизительных подстанциях «Комплекса».

Для установок 3000 и 4000 предусмотрен контрольный (технический) учёт. Узлы контрольного учета электроэнергии предусмотрены:

- на вводах РУ-10 кВ,
- на отходящих линиях РУ-10 кВ;
- на вводах РУ-0.69 кВ, РУ-0.4 кВ;
- на отходящих линиях, питающих щиты электрообогрева трубопроводов.

Для контрольного учёта устанавливаются многофункциональные измерительные приборы, предусматривающие измерения следующих величин (как минимум):

- электроэнергия (кВт-час, квар-час);

- мощность (кВт, квар, кВА) – действующие и средние значения;
- коэффициент мощности – действующее и среднее значение;
- ток, А;
- напряжение, В.

Все данные передаются в систему ESCADA при помощи цифрового интерфейса ETHERNET IEC61850. Измерения действующего значения тока проводятся на всех отходящих линиях РУ НН. Класс точности измерительных приборов должен быть не ниже 2.5, класс точности измерительных трансформаторов должен быть не ниже 1. Для узлов учёта электроэнергии, класс точности должен быть не ниже 1. Типы применяемых измерительных приборов должны быть внесены в Госреестр средств измерений Российской Федерации и иметь необходимые сертификаты соответствия.

1.5 Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии.

Электроснабжение проектируемых установок осуществляется по 1 категории по надёжности электроснабжения по ПУЭ от разных секций шин главных понизительных подстанций 110/10 кВ ГПП-1 и ГПП-2, расположенных на территории Комплекса. Электроприемники установки 3000 подключены от разных секций шин распределительного устройства 10 кВ ГПП-1, к которому подключены также электроприёмники установки пиролиза и объектов ОЗХ. Электроснабжение электроприемников установки 4000 осуществляется от разных секций шин распределительного устройства 10 кВ ГПП-2, к которому подключены также электроприёмники установки производства полипропилена и объектов ОЗХ. Для питания электроприемников, которые по условиям технологического процесса относятся к особой группе I категории по надёжности электроснабжения согласно классификации ПУЭ, в проекте предусмотрены источники бесперебойного питания с двойным преобразованием (ИБП).

1.6 Производство полиэтилена низкой и высокой плотности.

Установка по производству ЛПЭНП / ПЭВП предназначена для получения полиэтилена низкой и высокой плотности газофазной полимеризацией этилена по технологии Innovene G компании INEOS (Великобритания). Технологический процесс в производственной зоне осуществляется на двух параллельно работающих линиях и включает следующие основные стадии технологического процесса:

- подготовка сырья;
- ввод катализатора;
- полимеризация;
- дегазация и рециркуляция;
- ввод добавок, гранулирование и гомогенизация.

Подготовка сырья предназначена для очистки этилена, сомономеров (бутена-1, гексена-1), изопентана и азота с целью обеспечения требуемого качества для реакции полимеризации. Также здесь производится подготовка этилена для других установок - для установки по производству полипропилена и установки по производству ПЭВП. Качество водорода, поступающего на установку, удовлетворяет требованиям по содержанию примесей для процесса полимеризации, и не требует дополнительной очистки. Узел ввода катализатора предназначен для непрерывной подачи катализатора в реактор полимеризации. В производстве в качестве катализаторов используются катализатор Циглера, металлоценовый и хромовый катализаторы. Доставка катализаторов к узлу ввода осуществляется в транспортных контейнерах. Активация хромового катализатора производится на установке ПЭВП. На каждой линии предусмотрено по два узла разгрузки транспортных контейнеров и ввода катализатора: один – для катализатора Циглера, другой – для металлоценового и хромового катализаторов. Реакция полимеризации протекает в псевдосжиженном слое реактора. Этилен, сомомеры (бутен-1 или гексен-1), водород, изопентан, ТЭАЛ, жидкие добавки и катализатор непрерывно

подаются в контур реактора. Технологический газ циркулирует в контуре реактора. Мелкие частицы порошка полиэтилена, уносимые из реактора, улавливаются в циклонах и возвращаются обратно в реактор. Далее газ охлаждается и частично конденсируется в конденсаторе. Конденсат отделяется в сепараторе и возвращается в реактор. Газ компримируется и также возвращается в реактор, замыкая тем самым газовый контур реактора. При проведении реакции полимеризации с применением катализатора Циглера в качестве сокатализатора используется ТЭАЛ. ТЭАЛ поставляется на установку в специальных транспортных контейнерах, из которых насосами непрерывно дозируется в реактор. В качестве жидкой добавки для полимеризации при работе с катализатором Циглера используется добавка В1, при работе с металлоценовым и хромовым катализаторами – добавка S1.

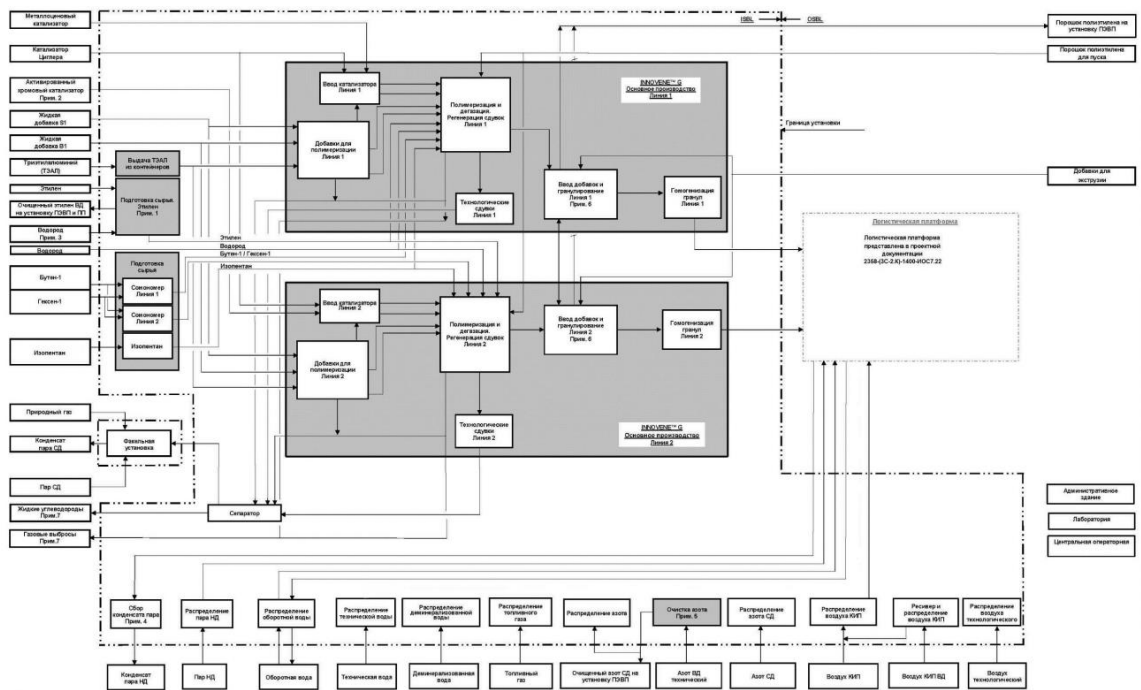


Рисунок 3 – блок-схема производства

Порошок полимера из реактора направляется на дегазацию и деактивацию остаточного катализатора. Изопентан и сомономер, извлеченные из порошка, возвращаются обратно в контур реакции. Азот, входящий в состав газовой смеси, отделяется от тяжелых углеводородов и направляется обратно в дегазатор. Из дегазатора порошок пневмотранспортом подается в колонну отдувки. В качестве

транспортного газа используется азот. Колонна отдувки предназначена для окончательного отделения от порошка остаточных углеводов и деактивации остаточного катализатора. Газ из колонны отдувки направляется для дальнейшего использования на Установку генерации пара или на факел (при отсутствии возможности сброса на УГП). После удаления остаточных углеводов порошок полимера направляется на гранулирование. Предварительно порошок смешивается с порошкообразными добавками и подается в экструдер. Гранулы продукта выдавливаются под слоем воды, осушаются, просеиваются и подаются системой пневмотранспорта в гомогенизаторы.

В гомогенизаторах обеспечивается непрерывное перемешивание гранул с целью гомогенизации. Из гомогенизаторов гранулы партиями транспортируются в силосы хранения готового продукта, расположенные в зоне логистической платформы.

Подача основного сырья (этилена, водорода, сомономеров и изопентана) на установку производится по трубопроводам от установок, входящих в состав Комплекса. Катализаторы для полимеризации и сокатализатор ТЭАЛ доставляются в специальных контейнерах, добавки для полимеризации и экструзии – в бочках и биг бэгах. Хранение необходимого запаса адсорбентов, катализаторов, добавок и реагентов предусматривается на территории ОЗХ Комплекса. Обеспечение производства энергетическими средствами (природным газом, водой оборотной, водой деминерализованной, воздухом технологическим и КИП, азотом и паром) производится от сетей Комплекса. Управление технологическим процессом осуществляется с помощью автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУТП). АСУТП имеет высокую отказоустойчивость и обеспечивает надежную, эффективную и безопасную эксплуатацию установки. Для предупреждения возникновения аварийных ситуаций предусмотрена система противоаварийной автоматической защиты (ПАЗ), обеспечивающая безопасную остановку или перевод процесса в безопасное состояние по заданной программе.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Обоснование принятой схемы электроснабжения.

Потребителями электроэнергии установок 3000 и 4000 являются электродвигатели 10 кВ и электроприемники 660/380/220 В. Электроприемники 10 кВ с резкопеременной нагрузкой на установках отсутствуют. По условиям технологического процесса электроприемники проектируемых установок в основном относятся к I категории по надежности электроснабжения в соответствии с требованиями ПУЭ, гл. 1.2. Исключение составляют щиты электрообогрева, рабочего освещения, розеточной сети и некоторые электропотребители системы вентиляции – они относятся ко II категории по надежности электроснабжения. Годовое число часов использования максимума нагрузки составляет 8200 часов.

2.2 Характеристика электроприемников выше 1 кВ.

Электроприемниками на напряжение 10 кВ установок 3000 и 4000 являются:

Асинхронные электродвигатели технологического оборудования:

1. - компрессоры этилена;
2. - компрессоры транспортирующего газа;
3. - компрессоры газа рециркуляции;
4. - винтовые компрессоры;
5. - компрессоры транспортной системы гранул из гомогенизаторов;
6. - компрессоры главного контура;
7. - шестеренные насосы экструдера;
8. - насосы впрыска жидкости ВД

Синхронные электродвигатели экструдеров

Наиболее мощными электродвигателями являются синхронные электродвигатели экструдеров 14 МВт. Для пуска этих электродвигателей используется устройство плавного пуска. Для пуска и регулирования скорости вращения части менее мощных электродвигателей применяются частотные преобразователи 10 кВ, что обеспечивает существенное энерго- и ресурсосбережение благодаря оптимизации режимов работы оборудования с учетом его свойств и характеристик и увеличение ресурса работы электротехнического оборудования, в том числе электродвигателей, за счет плавности регулирования, отсутствия пусковых токов повышенной кратности и механических ударных нагрузок.

2.3 Расчет нагрузок 10 кВ

Для определения расчетной мощности нагрузки в рассматриваемой выпускной квалификационной работе был использован метод коэффициента использования, который может быть определен как расчетным методом (учитывая динамическую функцию работы электроприемника) так и при помощи справочных материалов. В данной ВКР для определения коэффициента использования будет применяться [2].

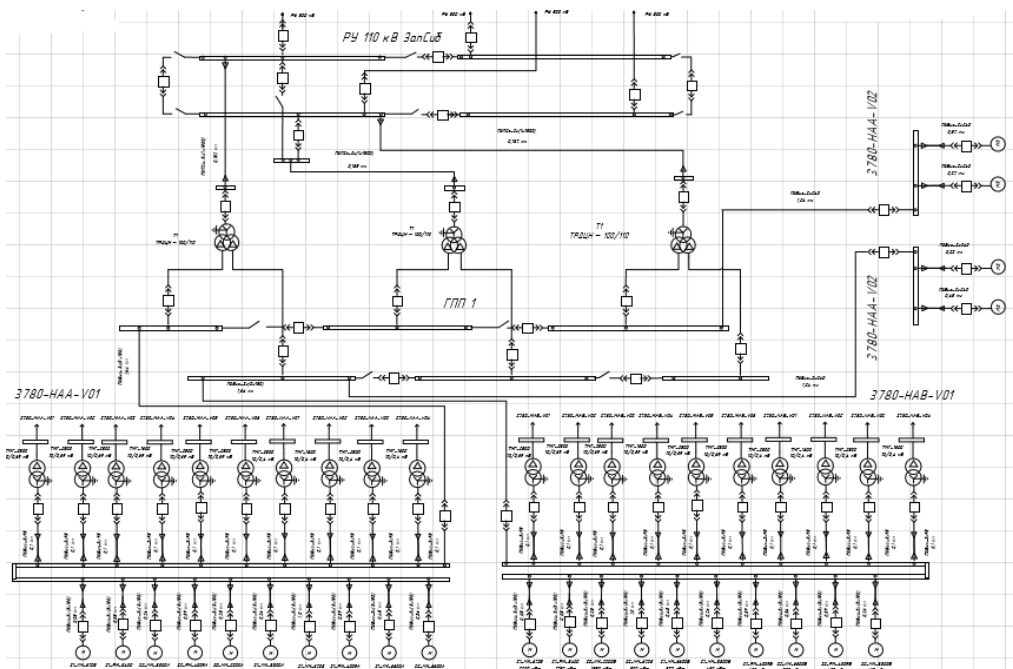


Рисунок – 4 Схема внутреннего электроснабжения.

Номинальная мощность n -ого количества приемников определяется как алгебраическая сумма номинальных мощностей каждого из приемников. У электроприемников необходимо привести продолжительность включения к значению единица.

Номинальная мощность группы электроприемников определяется при помощи следующего соотношения:

$$P_{\text{ном}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ном}} \quad (1)$$

где n – количество электроприемников.

После чего, опираясь, определенную полную мощность необходимо вычислить значения активной $P_{\text{ср}}$ и реактивной $Q_{\text{ср}}$ мощностей.

Значение $P_{\text{ср}}$ определяется по заданной установленной мощности P_i , а также коэффициентом использования $K_{\text{и}}$, который был определен по справочным материалам [2].

В свою очередь значение $Q_{\text{ср}}$ определяется по заданной установленной мощности P_i , умноженной на коэффициент мощности, который был определен в ходе анализ каталожных данных площадки «ЗабСибНефтеХим», а также коэффициентам использования $K_{\text{и}}$. Ниже представлены расчетные соотношения:

$$\sum P_{\text{ср}} = \sum_1^m P_{\text{ном}} \cdot K_{\text{и}} \quad (2)$$

Реактивная мощность:

$$\sum Q_{\text{ср}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ср}} \cdot \text{tg}\varphi \quad (3)$$

где $P_{\text{ном}}$ – суммарная установленная мощность всех приемников, питающихся от рассматриваемых ТП;

$K_{\text{и}}$ – коэффициент использования;

$tg\varphi$ – тангенс угла.

Далее необходимо определить эффективное число электроприемников для определения расчетного коэффициента.

Эффективное число ЭП:

$$n_{\text{э}} = \frac{\sum P_{\text{НОМ}}^2}{n \cdot P_{\text{НОМ}}^2} \quad (4)$$

После чего необходимо определить коэффициент расчетной нагрузки, данный коэффициент можно определить расчетным методом (исследованием динамической функции использования того или иного электроприемника), а также оговоренный коэффициент определяется при помощи справочных материалов [2], в данной выпускной квалификационной работе будет использоваться метод анализа справочных материалов.

$$P_p = K_p \cdot \sum P_{\text{ср}} \quad (5)$$

Расчетная реактивная мощность зависит от эффективного числа электроприемников и коэффициента использования. Данная зависимость приведена ниже:

$$Q_p = 1,1 \cdot K_{\text{и}} \cdot P_{\text{н}} \cdot tg\varphi \text{ при } n_{\text{э}} < 10 \quad (6)$$

$$Q_p = K_{\text{и}} \cdot P_{\text{н}} \cdot tg\varphi \text{ при } n_{\text{э}} > 10 \quad (7)$$

Далее будет произведен расчет для электроприемников на шинах 3780–НА–V01 (10 кВ).

Основными потребителями данной системы шин являются: двигатели компрессоров и насосов, а также двигатели с частотно-регулируемым приводом, которые в свою очередь используются для перекачки сырья и формирования

стабильности параметров того или иного вещества в трубопроводах и др. элементов системы производства на рассматриваемой площадке.

Технологическое оборудование:

$$P_{\text{НОМ}} = 8 \cdot 460 + 2 \cdot 1990 + 4 \cdot 400 + 2 \cdot 1750 + 2 \cdot 1750 + 2 \cdot 500 + 2 \cdot 520 = 19340 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{ср}} = 19340 \cdot 0,48 = 10231,4 \text{ кВт};$$

$$n_{\text{э}} = \frac{19340^2}{8 \cdot 460^2 + 2 \cdot 1990^2 + 4 \cdot 400^2 + 2 \cdot 1750^2 + 2 \cdot 500^2 + 2 \cdot 520^2} = 16 \text{ шт};$$

$$P_{\text{р}} = 10231,4 \cdot 1,02 = 10436,03 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{р}} = 10231,4 \cdot 0,74 = 6869,57 \text{ квар};$$

$$S_{\text{р}} = \sqrt{10436,03^2 + 6869,57^2} = 12494,06 \text{ кВА}$$

$$I_{\text{р}} = \frac{12494,06}{\sqrt{3} \cdot 10} = 721,35 \text{ А}$$

Расчет нагрузки 10 кВ произведем по представленным выше формулам.

Результаты расчетов по ТП 10 кВ представим в таблицу 2:

Таблица 2 – расчет высоковольтной нагрузки КТП 10 кВ

Потребитель	$P_{\text{НОМ}}$, кВт	$K_{\text{и}}$	$P_{\text{ср}}$, кВт	$tg\varphi$	$P_{\text{р}}$, кВт	$Q_{\text{р}}$, квар
1	2	3	4	5	6	7
3780-НА-V01	16870	0,85	15077	0,65	15077	9622
3780-НА-V02	37603,7	0,83	32040	0,36	32040	11726
Итого					47117	21348

2.4 Характеристика электроприемников до 1 кВ.

Основными электроприемниками проектируемых установок на напряжение до 1 кВ являются:

- электродвигатели технологического оборудования;
- электродвигатели сантехнической вентиляции;
- холодильные установки;
- системы электрообогрева;

- розетки для сварочного оборудования;
- освещение;
- системы КИПиА;
- системы пожаротушения;
- связь и сигнализация;
- системы автоматического управления производством.

В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприёмники в основном относятся к I категории. Управление электроприемниками технологического оборудования выполняется автоматически по технологическим параметрам и местными выключателями в режиме ремонта и наладки. В проекте для питания и управления части электродвигателей насосов применяются преобразователи частоты. Все электротехническое оборудование проектируемых установок, которое является источником электромагнитных полей (ЭМП) спроектировано таким образом, чтобы была обеспечена защита обслуживающего персонала от вредного воздействия ЭМП в соответствии с требованиями СанПиН 2.2.4.1191-03 «Электромагнитные поля в производственных условиях».

2.5 Расчет низковольтной нагрузки.

Приведем расчет для электроприемников на ТП 3780–NA–E01 (0,4 кВ).

$$P_{\text{ном}} = 2 \cdot 1,4 + 4 \cdot 1,4 + 14 \cdot 0,03 = 8,91 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{ср}} = 8,91 \cdot 0,2 = 1,78 \text{ кВт};$$

$$n_{\text{э}} = \frac{8,91^2}{2 \cdot 1,4^2 + 4 \cdot 1,4^2 + 14 \cdot 0,03^2} = 7 \text{ шт};$$

$$P_{\text{р}} = 1,78 \cdot 0,96 = 1,711 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{р}} = 1,711 \cdot 1,73 = 3,39 \text{ квар};$$

$$S_{\text{р}} = \sqrt{1,711^2 + 3,39^2} = 3,8 \text{ кВА}$$

$$I_{\text{р}} = \frac{3,8}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 5,48 \text{ А}$$

Для остальных ТП, питающихся от шин 3780, расчет нагрузки 0,69 и 0,4 кВ произведем по представленным выше формулам. Результаты расчетов представим в таблицах 3–4:

Таблица 3 – расчет низковольтной нагрузки ТП 0,69 кВ

Потребитель	$P_{\text{ном}}$, кВт	$K_{\text{и}}$,	$P_{\text{ср}}$, кВт	$tg\varphi$	$P_{\text{р}}$, кВт	$Q_{\text{р}}$, квар
1	2	3	4	5	6	7
3780-МА-V01	1735	0,95	1649	0,4	1649	720
3780-МА-V02	2127	0,87	1844	0,32	1844	596
3780-МА-V03	2272,36	0,83	1710,12	0,59	1878	1218
3780-МА-V04	1951,7	0,68	1329,56	0,69	1330	1014
3780-МА-V05	2185,2	0,98	2132,39	0,18	2132	424
3780-МА-V06	2188	0,99	2176,21	0,05	2176	130
Итого					11009	4102

Таблица 4 – расчет низковольтной нагрузки ТП 0,4 кВ

Потребитель	$P_{\text{ном}}$, кВт	$K_{\text{и}}$,	$P_{\text{ср}}$, кВт	$tg\varphi$	$P_{\text{р}}$, кВт	$Q_{\text{р}}$, квар
1	2	3	4	5	6	7
3780-НА-E01	8,91	0,2	1,78	1,73	1,71	3,39
3780-НА-V01	2256	0,69	1559	0,5	1559	787
3780-НА-V02	2694	0,58	1560	0,08	1560	121
3780-НА-V03	2492	0,74	1835	0,06	1835	119
3780-НА-V04	2822	0,4	1142	0,58	1142	745
Итого					6097,72	1775,39

Основными потребителями данной ТП 3780 на сторонах 0,69 и 0,4 кВ являются: двигатели компрессоров, насосов, здания грануляции, электрообогреватели и другое лабораторное оборудование.

Таблица 5 – Сравнение номинальных и расчетных значений активной мощности.

	$P_{\text{ном}}, \text{МВт}$	$P_p, \text{МВт}$
Высоковольтная нагрузка (10 кВ)	54,5	47,1
Низковольтная нагрузка (0,69 и 0,4 кВ)	22,8	17,11

2.6 Выбор компенсирующих устройств.

Передача большой реактивной мощности по ВЛЭП неэкономична, в связи с увеличением потерь электроэнергии. Наиболее выгодным является иметь источник реактивной мощности непосредственно возле потребителя. Также, в настоящее время электроснабжающие организации требуют от потребителей снижения в сети доли реактивной мощности.

Решением данной проблемы является компенсация (выработка) реактивной мощности – важное и необходимое условие экономичного и надежного функционирования системы электроснабжения предприятия.

Для выбора КУ необходимо воспользоваться алгоритмом:

Необходимо рассчитать реактивную мощность:

$$Q_{\text{э}} = P_{\text{max}} \cdot \text{tg}\varphi \quad (8)$$

где P_{max} – максимальная активная мощность ПС, кВт;

$\text{tg}\varphi$ – коэффициент мощности, который определяется в соответствии с Приказом Минэнерго от 23.06.2015 №380. В рассматриваемом случае для ТП 10/0,4 он равен 0,35 [12].

Далее необходимо определить требуемую мощность компенсирующего устройства:

$$Q_{\text{ку}} = Q_{\text{max}} - Q_{\text{э}} \quad (9)$$

где $Q_{\text{ку}}$ – суммарная мощность компенсирующих устройств, квар;

Q_{max} - максимальная реактивная мощность ПС, квар;

Определим реактивную мощность, которую подлежит компенсации на 1 секции шин ТП:

$$Q_{КУ1сш} = 1,1 \cdot \frac{Q_{КУ}}{N_{сш}} \quad (10)$$

где $N_{сш}$ – число секций шин на низкой стороне ТП;

Фактическая мощность КУ на шинах ТП:

$$Q_{ф.ку} = 2 \cdot Q_{исп.ку} \quad (11)$$

где $Q_{ф.ку}$ – фактическая мощность всех компенсирующих устройств ТП;

$Q_{исп.ку}$ – мощность компенсирующей установки, на 1 секции шин;

По найденному значению $Q_{КУ1сш}$ производится выбор компенсирующего устройства.

Произведем расчет КУ на примере 3780-НАА-V01:

$$Q_{э} = 17,11 \cdot 0,35 = 5,99 \text{ Мвар}$$

$$Q_{КУ} = 6,102 - 5,99 = 0,11 \text{ Мвар}$$

$$Q_{КУ1сш} = 1,1 \cdot 0,11 = 0,121 \text{ Мвар}$$

В качестве вывода расчета для данной секции шин было выбрано КУ типа УКРЛ56-10,5-150-50 УЗ из чего следует:

$$Q_{ф.ку} = 2 \cdot 0,150 = 0,3 \text{ Мвар}$$

Расчетные данные по другим секциям шин были получены в ходе расчетов в ПВК Microsoft Office Excel. Итоги данного расчета сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Выбор конденсаторных установок.

Название секции шин	Q _{ку} , Мвар	Q _{ку1} , Мвар	Тип КУ	Q _{фку} , Мвар	Q _{неск} , Мвар	Q _э , Мвар	Q _{max} , Мвар
3780-НАА-V01	0,11	0,06	УКРЛ56-10,5-150-50 У3	0,30	5,80	5,99	6,102
3780-НАВ-V01	0,11	0,06	УКРЛ56-10,5-150-50 У3	0,30	5,80	5,9885	6,102
3780-НАА-V02	0,24	0,13	УКРЛ56-10,5-150-300 У3	0,30	5,55	5,614	5,85
3780-НАВ-V02	0,24	0,13	УКРЛ56-10,5-150-75 У3	0,30	5,55	5,614	5,85

2.7 Выбор числа и мощности трансформаторов.

Количество силовых трансформаторов, планируемых к установке на проектируемой подстанции, в первую очередь определяется категорией потребителей по надежности электроснабжения [6].

При наличии потребителей первой категории электроснабжение должно осуществляться от двух независимых источников питания в состав которых также входят силовые трансформаторы и питающиеся от них линии, оперируя, рекомендациями ПУЭ [11].

Учитывая категорию потребителей отключения питания разрешено только на интервал времени равный времени работы АВР.

Питающие шины 0,4 и 0,69 кВ должны быть секционированы, при этом каждая из них должна получать питание от своего силового трансформатора. В случае возникновения аварии на одном из трансформаторов второй трансформатор должен обеспечить питание потребителей в полном объеме.

Далее рассмотрим выбор трансформаторов на примере 3780-NA-V01.

Расчетная мощность трансформатора определяется при помощи соотношения (8):

$$S_{\text{т.расч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}\Sigma}^2 + Q_{\text{расч}\Sigma}^2}}{n_{\text{т}} \cdot k_{\text{з.опт}}} \quad (12)$$

где $P_{\text{расч}\Sigma}^2$ – суммарная расчетная активная нагрузка РП;

$Q_{\text{расч}\Sigma}^2$ – суммарная расчетная реактивная нагрузка РП;

$k_{\text{з.опт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме;

$n_{\text{т}}$ – количество силовых трансформаторов;

Также необходимо проверить коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме:

$$k_{\text{з.норм}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}\Sigma}^2 + Q_{\text{расч}\Sigma}^2}}{n_{\text{т}} \cdot S_{\text{т.расч}}} \quad (13)$$

При этом из наиболее важных условий выбора трансформатора является проверка его загрузки в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{\text{з.п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}\Sigma}^2 + Q_{\text{расч}\Sigma}^2}}{(n_{\text{т}} - 1) \cdot S_{\text{т.расч}}} \quad (14)$$

Трансформатор считается пригодным для использования при условии:

$$k_{\text{з.п/а}} \leq 1,4 \quad (15)$$

Произведем выбор трансформатора для ТП 3780-NA-V01:

$$S_{\text{т.расч}} = \frac{\sqrt{1559^2 + 787^2}}{2 \cdot 0,7} = 1247,86 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

К установке принимаем трансформатор ТМГ 2500 кВ·А – 10/0,4 кВ.

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$k_{\text{з.норм}} = \frac{\sqrt{1559^2 + 787^2}}{2 \cdot 1600} = 0,55 ;$$

Далее необходимо проверить трансформатор в условиях аварийной ситуации:

$$k_{\text{з.п/а}} = \frac{\sqrt{1559^2 + 787^2}}{1 \cdot 1600} = 1,1 \leq 1,4 ;$$

Условие (15) выполнено, что означает пригодность трансформатора к использованию.

Далее представим в таблице 6 результаты расчета и выбора трансформаторов на остальных ТП:

Таблица 7 – Результаты выбора трансформаторов

Наименование КТП	$S_{\text{расч}}$ кВ·А	$k_{\text{з.норм}}$	$k_{\text{з.п/а}}$	Тип трансформатора
1	2	3	4	5
3780-NA-V01	1747	0,55	1,1	ТМГ 1600 кВ·А – 10/0,4 кВ
3780-NA-V02	1565	0,49	0,98	ТМГ 1600 кВ·А – 10/0,4 кВ
3780-NA-V03	1839	0,58	1,16	ТМГ 1600 кВ·А – 10/0,4 кВ
3780-NA-V04	1363	0,55	1,1	ТМГ 1250 кВ·А – 10/0,4 кВ
3780-MA-V01	1799	0,56	1,12	ТМГ 1600 кВ·А – 10/0,69 кВ
3780-MA-V02	1938	0,6	1,2	ТМГ 2500 кВ·А – 10/0,69 кВ
3780-MA-V03	2238	0,45	0,9	ТМГ 2500 кВ·А – 10/0,69 кВ
3780-MA-V04	1672	0,52	1,04	ТМГ 1600 кВ·А – 10/0,69 кВ
3780-MA-V05	2174	0,67	1,34	ТМГ 1600 кВ·А – 10/0,69 кВ
3780-MA-V06	2180	0,68	1,36	ТМГ 1600 кВ·А – 10/0,69 кВ

2.8 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ

Далее необходимо определить сечение распределительной сети. Выбор площади сечения КЛ осуществляется по расчетному максимальному току, а проверка производится по значениям послеаварийного тока.

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_{p.max} = \frac{S_{p.l.}}{U_n \cdot n_{ц} \cdot \sqrt{3}} \quad (16)$$

где $S_{p.l.}$ – расчетная нагрузка линии, кВА;

U_n – номинальное напряжение сети, принимаемое равным 10 кВ;

$n_{ц}$ – количество цепей в линии;

Далее необходимо определить значение послеаварийного тока в линии:

$$I_{p.n/a} = \frac{S_{p.l.}}{U_n \cdot (n_{ц} - 1) \cdot \sqrt{3}} \quad (17)$$

Условие выбора сечения кабеля:

$$I_{p.max} \leq I_{дл.доп} \quad (18)$$

где $I_{дл.доп}$ – ток, который может проходить по кабелю в течении длительного промежутка времени без последствий. Данное значение принимается по справочным данным.

Следующим этапом расчетов является определение отклонения напряжения. В соответствии с ГОСТ 32144-2013 нормальное значение отклонения напряжения составляет не более 10%, по требованиям предприятия данное отклонение напряжения должно составлять не более 5%.

Потеря напряжения определяется при помощи следующей формулы:

$$\Delta U = \frac{I_{\text{расч}} \cdot \sqrt{3} \cdot L}{U_{\text{ном}}} (r_0 \cdot \cos\varphi + x_0 \cdot \sin\varphi) \cdot 100\% \quad (19)$$

где $I_{\text{расч}}$ – рабочий максимальный ток, А;

L – длина линии, км;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, В;

r_0 – удельное активное сопротивление линии, Ом/км;

x_0 – удельное реактивное сопротивление линии, Ом/км;

φ – угол нагрузки, определяемый соотношением $\tan\varphi = Q/P$;

Определим сечение КЛ для линии РУ – 3780-NA-V01:

$$I_{\text{р.мах}} = \frac{1747}{10 \cdot 2 \cdot \sqrt{3}} = 50,43 \text{ А};$$

$$I_{\text{р.п/а}} = \frac{1747}{10 \cdot (2-1) \cdot \sqrt{3}} = 100,86 \text{ А};$$

По справочным данным выбираем кабель ПвВнг-3х95 с медными жилами. Выполнен с изоляцией из сшитого полиэтилена. Оболочка состоит из поливинилхлоридного пластика пониженной воспламеняемости.

По справочным данным длительно допустимый ток равен:

$$I_{\text{дл.доп}} = 304 \text{ А};$$

Проверяем выбранный кабель по условию (18):

$$100,86 \leq 304 \text{ А};$$

В ходе проверки расчетное значение не превысило номинальное значение, что указывает на пригодность использования данного типа кабеля.

Далее необходимо проверить сечение кабеля на отклонение напряжения:

$$\Delta U = \frac{0,1 \cdot \sqrt{3} \cdot 50,43}{10000} (0,89 \cdot 0,081 + 0,45 \cdot 0,193) \cdot 100\% = 0,013\% ;$$

Данной проверкой была проиллюстрирована пригодность данного кабеля при проверке по отклонению напряжения ранее было указано, что данное значение не должно превышать 10%.

Аналогично определяем сечение остальных кабелей, питающих ТП от шин 3780.

Таблица 8– Марки и сечения кабельных линий

Участок сети	$I_{P,max}$, А	$I_{дл.доп}$, А	Марка кабеля	L, км	ΔU , %
1	2	3	4	5	6
3780-NA-V01	100,86	304	ПвВнг-3х95	0,1	0,013%
3780-NA-V02	90,36	304	ПвВнг-3х95	0,1	0,007%
3780-NA-V03	106,18	304	ПвВнг-3х95	0,1	0,01%
3780-NA-V04	78,69	304	ПвВнг-3х95	0,1	0,01%
3780-MA-V01	103,87	304	ПвВнг-3х95	0,1	0,013%
3780-MA-V02	111,89	304	ПвВнг-3х95	0,1	0,013%
3780-MA-V03	129,21	304	ПвВнг-3х95	0,1	0,02%
3780-MA-V04	96,53	304	ПвВнг-3х95	0,1	0,013%
3780-MA-V05	125,51	304	ПвВнг-3х95	0,1	0,013%
3780-MA-V06	125,86	304	ПвВнг-3х95	0,1	0,01%

Также необходимо произвести выбор кабелей, питающих высоковольтную нагрузку. Результаты расчетов представим в таблице 8:

Таблица 9 – Результаты расчета кабелей для высоковольтной нагрузки

Участок сети	$I_{P,max}$, А	$I_{дл.доп}$, А	Марка кабеля	L, км	ΔU , %
1	2	3	4	5	6
3780-NA-V01	1032,6	1173	ПвВнг-3х(3х150)	1,64	1,96%
3780-NA-V02	1969,8	2060	ПвВнг-4х(3х240)	1,24	2,42%

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Токи короткого замыкания определяются в характерных точках с целью выбора оборудования и настройки релейной защиты. Данный расчет был произведен на шинах 3780-НААВ-V01 и 3780-НААВ-V02. Весь расчет был произведен по аналогии с методическими указаниями [17]. Далее необходимо учесть требования к терминалам релейной защиты и произвести расчет токов КЗ опираясь на данные требования.

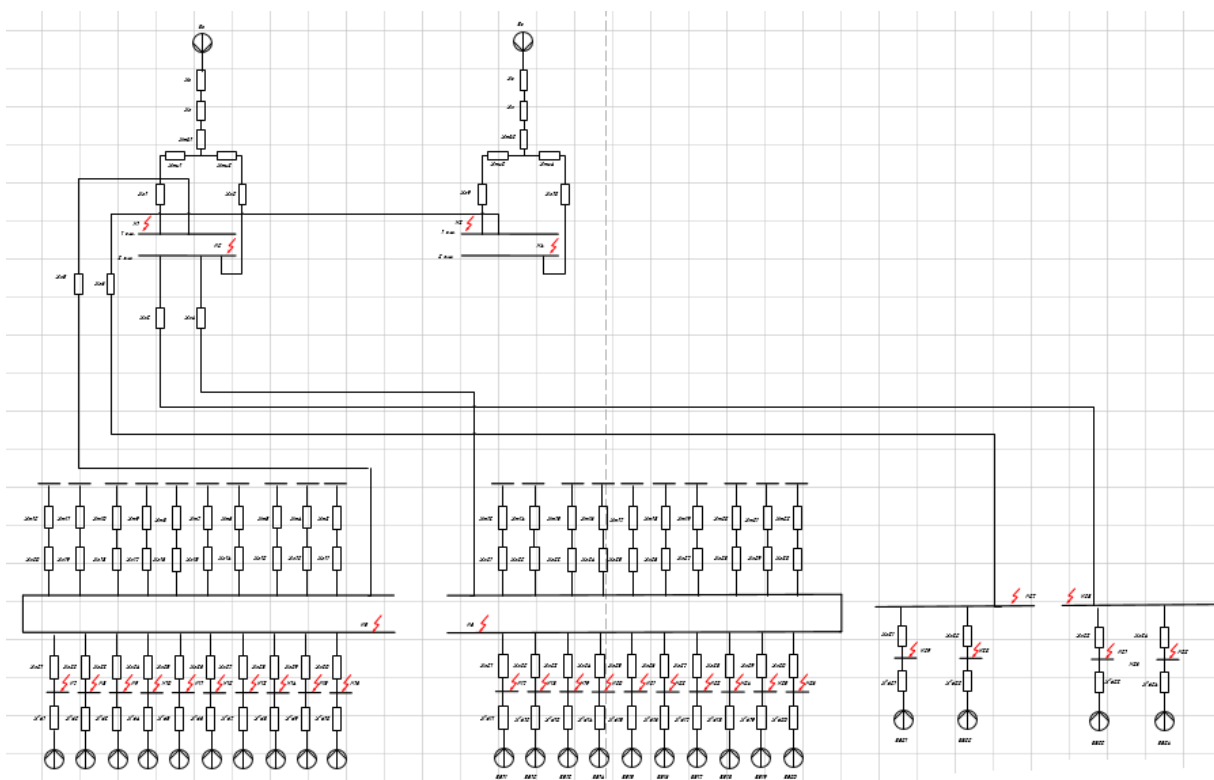


Рисунок 5 – Общая схема замещения.

Будет произведен расчет ТКЗ по следующему алгоритму:

Расчет тока трехфазного замыкания, определяется по, как вывод из закона Ома с учетом исследуемого количества фаз:

$$I_{\text{К}}^{(3)} = \frac{U_{\text{осн}}}{\sqrt{3} \cdot Z} \quad (20)$$

где Z - полное сопротивление, складывающееся из всех элементов, находящихся на пути к точке КЗ;

Полное сопротивление, которое является векторной суммой суммарных активных и реактивных составляющих:

$$Z = \sqrt{\sum x^2 + \sum r^2} \quad (21)$$

где $\sum x$ – суммарное индуктивное сопротивление до точки КЗ;

$\sum r$ – суммарное активное сопротивление до точки КЗ;

Расчет двухфазного ТКЗ:

$$I_{\text{к}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{к}}^{(3)} \quad (22)$$

Ударный ток определяется как:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{к}}^{(3)} \quad (23)$$

где $k_{\text{уд}}$ – ударных коэффициент определяется при помощи формул, взятым из РД 153-34.0-20.527-98;

Ударный коэффициент задаваемый экспоненциальную зависимость ТКЗ от времени:

$$k_{\text{уд}} = 1 + e^{\left(\frac{-0,01}{T_a}\right)} \quad (24)$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ;

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{r_{\Sigma}\omega} \quad (25)$$

Далее в качестве примера будет произведен расчет токов КЗ в точке К1:

Расчетная схема показана на рисунке 3:

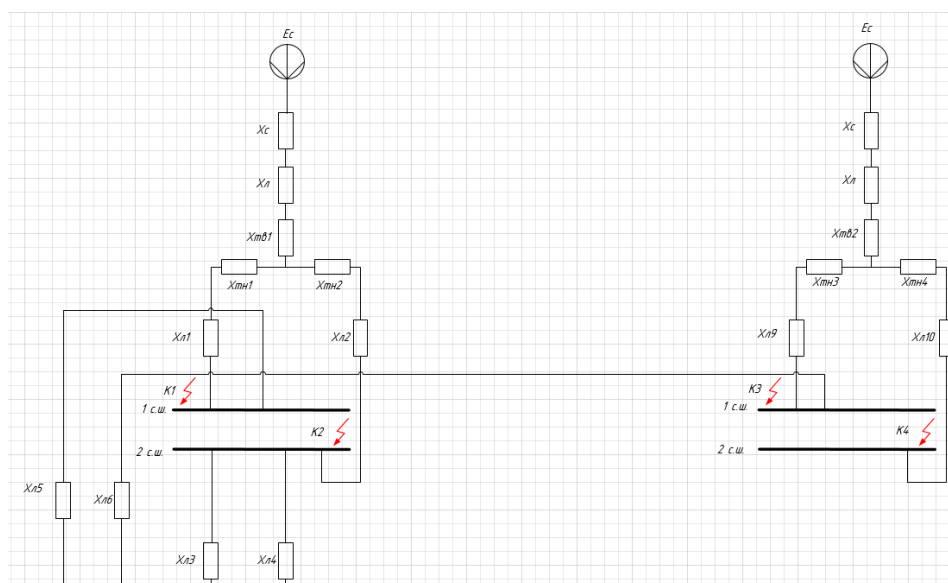


Рисунок 6 – Схема замещения для расчетов тока КЗ на шинах низкой стороны ГПП–1

$$x_c = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ подп}}} \quad (26)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение расчетного участка сети;

$I_{\text{КЗ подп}}$ – ток подпитки КЗ, подходящий со стороны системы;

$$x_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 12,8} = 0,474 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{л}} = x_{\text{уд}} \cdot l \quad (27)$$

$$r_{\text{л}} = r_{\text{уд}} \cdot l \quad (28)$$

где $x_{\text{уд}}$ и $r_{\text{уд}}$ – активные и реактивные удельные сопротивления соответственно, определяются при анализе справочных данных кабеля исследуемой сети;

l – длины соответствующих кабелей, м;

$$x_{лс} = 0,182 \cdot 0,15 = 0,027 \text{ Ом};$$

$$r_{лс} = 0,0605 \cdot 0,15 = 0,0091 \text{ Ом};$$

$$x_{вн} = 0,01 \cdot (u_{квн} - 0,25 \cdot u_{кн1_н2}) \quad (29)$$

$$x_{н1} = 0,005 \cdot u_{кн1_н2} \quad (30)$$

где $x_{вн}$ и $x_{н1}$ – активные сопротивления высокой и низкой стороны трансформатора соответственно, которые определяются благодаря справочным материалам и зависят от материалов и их свойств из которых состоят комплектующие элементы (провод обмотки, сердечник и тд.).

$$x_{вн} = 0,01 \cdot (10,5 - 0,25 \cdot 30) = 0,03 \text{ Ом};$$

$$x_{н1} = 0,005 \cdot 30 = 0,15 \text{ Ом};$$

$$x_{\Sigma} = x_c + x_{лс} + x_{вн} + x_{н1} + x_p \quad (31)$$

$$r_{\Sigma} = r_{лс} + r_{л1} \quad (32)$$

$$x_{\Sigma} = 0,474 + 0,027 + 0,03 + 0,03 + 0,1 = 5,522 \text{ Ом};$$

$$r_{\Sigma} = 0,0091 + 0,203 = 0,212 \text{ Ом};$$

где $r_{лс}$ и $x_{лс}$ – активные и индуктивное сопротивления линии отходящей от системы соответственно;

x_p – сопротивление реактора (данное значение, как и многие было предоставлено наставником по ВКР со стороны производства)

Расчет эквивалентных составляющих сопротивления был произведен согласно [17], так же все математические преобразования были реализованы согласно законам Ома, Кирхгофа с учетом исследуемого количества фаз.

$$x_{\Sigma} = \frac{\prod_{i=1}^{10} (x_d + x_{лdi})}{\sum_{i=1}^{10} (x_d + x_{лdi})} \quad (33)$$

$$r_{\Sigma.d} = \frac{\prod_{i=1}^{10}(r_{лди})}{\sum_{i=1}^{10}(r_{лди})} \quad (34)$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2}} \quad (35)$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{5,522^2 + 0,212^2}} = 1,097 \text{ кА};$$

Далее необходимо учесть ток эквивалентной высоковольтной нагрузки двигателей:

$$I_{кз\Sigma}^{(3)} = I_{кз}^{(3)} + I_{кз.d}^{(3)} \quad (36)$$

$I_{кз.d}^{(3)}$ – Эквивалентный ток со стороны двигателей подтекающий к месту КЗ
кА;

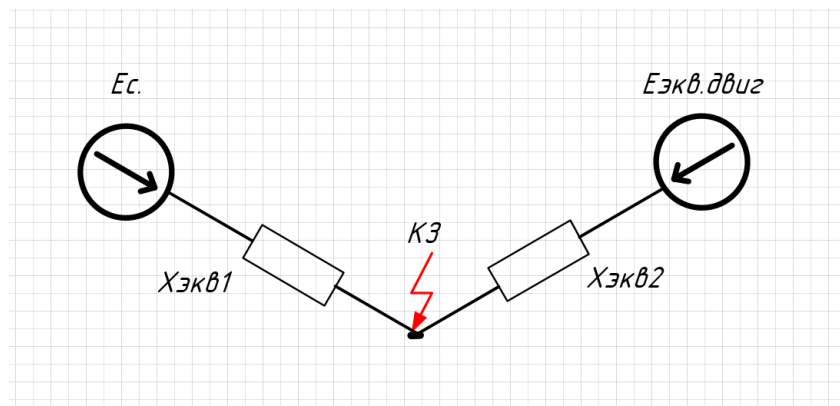


Рисунок 7 – Эквивалентированная схема замещения с учетом подпитки электродвигателей.

$$I_{кз.d}^{(3)} = \frac{U_{очн}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma.d}^2 + r_{\Sigma.d}^2}} \quad (37)$$

$$I_{кз.d}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,13^2 + 0,203^2}} = 25,14 \text{ кА};$$

$$I_{кз\Sigma}^{(3)} = 25,14 + 1,097 = 26,24 \text{ кА};$$

$$I_{к3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 26,24 = 22,72 \text{ кА};$$

$$T_a = \frac{(5,522+0,13)}{(0,212+0,203) \cdot 314} = 0,043 ;$$

$$k_{уд} = 1 + e^{\left(\frac{-0,01}{0,043}\right)} = 1,79 ;$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 37,65 = 66,56 \text{ кА};$$

Подробный расчет токов КЗ для каждой точки представлен в Приложении А, итоговые значения были сведены в таблицы 10 и 11.

Таблица 10 – Результаты расчета ТКЗ в сети 10 кВ с учетом подпитки электродвигателей на 3780–НА–V01

Точка КЗ	$I_{к}^{(3)}$, кА	$I_{к}^{(2)}$, кА	$i_{уд}$, кА
1	2	3	4
К1	37,17	32,19	94,09
К2	36,07	31,24	91,31
К3	50,07	43,36	122,50
К4	50,07	43,36	122,50
К5	36,17	31,32	84,40
К6	36,17	31,32	84,40
К7	17,97	15,57	25,42
К8	17,97	15,57	25,42
К9	17,97	15,57	25,42
К10	17,97	15,57	25,42
К11	17,97	15,57	25,42
К12	17,97	15,57	25,42
К13	17,97	15,57	25,42
К14	17,97	15,57	25,42
К15	17,97	15,57	25,42
К16	17,97	15,57	25,42
К17	17,97	15,57	25,42
К18	17,97	15,57	25,42

K19	17,97	15,57	25,42
K20	17,97	15,57	25,42
K21	17,97	15,57	25,42
K22	17,97	15,57	25,42
K23	17,97	15,57	25,42
K24	17,97	15,57	25,42
K25	17,97	15,57	25,42
K26	17,97	15,57	25,42

Таблица 11 – Результаты расчета тока КЗ в сети 10 кВ при максимальном режиме на шинах 3780–НА–V02

Точка КЗ	$I_K^{(3)}$, кА	$I_K^{(2)}$, кА	$i_{уд}$, кА
1	2	3	4
K27	41,29	35,76	101,03
K28	41,29	35,76	101,03
K29	31,80	27,54	50,36
K30	26,90	23,29	39,56
K31	30,20	26,15	52,95
K32	29,80	25,80	51,41

Далее для корректного расчета ТКЗ и дальнейшей проверки РЗ по чувствительности, необходимо произвести расчет минимального режима.

Минимальный режим токов КЗ характеризуется следующими условиями:

- 1) Режим сети 110 кВ и выше соответствует минимальным значениям токов короткого замыкания на шинах 110 кВ КРУЭ 110 кВ ПС 500 кВ ЗапСиб;
- 2) Подпитка от высоковольтных двигателей отсутствует;
- 3) Секционные выключатели 10 кВ находятся в отключенном состоянии;

Таблица 12 – Результаты расчета ТКЗ минимального режима.

Точка КЗ	$I_K^{(3)}$, кА	$I_K^{(2)}$, кА	$i_{уд}$, кА
1	2	3	4
K1	25,10	21,74	63,55
K2	25,10	21,74	63,55
K3	39,10	33,86	95,67
K4	39,10	33,86	95,67
K5	25,20	21,83	58,81
K6	25,20	21,83	58,81
K7	8,10	7,02	11,46
K8	8,10	7,02	11,46
K9	8,10	7,02	11,46
K10	8,10	7,02	11,46
K11	8,10	7,02	11,46
K12	8,10	7,02	11,46
K13	8,10	7,02	11,46
K14	8,10	7,02	11,46
K15	8,10	7,02	11,46
K16	8,10	7,02	11,46
K17	8,10	7,02	11,46
K18	8,10	7,02	11,46
K19	8,10	7,02	11,46
K20	8,10	7,02	11,46
K21	8,10	7,02	11,46
K22	8,10	7,02	11,46
K23	8,10	7,02	11,46
K24	8,10	7,02	11,46
K25	8,10	7,02	11,46
K26	8,10	7,02	11,46

Таблица 13 – Результаты расчета тока КЗ минимального режима

Точка КЗ	$I_K^{(3)}$, кА	$I_K^{(2)}$, кА	$i_{уд}$, кА
1	2	3	4
K27	39,10	33,86	95,67
K28	39,10	33,86	95,67
K29	30,70	26,59	48,63
K30	25,80	22,35	37,95
K31	29,10	25,20	51,04
K32	28,70	24,86	49,52

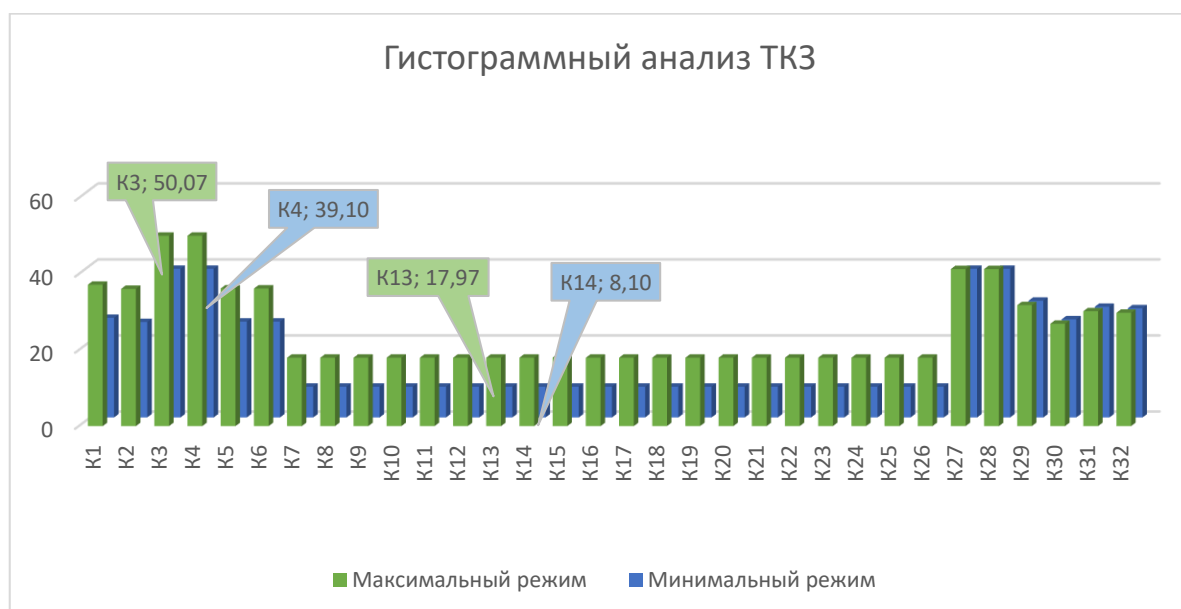


Рисунок 8 – Визуализация расчетов ТКЗ для минимального и максимального режимов

На данной гистограмме предоставлена визуализация отличия значений токов при КЗ, а также предоставлены максимумы и минимумы гистограммного анализа в двух режимах.

4. ПРОВЕРКА ВЫБРАННОГО СЕЧЕНИЯ КАБЕЛЯ

Важным параметром, определяющим тип выбираемого кабеля, является термоустойчивость кабеля к ТКЗ. Для того чтобы понять удовлетворяет ли кабель данному условию необходимо найти минимальное сечение кабеля, которое будет удовлетворять условию термической стойкости.

Произведем проверку значения теплового импульса, который в свою очередь прямо пропорционален трехфазному ТКЗ, а также времени отключения кабеля от нагрузки при КЗ:

$$B_k = I_{n0}^{(3)} \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (38)$$

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{откл.в}} \quad (39)$$

$t_{\text{рз}}$ – время срабатывания релейной защиты, с;

$t_{\text{откл.в}}$ – время отключения выключателя, с;

$$t_{\text{откл}} = 0,5 + 0,07 = 0,57 \text{ с};$$

Далее производится определение минимального сечения кабеля, которое имеет квадратичную зависимость по отношению к значению теплового импульса (34):

$$S_{\text{твр}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m} \quad (40)$$

C_m – коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ, а также зависящий от состава материалов используемых при изготовлении данного типа кабеля. Для алюминия $C_m = 90 \text{ А}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^2$.

Произведем расчет кабеля на примере участка сети 3780–НА–V02 в точке К29:

$$B_k = 31,8 \cdot (0,57 + 0,0047) = 18,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$S_{\text{твр}} = \frac{\sqrt{18,28 \cdot 1000}}{90} = 1,5 \text{ мм}^2;$$

Кабель, для которого была проведена проверка имеет сечение $95 \text{ мм}^2 > 1,5 \text{ мм}^2$. Следовательно условие поверки выполняется, кабель удовлетворяет условиям термической стойкости п как по значению сечения кабеля, так и по значению теплового импульса.

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

В данном разделе произведем выбор коммутационной, измерительной и токопроводящей аппаратуры. Данные аппараты выбираются по номинальному току, по току КЗ, номинальному напряжению, а также проверяются на механическую и термическую прочность.

5.1 Выбор комплектного распределительного устройства

На шинах 3780–НА–V01 и 3780–НА–V02 предполагается установка КРУ 10 кВ СЭЩ-70-10 производства ЗАО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара».

Комплектное распределительное устройство КРУ СЭЩ-70-10 предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока с номинальным значением напряжения до 10 кВ и тока 630-2000 А, частотой 50 Гц.

Выбор КРУ производится по номинальному току и напряжению.

Проверка – по термической и динамической стойкости.

В целях предотвращения опасных ситуаций при возникновении дуги шкафы с наличием выдвижных элементов разделены на отсеки:

- 1) Отсек сборных шин;
- 2) Отсек выдвижного элемента;
- 3) Отсек трансформаторов тока и присоединений;
- 4) Отсек вспомогательных цепей;

Представим все расчетные и каталожные данные, а также условия выбора необходимые для сравнения и выбора типа КРУ для данной системы шин в таблице 14:

Таблица 14 – выбор и проверка КРУ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{р.макс}} = 1876,02 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{р.макс}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{уд}} = 101,03 \text{ кА}$	$i_{\text{СКВ}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{СКВ}}$
$B_k = 2613,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.в.}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{\text{к.в.}}$
$I_{\text{н0}} = 40,2 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{н0}} = 40,2 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} \leq I_{\text{откл}}$

5.2 Выбор выключателя 10 кВ

Для установки в КРУ 10 кВ выбираем вакуумный выключатель ВРС 10 кВ производства ЗАО «ГК «Электроцит» - ТМ Самара».

Проверку выключателей производим по следующим параметрам: по напряжению установки, по длительному току, по отключающей способности, по термической и электродинамической устойчивости. максимальное рабочее значение токов, проходящих через выключатель. В качестве примера рассмотрим выключатель, установленный на шинах 3780-НА-V02:

$$I_{\text{ном}Q} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma p}^2 + Q_{\Sigma p}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (41)$$

где $P_{\Sigma p}$ и $Q_{\Sigma p}$ – активная и реактивная суммарные мощности на шинах 3780-НА-V02;

$$I_{\text{ном}Q} = \frac{\sqrt{32040^2 + 11726^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1876.02 \text{ А};$$

Выбор выключателей производим с учетом следующих параметров:

Напряжение электроустановки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (42)$$

Длительный ток:

$$I_{p, \max} \leq I_{\text{ном}} \quad (43)$$

Отключающая способность:

$$I_{n0} \leq I_{\text{ном}} \quad (44)$$

Также необходимо произвести проверку по термической стойкости выключателя:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (45)$$

$t_{\text{откл}}$ – время отключения тока КЗ, принимаем равным 1,5 с;

$$B_k = 40,2^2 \cdot (1,5 + 0,032) = 2475,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_{\text{к.в.}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \quad (46)$$

$$B_{\text{к.в.}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе определим при помощи следующей формулы:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{\text{ном.откл}} \quad (47)$$

β_n – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе. Для данного выключателя примем значение равное 40%;

$I_{\text{ном.откл}}$ – номинальный ток отключения, кА;

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 50 = 28 \text{ кА};$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключенном токе в начальный момент времени:

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \quad (48)$$

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 40,2 = 56,85 \text{ кА};$$

Сопоставление расчетных и каталожных данных представим в таблице 15:

Таблица 15 – Каталожные и расчетные данные

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{р.макс} = 1876,02 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \div 4000 \text{ А}$	$I_{р.макс} \leq I_{ном}$
$i_{уд} = 101,03 \text{ кА}$	$i_{скв} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{скв}$
$B_k = 2613,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.в.} = 1200 \div 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{к.в.}$
$I_{n0} = 41,3 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{n0} \leq I_{вкл}$
$I_{n0} = 41,3 \text{ кА}$	$I_{откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{n0} \leq I_{откл}$

Выбранные выключатели полностью удовлетворяют всем условиям.

Таблица 16 – Расчетные данные на секции шин 3780-НА-V02.

	Выключатель ввода	Фидер-1	Фидер-2
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 630 \div 4000 \text{ А}$	$I_{р.макс} = 1876 \text{ А}$	$I_{р.макс} = 810,32 \text{ А}$	$I_{р.макс} = 293,26 \text{ А}$
$i_{скв} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 98,5 \text{ кА}$	$i_{уд} = 39,54 \text{ кА}$	$i_{уд} = 50,36 \text{ кА}$
$B_{к.в.} = 1200 \div 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 2475,77$	$B_k = 1005,94$	$B_k = 131,75$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{n0} = 41,3 \text{ кА}$	$I_{n0} = 26,9 \text{ кА}$	$I_{n0} = 31,8 \text{ кА}$
$I_{откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{n0} = 41,3 \text{ кА}$	$I_{n0} = 26,9 \text{ кА}$	$I_{n0} = 31,8 \text{ кА}$

В таблице 16 фидер-1 и фидер-2 являются линиями отходящих от синхронного и асинхронного двигателя на секции шин 3780- НА-V02 соответственно.

5.3 Выбор трансформаторов тока

Как правило основным назначением трансформаторов тока является, контроль, учет и защита основных параметров точке присоединения. Исходя из этого зачастую применяются ТТ с двумя вторичными обмотками с целью подключения приборов контроля и учета, также устройств РЗА.

ТТ выбираются с током вторичных цепей равным 5 А. а также двумя сердечниками. Класс точности должен быть равен 0,5.

ТТ выбирается исходя из следующего условия:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} \quad (49)$$

Z_2 – вторичная нагрузка ТТ;

$Z_{2\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка;

Так как индуктивное сопротивление цепей незначительно, то $Z_2 \approx r_2$.

Вторичная нагрузка r_2 складывается из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$ и сопротивления соединительных проводов $r_{\text{пр}}$, а также переходного сопротивления контактов $r_{\text{к}}$.

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (50)$$

Для проверки и последующих расчетов принимаем ТОЛ-НТЗ-10-21.

Все приборы учета и измерения, предназначенные для установки, выбираем с цифровым интерфейсом и телеметрическими параметрами Seram

S40, что обеспечивает снижение погрешности в момент снятия показаний со счетчика.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведем в таблице 17:

Таблица 17 – вторичная нагрузка ТТ:

Прибор	Тип прибора	Нагрузка по фазам, В·А		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	EQ72	0,5	-	-
Счетчик активной энергии	СЭТ – 4 ТМ	0,5	-	0,5
Счетчик реактивной энергии	СЭТ – 4 ТМ	0,5	-	0,5
Итого		1,5		1,0

Определим сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_{2\text{н}}^2} \quad (51)$$

$$S_{\text{пр}} = 1,5 \text{ В} \cdot \text{А};$$

Откуда получим:

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ Ом};$$

Далее необходимо определить сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = \frac{l_{\text{расч}} \cdot \rho}{S} \quad (52)$$

$l_{\text{расч}}$ – расчетная длина соединительных проводов, зависящая от класса напряжения и схемы соединения обмоток ТТ, для сети с номинальным напряжением 10 кВ, соединенным по схеме полная звезда, примем длину проводов равной 10 м;

S – минимальное, удовлетворяющее условиям, сечение проводов;

ρ – удельное сопротивление;

Примем сечение равным 4 мм^2 , а удельное сопротивление $0,0283$, т.к. будем использовать алюминиевые провода.

$$r_{\text{пр}} = \frac{10 \cdot 0,0283}{4} = 0,07 \text{ Ом};$$

Сопротивление контактов примем равным $0,01 \text{ Ом}$, откуда получим расчетное значение сопротивлений вторичной нагрузки:

$$Z_2 = r_2 = 0,06 + 0,07 + 0,1 = 0,23 \text{ Ом};$$

Проверка оп термической стойкости осуществляется следующим образом:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (53)$$

$$B_k = 41,3^2 \cdot (1,5 + 0,032) = 2613,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\text{к.в.}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \quad (54)$$

$$B_{\text{к.в.}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Значение остальных расчетных и каталожных данных ТТ в таблице 18:

Таблица 18 – расчетные и каталожные данные для выбора ТТ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{р.макс}} = 1876,02 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \div 4000 \text{ А}$	$I_{\text{р.макс}} \leq I_{\text{ном}}$
$Z_{\text{н.расч}} = 0,238 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{н}} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{\text{н.расч}} \leq Z_{2\text{н}}$
$B_k = 2613,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.в.}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{\text{к.в.}}$
$i_{\text{уд}} = 101,03 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет условиям проверки, следовательно, на все отходящие от РУ – 1 линии устанавливаем аналогичные трансформаторы тока.

5.4 Выбор трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке.

Для установки на секции шин КРУ 10 кВ выбираем трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЩ-6(10)-1У(Т)2 со встроенным предохранителем.

Под вторичной нагрузкой понимается нагрузка всех измерительных приборов и реле присоединенных к трансформатору напряжения:

Далее в таблице 19 представим список присоединяемых приборов к ТН:

Таблица 19 – Нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	$S_{1обм}$	Число обмоток	Число приборов	Потребляемая мощность, В·А
1	2	3	4	5	6
Вольтметр	Э-350	3	1	1	3
Счетчик активной энергии	СЭТ – 4 ТМ	3,6	2	10	72
Счетчик реактивной энергии	СЭТ – 4 ТМ	3,6	2	10	72
Итого					146

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения складывается из мощности всех счетчиков и приборов, подключенных к ТН, и определяется как:

$$S_{2сум} = S_{1обм} \cdot n_{обм} \cdot n_{пр} \quad (55)$$

$$S_{2сум} = 3,6 \cdot 2 \cdot 10 + 3,6 \cdot 2 \cdot 10 + 3 \cdot 1 \cdot 1 = 146 \text{ В·А;}$$

Выбираем трансформаторы напряжения типа НАЛИ-СЭЩ-6(10)-1У(Т)2.

Сравнение каталожных и расчетных данных представим в таблице 20:

Таблица 20 – расчетные и каталожные данные для выбора ТН

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$S_{\text{расч}} = 146 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{\text{уст}} = 150 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{\text{расч}} \leq S_{\text{уст}}$

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем требованиям. Устанавливаем аналогичные трансформаторы напряжения на все остальные отходящие присоединения.

5.5 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжения нелинейные – электроаппараты предназначенные для защиты оборудования подстанции от перенапряжений, возникающих в следствие различных коммутационных процессов, а также из-за грозových перенапряжений. В отличие от разрядников ОПН не имеет искрового промежутка, а его принцип работы основан на нелинейной вольт-амперной характеристике резисторов, изготавливаемых из оксида цинка с добавлением малого количества окислов иных металлов, что приводит к возникновению столь большого коэффициента нелинейности.

Основными характеристиками ОПН являются:

- 1) Номинальное напряжение;
- 2) Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- 3) Взрывобезопасность;

Для определения расчетной величины рабочего напряжения ОПН необходимо знать расчетную величину максимального допустимого напряжения на ограничителе, которое определяется при помощи формулы:

$$U_{\text{н.р.д}} = \frac{U_{\text{нб.р.с}} \cdot 1,05}{\sqrt{3}} \quad (56)$$

$U_{\text{нб.р.с}}$ – наибольшее рабочее напряжение сети, кВ;

$$U_{\text{н.р.д}} = \frac{12 \cdot 1,05}{\sqrt{3}} = 7,28 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{н.р.д}} \leq U_{\text{н.р.ном}} \quad (57)$$

$$7,28 \leq 11,5 \text{ кВ};$$

Далее произведем выбор по условиям взрывобезопасности:

Для выбранного ОПН взрывобезопасный ток равен 100 кА;

$$I_{\text{в.б.}} > 1,2 \cdot I_{\text{по}} \quad (58)$$

$$100 > 49,56 \text{ кА};$$

Проверка ОПН по энергоемкости.

Для рассматриваемого нами ОПН удельная энергоемкость составит 5,4 кДж/кВ. В соответствии с методическими указаниями наставника от производства по ВКР на ПС с изолированной нейтралью ОПН должен иметь энергоемкость не менее 4-4,5 кДж/кВ, что удовлетворяет условиям.

Определение защитного уровня при коммутационных перенапряжениях.

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot K_{\text{и}} \cdot K_{\text{к}} \cdot U_{\text{исп}}}{1,2} \quad (59)$$

где $U_{\text{исп}}$ – нормируемое одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц, согласно;

$K_{\text{и}}$ – коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одноминутным воздействием, 1,35;

$K_{\text{к}}$ – коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции, 0,9.

$$U_{\text{ОСТ.К}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 0,9 \cdot 1,35 \cdot 10,5}{1,2} = 15,03 \text{ кВ};$$

Для рассматриваемого ОПН $U_{\text{ОСТ.К.НОМ}} = 36,3 \text{ кВ}$.

$$U_{\text{ОСТ.К}} \leq U_{\text{ОСТ.К.НОМ}} \quad (60)$$

Выбор по длине пути утечки внешней изоляции ОПН:

$$l_{\text{утеч.НОМ}} > l_{\text{утеч.ГОСТ}}; \quad (61)$$

Согласно [2] для района с III степени загрязненности длина пути утечки должна быть не менее 35 см. Для выбранного ОПН длина пути утечки изоляции составляет 37,2 см.

Подставляем значения в формулу (48):

$$37,2 > 35 \text{ см};$$

Исходя из этого к установке принимаем в ячейки КРУ 10 кВ выбираем ограничитель перенапряжения нелинейный ОПН-П-10/10,5/10/550 УХЛ-2 производства ЗАО «ЗЭТО».

Представим основные характеристики, выбранного ограничителя перенапряжения в таблице 21:

Таблица 21 – Сравнение данных ОПН-П-10/10,5/10/550 УХЛ-2

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие
$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}};$
$1,05 \cdot \frac{U_{\text{Н.Р.С.}}}{\sqrt{3}} = 7,3 \text{ кВ}$	$U_{\text{Н.Р.НОМ}} = 10,5 \text{ кВ}$	$1,05 \cdot \frac{U_{\text{Н.Р.С.}}}{\sqrt{3}} \leq U_{\text{Н.Р.НОМ}};$
$1,2 \cdot I_{\text{П0}} = 49,56 \text{ кА}$	$I_{\text{В.Б.}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{В.Б.}} > 1,2 \cdot I_{\text{П0}};$
$U_{\text{ОСТ.ГР}} = 15,03 \text{ кВ}$	$U_{\text{ОСТ.ГР.НОМ}} = 33,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ОСТ.ГР.НОМ}} \leq U_{\text{ОСТ.ГР}};$
$U_{\text{ОСТ.К}} = 50,11 \text{ кВ}$	$U_{\text{ОСТ.К.НОМ}} = 26 \text{ кВ}$	$U_{\text{ОСТ.К.НОМ}} < U_{\text{ОСТ.К}};$
$l_{\text{утеч.ГОСТ}} = 35 \text{ см}$	$l_{\text{утеч.НОМ}} = 37,2 \text{ см}$	$l_{\text{утеч.НОМ}} > l_{\text{утеч.ГОСТ}}$

5.6 Выбор и проверка токоведущих частей

На стороне 10 кВ выбираем жесткую ошиновку, выполненную алюминиевыми шинами коробчатого сечения 2x1370 мм², характеристики которых приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Характеристики выбранной алюминиевой шины

Размеры, мм			Поперечное сечение q, мм ²	Момент сопротивления W, см ³	Момент инерции J, см ⁴	Длительно допустимый ток I _{доп} , А
a	b	c				
125	55	6,5	2740	100	625	4640

Проверка жестких шин производится по нагреву (по допустимому току), по термической стойкости и по механической прочности.

Проверка сечения на нагрев по допустимому току:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}; \quad (62)$$

$$1876,06 \text{ А} \leq 4640 \text{ А}.$$

Условие выполняется.

Условие проверки по термической стойкости:

$$q_{\min} \leq q; \quad (63)$$

Определим минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (64)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{2612,13 \cdot 10^6}}{91} = 561,64 \text{ мм}^2.$$

Проверка на термическое действие тока КЗ:

$$561,64 \leq 2740 \text{ мм}^2.$$

Условие выполняется.

Условие проверки по механической прочности:

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп};$$

(65)

где $\sigma_{расч}$ – напряжение в материале шины, возникающее из-за изгибающего усилия, МПа;

$\sigma_{доп}$ – допустимое механическое напряжение в материале шин, МПа.

Определим напряжение в материале шины, возникающее из-за изгибающего усилия:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W};$$

(66)

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{55,417 \cdot 2^2}{0,8 \cdot 100} = 8,4 \text{ МПа};$$

Проверка по механической прочности:

$$8,4 \leq 75 \text{ МПа};$$

Условие выполняется.

Выбранная шина удовлетворяет всем условиям и может быть принята к установке.

5.7 Выбор предохранителей 10 кВ

Трансформаторы 10/0,69 и 10/0,4 кВ в производственных сетях, как правило, защищены плавкими предохранителями на стороне высшего напряжения и автоматическими выключателями на низшем напряжении.

Выбор предохранителей производится по расчетному току.

В качестве примера произведем расчет тока для отходящих линий нагрузки на шинах 3780-НА-V02:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (67)$$

$S_{\text{тр}}$ – мощность трансформатора КТП, кВА;

$$I_{\text{расч}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 92,38 \text{ А};$$

Выбираем предохранитель марки ПКТ – 104. Плавкая вставка рассчитана на номинальный ток 160 А.

Таблица 23 – Выбор предохранителей трансформатора 10/0,69 кВ

Наименование КТП	$I_{\text{расч}}$, А	$I_{\text{пл.вст}}$, А	Марка предохранителя
1	2	3	4
3780-МА-V01	144,34	160	ПКТ-104
3780-МА-V02	144,34	160	ПКТ-104
3780-МА-V03	144,34	160	ПКТ-104
3780-МА-V04	92,38	160	ПКТ-104
3780-МА-V05	144,34	160	ПКТ-104
3780-МА-V06	144,34	160	ПКТ-104

Аналогичный расчет производим для нагрузки на линии с трансформаторами 10/0,4.

Таблица 24 – Выбор предохранителей трансформатора 10/0,4 кВ

Наименование КТП	$I_{\text{расч}}$, А	$I_{\text{пл.вст}}$, А	Марка предохранителя
1	2	3	4
3780-НА-V01	144,34	160	ПКТ-104
3780-НА-V02	92,38	160	ПКТ-104
3780-НА-V03	144,34	160	ПКТ-104
3780-НА-V04	92,38	160	ПКТ-104

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

6.1 Расчет уставок релейной защиты двигателей 10 кВ.

6.1.1 Технические данные и характеристики

Защита двигателей 10 кВ выполняется при помощи трехступенчатой защиты в состав которой входят:

- 1) Дифференциальная защита;
- 2) МТЗ;
- 3) Защита от перегрузки;

Также немаловажным условием нормальной работы двигателя является его защита от перегрузки с последующим перегревом. Данную защиту, выполним при помощи микропроцессорного терминала ЭКРА-217 0501.

Терминал ЭКРА 217(А) 0501 – унифицированное микропроцессорное устройство, применяемое в качестве комплексной системы защит, автоматики, управления выключателем и сигнализации электродвигателя мощностью менее 5 МВт.

Терминалы предназначены для применения на электрических станциях и подстанциях, в том числе на атомных станциях. Терминал может быть установлен в комплектных распределительных устройствах, шкафах или на панелях и выполняет типовой набор защитных, контрольных и управляющих функций, набор функций может быть изменен по индивидуальному проекту.

Терминал ЭКРА 217(А) 0501 выполняет следующие функции:

а) в части защит:

- трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ);
- комбинированный пуск по напряжению (вольтметровая блокировка);
- контроль исправности вторичных цепей ТН;
- контроль исправности вторичных цепей ТТ;

- защита от несимметричного режима (ЗНР);
- защита от однофазных замыканий на землю (ЗОЗЗ-1);
- защита от двойных однофазных замыканий на землю (ЗОЗЗ-2);
- защита от повышения напряжения (ЗПН);
- защита от минимального напряжения (ЗМН);
- контроль наличия (отсутствия) напряжения на шинах;
- устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ);
- защита от дуговых замыканий (ЗДЗ);
- два дополнительных трехфазных реле тока.
- защита минимального тока (ЗМТ);
- защита минимальной частоты (ЗМЧ);
- защита от обратной мощности (ЗОМ);
- защита от тепловой перегрузки (ЗТП);
- защита от асинхронного хода двигателя;

б) в части автоматики управления:

- автоматическая частотная разгрузка (АЧР) и частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ);
- автоматика управления выключателем (АУВ);

6.1.2 Расчет и задание параметров аналоговых входов IY.

Произведем расчет уставок на примере асинхронного электродвигателя на шинах 3780-НА-V01, обозначение на схеме: 32-КМ-6600АВ

Первичный номинальный фазный ток защищаемого объекта рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{ном.фаз.перв.}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.лин.перв}}}; \quad (68)$$

$$I_{\text{ном.фаз.перв.}} = \frac{630,95}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,43 \text{ А}$$

Номинальный коэффициент трансформации по ГОСТ 7746-2015 ТТ, установленного со стороны выводов обмотки статора электродвигателя, рассчитывается по формуле:

$$k_{\text{ТТ}} = \frac{I_{\text{ном.т.т.перв.}}}{I_{\text{ном.т.т.втор.}}}; \quad (69)$$

$$k_{\text{ТТ}} = \frac{40}{5}$$

Вторичный номинальный (базисный) ток рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{ном.фаз.втор.}} = k_{\text{сх}} \cdot \frac{I_{\text{ном.фаз.перв.}}}{k_{\text{ТТ}}}; \quad (70)$$

где, $k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, учитывающий схему соединения вторичных обмоток ТТ; для ТТ, вторичные обмотки которых соединены в треугольник – $k_{\text{сх}} = \sqrt{3}$, в звезду – $k_{\text{сх}} = 1$.

$$I_{\text{ном.фаз.втор.}} = 1 \cdot \frac{36,43}{5} = 7,29 \text{ А}$$

В терминал необходимо ввести следующие параметры, задающие базовый ток. Для группы трехфазной токовой цепи (IY): номинальный (базисный) ток; коэффициент трансформации.

6.1.3 Расчет и задание параметров аналогового входа $I_{\text{ТТНП н-к}}$.

Аналоговый вход используется для реализации функции контроля исправности вторичных токовых цепей ТТ и защиты от двойных однофазных замыканий на землю.

Номинальный ток входа определяется пересчетом первичного номинального фазного тока с учетом коэффициента трансформации у используемого трансформатора тока нулевой последовательности (ТТНП) по формуле:

$$I_{\text{НОМ.ТТНП.ВТОР.}} = \frac{I_{\text{НОМ.ФАЗ.ПЕРВ.}}}{k_{\text{ТТНП}}}; \quad (71)$$

$$I_{\text{НОМ.ТТНП.ВТОР.}} = \frac{36,43}{(40+5)/5} = 4,05 \text{ А}$$

Таблица 25 Параметры ТН

Параметр	Назначение
Тип ТН:	НАЛИ-СЭЩ-6(10)- 1 У(Т)2
Схема соединения обмоток:	У _В /У _Н /Δ
Номинальное напряжение (фазное) первичной обмотки:	10000/√3
Номинальное напряжение (фазное) вторичной обмотки:	100/√3
Номинальное напряжение дополнительной вторичной обмотки:	100/3

Коэффициент трансформации основной обмотки ТН рассчитывается по формуле:

$$k_{\text{ТН.ОСН}} = \frac{U_{\text{НОМ.ФАЗ.ПЕРВ.}}}{U_{\text{НОМ.ФАЗ.ВТОР.ОСН.}}}; \quad (72)$$

$$k_{\text{тн.осн}} = \frac{10000 \cdot \sqrt{3}}{100 \cdot \sqrt{3}} = 100$$

Коэффициент трансформации дополнительной обмотки рассчитывается по формуле:

$$k_{\text{тн.доп}} = \frac{U_{\text{ном.фаз.перв.}}}{U_{\text{ном.фаз.доп.}}}; \quad (73)$$

$$k_{\text{тн.доп}} = \frac{10000 \cdot \sqrt{3}}{100}$$

Ток срабатывания – $I_{\text{ср0}}$ рассчитывается по условию отстройки от тока небаланса – $I_{\text{нб(ном)}}$.

$$I_{\text{ср.о}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб(ном)}}; \quad (74)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность работы защиты и необходимый запас, принимаемый равным 1,2;

Ток небаланса нормального режима определяется по выражению:

$$I_{\text{нб(ном)}} = (k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{ном}}; \quad (75)$$

где $k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности ТТ, =1,0 $k_{\text{одн}}$ (так как ТТ и ТТНП разнотипные); ε – полная погрешность ТТ, = 0,1; $\Delta f_{\text{выр}}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, $\Delta f_{\text{выр}} \approx 0,02$; ном I – номинальный ток (первичный), А (см. выражение (61)).

$$I_{\text{нб(ном)}} = (1 \cdot 0,1 + 0,02) \cdot 36,43 = 4,37 \text{ А}$$

$$I_{\text{ср.о}} \geq 1,2 \cdot 4,37 \Rightarrow I_{\text{ср.о}} \geq 5,25$$

Коэффициент торможения ($k_{\text{торм}}$) выбирается по условию отстройки защиты от максимальных токов небаланса, вызванных погрешностями ТТ при внешних трехфазных КЗ по выражению:

$$k_{\text{торм}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб(max)}}}{I_{\text{торм}}}; \quad (76)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность защиты, приближенность расчета токов КЗ и необходимый запас, $k_{\text{отс}}$ принимается равным 2; $I_{\text{нб(max)}}$ – максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ; $I_{\text{торм}}$ – ток торможения в рассматриваемом режиме.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ или асинхронном ходе определяется по выражению:

$$I_{\text{нб(max)}} = (k_{\text{одн}} \cdot k_{\text{АП}} \cdot \varepsilon + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{скв(max)}}; \quad (77)$$

где $k_{\text{АП}}$ – коэффициент, учитывающий наличие апериодической слагающей тока, $k_{\text{АП}}$ принимается равным 2; $I_{\text{скв(max)}}$ – максимальный сквозной ток, А.

Максимальный сквозной ток определяется по выражению:

$$I_{\text{скв(max)}} = \max[I_{\text{вн.кз}}; I_{\text{АХ}}]; \quad (78)$$

где $I_{\text{вн.кз}}$ – ток в при внешнем трехфазном КЗ, А; $I_{\text{АХ}}$ – ток в цепи при асинхронном ходе или несинхронном включении (если такой режим возможен), А.

Ток торможения в режиме протекания максимальных сквозных токов определяется по выражению:

$$I_{\text{ТОРМ}} = \sqrt{I_{\text{СКВ(max)}} \cdot (I_{\text{СКВ(max)}} - I_{\text{НБ(max)}}) \cdot \cos \alpha}; \quad (79)$$

где α – угол между векторами рассчитанного и измеренного токов нулевой последовательности; в проектных расчетах может быть принят от 10° до 20° .

$$I_{\text{СКВ(max)}} = \max[I_{\text{ВН.КЗ}}; I_{\text{АХ}}] \Rightarrow I_{\text{СКВ(max)}} = I_{\text{ВН.КЗ}} = 9,2 \text{ кА}$$

$$I_{\text{НБ(max)}} = (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,02) \cdot 9,2 = 2,024 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ТОРМ}} = \sqrt{9,2 \cdot (9,2 - 2,024) \cdot \cos(15^\circ)} = 7,986 \text{ кА}$$

$$k_{\text{ТОРМ}} = \frac{2 \cdot 2,024}{7,986} = 0,5$$

Рекомендуемое значение уставки $k_{\text{ТОРМ}} = 0,5$

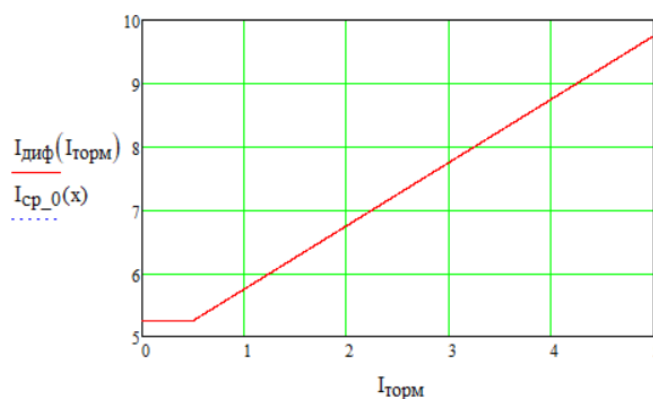


Рисунок 9 – Характеристика срабатывания ИО «КИТ»

Таблица 26 Выдержки времени КИТ.

Имя	Название	Уставка	
		Значение по умолчанию, с	Рекомендованный диапазон, с
КИТ_Сраб.	Выдержка времени при срабатывании защиты	0,5	0–1
Неиспр.ТТ	Выдержка времени на формирование сигнала	2	1–20

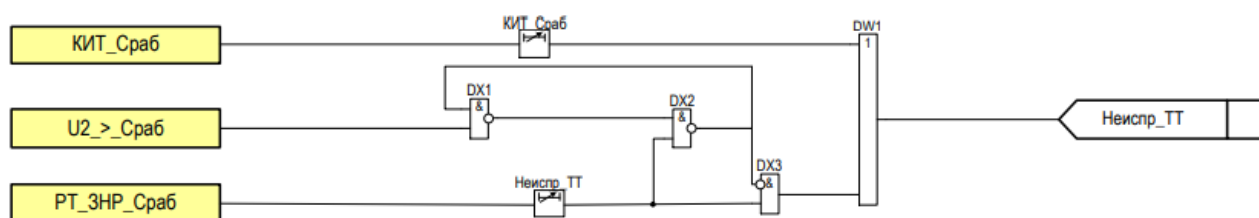


Рисунок 10 – Фрагмент функциональной схемы КИТ.

Расчетные параметры для терминала ЭКРА-217 0501 по асинхронным электродвигателям и двигателям с ЧРП на шинах 3780-НА-V01 сведены в таблицу 23.

Таблица 27 Задание параметров аналоговых входов IY для асинхронных

	Рн, кВт	Коэфф. Мощности	Sn, кВА	Ином.фаз.перв, А	Ктт	Ксх	Ином.фаз.втор, А
31/32-КМ-6600А	530	0,84	630,95	36,43	40/5	1	4,55
31-КМ-6708	500	0,9	555,56	32,08	40/5	1	4,01
31/32-РМ-4009А	425	0,89	477,53	27,57	30/5	1	4,60
30-КМ-2300А	1990	0,9	2211,11	127,66	150/5	1	4,26
31/32-КМ-8800А	460	0,84	547,62	31,62	40/5	1	3,95
31-РМ-8400	1750	0,95	1842,11	106,35	150/5	1	3,55
31-КМ-6705	3300	0,85	3882,35	224,15	300/5	1	3,74

Таблица 28 Задание параметров аналогового входа I_{тнп н-к}.

	Ктг_факт	Ином.тг_факт_втор, А	Ктн.осн	Ктн.доп
31/32-КМ-6600А	45/5	4,05	100	173,2051
31-КМ-6708	45/5	3,56	100	173,2051
31/32-РМ-4009А	35/5	3,94	100	173,2051
30-КМ-2300А	155/5	4,12	100	173,2051
31/32-КМ-8800А	45/5	3,51	100	173,2051
31-РМ-8400	155/5	3,43	100	173,2051
31-КМ-6705	305/5	3,67	100	173,2051

Таблица 29 Расчетные параметры ИО «КИТ».

	Инб ном, А	Иср 0, А	Инб макс, кА	Искв_макс, кА	Игорм.	Кгорм
31/32-КМ-6600А	4,37	5,25	2,024	9,2	7,994	0,5
31-КМ-6708	3,85	4,62	2,024	9,2	7,994	0,5
31/32-РМ-4009А	3,31	3,97	2,024	9,2	7,994	0,5
30-КМ-2300А	15,32	18,38	2,024	9,2	7,994	0,5
31/32-КМ-8800А	3,79	4,55	2,024	9,2	7,994	0,5
31-РМ-8400	12,76	15,31	2,024	9,2	7,994	0,5
31-КМ-6705	26,90	32,28	2,024	9,2	7,994	0,5

Расчетные параметры для терминала ЭКРА-217 0501 по асинхронным электродвигателям на шинах 3780-НА-V02.

Таблица 30 Задание параметров аналоговых входов I_У

	Рн, кВт	Коэфф. Мощности	Sn, кВА	Ином.фаз.перв, А	Ктг	Ксх	Ином.фаз.втор, А
31-КМ-4000А	4800	0,9	5333,3	307,9	400/5	1	3,8
31-КМ-4000В	4800	0,9	5333,33	307,92	400/5	1	3,8

Таблица 31 Задание параметров аналогового входа I_{тнп н-к}.

	Ктг_факт	Ином.тг_факт_втор, А	Ктн.осн	Ктн.доп
31-КМ-4000А	405/5	3,80	100	173,2051
31-КМ-4000В	405/5	3,80	100	173,2051

Таблица 32 Расчетные параметры ИО «КИТ».

	Инб ном, А	Иср 0, А	Инб макс, кА	Искв_макс, кА	Игорм.	Кгорм
31-КМ-4000А	36,95	44,34	6,556	29,8	25,894	0,5
31-КМ-4000В	36,95	44,34	6,996	31,8	27,632	0,5

6.1.4 Максимальная токовая защита (МТЗ).

Максимальная токовая защита предназначена для защиты от многофазных КЗ в обмотке статора электродвигателя. Для ЭД мощностью менее 5 МВт МТЗ является основной, а для ЭД свыше 5 МВт – резервной.

В зависимости от выбора состояния программных накладок (см. таблицу 28) каждая из ступеней МТЗ может быть выполнена направленной и/или иметь комбинированный пуск по напряжению.

Каждая из ступеней представляет собой совокупность нескольких измерительных органов, объединенных общей логикой. Каждый измерительный орган (ИО) МТЗ имеет независимую регулируемую уставку срабатывания и коэффициент возврата. Основные характеристики ИО представлены в таблицах 33, 34.

Таблица 33 – Программные накладки МТЗ

Имя	Название	Состояние
МТЗ-1_Авт_загр_уст	Автоматическое загроуление уставки	1 - предусмотрено
		0 - не предусмотрено
МТЗ-1_Напр_при_Неисп_ТН	Действие направленной МТЗ-1 при неисправности ТН	1 - Авт. переключение на ненаправленную работу
		0 - Запрет работы
МТЗ-1_Конт_напр	Контроль направленности МТЗ-1	1 - предусмотрено
		0 - не предусмотрено
МТЗ-1_Пуск_по_напр	Пуск по напряжению МТЗ-1	1 - предусмотрено
		0 - не предусмотрено

MT3-2_Напр_при_Неисп_ТН	Действие направленной MT3-2 при неисправности ТН	1 - Авт. переключение на ненаправленную работу
		0 - Запрет работы
MT3-2_Конт_напр	Контроль направленности MT3-2	1 - предусмотрено
		0 - не предусмотрено
MT3-2_Пуск_по_напр	Пуск по напряжению MT3-2	1 - предусмотрено
		0 - не предусмотрено
Торм_MT3-2	Торможение MT3-2	1 - предусмотрено
		0 - не предусмотрено

Особенность первой ступени защиты MT3 в том, что она имеет возможность автоматического загрубления уставки на момент включения выключателя. Автоматическое загрубление уставки вводится при любых включениях выключателя при наличии соответствующего положения программной накладки (см. таблицу 34).

Таблица 34 – Выдержки времени MT3-1

Имя	Название	Уставки	
		Значение по умолчанию, с	Рекомендуемый диапазон, с
MT3-1_Сраб_t1	Регулируемая выдержка времени на срабатывание MT3-1	0,1	0–10
MT3-1_Сраб_t2	Регулируемая выдержка времени на срабатывание MT3-1	1	0–10

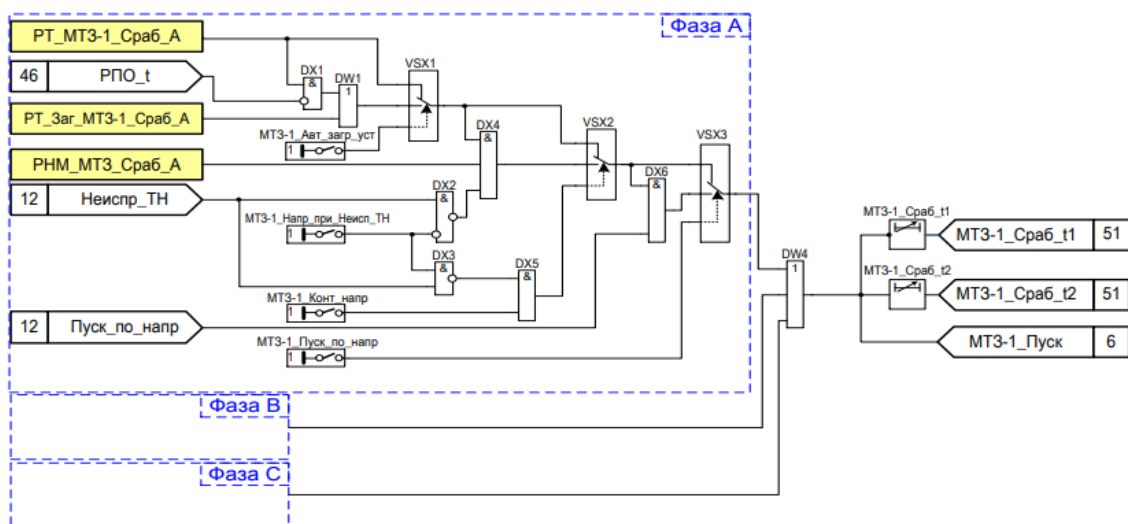


Рисунок 11 – Фрагмент функциональной схемы МТЗ-1

Вторая ступень МТЗ может быть выполнена, как с зависимыми время-токовой характеристиками срабатывания, так и с независимой

Таблица 35 – Выдержки времени МТЗ-2

Имя	Название	Уставки	
		Значение по умолчанию, с	Рекомендуемый диапазон, с
МТЗ-2_Сраб_t1	Регулируемая выдержка времени на срабатывание МТЗ-2	1	0,1–20
МТЗ-2_Сраб_t2	Регулируемая выдержка времени на срабатывание МТЗ-2	1,5	0,1–20
Торм_МТЗ-2_t	Регулируемая выдержка времени на торможение МТЗ-2	1,5	-

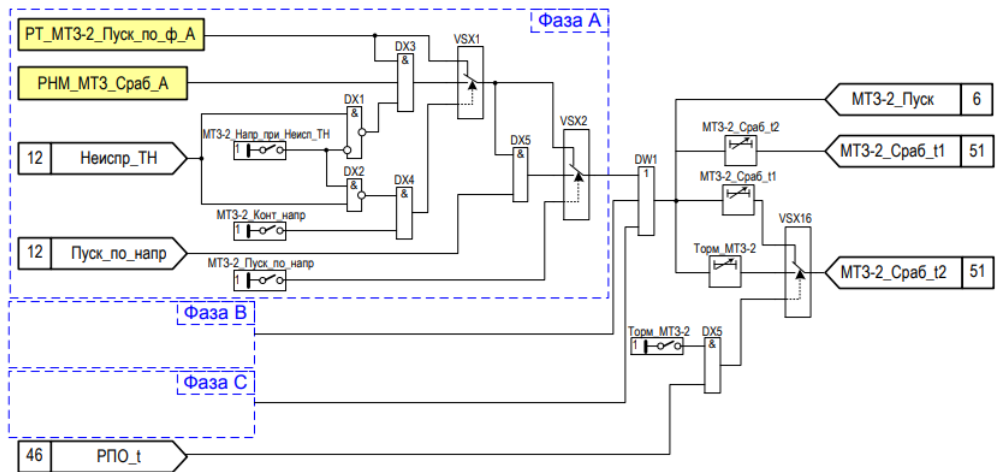


Рисунок 12 – Фрагмент функциональной схемы MT3-2

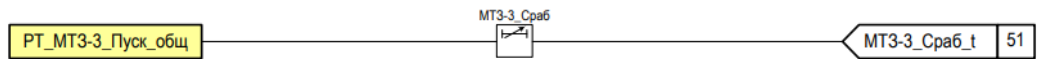


Рисунок 13 – Фрагмент функциональной схемы MT3-3

Таблица 36 – Выдержки времени MT3-3

Имя	Название	Уставки	
		Значение по умолчанию, с	Рекомендуемый диапазон, с
MT3-3_Сраб	Регулируемая выдержка времени на срабатывание MT3-3	10	0,1–20



Рисунок 14 – Фрагмент функциональной схемы «Пуска MT3-3»

Срабатывание реле тока MT3-1, MT3-2 формируют сигнал «Пуск MT3». Функциональная схема пуска MT3 представлена на рисунке 11.

В работе ЗДЗ сигнал «Пуск МТЗ» используется для исключения излишних срабатываний защиты при срабатывании оптического датчика дуговой защиты (контроль тока).

Таблица 37 Основные характеристики трехфазных ИО тока МТЗ-1 – «РТ МТЗ-1», «РТ Заг МТЗ-1»

Наименование параметра	Значение	
	Уставка	Шаг уставки
Ток срабатывания, А.	$(0,05 - 40) \cdot I_{\text{ном}}$	0,001
Коэффициент возврата регулируется в диапазоне	0,5-1	0,01
Время срабатывания при двукратном входном токе по отношению к уставке срабатывания, мс, не более	15	
Время возврата при изменении скачком с двукратного по отношению к уставке срабатывания входного тока до нуля, мс, не более	15	
Основная погрешность тока срабатывания, %, не более;	5	
дополнительная погрешность тока срабатывания в рабочем диапазоне температур от значений, измеренных при нормальной температуре, %, не более;	10	

- дополнительная погрешность тока срабатывания в расширенном диапазоне частот, %, не более от 3 до 47 Гц;	7
- дополнительная погрешность тока срабатывания в расширенном диапазоне частот, %, не более от 53 до 80 Гц	10

В состав ИО входят следующие функциональные блоки:

- пусковые органы тока фаз А, В и С (ПО_А, ПО_В, ПО_С);
- максиселектор (МАХ) – блок, выбирающий наибольший из трех фазных токов;
- блок выдержек времени – предназначен для выбора типа выдержки времени и реализации выбранной выдержки как на срабатывание, так и на возврат.

В ИО отображаются:

- I_A, I_B, I_C – действующие значения фазных токов, А;
- I_{max} – наибольшее значение из трех фазных токов, А;
- Q – время, прошедшее с момента пуска, взятое по отношению к расчётному времени срабатывания при данном токе, %

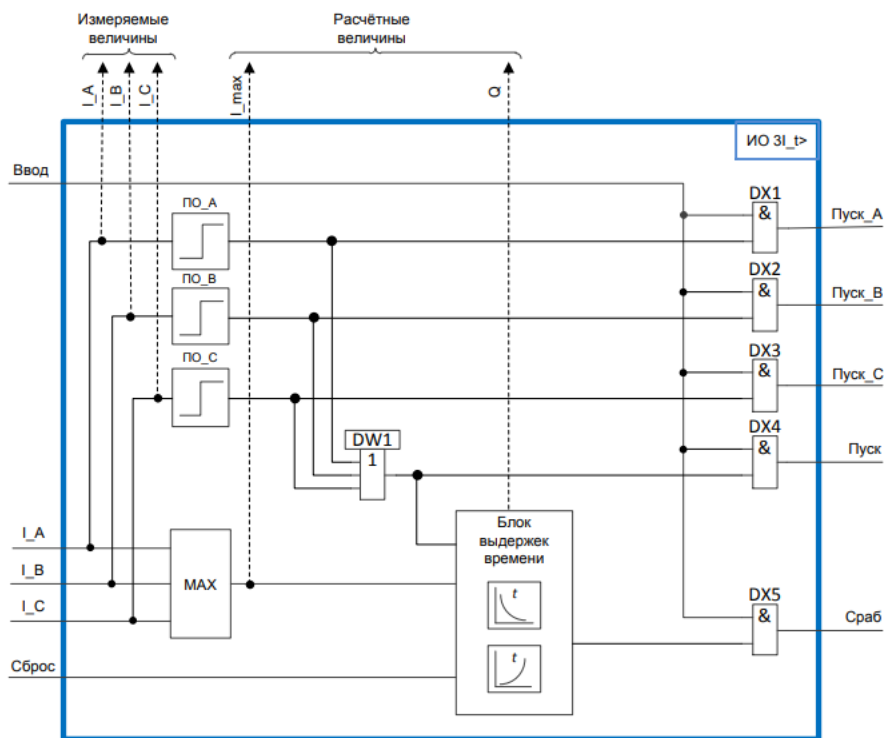


Рисунок 15 – Функционально-логическая схема ИО МТЗ-2, МТЗ-3

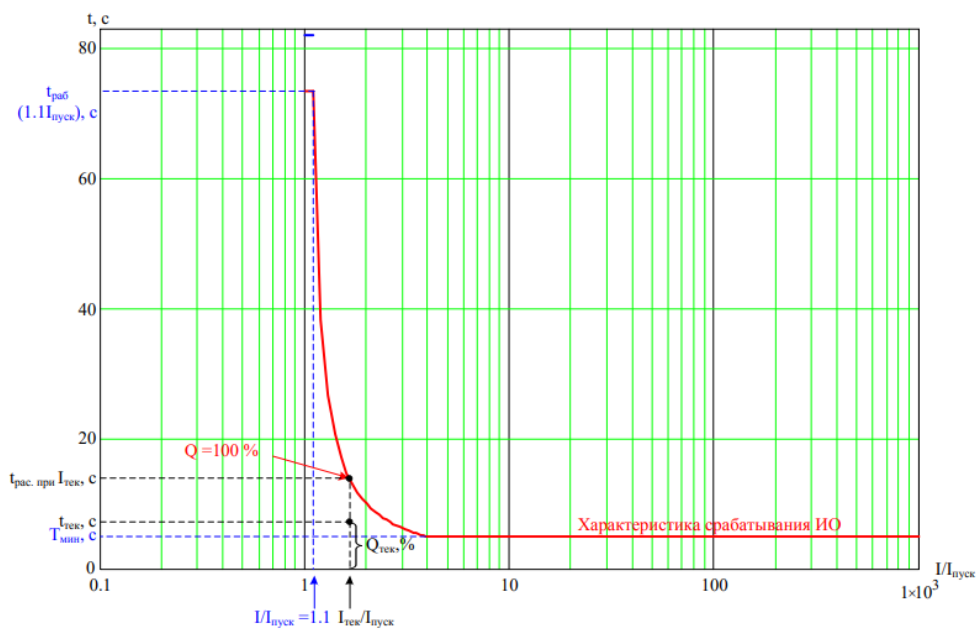


Рисунок 16 – Обобщенный пример характеристической кривой выдержки времени на срабатывание

Таблица 38 Характеристики трехфазного ИО тока «РТ МТЗ-2», «РТ МТЗ-3»

Наименование параметра	Значение	
	Уставка	Шаг уставки
Пусковой ток, о.е	0,1-5	0,001
Коэффициент возврата при использовании независимой время токовой характеристики срабатывания регулируется в диапазоне	0,5-1	0,01
Погрешность по времени срабатывания при использовании независимой время-токовой характеристики срабатывания при изменении величины тока «скачком» с нуля до двукратного по отношению к уставке срабатывания, мс,	30	
Погрешность по времени срабатывания при использовании зависимой время-токовой характеристики срабатывания в диапазоне тока $(1 - 2) I_{\text{пуск}}$;	Не нормируется	
в диапазоне тока $(2 - 20) I_{\text{пуск}}$ при кратности тока: $I/I_{\text{пуск}}$ (2 – 5)%	12,5	
в диапазоне тока $(2 - 20) I_{\text{пуск}}$ при кратности тока: $I/I_{\text{пуск}}$ (5 – 10)%	7,5	
в диапазоне тока $(2 - 20) I_{\text{пуск}}$ при кратности тока: $I/I_{\text{пуск}}$ (10 – 20)%	5	

Погрешность по времени возврата при использовании независимой время-токовой характеристики возврата при изменении величины тока «скачком» с двукратного по отношению к уставке срабатывания до нуля, мс, не более	20
Погрешность по времени возврата зависимой время-токовой характеристики возврата: -в диапазоне тока $(0 - 0,1) I_{\text{пуск}}$, мс,	30
в диапазоне тока $(0,1 - 1) I_{\text{пуск}}$ при кратности тока: $I/I_{\text{пуск}}$ $(0,85 - 1)\%$	Не нормируется
$I/I_{\text{пуск}} \leq 0,85$	15
$I/I_{\text{пуск}} \leq 0,5$	7
$I/I_{\text{пуск}} \leq 0,1$	5
Основная погрешность по $I_{\text{пуск}}$, %, не более;	2
Дополнительная погрешность по $I_{\text{пуск}}$ в рабочем диапазоне температур от значений, измеренных при нормальной температуре, %, не более;	7
- дополнительная погрешность по $I_{\text{пуск}}$ в расширенном диапазоне частот: 3-80 Гц	Не нормируется

6.2 Расчет уставок релейной защиты двигателей 10 кВ с мощностью свыше 5 МВт.

На шинах 3780-НА-V02 используются электродвигатели при номинальной мощности свыше 5 МВт, а именно на 14 МВт, на данное значение терминал ЭКРА 217 0501 не предусмотрен, следует рассмотреть другую модель терминала, для защиты данного ряда двигателей.

Терминал ЭКРА 217 0502 – унифицированное микропроцессорное устройство, применяемое в качестве комплексной системы защит, автоматики, управления выключателем и сигнализации электродвигателя мощностью более 5МВт.

Терминал ЭКРА 217 0502 выполняет следующие функции:

в части защит:

- дифференциальная защита двигателя (ДифЗЭД);
- трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ);
- комбинированный пуск по напряжению (вольтметровая блокировка);
- контроль исправности вторичных цепей ТН;
- контроль исправности вторичных цепей ТТ;
- защита от несимметричного режима (ЗНР);
- защита от однофазных замыканий на землю (ЗОЗЗ);
- защита от двойных однофазных замыканий на землю (ЗОЗЗ-2);
- защита от повышения напряжения (ЗПН);
- защита от минимального напряжения (ЗМН);
- контроль наличия (отсутствия) напряжения на шинах;
- устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ);
- защита от дуговых замыканий (ЗДЗ);
- 2 дополнительных трехфазных реле тока.
- защита минимального тока (ЗМТ);
- защита минимальной частоты (ЗМЧ);
- защита от обратной мощности (ЗОМ);
- защита от тепловой перегрузки (ЗТП);

- устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ).
- в части автоматики управления:
 - автоматическая частотная разгрузка (АЧР) и частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ);
 - автоматика управления выключателем (АУВ).

6.2.1 Параметрирование аналоговых входов.

Произведем расчет уставок синхронных электродвигателей на шинах 3780-НА-V02, обозначение на схеме: 32-EXM-8400AB

Первичный номинальный фазный ток защищаемого объекта рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{ном.фаз.перв.}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.лин.перв}} \cdot \eta}; \quad (80)$$

$$I_{\text{ном.фаз.перв.}} = \frac{15555,57}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,9} = 997,9 \text{ А}$$

Номинальный коэффициент трансформации по ГОСТ 7746-2015 ТТ, установленного со стороны выводов обмотки статора электродвигателя, рассчитывается по формуле:

$$k_{\text{д}} = \frac{I_{\text{ном.тт.перв.}}}{I_{\text{ном.тт.втор.}}}; \quad (81)$$

$$k_{\text{д}} = \frac{1200}{5}$$

Номинальный коэффициент трансформации ТТ, установленного со стороны нейтрали выводов обмотки статора электродвигателя:

$$k_{\text{нд}} = \frac{I_{\text{ном.тт.перв.}}}{I_{\text{ном.тт.втор.}}}; \quad (82)$$

$$k_{нд} = \frac{1000}{5}$$

Вторичный номинальный (базисный) ток рассчитывается по формуле:

$$I_{ном.фаз.втор.д} = k_{сх} \cdot \frac{I_{ном.фаз.перв.}}{k_{д}}; \quad (83)$$

где, $k_{сх}$ – коэффициент схемы, учитывающий схему соединения вторичных обмоток ТТ; для ТТ, вторичные обмотки которых соединены в треугольник – $k_{сх} = \sqrt{3}$, в звезду – $k_{сх} = 1$.

$$I_{ном.фаз.втор.д} = 1 \cdot \frac{997,89}{\frac{1200}{5}} = 4,16 \text{ А}$$

Вторичные номинальные (базисные) ток аналогового входа со стороны нейтральных выводов обмотки статора электродвигателя:

$$I_{ном.фаз.втор.нд} = k_{сх} \cdot \frac{I_{ном.фаз.перв.}}{k_{нд}}; \quad (84)$$

$$I_{ном.фаз.втор.нд} = 1 \cdot \frac{997,89}{\frac{1000}{5}} = 4,9 \text{ А}$$

Аналоговый вход используется для реализации контроля исправности вторичных токовых цепей ТТ и защиты от двойных однофазных замыканий на землю (ЗОЗЗ).

Вторичный номинальный ток:

$$I_{ном.ттнп.втор} = \frac{I_{ном.фаз.перв.}}{k_{ттнп}}; \quad (85)$$

$$I_{ном.ттнп.втор} = \frac{997,89}{470/1} = 2,12 \text{ А}$$

В терминал необходимо ввести следующие параметры:

Для группы I_{ттнп} н-к: $I_{ном.ттнп.втор} = 2,12 \text{ А}$; $k_{ттнп} = 125$

Таблица 39 Полученные данные

Параметр	Значение
Тип защищаемого объекта	Электродвигатель
Номинальная мощность защищаемого объекта, кВт	14000
Номинальное линейное напряжение на вводах первичной обмотки, кВ	10
Схема соединения обмоток:	Y-0
Номинальные параметры ТТ, установленного со стороны выводов обмотки статора электродвигателя, А	1200/5
Номинальные параметры ТТ, установленного со стороны нейтрали выводов обмотки статора электродвигателя, А	1000/5
Номинальный коэффициент трансформации ТТНП	470/1

6.2.2 Задание параметров аналоговых входов напряжения.

Номинальное фазное напряжение на вводах первичной обмотки:

$$U_{\text{ном.фаз.перв}} = \frac{U_{\text{ном.лин.перв.осн}}}{\sqrt{3}}; \quad (86)$$

$$U_{\text{ном.фаз.перв}} = \frac{10000}{\sqrt{3}} = 5773,5 \text{ В}$$

Номинальное фазное напряжение на вводах основной вторичной обмотки:

$$U_{\text{ном.фаз.втор}} = \frac{U_{\text{ном.лин.втор.осн}}}{\sqrt{3}}; \quad (87)$$

$$U_{\text{ном.фаз.втор}} = \frac{100}{\sqrt{3}} = 57,74 \text{ В}$$

Коэффициент трансформации основной обмотки:

$$k_{\text{осн}} = \frac{U_{\text{ном.фаз.перв}}}{U_{\text{ном.фаз.втор}}}; \quad (88)$$

$$k_{\text{осн}} = \frac{10000 \cdot \sqrt{3}}{100 \cdot \sqrt{3}} = 100$$

Дополнительная обмотка имеет номинальное фазное напряжение:

$$U_{\text{ном.фаз.доп}} = \frac{100}{3} = 33,33 \text{ В}$$

Коэффициент трансформации дополнительной обмотки:

$$k_{\text{доп}} = \frac{U_{\text{ном.фаз.перв}}}{U_{\text{ном.фаз.доп}}}; \quad (89)$$

$$k_{\text{доп}} = \frac{10000 \cdot 3}{100 \cdot \sqrt{3}} = 173,21$$

В терминал необходимо ввести следующие параметры, задающие базовое напряжение: Для группы УУ: $U_{\text{ном.фаз.втор}} = 57,74$; $k_{\text{осн}} = 100$.

Для цепей $U_{\text{н-к}}$ и $U_{\text{н-к(факт.)}}$: $U_{\text{ном.фаз.доп}} = 33,33$; $k_{\text{доп}} = 173,21$.

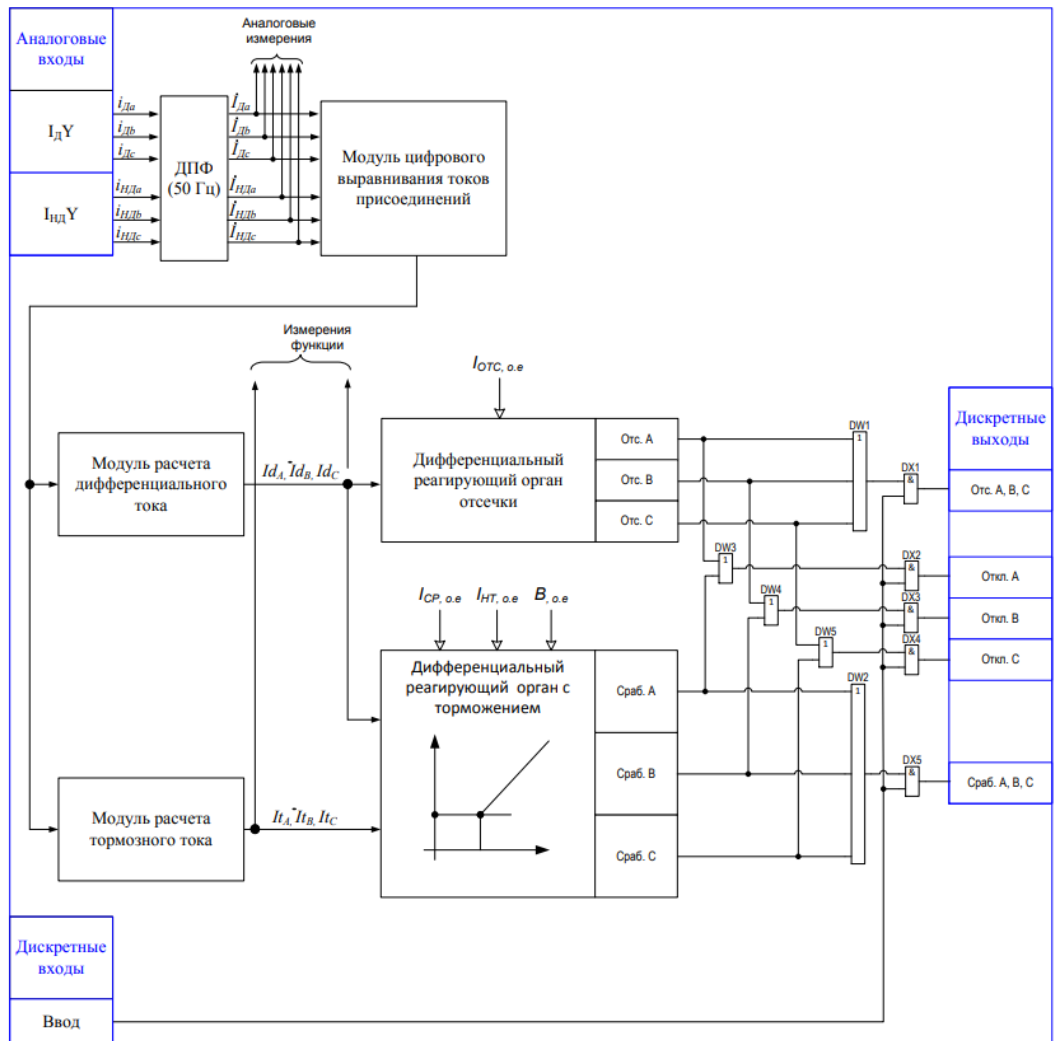


Рисунок 17 – Функционально логическая схема ИО дифференциальной защиты.

6.2.3 Расчет уставок дифференциальной защиты электродвигателя.

Расчет уставок производится в первичных значениях.

Расчет максимального тока небаланса $I_{нб.пуск}$, соответствующего максимальному броску пускового тока электродвигателя $I_{бр.пуск}$:

$$I_{бр.пуск} = k_{апер.} \cdot k_{пуск} \cdot I_{ном.перв}; \quad (90)$$

$$I_{бр.пуск} = 1,8 \cdot 8 \cdot 997,89 = 14369,62 \text{ А}$$

$$I_{нб.пуск} = (\varepsilon + \gamma + \delta) \cdot I_{бр.пуск}; \quad (91)$$

где γ - основная относительная погрешность измерения дифференциального тока устройством РЗА (складывается из погрешностей измерения двух токовых каналов, погрешность каждого- 2,5%);

δ - технологический запас, обусловленный наличием дополнительной погрешности измерения терминала. Принимается равным половине основной погрешности измерения дифференциального тока ($\delta = 2,5\%$).

ε – полная относительная погрешность ТТ установленных со стороны нейтрали электродвигателя в режиме, соответствующем максимальному значению броска апериодической составляющей пускового тока электродвигателя ($\varepsilon = 0,1$).

$$I_{\text{нб.пуск}} = (0,1 + 0,025 + 0,025) \cdot 14369,62 = 2514,68 \text{ А}$$

Расчет максимального тока небаланса в цепях дифференциальной защиты обусловленный максимальным значением броска пускового тока электродвигателя с учетом значения коэффициента отстройки $k_{\text{отс}} = 1,2$:

$$I_{\text{раб.пуск}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.пуск}}; \quad (92)$$

$$I_{\text{раб.пуск}} \geq 1,2 \cdot 2514,68 = 3017,62 \text{ А}$$

Расчет коэффициента торможения:

$$k_{\text{торм.мин}} \geq \frac{I_{\text{раб.пуск}}}{I_{\text{бр.пуск}}} = k_{\text{отс}} \cdot (\varepsilon + \gamma + \delta) \quad (93)$$

$$k_{\text{торм.мин}} \geq 1,2 \cdot (0,1 + 2 \cdot 0,025 + 0,025) = 0,21$$

Расчет уставки срабатывания дифференциальной токовой отсечки с учётом отстройки от максимального тока небаланса $I_{\text{ДТО}} \geq I_{\text{нб.пуск}} \cdot$ при максимальном броске пускового тока электродвигателя, с учетом округленного значения коэффициента торможения:

$$I_{\text{ДТО}} = k_{\text{торм.мин}} \cdot I_{\text{бр.пуск}}; \quad (94)$$

$$I_{ДТО} = 0,18 \cdot 14657,01 = 2638,26 \text{ А}$$

Для уставки примем значение 2650 А.

Расчет минимального значения тока небаланса при номинальном токе электродвигателя:

$$I_{нб.min.расч.} = (\varepsilon_2 + \gamma + \delta) \cdot I_{ном.д}; \quad (95)$$

где ε_2 – полная относительная погрешность ТТ установленных со стороны нейтрали электродвигателя при номинальном токе электродвигателя.

$$I_{нб.min.расч.} = (0,1 + 2 \cdot 0,025 + 0,025) \cdot 997,89 = 174,63 \text{ А}$$

Расчет начального тока срабатывания:

$$I_{СРО} \geq k_{отс} \cdot I_{нб.min.расч.}; \quad (96)$$

$$I_{СРО} \geq 1,2 \cdot 174 = 209,56 \text{ А}$$

Для построения характеристики ДЗТ, определяем значение тока торможения, при котором выполняется излом характеристики дифференциальной защиты:

$$I_{НТ} = \frac{I_{СРО}}{k_{торм.min}}; \quad (97)$$

$$I_{НТ} = \frac{209,56}{0,18} = 1164,22 \text{ А}$$

Так как уставки задаются в относительных величинах, то уставка срабатывания рассчитывается по формуле:

$$I_{НТ} = \frac{I_{СРО}}{I_{ном.фаз.перв}}; \quad (98)$$

$$I_{НТ} = \frac{209,56}{997,89} = 0,21 \text{ о.е.}$$

Проверка чувствительности защиты. Расчет коэффициента чувствительности защиты при двухфазном КЗ на вводах питания электродвигателя:

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{НОМ,ДВ}} \cdot 1,1} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{КЗ}}^{(3)}}{I_{\text{НОМ,ДВ}} \cdot 1,1}; \quad (99)$$

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{22\,340}{1197,5} = 18,66$$

Что удовлетворяет условию: $k_{\text{ч}}^{(2)} \geq 1,2$

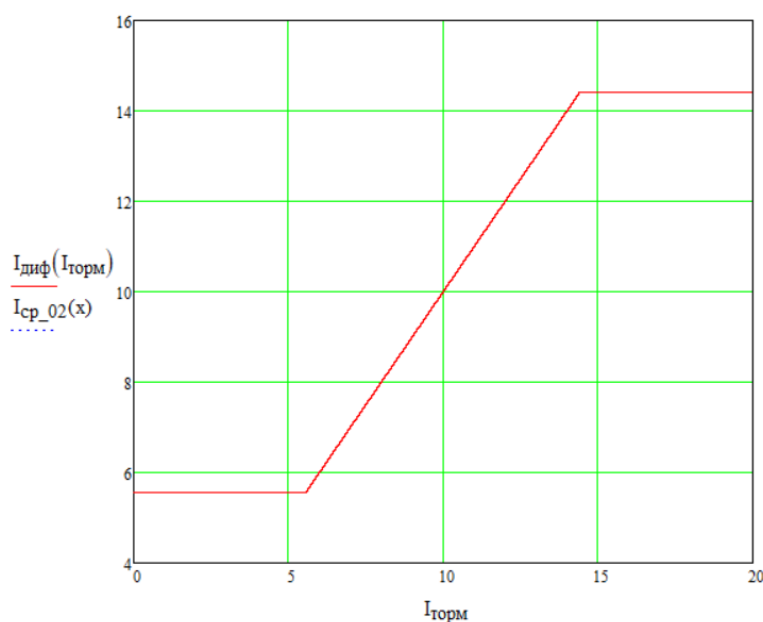


Рисунок 18 – Характеристика срабатывания ИО дифференциальной защиты.

Параметры выдержки времени, а также диапазоны работы и погрешности МТЗ на терминале ЭКРА-217 0502 аналогичны параметрам терминала ЭКРА-217 0501 (см. пункт 6.1.4).

6.3 Защита от дуговых замыканий

Защита от дуговых замыканий (ЗДЗ) применяется для защиты сборных шин и элементов ошиновки распределительных устройств 6-10 кВ,

размещенных в ячейках КРУ, от внутренних коротких замыканий, сопровождаемых электрической дугой.

Данные повреждения в замкнутых пространствах ячеек сопровождаются возникновением повышенного давления и температуры, что в ряде случаев похоже на взрыв. Дуговые замыкания представляют наивысшую опасность для людей и оборудования и должны отключаться за минимально возможное время.

На сегодняшний день стандартным исполнением дуговой защиты являются отдельные оптические регистраторы дуги в каждой ячейке КРУ, к которым подключаются волоконно-оптические датчики (ВОД).

ВОД размещаются по одному в каждом отсеке ячейки КРУ:

- в отсеке ввода;
- в отсеке выкатного элемента;
- в кабельном отсеке;
- в пространстве шинного моста.

При дуговом КЗ каждый ВОД фиксирует световую вспышку от электрической дуги и формирует сигнал «Срабатывание», который передается по ВОЛС на МП терминал ЗДЗ. В свою очередь МП терминал ЗДЗ на основании сигналов «Срабатывания» от ВОД формирует команды на отключение соответствующих выключателей с целью ликвидации дугового КЗ.

Для предотвращения неправильной работы ЗДЗ предусматривается токовый контроль - сигнал на отключение выдается МП терминалом ЗДЗ только при наличии 2-х факторов:

- сигнала «Срабатывание» от ВОД;
- сигнала «Пуск МТЗ» от терминала защиты (терминала защиты ввода КРУ или терминала защиты стороны ВН трансформатора).

При наличии только сигнала «Срабатывание» от ВОД без сигнала «Пуск МТЗ» отключение выключателей от ЗДЗ не происходит и МП терминал ЗДЗ выдает сигнал «Неисправность ВОД».

6.4 Защита от однофазных замыканий на землю

Согласно [4] для линий в сетях с изолированной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ).

Защита ОЗЗ выполняется в виде селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на сигнал.

Принцип действия ОЗЗ заключается в контроле тока нулевой последовательности в присоединениях с помощью трансформаторов тока нулевой последовательности (ТТНП), к вторичным обмоткам которых подключаются МП терминалы.

При однофазном замыкании на землю ток нулевой последовательности в поврежденной линии определяется суммарной емкостью исправной части сети, а токи нулевой последовательности на других линиях определяются только собственными емкостями присоединений. Таким образом, ток нулевой последовательности поврежденной линии значительно больше, чем других неповрежденных присоединений, и защита, отстроенная от собственного емкостного тока линии, точно определяет именно поврежденную линию.

Ток срабатывания защиты ОЗЗ определяется по формуле:

$$I_{СЗ.ОЗЗ} = k_{отс} \cdot k_{б} \cdot I_{С.фид.макс}; \quad (100)$$

Расчет для отходящей линии от шин 3780-НА-V01

$$I_{СЗ.ОЗЗ} = 1,2 \cdot 1,5 \cdot 1,5 = 2,4 \text{ А/км}$$

Расчет для отходящей линии от шин 3780-НА-V02

$$I_{СЗ.ОЗЗ} = 1,2 \cdot 1,5 \cdot 1,89 = 3,01 \text{ А/км}$$

где $k_{б}$ – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока;

$I_{С.кл}$ – емкостный ток кабельной линии для сечения 150 мм принять значение 1,5, для сечения 240 мм принять значение 1,89;

Емкостный ток кабельной линии 10 кВ можно определить по формуле:

$$I_{C.КЛ} = \frac{U_{ном} \cdot L_{КЛ}}{10};$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети;

$L_{КЛ}$ – длина кабельной линии;

$$I_{C.КЛ} = \frac{10 \cdot 0,1}{10} = 0,1 \text{ А};$$

$$I_{C.КЛ} = \frac{10 \cdot 0,39}{10} = 0,39 \text{ А};$$

Коэффициент чувствительности ОЗЗ определяется по формуле:

$$K_{ч.ОЗЗ} = \frac{I_{C.сум} - I_{C.КЛ}}{I_{C3.ОЗЗ}}; \quad (101)$$

где $I_{C.сум}$ – суммарный емкостный ток сети;

$$K_{ч.ОЗЗ} = \frac{3,1 - 0,1}{2,4} = 1,25;$$

$$K_{ч.ОЗЗ} = \frac{4,2 - 0,39}{3,01} = 1,27;$$

Согласно [4] коэффициент чувствительности ОЗЗ для кабельных линий должен быть не менее 1,25.

Условие выполняется.

6.5 Автоматический ввод резерва

Автоматическое включение резервного (АВР) оборудования (трансформаторов, линий, секции шин, электродвигателей и т.п.) применяется для повышения надежности работы энергосистемы, бесперебойного снабжения потребителей электроэнергией и уменьшения народнохозяйственного ущерба, вызываемого недоотпуском электроэнергии.

Несмотря на различие схем АВР, все они выполняются по одной структурной схеме: отключается выключатель основного источника питания и включается выключатель резервного источника питания.

К схемам АВР предъявляются следующие требования:

- 1) Срабатывать при исчезновении напряжения на шинах потребителей по любой причине;
- 2) Обеспечивать однократность действия;
- 3) Иметь блокировку, разрешающую включение резервного выключателя лишь при отключенном основном выключателе;
- 4) Иметь минимальное время действия;
- 5) Иметь устройства для ввода и вывода из работы;
- 6) Не срабатывать при перегорании предохранителей в одной из фаз трансформатора напряжения;
- 7) Иметь пусковой орган, контролирующий отсутствие напряжения.

В зависимости от схемы выполнения к устройствам АВР могут предъявляться и другие требования, обусловленные конкретными условиями работы.

В качестве пусковых органов в схемах АВР чаще всего применяются минимальные реле напряжения. Возможно использование минимального реле напряжения и минимального реле тока, а также – реле понижения частоты.

Пусковые органы минимального напряжения должны срабатывать только при полном исчезновении напряжения и не должны приходить в действие при понижении напряжения, вызванном удаленными КЗ или самозапуском двигателей.

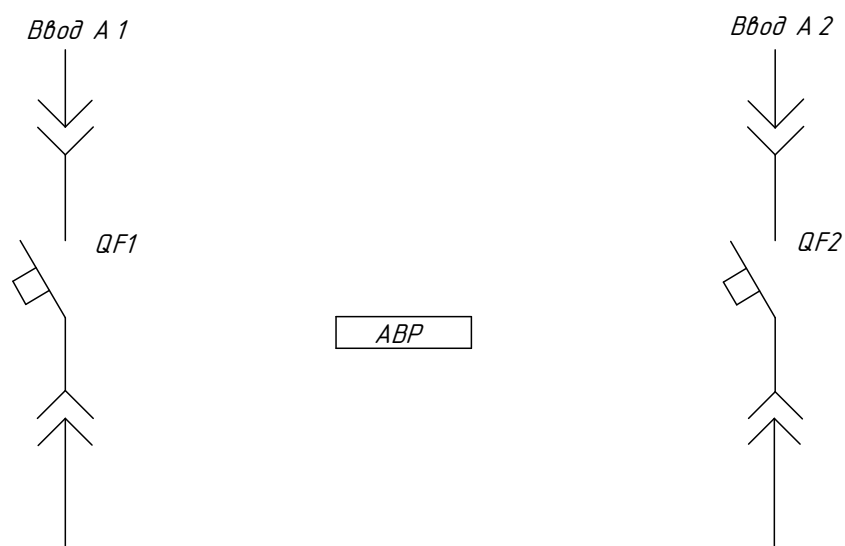


Рисунок 19 – Схема «Два ввода на рабочую систему шин»

Рассмотрим алгоритм данной защиты для случая нарушения питания на основном источнике питания (Ввод №1). При рассматриваемом случае изменится положение контактов реле минимального напряжения и после заданной выдержки времени t_b поступает команда выключение автомата QF1 и включение выключателя резервного источника QF2. Запуск АВР происходит при следующих условиях:

- 1) Переход в отключенное состояние выключателя основного ввода;
- 2) Наличие напряжения на резервном вводе;
- 3) Отсутствие сигнала на входе «Блокировка АВР»

Если напряжение на основном вводе восстанавливается за время меньшее t_b , то сигнала на отключение основного ввода не поступает.

При восстановлении питания на основном вводе, устройство АВР посылает сигнал на отключение выключателя QF2 и включение основного ввода.

Далее представим логическую схему алгоритма работы АВР:

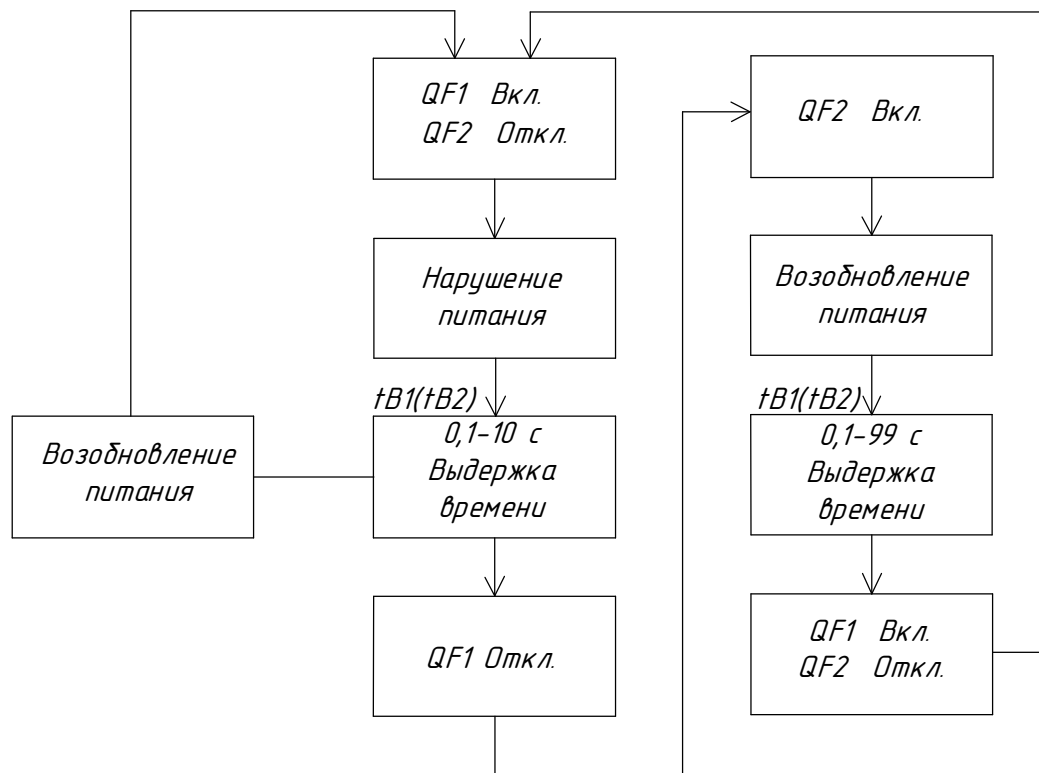


Рисунок 20 – Структурная схема алгоритма работы АВР

$$\begin{cases} U_{\text{ср.1}} \leq \frac{U_{\text{ост.КЗ}}}{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{в}} \cdot n_{\text{ТВ}}}, \\ U_{\text{ср.2}} \leq \frac{U_{\text{с/зап}}}{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{в}} \cdot n_{\text{ТВ}}} \end{cases}$$

где $U_{\text{ост.КЗ}}$ – наименьшее остаточное напряжение при трехфазном КЗ;

$U_{\text{с/зап}}$ – наименьшее напряжение при самозапуске двигателей после отключения коротких замыканий;

$k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле;

$n_{\text{ТВ}}$ – коэффициент трансформации ТН.

В практических расчетах обычно вышеприведенные условия выполняются при:

$$U_{\text{ср.1}} = 0,25 \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}}{n_{\text{ТВ}}}; \quad (102)$$

$$U_{c.p.1} = 0,25 \cdot \frac{10000}{100} = 25 \text{ В};$$

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

$$t_{ABP} = t'_{рз.макс} + \Delta t; \quad (103)$$

$$t_{ABP} = t''_{рз.макс} + \Delta t; \quad (104)$$

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

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

Δt – ступень селективности.

Уставка реле контроля наличия напряжения на резервном источнике питания:

$$U_{c.p.2} \geq \frac{U_{мин.раб}}{k'_н \cdot k'_в \cdot n_{TV}}; \quad (105)$$

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

$k'_н$ – коэффициент надежности;

$$U_{c.p.2} = \frac{0,95 \cdot 10000}{1,2 \cdot 1,1 \cdot 100} = 72 \text{ В};$$

Выдержка времени реле однократного включения (РОВ) должна с некоторым запасом превышать время включения выключателя резервного источника питания:

$$t_{\text{РОВ}} = t_{\text{вкл. Q}} + t_{\text{зап}}; \quad (106)$$

Где $t_{\text{зап}}$ – время запаса;

$t_{\text{вкл. Q}}$ – время включения резервного выключателя.

7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ

7.1 Расчет капитальных вложений в строительство КТП

Капиталовложения в проект состоят из капитальных затрат на сооружение подстанции ($K_{ПС}$) и капитальных затрат на сооружение линий ($K_{Л}$). Все затраты на сооружение берутся в ценах 2000 года и переводятся с помощью индекса инфляции, который на 2022 год равен 11,51, что приводит к оптимизации данных на сегодняшний день.

Суммарные капиталовложения определяются следующим образом:

$$K = K_{кТП} + K_{л} + K_{ру} \quad (107)$$

где $K_{кТП}$ – капиталовложения в строительство ПС;

$K_{л}$ – капиталовложения в строительство и прокладку линий;

$K_{ру}$ – капиталовложения в строительство РУ;

$$K_{кТП} = K_{кТП} \cdot K_3 \quad (108)$$

где $K_{кТП}$ – стоимость одной КТП на текущий момент времени;

K_3 – коэффициент территориальный, имеет значение 1,19 для Тюменской области;

Расчет произведем на примере КТП 3780-NA-V01:

$$K_{кТП} = 3701,48 \cdot 1,19 \cdot 2 = 8809,53 \text{ тыс.руб};$$

Результаты расчета стоимости, а также капиталовложений остальных КТП рассматриваемой площадки представим в таблице 36:

Таблица 40 – Капиталовложения на строительство КТП

№ КТП	Мощность КТП, кВА	Стоимость КТП, тыс. руб.	Капиталовложения на строительство КТП, тыс. руб.
1	2	3	4
3780-NA-V01	2500	3701,48	8 809,53
3780-NA-V02	1600	2720,18	6 474,03
3780-NA-V03	2500	3701,48	8 809,53
3780-NA-V04	1600	2720,18	6 474,03
3780-MA-V01	2500	3701,48	8 809,53
3780-MA-V02	2500	3701,48	8 809,53
3780-MA-V03	2500	3701,48	8 809,53
3780-MA-V04	1600	2720,18	6 474,03
3780-MA-V05	2500	3701,48	8 809,53
3780-MA-V06	2500	3701,48	8 809,53
Итого			81 088,8

7.2 Расчет капиталовложений на прокладку КЛ

Далее при помощи формулы (97) определим капиталовложения необходимые для прокладки КЛ:

$$K_{\text{кл}} = K_0 \cdot L \cdot K_3 \cdot n_{\text{цепей}} \quad (109)$$

K_0 – удельная стоимость закупки и прокладки КЛ, тыс. руб./км;

L – длина рассматриваемого участка, км;

K_3 – коэффициент зональный, равный 1,19 для Тюменской области;

Расчет капиталовложений в качестве примера произведем для КЛ, проложенной на участке 3780-NA-V01:

$$K_{\text{кл}} = 2895 \cdot 0,1 \cdot 1,19 \cdot 2 = 4340,76 \text{ тыс.руб.};$$

Результаты расчетов остальных участков представим в таблице 41:

Таблица 41 – Результаты расчета капиталовложений в прокладку КЛ

Участок сети	Марка кабеля	Удельная стоимость, тыс. руб., за км	Длина участка, км	Капиталовложения, тыс. руб.
1	2	3	4	5
3780-NA-V01	ПВВНГ-3х95	2895	0,1	689,01
3780-NA-V02	ПВВНГ-3х95	2895	0,1	689,01
3780-NA-V03	ПВВНГ-3х95	2895	0,1	689,01
3780-NA-V04	ПВВНГ-3х95	2895	0,1	689,01
3780-MA-V01	ПВВНГ-3х95	2895	0,1	689,01
3780-MA-V02	ПВВНГ-3х95	2895	0,1	689,01
3780-MA-V03	ПВВНГ-3х95	2895	0,1	689,01
3780-MA-V04	ПВВНГ-3х95	2895	0,1	689,01
3780-MA-V05	ПВВНГ-3х95	2895	0,1	689,01
3780-MA-V06	ПВВНГ-3х95	2895	0,1	689,01
ГПП-1 – 3780- НАА-V01	ПВВНГ-3х(3х150)	4000	1,64	15 612
ГПП-1 – 3780- НАВ-V01	ПВВНГ-3х(3х150)	4000	1,64	15 612
ГПП-1 – 3780- НАА-V02	ПВВНГ-4х(3х240)	4000	1,24	11 804,8
ГПП-1 – 3780- НАВ-V02	ПВВНГ-4х(3х240)	4000	1,24	11 804,8

Продолжение таблицы 41

3780-НААВ- V01 – 32-КМ- 6600АВ	ПвВнг-3х185	4000	0,36	3 427,2
3780-НААВ- V01 – 31-КМ- 6600АВ	ПвВнг-3х185	4000	0,48	4 569,6
3780-НААВ- V01 – 31-РМ- 4009АВ	ПвВнг-3х185	4000	0,39	3 712,8
3780-НААВ- V01 – 32-КМ- 6708	ПвВнг-3х185	4000	1,0	9 520
3780-НААВ- V01 – 31-КМ- 8800АВ	ПвВнг-3х185	4000	0,26	2 475,2
3780-НААВ- V01 – 30-КМ- 2300АВ	ПвВнг-3х185	4000	0,28	2 665,6
3780-НААВ- V01 – 32-РМ- 4009АВ	ПвВнг-3х185	4000	0,39	3 712,8
3780-НААВ- V01 – 32-КМ- 8800АВ	ПвВнг-3х185	4000	0,26	2 475,2
3780-НААВ- V01 – 31-РМ- 8400АВ	ПвВнг-3х185	4000	0,05	476
3780-НААВ- V01 – 31-КМ- 6705	ПвВнг-3х185	4000	0,05	476
3780-НААВ- V02 – 31-КМ- 4000	ПвВнг-4х(3х240)	4000	1,02	9 710,4
3780-НААВ- V02 – 31- ЕХМ-8400	ПвВнг-4х(3х240)	4000	0,7	6 664
Итого:				87 998,9

7.3 Расчет капитальных вложений в строительство РУ

Капитальные вложения на строительство РУ определяются при помощи формулы:

$$K_{\text{РУ}} = C_{\text{выкл.}i} \cdot n_{\text{выкл.}} \quad (110)$$

$C_{\text{выкл.}i}$ – стоимость одного выключателя, тыс.руб.;

$n_{\text{выкл.}}$ – количество выключателей;

$$K_{\text{РУ}} = 250 \cdot 52 = 13\,000 \text{ тыс. руб.};$$

Таким образом суммарные капиталовложения в строительство системы электроснабжения объекта по производству полиэтилена низкой плотности составит:

$$K_{\Sigma} = K_{\Sigma\text{КТП}} + K_{\Sigma\text{КЛ}} + K_{\Sigma\text{РУ}} \quad (111)$$

$$K_{\Sigma} = 81\,088,8 + 87\,998,9 + 13\,000 = 182\,087,7 \text{ тыс. руб.}$$

7.4 Расчет издержек на эксплуатацию и обслуживание сети.

Эксплуатационные издержки на ремонт и эксплуатацию необходимы для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Они определяются через нормы отчислений и капитальные вложения следующим образом:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{ЭиР}} + I_{\text{ам}} \quad (112)$$

$I_{\text{ам}}$ – ежегодные амортизационные отчисления оборудования, тыс.руб.;

$I_{\text{ЭиР}}$ – издержки на ремонт и эксплуатацию оборудования, тыс.руб.;

$I_{\Delta w}$ – затраты на компенсацию потерь электроэнергии, тыс.руб.

Был произведен расчет издержек, необходимых для эксплуатации и ремонта для КЛ:

$$I_{\text{ЭиР}} = d_{\text{но.кл}} \cdot K_{\Sigma\text{кл}} \quad (113)$$

$d_{\text{но.кл}}$ – нормативные отчисления на ремонт и эксплуатацию линий, в соответствии с методическими рекомендациями [] примем равным 0,023;

$$I_{\text{ам}} = \frac{K_{\Sigma\text{кл}}}{T_{\text{ср}}} \quad (114)$$

$T_{\text{ср}}$ – срок службы оборудования, для КЛ примем равным 25 лет;

$$I_{\text{ЭиР.кл}} = 0,023 \cdot 87\,998,7 = 2023,97 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{ам.кл}} = \frac{87\,998,7}{25} = 3\,519,9 \text{ тыс.руб.};$$

Далее произведем расчет затрат на эксплуатацию и обслуживание для КТП:

$$I_{\text{ЭиР.кТП}} = 0,059 \cdot 81\,088,8 = 4\,784,24 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{ам.кТП}} = \frac{81\,088,8}{20} = 4054,44 \text{ тыс. руб.};$$

Затраты на эксплуатацию и обслуживание РУ:

$$I_{\text{ЭиР.ру}} = 0,059 \cdot 13000 = 767 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{ам.ру}} = \frac{13000}{25} = 520,00 \text{ тыс. руб.};$$

Суммарные эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{ЭиР.}\Sigma} = I_{\text{ЭиР.кл}} + I_{\text{ЭиР.кТП}} + I_{\text{ЭиР.ру}} \quad (115)$$

$$I_{\text{ЭиР.}\Sigma} = 2023,97 + 4\,784,24 + 767 = 7\,575,21 \text{ тыс. руб.};$$

Суммарные амортизационные отчисления:

$$I_{\text{ам.}\Sigma} = I_{\text{ам.кл}} + I_{\text{ам.кТП}} + I_{\text{ам.ру}} \quad (116)$$

$$I_{\text{ам.}\Sigma} = 3\,519,9 + 4\,054,44 + 520,00 = 8\,094,34 \text{ тыс. руб.};$$

Суммарный затраты на установку и эксплуатацию электрооборудования составят:

$$З = И_{\Sigma} + E_{н} \cdot K_{\Sigma} \quad (117)$$

$E_{н}$ – нормативный коэффициент экономической эффективности, принимается равным 0,14;

$$З = 7\,575,21 + 8\,094,34 + 0,14 \cdot 182\,087,7 = 41\,161,83 \text{ тыс. руб.};$$

7.5 Расчет срока окупаемости проекта

Срок окупаемости проекта – это период времени, за который сумма чистого денежного потока от нового проекта покрывает сумму вложенных в него средств. Рассчитывается по формуле:

$$T_{OK} = \frac{K}{\Pi_{ч} + И_{А}} \quad (118)$$

где K_{Σ} – суммарные капитальные вложения, тыс.руб;

$\Pi_{ч}$ – чистая прибыль, тыс.руб.;

$И_{АМ}$ – амортизационные отчисления, тыс.руб.

Чистая прибыль – это итоговая часть дохода, которая осталась после всех вычетов: на налоги, зарплаты, закупку оборудования, аренду и прочих затрат.

Рассчитывается по формуле:

$$\Pi_{ч} = O - И - Н \quad (119)$$

где O - доход от полезного отпуска электрической энергии, тыс.руб;

$И$ - издержки, тыс.руб;

H - налог на прибыль. На 2022 год ставка налога на прибыль составляет 20%.

Доход от полезного отпуска электрической энергии рассчитывается по формуле (103):

$$O = W_{ПО} \cdot T_{пер} \quad (120)$$

где $W_{ПО}$ - полезный отпуск, тыс.кВт·ч;

$T_{пер}$ – средний тариф на передачу электроэнергии составляет 1,9 тыс.руб./тыс.кВт·ч.

Полезный отпуск рассчитывается по следующей формуле:

$$W_{ПО} = \sum P_{max} \cdot T_{max} \quad (121)$$

Налог на прибыль, зависит от дохода от полезного отпуска электроэнергии и от издержек, рассчитывается по формуле (105), приведенной ниже, в тыс.руб:

$$H = 0,2 \cdot (O - И) \quad (122)$$

Далее был произведен расчет в соответствии с полученными параметрами выше такими как капиталовложение, чистая прибыль, а также необходимо учесть эффект амортизации:

$$W_{ПО} = 3,14 \cdot 7700 = 24178 \text{ тыс. кВт·ч};$$

$$O = 24178 \cdot 1,9 = 45938,2 \text{ тыс. руб.}$$

$$H = 0,2 \cdot (45938,2 - 11300,97) = 6927,5 \text{ тыс. руб.};$$

$$Пч = 45938,2 - 11300,97 - 6927,5 = 27700,73 \text{ тыс. руб.};$$

$$T_{OK} = \frac{182\,087,7}{27\,700,73 + 8\,094,34} = 5 \text{ лет};$$

Что является нормативным сроком окупаемости и проект является привлекательным для инвестирования необходимых средств.

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

8.1 Безопасность

8.1.1 Заземление и защитные меры безопасности.

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током для каждой установки предусматривается общее заземляющее устройство для электроприемников до и выше 1 кВ. Для электроустановок 660/380/220 В и электрического освещения 220 В, получающих питание от трансформаторов 10/0,69 и 10/0,4 кВ с глухозаземленной нейтралью, режим заземления нейтрали и открытых проводящих частей TN-S (0,69 кВ) и TN-C-S (0,4 кВ), предусмотрено зануление. Для установок 10 кВ, имеющих сеть с изолированной нейтралью, режим заземления нейтрали и открытых проводящих частей IT, предусмотрено заземление.

Для обеспечения электробезопасности на установках в проекте предусмотрены следующие защитные меры:

- защитное заземление электроустановок;
- защита от статического электричества;
- уравнивание потенциалов;
- молниезащита зданий и сооружений.

Для этого выполняется сеть заземления, которая состоит из наружного контура, внутренних контуров и присоединенных к ним заземляющих проводников и защитных проводников системы уравнивания потенциалов. Заземляющее устройство функционального заземления (для оборудования КИПиА) выполняется в соответствии с техническими требованиями фирмы-поставщика системы АСУ ТП/ПАЗ. Наружный контур заземления выполнен из стальной оцинкованной полосы 40x5мм, проложенной на глубине 0.7м от уровня земли и вертикальных электродов из круглой оцинкованной стали $\varnothing 16$ мм с медным покрытием, длиной 5м. Вертикальные электроды располагаются в специальных колодцах, что обеспечивает их доступность для осмотра и контроль

сопротивления заземляющего устройства. Каждое здание, сооружение, технологическая установка имеют свой наружный контур заземления, который присоединяется к общему контуру заземления установок ЛПЭНП/ПЭВП и ПЭВП не менее чем в двух точках. Наружный контур заземления зданий присоединяется к внутреннему контуру заземления каждого здания и установки не менее чем в двух противоположных точках через заземляющие шины. Величина сопротивления растеканию заземляющего устройства – не более 2 Ом в любое время года. Все соединения контура заземления под землей выполняются сваркой, места сварки затем должны быть покрыты двумя слоями битумного лака.

К контуру заземления присоединяются:

- Нейтраль трансформатора;
- Токоотводы молниеприемной сетки;
- Открытые проводящие части электрооборудования, такие как корпуса двигателей, щитов, местных постов управления, розеток, светильников, металлическая броня кабелей, кабельные лотки и т.д.
- Металлические конструкции зданий и арматура железобетонных конструкций, технологическое оборудование, такое как резервуары, теплообменники, трубопроводы и т.д.

Здание трансформаторной подстанции имеет свой наружный контур заземления, который присоединяется к наружному контуру установки. Нейтраль каждого трансформатора присоединяется к наружному контуру заземления трансформаторной подстанции через шину заземления установленную в каждой трансформаторной камере. Контур защитного заземления внутри подстанции выполняется из стальной оцинкованной полосы 40x5мм, прокладываемой внутри камер трансформаторов и контура защитного заземления, который прокладывается в кабельном этаже и выполняется медным кабелем сечением 1x300 мм² в ПВХ изоляции Ж/З цвета. К этому контуру присоединяется все электрооборудование, установленное в подстанции. Каждый распределительный щит должен присоединяться к контуру заземления не менее, чем в двух точках.

Вспомогательные щитки и панели управления могут быть заземлены в одной точке. Каждый распределительный щит, шкаф, панель должны быть оборудованы шиной заземления (РЕ), к которой должны быть присоединены все части металлического корпуса, внутренние клеммники и т.д. Шины заземления оборудования должны иметь на концах зажимы заземления (М10). Эти шины заземления выполняются из луженой меди размером 50х5мм минимум.

Система уравнивания потенциалов в зданиях выполняется путем присоединения к главной шине заземления:

- металлических труб коммуникаций, входящих в здания;
- металлических частей каркаса зданий, таких как колонны, металлические двери;
- металлических частей систем вентиляции зданий;
- заземляющих устройств системы молниезащиты.

Для больших зданий, металлические конструкции зданий: металлические балки, колонны, арматура железобетонных конструкций и фундаментов должны иметь непрерывную электрическую связь. Арматура железобетонных фундаментов присоединяется к контуру заземления стальной оцинкованной полосой 25х5мм. Уравнивание потенциалов для трубопроводов, проложенных по технологической эстакаде выполняется путем их присоединения к опорам и к контуру заземления, присоединение выполняется медным кабелем сечением 25мм² в ПВХ изоляции Ж/З цвета. Защита от статического электричества выполнена в соответствии с «Правилами защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности» Трубы, резервуары, колонны, теплообменники, где возможно накопление статического электричества оборудованы зажимом заземления и присоединены к ближайшей шине заземления. Заземляющее устройство защитного заземления электроустановок здания и сооружений, защиты от статического электричества и молниезащиты принимается общим.

8.1.2 Основные меры обеспечения безопасности при прокладке кабелей.

Далее рассмотрим меры безопасности при работе по прокладке и ремонту кабельных линий, так как данный способ подвода питания к потребителю является одним из наиболее часто используемых не только на рассматриваемом предприятии, но и в целом на всех предприятиях.

Перед началом выполнения работ необходимо под наблюдением персонала, эксплуатирующего кабели, организацией, выполняющей земляные работы, произвести контрольное вскрытие грунта для определения расположения и глубины прокладки кабеля, помимо этого необходимо установить временное ограждение.

При обнаружении не обозначенных на планах кабелей, трубопроводов и подземных сооружений работы связанные с раскопками необходимо прекратить и сообщить об этом ответственному руководителю работ или руководству предприятия. Далее выполнение работ можно производить только после получения соответствующего разрешения от организации-подрядчика или же руководства предприятия.

Не допускается производство раскопок землеройными машинами в охранной зоне кабельных линий, т. е. на расстоянии менее 1 м, а также применение механизмов ударного действия на расстоянии менее 5 м от предполагаемого места прохождения кабелей.

Применение землеройной техники при раскопках разрешается в пределах охранной зоны только эксплуатирующему данные линии персоналу.

Применения таких инструментов как: отбойные молотки, землеройные машины, ломов и кирок для вскрытия земляного покрова, выемки грунта и его рыхления допускается на глубину, при которой до места залегания кабельной линии остается не менее 0,3 м. Дальнейшие земляные работы необходимо производить при помощи лопат.

При глубине более 1 м траншеи и котлованы необходимо выполнять с откосами. В случае выполнения отвесных стенок при наличии плывунов и

притока грунтовых вод стенки должны укрепляться досками, стойками и распорками.

При рытье траншей в слабом или влажном грунте, при наличии риска их обвала, необходимо производить укрепление стен. В сыпучих грунтах работы можно вести без крепления, но с откосами не менее 15° от вертикальной стенки траншеи.

В грунтах с достаточной естественной влажностью при отсутствии грунтовых вод и находящихся поблизости подземных сооружений рытье котлованов и траншей с вертикальными стенками без крепления разрешается на глубину не более 1 м в насыпных, песчаных и крупнообломочных грунтах, 1,25 м в супесях, 1,5 м в суглинках и глинах.

В зимние периоды времени разработка грунта на глубину промерзания допускается без креплений.

Крепление траншей и котлованов глубиной 3 м и более должно быть выполнено инвентарными щитами, предусмотренными типовыми проектами для данного участка кабельной трассы.

Имеющиеся над траншеей нависания и оставшиеся на откосах камни должны быть немедленно обрушены при условии, что все люди, выполняющие работы в траншее будут выведены из нее.

Также немаловажными мерами предосторожности является соблюдение безопасности при монтаже кабелей и линий.

Для производства кабельных работ в действующих электроустановках допускаются лица, прошедшие аттестацию знаний Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок с квалификационной группой по электробезопасности не ниже III.

При выполнении монтажных работ кабельных линий лицам, выполняющим монтаж, запрещено выполнять какие-либо виды работ в действующих электроустановках без предшествующего снятия напряжения вблизи токоведущих частей и на токоведущих частях, находящихся под напряжением.

Запрещается открывать замки и проникать в действующие электроустановки без представителя эксплуатирующей действующую установку организации.

В ходе работы в действующей электроустановке в бригаду должны входить лицо, осуществляющее наблюдение, от эксплуатирующей электроустановку организации и электромонтажник ответственный за проведение работы с кабелями.

Монтаж концевых и соединительных муфт, проверку целостности и маркировку жил кабеля необходимо выполнять только по наряду-допуску.

Перед производством работ допускающий (ответственный представитель эксплуатирующей электроустановку организации) должен провести с электромонтажниками производственный инструктаж по технике безопасности на рабочем месте.

Перемещение, отводы, сдвиги кабеля и переноску муфт необходимо производить только после снятия напряжения и снятия разряда остаточного разряда с кабеля.

Помимо всего вышеперечисленного соблюдение особых мер безопасности необходимо осуществлять при работе в подземных сооружениях, так как тут свой вклад вносит условие ограниченности пространства, что является неблагоприятным фактором для проведения монтажных и ремонтных работ.

Осмотр подземных кабельных сооружений, которые не относятся к газоопасным, и работы в них по окраске и ремонту должны проводить не менее чем два работника.

Работы в подземных кабельных сооружениях, в которых существует возможность появления вредных газов, обязаны выполнять не менее трех работников, из числа которых двое – страхующие. Производитель же работ должен иметь группу не ниже IV.

В каждом районе должен быть составлен список газоопасных подземных объектов, знакомство с которым персонал должен пройти заблаговременно

перед выполнением работ. Все газоопасные подземные сооружения должны быть обозначены на схеме.

До начала и во время работы в подземном кабельном сооружении должна быть обеспечена естественная или принудительная вентиляция. Естественная вентиляция создается при помощи открытия двух и более люков с последующей установкой около них специальных козырьков, направляющих воздушные потоки. Принудительная вентиляция обеспечивается вентилятором или компрессором в течение 10—15 мин для полного обмена воздухом в подземном сооружении посредством рукава, опускаемого вниз и не достигающего дна на 0,25 м.

В колодце допускается находиться и работать одному человеку с группой III с применением предохранительного пояса со страховочным канатом. Предохранительный пояс должен иметь наплечные ремни, пересекающиеся со стороны спины, с кольцом на пересечении для крепления каната. Другой конец каната должен держать один из страхующих рабочих.

8.2 Экологичность

8.2.1 Расчет системы маслоприемника силового трансформатора

Одним из наиболее важных требований, предъявляемых к современным видам производства, является экологичность. В рассматриваемом случае особые требования должны предъявляться к маслonaполненным трансформаторам. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях силовых трансформаторов, использующих масло, в соответствии с ПУЭ 7 п.4.2.69 должны быть оборудованы маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующего перечня требований:

- 1) Габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на 0,6 при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т;
- 2) Объем маслоприемника с отводом масла необходимо рассчитывать с учетом единовременного приема масла в объеме 100 %;

- 3) Устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла из одного маслоприемника в другой, а также растекание масла по подземным сооружениям, распространение пожара и так далее;
- 4) Маслоприемники для трансформаторов с массой масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла.
- 5) Маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными. Дно незаглубленного маслоприемника находится на уровне окружающей планировки;
- 6) При монтаже маслonaполненного трансформатора на железобетонном перекрытии здания устройство маслоотвода является необходимым требованием;
- 7) Маслоотводы должны выполнять отвод масла и воды, используемой в тушении пожара, из маслоприемника автоматическими стационарными устройствами и гидрантами на безопасное расстояние. 50 % масла и полный объем воды должно быть удалено в течении четверти часа.
- 8) Маслосборники должны быть выполнены в закрытом исполнении, а также должны вмещать полный объем масла одного оборудования с наибольшим количеством масла, а также 80 % общего расхода воды от средств пожаротушения.

В рассматриваемой теме выпускной квалификационной работы требования экологичности, а значит и наличие системы приемки масла и его отвода будут актуальны для силового трансформатора, располагающегося на главной понижающей подстанции 1, а именно для трансформатора типа ТРДЦН – 100000/110 УХЛ1.

Расчет проведем в соответствии с методическим пособием А.Б. Булгакова [3]. Все необходимые для расчета параметры представлены в таблице 42.

Таблица 42 – параметры и габариты трансформатора

Наименование параметра	Значение параметра
1	2
Длина (А);	7,9 м;
Ширина (В);	5,14 м;
Высота (Н);	6,8 м;
Масса масла (М _{т.м.});	27 т;

Так как объем масла в трансформаторе превышает 20 т., следовательно, при расчете системы маслоприемника необходимо учитывать отвод масла по маслоотводу в маслосборник.

Как говорилось ранее габариты маслоприемника должны быть больше габаритов трансформатора на 1,5 м для рассматриваемого случая:

$$A_{мп} = A_T + 2 \cdot \Delta \quad (123)$$

где $A_{мп}$ – длина маслоприемника;

A_T – длина трансформатора;

Δ - нормативное расстояние, на которое габариты маслоприемника должны превышать габариты трансформатора для данного типа трансформатора;

$$A_{мп} = 7,9 + 2 \cdot 1,5 = 10,9 \text{ м};$$

$$B_{мп} = B_T + 2 \cdot \Delta \quad (124)$$

Где $B_{мп}$ – ширина маслоприемника;

B_T – ширина трансформатора;

$$B_{мп} = 5,14 + 2 \cdot 1,5 = 8,14 \text{ м};$$

Далее рассчитаем площадь, занимаемую маслоприемником $S_{мп}$:

$$S_{\text{МП}} = A_{\text{МП}} \cdot B_{\text{МП}} \quad (125)$$

$$S_{\text{МП}} = 10,9 \cdot 8,14 = 88,73 \text{ м}^2;$$

Далее для расчетов примем конструкцию маслоприемника с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий с толщиной слоя 0,25 м.

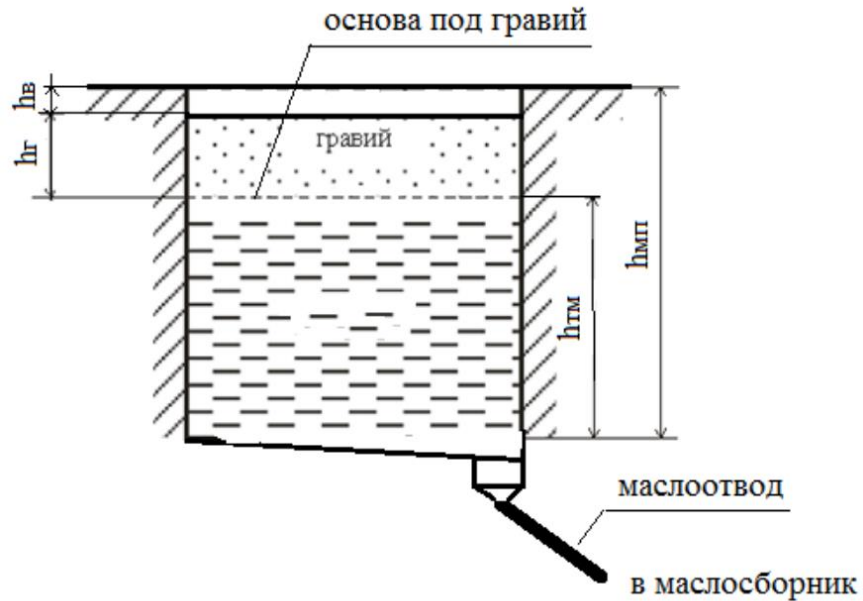


Рисунок 21 – Конструкция маслоприемника с отводом масла и воды

Определим объем трансформаторного масла $V_{\text{ТМ}}$:

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{M_{\text{ТМ}}}{\rho_{\text{ТМ}}} \quad (126)$$

$M_{\text{ТМ}}$ – масса трансформаторного масла;

$\rho_{\text{ТМ}}$ – плотность трансформаторного масла кг/м³ ($\rho_{\text{ТМ}} = (880-890)$);

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{2700}{890} = 3,03 \text{ м}^3;$$

Глубина маслоприемника:

$$h_{\text{МП}} = h_{\text{ТМ}} + h_{\text{В}} + h_{\text{Гр}} \quad (127)$$

Где $h_{\text{ТМ}}$ – глубина маслоприемника для приема 100% масла;

$h_{\text{в}}$ – размер воздушного зазора между гравием и нулевой отметкой ОРУ
(принимается не менее 75 мм);

$h_{\text{ГР}}$ – толщина прослойки гравия (принимается равной 0,25 м);

Глубина маслоприемника рассчитывается по формуле:

$$h_{\text{ТМ}} = \frac{V_{\text{ТМ}}}{S_{\text{ТМ}}} \quad (128)$$

$$h_{\text{ТМ}} = \frac{30,34}{88,73} = 0,34 \text{ м};$$

Следовательно глубина маслоприемника $h_{\text{МП}}$ будет равна:

$$h_{\text{МП}} = 0,34 + 0,075 + 0,25 = 0,665 \text{ м};$$

Далее произведем расчет необходимого объема маслосборника $V_{\text{МС}}$:

$$V_{\text{МС}} \geq V_{\text{ТМ}} + V_{\text{ВОДЫ}} \quad (129)$$

где $V_{\text{ТМ}}$ – объем используемого трансформаторного масла;

$V_{\text{ВОДЫ}}$ – объем воды, используемой при тушении пожара;

$$V_{\text{ВОДЫ}} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{\text{МП}} + S_{\text{БПТ}}) \quad (130)$$

где I – интенсивность пожаротушения, л/(с·м²) ($I=0,2$ л/(с·м²)) ;

t – нормативное время пожаротушения, мин ($t=30$ мин);

$S_{\text{БПТ}}$ – площадь боковой поверхности трансформатора, м²;

Площадь боковой поверхности трансформатора определяется по следующей формуле:

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot H_{\text{T}}(A_{\text{T}} + B_{\text{T}}) \quad (131)$$

$$S_{\text{бпг}} = 2 \cdot 6,8(7,9 + 5,14) = 177,4;$$

Далее определим объем воды, используемый для тушения пожаров по выше представленной формуле ():

$$V_{\text{воды}} = 0,0002 \cdot 1800 \cdot (88,73 + 177,4) = 95,8 \text{ м}^3;$$

Таким образом исходя из выражения минимальный объем маслосборника будет равен:

$$V_{\text{мс}} = V_{\text{тм}} + 0,8 \cdot V_{\text{воды}} \quad (132)$$

$$V_{\text{мс}} = 30,34 + 0,8 \cdot 95,8 = 106,98;$$

8.3 Чрезвычайные ситуации

8.3.1 Основные положения и задачи обеспечения безопасности

В соответствии с федеральным законом от 21 июля 2011г. № 256 – ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» основными целями обеспечения безопасности топливно-энергетического комплекса являются: устойчивое и безопасное функционирование, защита интересов личности, общества, и государства в сфере топливно-энергетического комплекса от актов незаконного вмешательства. Основными задачами являются:

- 1) Нормативно правовое регулирование в части защиты объектов ТЭК от терроризма;
- 2) Определение актов угроз незаконного вмешательства и противодействие им;
- 3) Категорирование объектов топливно-энергетического комплекса;
- 4) Разработка и реализация условий обеспечения безопасности ТЭК;
- 5) Разработка и реализация мер по созданию физической защиты объектов ТЭК;
- 6) Подготовка специалистов в области контроля и обеспечения безопасности объектов ТЭК;

- 7) Контроль за соблюдением условий обеспечения безопасности объектов;
- 8) Материально-техническое, научно-техническое и информационное обеспечение безопасности объектов ТЭК;

Рассматриваемое нами предприятие ООО «ЗапСибНефтехим» относится к 1 категории по защищенности от незаконных действий.

В соответствии с Федеральным Законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [19] на предприятии ООО «ЗапСибНефтехим» используются силы ПЧ-16 на основании заключения договора.

Также по договору в случаях ЧС привлекается газоспасательный отряд, который имеет свидетельство на право проведения работ в экстренных случаях.

Медицинское обеспечение на производстве обеспечивается, при помощи врачебного пункта, работающего на круглосуточной основе.

8.3.2 Действия при возникновении пожара

Немедленно вызвать пожарную охрану по телефону, при этом необходимо назвать адрес объекта, место возникновения пожара, а также сообщить свою фамилию.

Определить место возникновения пожара, оценить обстановку (площадь возгорания, объем масла в горящем маслonaполненном оборудовании и т.д.), спрогнозировать распространение горения и возможность образования новых очагов на другом электрооборудовании.

Сообщить о пожаре лицам в соответствии с действующей схемой передачи оперативной информации, принять посильные меры по эвакуации людей и приступить к тушению пожара имеющимися первичными средствами пожаротушения.

До прибытия пожарного подразделения, руководитель тушения пожара (РТП), непосредственно находящийся на месте пожара, обязан организовать:

– выполнение операций по отключению энергетического оборудования, находящегося в зоне пожара (кроме оборудования, напряжением до 0,4 кВ, которое по условиям технологии производства в процессе ликвидации пожара не может быть обесточено);

– удаление с места пожара всех посторонних лиц;

– установление места возникновения пожара, возможные пути его распространения и образования новых очагов горения (тления);

– проверку включения системы автоматического пожаротушения, а в случае ее отказа включить ручную;

– выполнение подготовительных работ с целью обеспечения эффективного тушения пожара;

– тушение пожара персоналом и имеющимися средствами пожаротушения (при возможности);

– встречу пожарных подразделений лицом, хорошо знающим безопасные маршруты движения, расположение водоемчиков, места заземления пожарной техники.

После прибытия на место пожара пожарных подразделений МЧС России, руководителем тушения пожара является руководитель этого подразделения. Руководитель тушения пожара управляет на принципах единоначалия личным составом пожарных подразделений.

До прибытия пожарного расчёта необходимо принять меры по созданию безопасных условий работы:

– подготовить переносные заземления для пожарных стволов и автомобилей;

– подготовить диэлектрические боты и диэлектрические перчатки;

– заполнить бланк допуска на тушение пожара;

Проинформировать РТП о безопасных маршрутах движения личного состава пожарных подразделений на позиции ствольщиков.

Указать подъездные пути к месту пожара и к пожарным гидрантам. Выдать средства защиты, указать места установки пожарных машин и подсоединения заземлений

Проверить заземление пожарных автомобилей и пожарных стволов.

Провести инструктаж всему личному составу пожарного подразделения, прибывшего к месту пожара (указать, что находится под напряжением и безопасные расстояния до токоведущих частей энергооборудования, проинформировать о проведённых подготовительных мероприятиях по отключению и заземлению оборудования и мерах безопасности при тушении электроустановок, а также по соблюдению мер безопасности при нахождении на объекте).

Выдать письменное разрешение (допуск) на тушение пожара руководителю прибывшего пожарного подразделения МЧС России.

Руководители структурных подразделений объекта, оперативный персонал энергообъекта должен оказывать помощь РТП. Вмешиваться в действия РТП запрещается.

Необходимость тушения пожара на элементах оборудования, находящегося под напряжением до 1000 В, определяется невозможностью снять напряжение переменного и постоянного тока с цепей вторичной коммутации из-за недопустимости потери управления оборудованием, что может привести к тяжелым последствиям для технологии энергетического производства и режима работы энергосистемы.

В предприятии электрических сетей на всех уровнях управления распоряжениями главных технических руководителей утверждается перечень конкретного оборудования, которое по условиям технологии не может быть обесточено в случае возникновения пожара.

Для помещений (сооружений) с электротехническим оборудованием напряжением до 0,4 кВ, которое не может быть обесточено при пожаре, корректируются (или вновь разрабатываются) оперативные карточки действий персонала при пожаре, в них указывается:

- расположение не отключенного оборудования;
- необходимые операции по отключению энергетического оборудования, находящегося в зоне пожара;
- места размещения заземляющих устройств, защитных средств и средств пожаротушения;
- возможные маршруты движения пожарных расчетов к месту пожара.

При выполнении работ по тушению пожаров с использованием пожарной техники начальником смены станции, дежурным инженером подстанции (электромонтером по обслуживанию подстанции, электромонтёром ОВБ, руководителем структурного подразделения) выдается письменный допуск на тушение энергетического оборудования под напряжением до 0,4 кВ прибывшему старшему смены пожарного подразделения МЧС России.

8.3.3 Требования безопасности при выполнении работ по тушению пожара

Оборудование подстанций, находящееся под напряжением выше 1000В должно быть обесточено перед допуском подразделений пожарной охраны МЧС России к тушению пожара.

Пожары на оборудовании, находящемся под напряжением до 0,4 кВ, допускается тушить распыленными струями воды, подаваемой из заземлённых ручных пожарных стволов с расстояния не менее 5 метров. Тушение компактными струями воды не допускается.

При тушении пожара воздушно-механической пеной с объемным заполнением помещения (тоннеля) пеной производится предварительное закрепление пеногенераторов, их заземление, а также заземление насосов пожарных автомобилей. При подаче воды от внутреннего водопровода заземляются только стволы.

Работа водителя пожарного автомобиля допускается только в диэлектрических ботах и перчатках.

Устройства для заземления пожарных стволов, пеногенераторов и насосов пожарных автомобилей должны быть выполнены из гибких медных проводов,

сечением не менее 10 мм², снабженных специальными струбцинами для подключения к заземленным конструкциям (металлическим опорам отходящих воздушных линий электропередач, обсадным трубам артезианских скважин, шурфов и т.п.).

Сечения гибких медных жил проводов устройств для заземления пожарных стволов, пеногенераторов и насосов пожарных автомобилей выбираются в соответствии с НТД по применению и испытания средств защиты, используемых в электроустановках. Ручные пожарные стволы и насосы пожарных автомобилей должны заземляться отдельными заземлителями.

При тушении электроустановок распыленными струями воды личный состав пожарных подразделений и персонал организации обязан выполнить следующие требования:

- а) работать со средствами пожаротушения в диэлектрических перчатках и ботах, а при задымлении - в средствах индивидуальной защиты органов дыхания.
- б) находиться на безопасном расстоянии до электроустановок.
- в) заземлить пожарный ствол и насос пожарного автомобиля.

Личному составу пожарных подразделений и персоналу организации запрещается:

- а) самостоятельно производить какие-либо отключения и прочие операции с электрооборудованием.
- б) осуществлять тушение пожара в сильно задымленных помещениях с видимостью менее 5 метров.
- в) использовать в качестве огнетушащего вещества морскую воду, а также воду с добавлением пенообразователей, смачивателей и солей.

Личный состав пожарных подразделений МЧС России должен не реже 1 раза в год проходить инструктаж и участвовать в совместных противопожарных тренировках на специальных полигонах (тренажерах) или выведенном в ремонт оборудовании для изучения и отработки действий по ликвидации пожаров на оборудовании ПС 110кВ и выше после проведения соответствующего инструктажа.

Позиции ствольщиков, с учетом безопасных расстояний до конкретных электроустановок, определяются и уточняются в ходе проведения пожарно-тактических занятий (учений) и отмечаются в плане пожаротушения (оперативных карточках).

Количество и хранение заземляющих устройств (переносных заземлений), диэлектрических комплектов (боты и перчатки) на ПС определяется планом пожаротушения или оперативной карточкой действий персонала при пожаре.

Проверка годности заземляющих устройств и диэлектрических комплектов (боты перчатки) должна проводиться в соответствии с действующими НТД.

При выполнении разворачивания по прибытии к месту вызова личный состав пожарного подразделения:

- определяет расстановку сил и средств, исходя из обстановки на пожаре, а также с учетом маршрутов движения к очагу горения и мест заземления, согласованных с оперативным персоналом энергообъекта;

- заземляет ручной пожарный ствол, подключая его с помощью специальных струбцин и провода к заземляющему устройству (контур заземления) в указанном месте;

- прокладывает рукавную линию от пожарного автомобиля до позиции ствольщика;

- заземляет насос с помощью специальных струбцин и провода путем подключения в указанном месте к стационарному контуру заземления или заземленным конструкциям.

После ликвидации пожара личным составом пожарного подразделения:

- прекращается подача огнетушащих веществ;
- отсоединяются струбцины от контура заземления и заземляющих устройств;

– осуществляется отход с позиций по безопасным маршрутам, указанным руководителем тушения пожара или оперативным должностным лицом на пожаре.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате данной выпускной квалификационной работы был выполнен проект системы электроснабжения и релейной защиты для производства полиэтилена низкой плотности.

Первым этапом выполнения ВКР являлся анализ схемы внешнего электроснабжения предприятия «ЗабСибНефтеХим», географической и климатической характеристики района объекта проектирования.

Далее был выполнен расчет низковольтных и высоковольтных нагрузках, данный расчет стал парадигмой для реализации выбора конструкции и сечения питающих линий, количества и мощности силовых трансформаторов.

Следующим этапом был расчет ТКЗ в характерных точках сети для выбора и проверки электрооборудования, а также расчета уставок релейной защиты и автоматики.

По результатам расчета токов КЗ был выполнен расчет уставок для выбранных терминалов защиты электродвигателей при номинальной мощности, как меньше, так и свыше 5 МВт. По результатам расчета построены характеристики срабатывания защит, на листах представлены схемы микропроцессорных терминалов ООО НПП «ЭКРА».

Также в ходе выполнения ВКР был произведен расчет необходимых капиталовложений в проект, эксплуатационных издержек, приведенных затрат и срока окупаемости. Результаты расчета свидетельствуют об инвестиционной привлекательности проекта.

В разделе, посвященном безопасности и экологичности, были рассмотрены меры безопасности при прокладке кабелей и действия персонала при тушении пожаров на оборудовании энергетических объектов, а также произведен расчет габаритов маслоприемника.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Методическое пособие / А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. – Екатеринбург: Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2005. 37 с
2. Б.А. Князевский, Б.Ю. Липкин Электроснабжение промышленных предприятий. Москва, 1979.
3. Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к практическим занятиям – М.: АмГУ, 2014.
4. Блок микропроцессорный релейной защиты БИРЗ-ТД. Руководство по эксплуатации, ДИВГ. 648228.070-20 РЭ, НТЦ Мехатроника, 2016 г
5. ГОСТ Р 50270-92. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. - М.: Изд-во стандартов, 1993.
6. ГОСТ Р 131090-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. — М.: Изд- во стандартов, 1997.
7. ГОСТ Р 52776-2007. Машины электрические вращающиеся. Номинальные данные и характеристики. — М.: Изд- во стандартов, 2007
8. ГОСТ Р 32144-2013 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения Изд- во стандартов, 2013
9. Иманов, Г.М. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трехфазного переменного тока / Г.М. Иманов, Ф.Х. Халилов, А.И. Таджибаев – Санкт - Петербург: Изд-во ПЭИПК, 2004. – 31 с.
10. Наумов И.В. «Электроснабжение» [Электронный ресурс]: учеб. пособие / И. В. Наумов. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 381 с.
11. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2010.

12. Приказ Минпромэнерго РФ от 23.06.2015 № 380. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии.

13. Рожкова, Л.Д. Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 647 с.

14. Система экологического менеджмента. [Электронный ресурс]. URL: https://www.sibur.ru/sustainability/our_strategy/

15. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию/ Под ред. А.А. Фёдорова. М. Энергоатомиздат 1986.

16. Схема и программа развития электроэнергетики Тюменской области на период 2021 – 2025 годов. 2020. – 66 с.

17. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах.– М.: Энергия, 1970. – 520 с.

18. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012.

19. Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 N 116-ФЗ

20. ЭКРА-217 0501. Руководство по эксплуатации [Электронный ресурс] [https://ekra.ru/upload/iblock/0b5/%D0%A0%D0%AD%20%D0%AD%D0%9A%D0%A0%D0%90%20217\(%D0%90\)%200501.pdf](https://ekra.ru/upload/iblock/0b5/%D0%A0%D0%AD%20%D0%AD%D0%9A%D0%A0%D0%90%20217(%D0%90)%200501.pdf).

21. ЭКРА-217 0502. Руководство по эксплуатации [Электронный ресурс] [https://ekra.ru/upload/iblock/0b5/%D0%A0%D0%AD%20%D0%AD%D0%9A%D0%A0%D0%90%20217\(%D0%90\)%200502.pdf](https://ekra.ru/upload/iblock/0b5/%D0%A0%D0%AD%20%D0%AD%D0%9A%D0%A0%D0%90%20217(%D0%90)%200502.pdf).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет токов КЗ 10 кВ

Исходные данные:

Энергетическая составляющая:

$$U_{\text{ном_ср_н}} := 10.5 \text{ кВ}$$

$$I_{\text{кз_подпит}} := 12.8 \text{ кА}$$

$$U_{\text{ном_в}} := 115 \text{ кВ}$$

$$I_{\text{кз_подпит_}} := 13.9 \text{ кА}$$

Данные по трансформаторам:

$$u_{\text{кв_н}} := 10.5 \%$$

$$u_{\text{квн_н12}} := 20 \%$$

$$u_{\text{кн1_н2}} := 30 \%$$

Параметры линий:

$$x_{\text{уд_150}} := 0.079 \text{ Ом/км} \quad l_{150} := 1.64 \text{ км}$$

$$r_{\text{уд_150}} := 0.124 \text{ Ом/км}$$

$$x_{\text{уд_240}} := 0.077 \text{ Ом/км} \quad l_{240} := 1.64 \text{ км}$$

$$r_{\text{уд_240}} := 0.124 \text{ Ом/км}$$

$$x_{\text{уд_95}} := 0.081 \text{ Ом/км} \quad l_{95} := 0.03 \text{ км}$$

$$r_{\text{уд_95}} := 0.193 \text{ Ом/км}$$

$$x_{\text{уд_лс}} := 0.182 \text{ Ом/км}$$

$$r_{\text{уд_лс}} := 0.0605 \text{ Ом/км}$$

$$l_{\text{с}} := 0.15 \text{ км}$$

$$l_1 := 0.36 \text{ км} \quad l_6 := 0.28 \text{ км}$$

$$l_2 := 0.48 \text{ км} \quad l_7 := 0.39 \text{ км}$$

$$l_3 := 0.39 \text{ км} \quad l_8 := 0.26 \text{ км}$$

$$l_4 := 1 \text{ км} \quad l_9 := 0.52 \text{ км}$$

$$l_5 := 0.26 \text{ км} \quad l_{10} := 0.67 \text{ км}$$

Продолжение приложения А

1.1 Расчет сопротивлений 3780-НА-V02

Сопротивление системы и линии отходящей от системы:

$$x_{лс} := x_{уд_лс} \cdot l_c = 0.027 \text{ Ом}$$

$$r_{лс} := r_{уд_лс} \cdot l_c = 9.075 \times 10^{-3} \text{ Ом}$$

$$x_c := \frac{U_{ном_в}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз_подпит}} + x_{лс} = 5.214 \text{ Ом} \quad x_p := 0.1 \text{ Ом}$$

Сопротивление трансформатора:

$$x_{вн} := 0.01 \cdot (u_{кв_н} - 0.25 \cdot u_{кн1_н2}) = 0.03 \text{ Ом}$$

$$x_{н1} := 0.005 \cdot u_{кн1_н2} = 0.15 \text{ Ом}$$

$$x_{н2} := x_{н1} = 0.15 \text{ Ом}$$

Сопротивление двигателя:

$$x_d := 0.35$$

Преобразование треугольник - звезда с учетом реактора на низкой стороне:

$$x_1 := x_{вн} + (x_{н1} + x_p) + x_{вн} \cdot \frac{(x_{н1} + x_p)}{(x_{н2} + x_p)} = 0.31 \text{ Ом}$$

$$x_2 := x_{вн} + (x_{н2} + x_p) + x_{вн} \cdot \frac{(x_{н2} + x_p)}{(x_{н1} + x_p)} = 0.31 \text{ Ом}$$

$$x_3 := (x_{н1} + x_p) + (x_{н2} + x_p) + (x_{н1} + x_p) \cdot \frac{(x_{н2} + x_p)}{x_{вн}} = 2.583 \text{ Ом}$$

Сопротивление линий отходящих от трансформатора на шины 10 кВ:

Продолжение приложения А

$$x_{л1} := x_{уд_150} \cdot l_{150} = 0.13 \quad \text{Ом}$$

$$x_{л2} := x_{уд_150} \cdot l_{150} = 0.13 \quad \text{Ом}$$

$$r_{л1} := r_{уд_150} \cdot l_{150} = 0.203 \quad \text{Ом}$$

$$r_{л2} := r_{уд_150} \cdot l_{150} = 0.203 \quad \text{Ом}$$

$$Z_{л1} := \sqrt{x_{л1}^2 + r_{л1}^2} = 0.241 \quad \text{Ом}$$

$$Z_{л2} := \sqrt{x_{л2}^2 + r_{л2}^2} = 0.241 \quad \text{Ом}$$

Сопротивления линий подходящих к двигателям (активные и индуктивные составляющие):

$$r_{лд1} := r_{уд_150} \cdot l_1 = 0.045$$

$$r_{лд6} := r_{уд_150} \cdot l_6 = 0.035$$

$$x_{лд1} := x_{уд_150} \cdot l_1 = 0.028$$

$$x_{лд6} := x_{уд_150} \cdot l_6 = 0.022$$

$$r_{лд2} := r_{уд_150} \cdot l_2 = 0.06$$

$$r_{лд7} := r_{уд_150} \cdot l_7 = 0.048$$

$$x_{лд2} := x_{уд_150} \cdot l_2 = 0.038$$

$$x_{лд7} := x_{уд_150} \cdot l_7 = 0.031$$

$$r_{лд3} := r_{уд_150} \cdot l_3 = 0.048$$

$$r_{лд8} := r_{уд_150} \cdot l_8 = 0.032$$

$$x_{лд3} := x_{уд_150} \cdot l_3 = 0.031$$

Продолжение приложения А

$$x_{лд2} := x_{уд_150} \cdot l_2 = 0.038$$

$$x_{лд7} := x_{уд_150} \cdot l_7 = 0.031$$

$$r_{лд3} := r_{уд_150} \cdot l_3 = 0.048$$

$$r_{лд8} := r_{уд_150} \cdot l_8 = 0.032$$

$$x_{лд3} := x_{уд_150} \cdot l_3 = 0.031$$

$$x_{лд8} := x_{уд_150} \cdot l_8 = 0.021$$

$$r_{лд4} := r_{уд_150} \cdot l_4 = 0.124$$

$$r_{лд9} := r_{уд_150} \cdot l_9 = 0.064$$

$$x_{лд4} := x_{уд_150} \cdot l_4 = 0.079$$

$$x_{лд9} := x_{уд_150} \cdot l_9 = 0.041$$

$$r_{лд5} := r_{уд_150} \cdot l_5 = 0.032$$

$$r_{лд10} := r_{уд_150} \cdot l_{10} = 0.083$$

$$x_{лд5} := x_{уд_150} \cdot l_5 = 0.021$$

$$x_{лд10} := x_{уд_150} \cdot l_{10} = 0.053$$

Эквивалентное сопротивление (индуктивная составляющая):

$$x_{э_д1} := \frac{\prod_{i=1}^9 (x_{лдi} + x_d)}{\sum_{i=1}^9 (x_{лдi} + x_d)} = 4.674 \times 10^{-5} \text{ Ом}$$

Продолжение приложения А

$$x_{э_7} := \frac{(x_{нд1} + x_d) \cdot (x_{нд2} + x_d) \cdot (x_{нд3} + x_d) \cdot (x_{нд4} + x_d) \cdot (x_{нд5} + x_d) \cdot (x_{нд6} + x_d) \cdot (x_{нд7} + x_d) \cdot (x_{нд8} + x_d) \cdot (x_{нд9} + x_d)}{(x_{нд1} + x_d) + (x_{нд2} + x_d) + (x_{нд3} + x_d) + (x_{нд4} + x_d) + (x_{нд5} + x_d) + (x_{нд6} + x_d) + (x_{нд7} + x_d) + (x_{нд8} + x_d) + (x_{нд9} + x_d)} = 5.272 \times 10^{-5} \text{ Ом}$$

$$x_{э_8} := \frac{(x_{нд10} + x_d) \cdot (x_{нд2} + x_d) \cdot (x_{нд3} + x_d) \cdot (x_{нд4} + x_d) \cdot (x_{нд5} + x_d) \cdot (x_{нд6} + x_d) \cdot (x_{нд7} + x_d) \cdot (x_{нд8} + x_d) \cdot (x_{нд1} + x_d)}{(x_{нд10} + x_d) + (x_{нд2} + x_d) + (x_{нд3} + x_d) + (x_{нд4} + x_d) + (x_{нд5} + x_d) + (x_{нд6} + x_d) + (x_{нд7} + x_d) + (x_{нд8} + x_d) + (x_{нд1} + x_d)} = 5.413 \times 10^{-5} \text{ Ом}$$

$$x_{э_9} := \frac{(x_{нд1} + x_d) \cdot (x_{нд2} + x_d) \cdot (x_{нд3} + x_d) \cdot (x_{нд4} + x_d) \cdot (x_{нд5} + x_d) \cdot (x_{нд6} + x_d) \cdot (x_{нд7} + x_d) \cdot (x_{нд10} + x_d) \cdot (x_{нд9} + x_d)}{(x_{нд1} + x_d) + (x_{нд2} + x_d) + (x_{нд3} + x_d) + (x_{нд4} + x_d) + (x_{нд5} + x_d) + (x_{нд6} + x_d) + (x_{нд7} + x_d) + (x_{нд10} + x_d) + (x_{нд9} + x_d)} = 5.68 \times 10^{-5} \text{ Ом}$$

$$x_{э_{10}} := \frac{(x_{нд1} + x_d) \cdot (x_{нд2} + x_d) \cdot (x_{нд3} + x_d) \cdot (x_{нд4} + x_d) \cdot (x_{нд5} + x_d) \cdot (x_{нд6} + x_d) \cdot (x_{нд10} + x_d) \cdot (x_{нд8} + x_d) \cdot (x_{нд9} + x_d)}{(x_{нд1} + x_d) + (x_{нд2} + x_d) + (x_{нд3} + x_d) + (x_{нд4} + x_d) + (x_{нд5} + x_d) + (x_{нд6} + x_d) + (x_{нд10} + x_d) + (x_{нд8} + x_d) + (x_{нд9} + x_d)} = 5.543 \times 10^{-5} \text{ Ом}$$

$$x_{э_{11}} := \frac{(x_{нд1} + x_d) \cdot (x_{нд2} + x_d) \cdot (x_{нд3} + x_d) \cdot (x_{нд4} + x_d) \cdot (x_{нд5} + x_d) \cdot (x_{нд10} + x_d) \cdot (x_{нд7} + x_d) \cdot (x_{нд8} + x_d) \cdot (x_{нд9} + x_d)}{(x_{нд1} + x_d) + (x_{нд2} + x_d) + (x_{нд3} + x_d) + (x_{нд4} + x_d) + (x_{нд5} + x_d) + (x_{нд10} + x_d) + (x_{нд7} + x_d) + (x_{нд8} + x_d) + (x_{нд9} + x_d)} = 5.658 \times 10^{-5} \text{ Ом}$$

$$x_{э_{12}} := \frac{(x_{нд1} + x_d) \cdot (x_{нд2} + x_d) \cdot (x_{нд3} + x_d) \cdot (x_{нд4} + x_d) \cdot (x_{нд10} + x_d) \cdot (x_{нд6} + x_d) \cdot (x_{нд7} + x_d) \cdot (x_{нд8} + x_d) \cdot (x_{нд9} + x_d)}{(x_{нд1} + x_d) + (x_{нд2} + x_d) + (x_{нд3} + x_d) + (x_{нд4} + x_d) + (x_{нд10} + x_d) + (x_{нд6} + x_d) + (x_{нд7} + x_d) + (x_{нд8} + x_d) + (x_{нд9} + x_d)} = 5.68 \times 10^{-5} \text{ Ом}$$

$$x_{э_{13}} := \frac{(x_{нд1} + x_d) \cdot (x_{нд2} + x_d) \cdot (x_{нд3} + x_d) \cdot (x_{нд10} + x_d) \cdot (x_{нд5} + x_d) \cdot (x_{нд6} + x_d) \cdot (x_{нд7} + x_d) \cdot (x_{нд8} + x_d) \cdot (x_{нд9} + x_d)}{(x_{нд1} + x_d) + (x_{нд2} + x_d) + (x_{нд3} + x_d) + (x_{нд10} + x_d) + (x_{нд5} + x_d) + (x_{нд6} + x_d) + (x_{нд7} + x_d) + (x_{нд8} + x_d) + (x_{нд9} + x_d)} = 4.989 \times 10^{-5} \text{ Ом}$$

$$x_{э_{14}} := \frac{(x_{нд1} + x_d) \cdot (x_{нд2} + x_d) \cdot (x_{нд10} + x_d) \cdot (x_{нд4} + x_d) \cdot (x_{нд5} + x_d) \cdot (x_{нд6} + x_d) \cdot (x_{нд7} + x_d) \cdot (x_{нд8} + x_d) \cdot (x_{нд9} + x_d)}{(x_{нд1} + x_d) + (x_{нд2} + x_d) + (x_{нд10} + x_d) + (x_{нд4} + x_d) + (x_{нд5} + x_d) + (x_{нд6} + x_d) + (x_{нд7} + x_d) + (x_{нд8} + x_d) + (x_{нд9} + x_d)} = 5.543 \times 10^{-5} \text{ Ом}$$

$$x_{э_{15}} := \frac{(x_{нд1} + x_d) \cdot (x_{нд10} + x_d) \cdot (x_{нд3} + x_d) \cdot (x_{нд4} + x_d) \cdot (x_{нд5} + x_d) \cdot (x_{нд6} + x_d) \cdot (x_{нд7} + x_d) \cdot (x_{нд8} + x_d) \cdot (x_{нд9} + x_d)}{(x_{нд1} + x_d) + (x_{нд10} + x_d) + (x_{нд3} + x_d) + (x_{нд4} + x_d) + (x_{нд5} + x_d) + (x_{нд6} + x_d) + (x_{нд7} + x_d) + (x_{нд8} + x_d) + (x_{нд9} + x_d)} = 5.453 \times 10^{-5} \text{ Ом}$$

$$x_{э_{16}} := \frac{(x_{нд10} + x_d) \cdot (x_{нд2} + x_d) \cdot (x_{нд3} + x_d) \cdot (x_{нд4} + x_d) \cdot (x_{нд5} + x_d) \cdot (x_{нд6} + x_d) \cdot (x_{нд7} + x_d) \cdot (x_{нд8} + x_d) \cdot (x_{нд9} + x_d)}{(x_{нд10} + x_d) + (x_{нд2} + x_d) + (x_{нд3} + x_d) + (x_{нд4} + x_d) + (x_{нд5} + x_d) + (x_{нд6} + x_d) + (x_{нд7} + x_d) + (x_{нд8} + x_d) + (x_{нд9} + x_d)} = 5.574 \times 10^{-5} \text{ Ом}$$

$$x_{э_{д2}} := \frac{\prod_{i=1}^{10} (x_{ндi} + x_d)}{\sum_{i=1}^{10} (x_{ндi} + x_d)} = 1.592 \times 10^{-5} \text{ Ом}$$

$$x_{э2} := \frac{[(x_3) \cdot (x_1 + x_c)]}{[(x_3) + (x_1 + x_c)]} = 1.76 \text{ Ом}$$

$$x_{э3_7} := x_{нд1} + \frac{(x_{э_7} \cdot x_{э2})}{(x_{э_7} + x_{э2})} = 0.028 \text{ Ом} \quad x_{э3_{12}} := x_{нд1} + \frac{(x_{э_{12}} \cdot x_{э2})}{(x_{э_{12}} + x_{э2})} = 0.028 \text{ Ом}$$

Ак

Продолжение приложения А

$$x_{34_7} := x_{33_7} \cdot \frac{x_d}{x_{33_7} + x_d} = 0.026 \text{ Ом}$$

$$x_{34_12} := x_{33_12} \cdot \frac{x_d}{x_{33_12} + x_d} = 0.026 \text{ Ом}$$

$$x_{33_8} := x_{лд1} + \frac{(x_{3_8} \cdot x_{32})}{(x_{3_8} + x_{32})} = 0.028 \text{ Ом}$$

$$x_{33_13} := x_{лд1} + \frac{(x_{3_13} \cdot x_{32})}{(x_{3_13} + x_{32})} = 0.028 \text{ Ом}$$

$$x_{34_8} := x_{33_8} \cdot \frac{x_d}{x_{33_8} + x_d} = 0.026 \text{ Ом}$$

$$x_{34_13} := x_{33_13} \cdot \frac{x_d}{x_{33_13} + x_d} = 0.026 \text{ Ом}$$

$$x_{33_9} := x_{лд1} + \frac{(x_{3_9} \cdot x_{32})}{(x_{3_9} + x_{32})} = 0.028 \text{ Ом}$$

$$x_{33_14} := x_{лд1} + \frac{(x_{3_14} \cdot x_{32})}{(x_{3_14} + x_{32})} = 0.028 \text{ Ом}$$

$$x_{34_9} := x_{33_9} \cdot \frac{x_d}{x_{33_9} + x_d} = 0.026 \text{ Ом}$$

$$x_{34_14} := x_{33_14} \cdot \frac{x_d}{x_{33_14} + x_d} = 0.026 \text{ Ом}$$

$$x_{33_10} := x_{лд1} + \frac{(x_{3_10} \cdot x_{32})}{(x_{3_10} + x_{32})} = 0.028 \text{ Ом}$$

$$x_{33_15} := x_{лд1} + \frac{(x_{3_15} \cdot x_{32})}{(x_{3_15} + x_{32})} = 0.028 \text{ Ом}$$

$$x_{34_10} := x_{33_10} \cdot \frac{x_d}{x_{33_10} + x_d} = 0.026 \text{ Ом}$$

$$x_{34_15} := x_{33_15} \cdot \frac{x_d}{x_{33_15} + x_d} = 0.026 \text{ Ом}$$

$$x_{33_11} := x_{лд1} + \frac{(x_{3_11} \cdot x_{32})}{(x_{3_11} + x_{32})} = 0.028 \text{ Ом}$$

$$x_{33_16} := x_{лд1} + \frac{(x_{3_16} \cdot x_{32})}{(x_{3_16} + x_{32})} = 0.028 \text{ Ом}$$

$$x_{34_11} := x_{33_11} \cdot \frac{x_d}{x_{33_11} + x_d} = 0.026 \text{ Ом}$$

$$x_{34_16} := x_{33_16} \cdot \frac{x_d}{x_{33_16} + x_d} = 0.026 \text{ Ом}$$

Эквивалентное сопротивление (реактивная составляющая):

$$r_3 := \sum_{i=1}^{10} (r_{лд1}) + r_{лс} + r_{л1} = 0.659 \text{ Ом}$$

Продолжение приложения А

1.2 Расчет сопротивлений 3780-НА-V01

Параметры линий на 3780-НА-V01:

$$l_{1_} := 0.57 \text{ км} \quad l_{3_} := 0.33 \text{ км}$$

$$l_{2_} := 0.37 \text{ км} \quad l_{4_} := 0.45 \text{ км}$$

$$l_{c1_} := 1.24 \text{ км} \quad l_{c2_} := 1.24 \text{ км}$$

$$x_{уд_240_} := 0.077 \text{ Ом/км}$$

$$r_{уд_240_} := 0.124 \text{ Ом/км}$$

Эквивалентное сопротивление всех двигателей на 3780-НА-V02

$$x_{э_д_} := \frac{\prod_{i=1}^{20} (x_{лд1} + x_d)}{\sum_{i=1}^{20} (x_{лд1} + x_d)} = 4.796 \times 10^{-10} \text{ Ом}$$

$$x_{л1_} := x_{уд_240_} \cdot l_{c1_} = 0.095 \text{ Ом} \quad r_{л1_} := r_{уд_240_} \cdot l_{c1_} = 0.154 \text{ Ом}$$

$$x_{1_240_} := x_{уд_240_} \cdot l_{1_} = 0.044 \quad x_{3_240_} := x_{уд_240_} \cdot l_{3_} = 0.025$$

$$x_{2_240_} := x_{уд_240_} \cdot l_{2_} = 0.028 \quad x_{4_240_} := x_{уд_240_} \cdot l_{4_} = 0.035$$

$$r_{1_240_} := r_{уд_240_} \cdot l_{1_} = 0.071 \quad r_{3_240_} := r_{уд_240_} \cdot l_{3_} = 0.041$$

Продолжение приложения А

$$r_{2_240_} := r_{уд_240_} \cdot I_{2_} = 0.046 \quad r_{4_240_} := r_{уд_240_} \cdot I_{4_} = 0.056$$

Расчет сопротивлений при КЗ на двигателях с подпиткой 12,8 кА:

$$x_{э_1_} := x_c + x_{вн} + x_{лс} = 5.272 \quad \text{Ом}$$

$$x_{э_2_} := \frac{[x_{э_1_} \cdot (x_{э_д_} + x_{н1} + x_p + x_{л1})]}{x_{э_1_} + x_{э_д_} + x_{н1} + x_p + x_{л1}} + (x_{н2} + x_p + x_{л1_}) = 0.7 \quad \text{Ом}$$

$$x_{э_3_} := \frac{[x_{э_2_} \cdot (x_{2_240_} + x_d)]}{[x_{э_2_} + (x_{2_240_} + x_d)]} + x_{1_240_} = 0.289 \quad \text{Ом}$$

$$x_{э_4_} := \frac{(x_{э_3_} \cdot x_d)}{x_{э_3_} + x_d} = 0.158 \quad \text{Ом}$$

Расчет эквивалентной активной составляющей:

$$r_{э_1_} := \frac{[(r_{лс}) \cdot r_{л1}]}{r_{лс} + r_{л1}} + r_{л1_} = 0.162 \quad \text{Ом}$$

$$x_{э_2_} := \frac{[x_{э_1_} \cdot (x_{э_д_} + x_{н1} + x_p + x_{л1})]}{x_{э_1_} + x_{э_д_} + x_{н1} + x_p + x_{л1}} + (x_{н2} + x_p + x_{л1_}) = 0.7 \quad \text{Ом}$$

$$x_{э_3_} := \frac{[x_{э_2_} \cdot (x_{2_240_} + x_d)]}{[x_{э_2_} + (x_{2_240_} + x_d)]} + x_{1_240_} = 0.289 \quad \text{Ом}$$

Продолжение приложения А

$$x_{э4_} := \frac{(x_{э3_} \cdot x_d)}{x_{э3_} + x_d} = 0.158 \text{ Ом}$$

Расчет эквивалентной активной составляющей:

$$r_{э1_} := \frac{[(r_{лс}) \cdot r_{л1}]}{r_{лс} + r_{л1}} + r_{л1_} = 0.162 \text{ Ом}$$

$$r_{э2_} := \frac{(r_{э1_} \cdot r_{2_240_})}{(r_{э1_} + r_{2_240_})} + r_{1_240_} = 0.106$$

$$x_{э1_} := x_c + x_{вн} + x_{лс} = 5.272 \text{ Ом}$$

$$x_{э2_} := \frac{[x_{э1_} \cdot (x_{эд_} + x_{н1} + x_p + x_{л1})]}{x_{э1_} + (x_{эд_} + x_{н1} + x_p + x_{л1})} + x_{н2} + x_p + x_{л1_} = 0.7 \text{ Ом}$$

$$x_{э3_} := \frac{[x_{э2_} \cdot (x_d + x_{1_240_})]}{x_{э2_} + x_d + x_{1_240_}} + x_{2_240_} = 0.28 \text{ Ом}$$

$$x_{э4_} := \frac{(x_{э3_} \cdot x_d)}{x_{э3_} + x_d} = 0.156 \text{ Ом}$$

Продолжение приложения А

Расчет эквивалентной активной составляющей:

$$r_{\text{э}1_} := \frac{[(r_{\text{лс}}) \cdot r_{\text{л1}}]}{r_{\text{лс}} + r_{\text{л1}}} + r_{\text{л1}_} = 0.162 \quad \text{Ом}$$

$$r_{\text{э}2_} := \frac{(r_{\text{э}1_} \cdot r_{1_240_})}{(r_{\text{э}1_} + r_{1_240_})} + r_{2_240_} = 0.095 \quad \text{Ом}$$

Расчет сопротивлений при КЗ на двигателях с подпиткой 13.9 кА:

$$x_{\text{с}_} := \frac{U_{\text{ном}_в}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}_подпит}_} + x_{\text{л1}_} = 4.872 \quad \text{Ом}$$

$$x_{\text{э}1_} := x_{\text{с}_} + x_{\text{вн}} + x_{\text{лс}} + (x_{\text{н1}} + x_{\text{р}} + x_{\text{л1}_}) = 5.275 \quad \text{Ом}$$

$$x_{\text{э}2_} := \frac{[x_{\text{э}1_} \cdot (x_{\text{д}} + x_{4_240_})]}{x_{\text{э}1_} + x_{\text{д}} + x_{4_240_}} + x_{3_240_} = 0.384 \quad \text{Ом}$$

$$x_{\text{э}3_} := \frac{[(x_{\text{э}2_}) \cdot x_{\text{д}}]}{(x_{\text{э}2_}) + x_{\text{д}}} = 0.183 \quad \text{Ом}$$

Расчет эквивалентной активной составляющей:

$$r_{\text{э}1_} := \frac{[(r_{\text{лс}} + r_{\text{л1}_}) \cdot r_{4_240_}]}{[(r_{\text{лс}} + r_{\text{л1}_}) + r_{4_240_}]} + r_{3_240_} = 0.082 \quad \text{Ом}$$

$$x_{\text{э}1_} := x_{\text{с}_} + x_{\text{вн}} + x_{\text{лс}} + (x_{\text{н1}} + x_{\text{р}} + x_{\text{л1}_}) = 5.275 \quad \text{Ом}$$

Продолжение приложения А

$$r_{\Sigma} := r_{лс} + r_{л1} = 0.212 \text{ Ом}$$

$$x_{\text{э_д}\Sigma} := \frac{\prod_{i=1}^{10} (x_{лд1} + x_d)}{\sum_{i=1}^{10} (x_{лд1} + x_d)} + x_{л1} = 0.13 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{э_д}\Sigma} := \frac{\prod_{i=1}^{10} (r_{лд1})}{\sum_{i=1}^{10} (r_{лд1})} + r_{л1} = 0.203 \text{ Ом}$$

$$x_{\text{э_д}\Sigma} := \frac{[(x_{3_240_} + x_d) \cdot (x_{4_240_} + x_d)]}{[(x_{3_240_} + x_d) + (x_{4_240_} + x_d)]} + x_{л1_} = 0.285 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{э_д}\Sigma} := \frac{[(r_{3_240_}) \cdot (r_{4_240_})]}{[(r_{3_240_}) + (r_{4_240_})]} + r_{л1_} = 0.177 \text{ Ом}$$

1.3 Расчет токов КЗ на шинах ГПП-1

$$I_{3_кз1_д} := \frac{U_{\text{ном_ср_н}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\text{э_д}\Sigma}^2 + r_{\text{э_д}\Sigma}^2}} = 25.14 \text{ кА} \quad \omega := 314 \text{ 1/с}$$

$$I_{3_кз_с} := \frac{U_{\text{ном_ср_н}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2}} = 1.097 \text{ кА}$$

$$I_{3_кз1} := I_{3_кз_с} + I_{3_кз1_д} = 26.237 \text{ кА}$$

$$I_{2_кз1} := I_{3_кз1} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 22.722 \text{ кА}$$

$$T_{a_1} := \frac{x_{\text{э_д}\Sigma} + x_{\Sigma}}{(r_{\text{э_д}\Sigma} + r_{\Sigma}) \cdot \omega} = 0.043 \text{ с}$$

$$k_{уд_1} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a_1}}} = 1.794$$

$$i_{уд_1} := \sqrt{2} \cdot k_{уд_1} \cdot I_{3_кз1} = 66.557 \text{ кА}$$

$$I_{3_кз3_д} := \frac{U_{\text{ном_ср_н}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\text{э_д}\Sigma}^2 + r_{\text{э_д}\Sigma}^2}} = 18.038$$

$$I_{3_кз3} := I_{3_кз_с} + I_{3_кз3_д} = 19.135 \text{ кА}$$

1.4 Расчет токов КЗ 3780-НА-V01

$$I_{3_кз7} := \frac{U_{\text{ном_ср_н}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{34_7}^2 + r_3^2}} = 9.194 \text{ кА}$$

$$I_{2_кз7} := I_{3_кз7} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 7.962 \text{ кА}$$

$$T_{a_7} := \frac{x_{34_7}}{r_3 \cdot \omega} = 1.274 \times 10^{-4} \text{ с}$$

$$k_{уд_7} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a_7}}} = 1$$

$$i_{уд_7} := \sqrt{2} \cdot k_{уд_7} \cdot I_{3_кз7} = 13.002 \text{ кА}$$

$$I_{3_кз8} := \frac{U_{\text{ном_ср_н}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{34_8}^2 + r_3^2}} = 9.194 \text{ кА}$$

$$I_{2_кз8} := I_{3_кз8} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 7.962 \text{ кА}$$

$$T_{a_8} := \frac{x_{34_8}}{r_3 \cdot \omega} = 1.274 \times 10^{-4} \text{ с}$$

$$k_{уд_8} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a_8}}} = 1$$

$$i_{уд_8} := \sqrt{2} \cdot k_{уд_8} \cdot I_{3_кз8} = 13.002 \text{ кА}$$

$$I_{3_кз9} := \frac{U_{\text{НОМ_ср_н}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{34_9}^2 + r_3^2}} = 9.194 \text{ кА}$$

$$I_{2_кз9} := I_{3_кз9} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 7.962 \text{ кА}$$

$$T_{a_9} := \frac{x_{34_9}}{r_3 \cdot \omega} = 1.274 \times 10^{-4} \text{ с}$$

$$k_{\text{уд}_9} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a_9}}} = 1$$

$$i_{\text{уд}_9} := \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}_9} \cdot I_{3_кз9} = 13.002 \text{ кА}$$

$$I_{3_кз10} := \frac{U_{\text{НОМ_ср_н}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{34_10}^2 + r_3^2}} = 9.194 \text{ кА}$$

$$I_{2_кз10} := I_{3_кз10} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 7.962 \text{ кА}$$

$$T_{a_10} := \frac{x_{34_10}}{r_3 \cdot \omega} = 1.274 \times 10^{-4} \text{ с}$$

$$k_{\text{уд}_10} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a_10}}} = 1$$

$$i_{\text{уд}_10} := \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}_10} \cdot I_{3_кз10} = 13.002 \text{ кА}$$

Продолжение приложения А

$$I_{3_кз11} := \frac{U_{\text{НОМ_ср_н}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\text{э4_11}}^2 + r_{\text{э}}^2}} = 9.194 \text{ кА}$$

$$I_{2_кз11} := I_{3_кз11} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 7.962 \text{ кА}$$

$$T_{a_11} := \frac{x_{\text{э4_11}}}{r_{\text{э}} \cdot \omega} = 1.274 \times 10^{-4} \text{ с}$$

$$k_{\text{уд_11}} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a_11}}} = 1$$

$$i_{\text{уд_11}} := \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд_11}} \cdot I_{3_кз11} = 13.002 \text{ кА}$$

$$I_{3_кз12} := \frac{U_{\text{НОМ_ср_н}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\text{э4_12}}^2 + r_{\text{э}}^2}} = 9.194 \text{ кА}$$

$$I_{2_кз12} := I_{3_кз12} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 7.962 \text{ кА}$$

$$T_{a_12} := \frac{x_{\text{э4_12}}}{r_{\text{э}} \cdot \omega} = 1.274 \times 10^{-4} \text{ с}$$

$$k_{\text{уд_12}} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a_12}}} = 1$$

$$i_{\text{уд_12}} := \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд_12}} \cdot I_{3_кз12} = 13.002 \text{ кА}$$

Г Г

Продолжение приложения А

$$I_{3_кз13} := \frac{U_{\text{НОМ_ср_н}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\text{э4_13}}^2 + r_{\text{э}}^2}} = 9.194 \text{ кА}$$

$$I_{2_кз13} := I_{3_кз13} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 7.962 \text{ кА}$$

$$T_{a_13} := \frac{x_{\text{э4_13}}}{r_{\text{э}} \cdot \omega} = 1.273 \times 10^{-4} \text{ с}$$

$$k_{\text{уд_13}} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a_13}}} = 1$$

$$i_{\text{уд_13}} := \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд_13}} \cdot I_{3_кз13} = 13.002 \text{ кА}$$

$$I_{3_кз14} := \frac{U_{\text{НОМ_ср_н}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\text{э4_14}}^2 + r_{\text{э}}^2}} = 9.194 \text{ кА}$$

$$I_{2_кз14} := I_{3_кз14} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 7.962 \text{ кА}$$

$$T_{a_14} := \frac{x_{\text{э4_14}}}{r_{\text{э}} \cdot \omega} = 1.274 \times 10^{-4} \text{ с}$$

$$k_{\text{уд_14}} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a_14}}} = 1$$

$$i_{\text{уд_14}} := \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд_14}} \cdot I_{3_кз14} = 13.002 \text{ кА}$$

Продолжение приложения А

$$I_{3_кз15} := \frac{U_{\text{ном_ср_н}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\text{э4_15}}^2 + r_{\text{э}}^2}} = 9.194 \text{ кА}$$

$$I_{2_кз15} := I_{3_кз15} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 7.962 \text{ кА}$$

$$T_{a_15} := \frac{x_{\text{э4_15}}}{r_{\text{э}} \cdot \omega} = 1.274 \times 10^{-4} \text{ с}$$

$$k_{\text{уд_15}} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a_15}}} = 1$$

$$i_{\text{уд_15}} := \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд_15}} \cdot I_{3_кз15} = 13.002 \text{ кА}$$

$$I_{3_кз16} := \frac{U_{\text{ном_ср_н}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\text{э4_16}}^2 + r_{\text{э}}^2}} = 9.194 \text{ кА}$$

$$I_{2_кз16} := I_{3_кз16} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 7.962 \text{ кА}$$

$$T_{a_16} := \frac{x_{\text{э4_16}}}{r_{\text{э}} \cdot \omega} = 1.274 \times 10^{-4} \text{ с}$$

$$k_{\text{уд_16}} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a_16}}} = 1$$

$$i_{\text{уд_16}} := \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд_16}} \cdot I_{3_кз16} = 13.002 \text{ кА}$$

1.5 Расчет токов КЗ на 3780-НА-V01

Расчет токов КЗ при подпитки 12,8 кА:

$$I_{3_кз29} := \frac{U_{\text{ном_ср_н}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{э_4_}^2 + r_{э_2_}^2}} = 31.758 \text{ кА}$$

$$I_{2_кз29} := I_{3_кз29} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 27.504 \text{ кА}$$

$$T_{a_29} := \frac{x_{э_4_}}{r_{э_2_} \cdot \omega} = 4.74 \times 10^{-3} \text{ с}$$

$$k_{уд_29} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a_29}}} = 1.121$$

$$i_{уд_29} := \sqrt{2} \cdot k_{уд_29} \cdot I_{3_кз29} = 50.36 \text{ кА}$$

$$I_{3_кз30} := \frac{U_{\text{ном_ср_н}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{э4_}^2 + r_{э1_}^2}} = 26.941 \text{ кА}$$

$$I_{2_кз30} := I_{3_кз30} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 23.331 \text{ кА}$$

$$T_{a_30} := \frac{x_{э4_}}{r_{э1_} \cdot \omega} = 3.053 \times 10^{-3} \text{ с}$$

$$k_{уд_30} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a_30}}} = 1.038 \text{ с}$$

$$i_{уд_30} := \sqrt{2} \cdot k_{уд_30} \cdot I_{3_кз30} = 39.539 \text{ кА}$$

Продолжение приложения А

Расчет токов КЗ при подпитки 13,9 кА:

$$I_{3_кз31} := \frac{U_{\text{ном_ср_н}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\text{э}3_}^2 + r_{\text{э}1_}^2}} = 30.189 \quad \text{кА}$$

$$I_{2_кз31} := I_{3_кз31} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 26.144 \quad \text{кА}$$

$$T_{a_31} := \frac{x_{\text{э}3_}}{r_{\text{э}1_} \cdot \omega} = 7.069 \times 10^{-3} \quad \text{с}$$

$$k_{\text{уд}31} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a_31}}} = 1.243$$

$$i_{\text{уд}31} := \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}31} \cdot I_{3_кз31} = 53.07 \quad \text{кА}$$

$$I_{3_кз32} := \frac{U_{\text{ном_ср_н}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\text{э}3_}^2 + r_{\text{э}1_}^2}} = 29.775 \quad \text{кА}$$

$$I_{2_кз32} := I_{3_кз32} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 25.786 \quad \text{кА}$$

$$T_{a_32} := \frac{x_{\text{э}3_}}{r_{\text{э}1_} \cdot \omega} = 6.598 \times 10^{-3} \quad \text{с}$$

$$k_{\text{уд}32} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a_32}}} = 1.22$$

$$i_{\text{уд}32} := \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}32} \cdot I_{3_кз32} = 51.358 \quad \text{кА}$$