

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки– 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

 Н. В Савина  
« 15 » 06 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Модернизация релейной защиты трех обмоточного трансформатора 220/27/10 кВ на подстанции Мухинская и линии электропередач 220 кВ Мухинская тяговая - Шимановск

Исполнитель

студент группы 442об-3(п2)

  
подпись, дата

Н.С Тихомиров

Руководитель

  
подпись, дата

О. В Скрипко

Консультант:

по безопасности и экологичности

канд. тех. наук, доцент

  
подпись, дата

А.Б Булгаков

Нормоконтроль

канд. тех. наук, доцент

  
подпись, дата

А. Н. Козлов

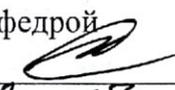
Благовещенск 2018

Министерство образования и науки 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  
« 12 » 03 2018 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Тихомирова Никиты Сергеевича

1 Тема выпускной квалификационной работы: Модернизация релейной защиты трех обмоточного трансформатора 220/27/10 кВ на подстанции Мухинская и линии электропередач 220 кВ, Мухинская тяговая - Шимановск

(утверждено приказом от 12.03.2018 № 573-42)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема амурской области, нагрузки и напряжения по подстанциям в контрольный день замеров на 20 декабря 2017 г, приказ Минэнерго по развитию ЕЭС РФ на 2013-2019 годы.
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов)  
Характеристика проектируемого объекта, требования к релейной защите, структурная схема сети при коротком замыкании, расчет защиты трансформатора,
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Автоматика ДФЗ, УРОВ, план и разрез сети при коротком замыкании, обмоточная схема трансформатора
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов)  
Булгаков А. Б – консультант по части Безопасность и экологичность
7. Дата выдачи задания 12.03.2018.

Руководитель выпускной квалификационной работы:

Скрипко О. В., профессор, доктор тех. наук  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 12.03.2018

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 95 с., 12 рисунков, 19 источника, 4 таблицы.

РАСЧЕТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, НАПРЯЖЕНИЕ, ТОК, СОПРОТИВЛЕНИЕ, ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА, ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ФАЗНАЯ ЗАЩИТА, ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА.

В квалификационной работе представлен проект модернизации релейной защиты шин 220кВ и силового трансформатора ТДТНЖ-40мВА и линии 220кВ тяговой подстанции «Мухинская» приведены основные технические параметры и оборудование. Рассчитаны токи КЗ и выбрано новое оборудование.

Работа включает в себя следующие вопросы по замене оборудования

Замена релейной защиты на микропроцессорной линии 220кВ

Замена релейной защиты на микропроцессорную, силового трансформатора ТДТНЖ-40мВА.

## СОДЕРЖАНИЕ

|   |    |
|---|----|
| Введение  | 7  |
| 1 Характеристика проектируемого объекта   | 11 |
| 1.1 Характеристика района размещения объекта  | 11 |
| 1.2 Общая характеристика объекта модернизации                                       | 14 |
| 1.3 Актуальные проблемы объекта модернизации  | 15 |
| 2 Требования к релейной защите  | 16 |
| 2.1 Основные требования   | 16 |
| 2.2 Технические решения для устранения проблем объекта модернизации                 | 22 |
| 3 Структурная схема тяговой подстанции  | 23 |
| 3.1 Расчет сопротивления трехобмоточного трансформатора                             | 25 |
| 3.2 Расчет токов короткого замыкания в точке К1                                     | 26 |
| 3.3 Расчет токов короткого замыкания в точке К2                                     | 28 |
| 3.4 Расчет токов короткого замыкания в точке К3                                     | 29 |
| 3.5 Расчет токов короткого замыкания в точке К4                                     | 30 |
| 4 Расчет защит трансформатора   | 37 |
| 4.1 Расчет дифференциальной токовой защиты  | 37 |
| 4.2 Выбор уставок дифференциальной защиты с торможением                             | 42 |
| 4.3 Расчет защиты от сверхтоков при внешних КЗ трансформатора понижающей подстанции | 44 |
| 4.4 Расчет защит от перегрузки  | 49 |
| 4.5 Газовая защита  | 50 |
| 5 Выбор основной защиты линии 220кВ   | 51 |
| 5.1 Расчет ДФЗ  | 53 |
| 5.2 Расчет ТЗНП   | 57 |
| 6 Выбор устройств сетевой автоматики и УРОВ   | 61 |

|  |    |
|--|----|
| 6.1 Устройство АПВ                                 | 61 |
| 6.2 Устройство УРОВ                                | 71 |
| 7 Безопасность и экологичность                     | 74 |
| 7.1 Безопасность                                   | 74 |
| 7.2 Экологичность проекта                          | 82 |
| 7.3 Чрезвычайные ситуации на проектируемом объекте | 86 |
| 8 Экономический расчет                             | 91 |
| 8.1 Определение текущих эксплуатационных затрат    | 91 |
| Заключение   | 93 |
| Библиографический список                           | 94 |

## НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей выпускной квалификационной работе использованы ссылки на следующие стандарты и нормативные документы:

ГОСТ 2.104-68 ЕСКД Основные надписи

ГОСТ 2.105-95 ЕСКД Общие требования к текстовым документам

ГОСТ 2.105-96 ЕСКД Текстовые документы

ГОСТ 2.111-68 ЕСКД Нормоконтроль

ГОСТ 2.113-75 ЕСКД Групповые конструкторские документы

ГОСТ 2.306-68 ЕСКД Обозначение графических материалов и правил нанесения их на чертёж

ГОСТ 2.316-68 ЕСКД Правила нанесения на чертёж надписей, технических требований и таблиц

ГОСТ 2.605-68 ЕСКД Плакаты учебно-технические. Общие технические требования

ГОСТ 2.701-84 ЕСКД Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению

ГОСТ 2.721-74 ЕСКД Обозначения условно-графические в схемах. Обозначения общего применения

ГОСТ 3.1103-83 ЕСКД Основные надписи

ГОСТ 3.1103-93 ЕСКД Основные требования к формам и бланкам документов

ГОСТ 3.1105-84 ЕСКД Правила оформления документов общего назначения

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

РЗиА – релейная защита и автоматика;  
ВЛ – воздушная линия;  
ЛЭП – линия электропередачи;  
ДФЗ – дифференциальная фазная защита  
ТП – тяговая подстанция;  
КЗ – короткое замыкание;  
ТСН – трансформатор собственных нужд;  
ТТ – трансформатор тока;  
ТН – трансформатор напряжения;  
ПС – подстанция  
ОРУ – открытое распределительное устройство  
ОПН – ограничитель перенапряжения  
ПУЭ – правила устройства электроустановок  
СНИП – строительные нормы и правила  
ТЗНП – токовая защита нулевой последовательности  
МТЗ – максимальная токовая защита  
МП – микропроцессор  
ВН – высокое напряжение  
НН – низкое напряжение  
Тр – р – трансформатор;  
коэф. – коэффициент;  
ном. – номинальное.

## ВВЕДЕНИЕ

В качестве темы для выпускной квалификационной работы я избрал модернизацию релейной защиты трехобмоточного трансформатора 220/27.5/10 кВ тяговой подстанции «Мухинская» и линии 220кВ Мухино тяговая-Шимановск в местности Шимановского района Амурской области.

Причиной модернизации ТПС «Мухинская» является устаревание оборудования релейной защиты, в связи с предоставленным случаются спонтанные отключения высоковольтного тягового оборудования, которые несут за собой уменьшения рабочего ресурса.

Вторая причина: Установленная релейная защита на линии 220кВ и трансформаторе ТДТНЖ-40 никак не отвечает требованиям предъявляемые к нынешним приборам релейной защиты что приводит к нарушению работоспособности энергосистемы.

Для решения этого вопроса было принято решение осуществить модернизацию релейной защиты линии 220кВ и трансформатора ТДТНЖ-40 на современные микропроцессорные терминалы защит компании ООО «ЭКРА» которые соответствуют абсолютно всем нынешним требованиям, предъявляемым к системам релейной защиты.

Как область деятельности, электроэнергетика является обширной системой, содержащей в себе находящуюся вокруг среду и различные отрасли общенародного хозяйства. Под энергетической системой, подразумевают комплекс крупных природных (естественных) и искусственных (созданных человеком) систем, предназначенных для получения, преобразования, распределения и реализации энергетических ресурсов. Энергетическими ресурсами считаются материальные объекты, в которых имеется энергия, возможная для применения её человеком.

Как отрасль, электроэнергетика включает в себя энергетические ресурсы, выработку, преобразование, передачу и применение энергии. Электроэнергетика считается основой каждой материально-технической

деятельности в обществе (индустриальное производство, автотранспорт, использование природных ресурсов, защита окружающей среды и т.п.). Формирование каждой области невозможно без участия потребления энергии. Без использования энергоносителей неосуществимы существование, работа человека и иных живых созданий.

Из абсолютно всех типов энергии, применяются только лишь десять, из них — четыре: тепловая, механическая, электромагнитная и электрическая. Последняя, считается универсальной, может выступать и равно как передаточное звено. Электроэнергетика — гарантирует электрификацию почти абсолютно всех сфер работы человека. Этому служат подсистемы её приборов с соответствующими функциями: получение, первичное изменение, предоставление, повторное изменение, распределение, потребление.

Одним из значительных потребителей энергии (в том числе электроэнергии) считается автотранспорт — комплекс технических средств (мобильных единиц, коммуникаций) и научно-технических процессов, требуемая для результативного функционирования сфер производства и удовлетворение индивидуальных потребностей; внутри производственных предприятий (индустриальных, аграрных и т.п.), непромышленных и жилых объектов (строений, земель). Существенную долю электричества потребляет электрический автотранспорт — электрифицированные железные дороги, производственный и муниципальной (трамваи, троллейбусы, метрополитен) автотранспорт, однопорельсовые пути и т.д.

Особенностью электроэнергетики считается одномоментная взаимосвязь производства и потребления электроэнергии. Нельзя вырабатывать электрическую энергию «в резерв» — она обязана потребляться практически в период её производства (по-другому необходимы специализированные накопители). По этой причине производители и потребители электричества соединены в энергосистемы, состоящие из электроустановок — электростанций, электрических сетей и электроприемников — потребителей электроэнергии. Электроустановками

именуют комплекс машин, агрегатов, линий и дополнительного оборудования, предназначенных для изготовления, преобразования, передачи, распределения электрической энергии и преобразования её в иной тип энергии.

Нарушение электроснабжения потребителей первой группы может спровоцировать угрозу для жизни людей, взрывы, пожары и повреждения дорогостоящего оборудования. Один из ключевых компонентов системы электроснабжения электрифицированных железных путей, к которому предъявляются повышенные условия по надежности электроснабжения, считаются тяговые подстанции. Современные тяговые подстанции электрифицированных железных путей предполагают собой электроустановки, предназначенные для комплексного электроснабжения электроподвижного состава, не тяговых железнодорожных потребителей, в том числе потребителей устройств СЦБ и не железнодорожных промышленных и аграрных потребителей, условно именуемых районными потребителями.

Каждая тяговая подстанция считается электротехнической постройкой, оборудованной мощной современной силовой, коммутационной и вспомогательной аппаратурой.

К схемам и системам тяговых подстанций предъявляют определенные промышленные требования. Коммутационная и дополнительная аппаратура обязана гарантировать бесперебойное питание потребителей электричества на требуемом уровне надежности.

Современное развитие науки и техники тратит колоссальное количество энергоресурсов. Электрифицированный железнодорожный транспорт не является отстающим в данном развитии, в частности, проектируются новейшие энергообъекты, вводится в эксплуатацию современный, более энергоемкий подвижной состав.

В обмотках трансформаторов и автотрансформаторов могут возникать короткие замыкания между фазами, одной или двух фаз на землю, между

витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях также могут возникать короткие замыкания между фазами и на землю. Для установки нового оборудования будут демонтированы старые устройства.

В результате технического переоснащения подстанций будет повышена надежность электроснабжения контактной сети, промышленных предприятий и населенных пунктов.

В экономическое обоснование проекта будет рассчитана стоимость замены релейной защиты.

В разделе безопасности жизнедеятельности и экологичности рассмотрены мероприятия по, охране труда при выполнении работ в устройствах релейной защиты экологичность проекта и возможные чрезвычайные ситуации на проектируемом объекте.

Модернизация релейной защиты на подстанции «Мухинская» выполняется в соответствии с ПУЭ, указаниями и рекомендациями инструкции, руководящих указаний действующих директивных документов, относящихся к проектированию, сооружению и эксплуатации ПС.

# 1 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

## 1.1 Характеристика района размещения объекта.

Амурская область как административно-территориальная часть Российской Федерации находится в южно-восточной части Российской Федерации и соседствует с Республикой Саха (Якутия) на севере, с Хабаровским краем на востоке, с Еврейской автономной областью в юго-востоке, и с Забайкальским краем на западе.

Юго-восточная граница Амурской области считается и общегосударственной границей Российской Федерации и соседствует с Китайской Народной Республикой. Амурская область охватывает зону в 361,9 тыс. кв. километров. Административный центр-город Благовещенск. В области располагается 20 муниципальных районов и 25 сельских районов.

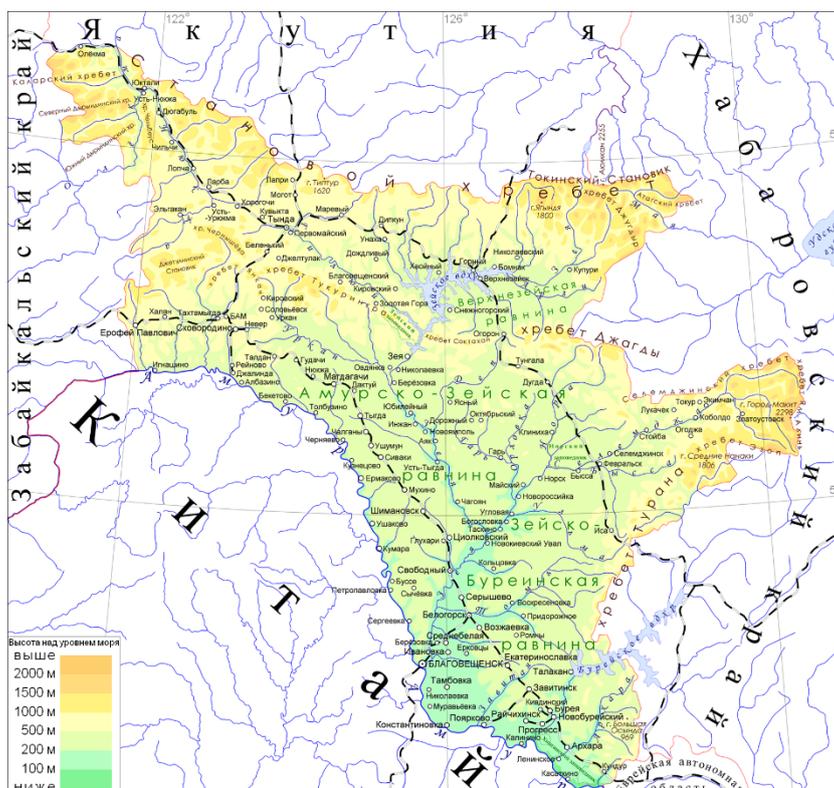


Рис.1- Карта амурской области

Климатические условия региона, в котором располагается подстанция и линия, имеют переходный характер от резко континентального на северо-западе муссонному на юго-востоке.

Климат, охарактеризовывает показатель температуры самого морозного и самого тёплого месяцев. Подобные характеристики всевозможных пространств соединяются в изотермы. В январе изотермы с наиболее невысокими показателями привязаны к районам с горной территорией. На севере средняя январская температура спускается до  $-31\text{ }^{\circ}\text{C}$ . В межгорных впадинах температура имеет возможность опускаться ещё ниже. К югу температуры увеличиваются. На юге изотермы от  $-26\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $-22\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Зимы в области имеют достаточно жесткий нрав.

На широте с городом Благовещенск, в центральной части РФ располагается город Воронеж, где средняя температура в январе месяце бывает  $-6,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ , впрочем, в Благовещенске она составляет  $-21,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Безоговорочный минимум, который был замечен в Благовещенске считается  $-45,4^{\circ}\text{C}$ .

Лето на юге области достаточно тёплое с достаточным или же излишним числом осадков. В предоставленной части июльские изотермы от  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $22\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Тёплым случается лето и в межгорных равнинах севера, где июльские температуры поднимаются до  $16\text{—}19\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Средние абсолютные максимумы температуры на севере имеют возможность достигать до  $38\text{ }^{\circ}\text{C}$ , а на юге области до  $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Годовое число осадков в области достаточно высокое: в северо-восточных горных и восточных районах области размер осадков бывает от 900 до 1000 мм. В районах, приближенных к Амуру и нижнему направлению реки Зeya, осадков выпадает меньше. Так, в регионе посёлка Ерофей Павлович — до 500 мм, в Благовещенске — до 550 мм, а в регионе Архары — до 600 мм.

Для всей области свойственен абсолютный, с июня по август, максимум осадков, собственно, что обосновано муссонностью климата в данной части Дальневосточного федерального округа. С июня по август может выпадать до 70% годовых осадков. Вероятны колебания в выпадении осадков.

Так, летом с возрастанием испарения увеличивается абсолютная и относительная влажность, а весной из-за сухости воздуха снежный покров большей частью испаряется, и следствием этого становится незначительный весенний подъём уровня воды в реках.

Основные климатические характеристики района:

район по ветру – IV;

нормативная скорость ветра – 8м/сек;

район по гололеду – IV;

толщина стенки гололеда – 25 мм;

низшая температура воздуха – - 31С°;

высшая температура воздуха – +40С°;

район по ветровому давлению – IV (800 Па);

район по среднегодовой продолжительности гроз в часах 20-40.

## 1.2 Общая характеристика объекта модернизации

Тяговая подстанция Мухинская по схеме электроснабжения является транзитной с двумя линейными вводами 220кВ: ВВ№1 «Сиваки тяговая», ВВ№2 «Шимановск», с двумя системами шин, секционированных выключателем, который повышает надежность системы.

ОРУ – 220кВ осуществлено гибкими шинами сечением АС 2х300 мм<sup>2</sup>.

Распределительное устройство 27,5кВ специализировано для питания тяговой сети переменного тока, не тяговых линейных железнодорожных потребителей по линиям «два провода – рельс» (ДПР) и трансформаторов собственных нужд. РУ 27,5кВ имеет двухфазную рабочую секционированную разъединителями и резервную систему шин. Третья фаза обмоток понижающих трансформаторов соединяется с контуром заземления и рельсами подъездного пути, которые соединены с воздушной отсасывающей линией. Резервный выключатель при поддержке разъединителей может быть включен любой из секций, снабжая питанием каждого фидера контактной сети при выводе в ремонт выключателя соответствующего фидера.

При исчезновении напряжения на тяговой подстанции запускается в работу дизель-генератор ДГА-75 для питания собственных нужд подстанции.

Длина перегона Мухинская тяговая–Шимановск – 53,2км

Длина перегона Мухинская тяговая-Сиваки тяговая 50,3км

Марка провода линии – АС 2х240.

### **1.3 Актуальные проблемы объекта модернизации**

В настоящее время на ТПС «Мухинская» используются системы дифференциальная фазная защита на линии на реле РТ-40/100, а также панель типа ЭПЗ 1033-90 Г.1 панель предназначена для основной защиты трех-обмоточного силового трансформатора подстанций 220 кВ данная панель включает в себя:

- дифференциальную защиту;
- газовую защиту;
- выходные реле защит;
- токовые реле резервирования;
- реле сигнализации, указывающие на использование ремонтной перемычки.

Дифференциальная защита выполнена в одном комплекте с использованием реле типа ДЗТ-11

Данные устройства релейной защиты являются устаревшими и не устраивают основным современным требованиям предъявляемые к ней что может привести к возникновению аварийной ситуации повлекшие за собой большие экономические потери, более того в случае аварии из-за устаревшего оборудования есть вероятность угрозе здоровью и жизни рабочего персонала что не допустимо.

## 2 ТРЕБОВАНИЯ К РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ

### 2.1 Основные требования

Ключевые условия предъявляемые к релейной защите

- Селективность;
- Быстродействие;
- Чувствительность;
- Надёжность:

Селективность либо избирательность данное умение защиты отключать только лишь поврежденный участок системы посредством его отключения .

Есть два типа селективности

1) Совершенная избирательность. Отрабатывает только лишь в том случае если КЗ случилось в защищаемом элементе системы в таком случае есть отработывает основная защита.

2) Относительная избирательность. Отрабатывает дополнительная защита при дефекте на соседнем участке при отказе основной защиты .

Быстродействие; в основной массе ситуаций к релейной защите, функционирующей на наличие дефектов, отключением системы, предъявляется требование быстродействия. Это обуславливается надлежащими основными позициями:

Форсирование отключения недостатков увеличивает устойчивость одновременной работы генераторов в концепции и дает возможность повысить пропускные умения линии электропередач.

При применении быстродействующих реле и выключателей нарушение динамической устойчивости одновременно функционирующих синхронных аппаратов в следствии короткого замыкания может быть способно исключится. Этим самым устраняется один из основных факторов возникновения более серьезных, с точки зрения бесперебойной деятельности потребителей, системных аварий.

Форсирование отключения дефектов снижает период деятельности потребителей при изменении напряжения от номинального.

При быстродействующих защитах и выключателях практически без вывода все двигатели, установленные как у покупателей, так и в собственных нуждах станций, за исключением тех, которые питаются с отключившегося выключателя, уже после отключения кратковременного замыкания имеют все шансы быть в работе. Наиболее этого, снижение крутящих моментов, к примеру у одновременных моторов оказался на столько не продолжительным, то что покупатели совсем никак не чувствуют этого переходного процесса.

Форсирование отключения недостатков снижает размер уничтожения испортившийого элемента. Уменьшается промежуток, расходуемый в реализации выправительно-исправительных трудов и этим наиболее, понижаются затраты в него.

Ускорение отключения недостатков повышает эффективность АПВ поврежденных ЛЭП.

Допустимое промежуток отключения К.З. в соответствии с обстоятельству накопления устойчивости располагается в связи с строя обстоятельств. Важнейшим с их является величина остаточного напряжения в шинах электростанций и главных подстанций энергосистемы. Нежели менее остаточное напряжение, этим хуже условия устойчивости и, следовательно, тем стремительнее нужно выключить К.З. Наиболее крупными согласно обстоятельству стабильности считаются трехфазные К.З. и двухфазные К.З. на землю в сети с глухозаземленной нетралью подобным образом точно также равно как наличие данных дефектов происходит максимальное снижение абсолютно всех междуфазных напряжений.

В современных энергосистемах целью сбережения стабильности следует весьма небольшой промежуток К.З. Подобным способом, к примеру в электропередачах 330-500кВ необходимо выключить дефектный участок за 0,1-0,2 сек. после его повреждения, а в сетях 110-220кВ - за 0,15-0,3 сек. В

распределительных сетях 6-10кВ короткие замыкания, отделенные от источника большими сопротивлениями возможно выключить с периодом 1,5-3 сек., таким образом равно как они никак не оказывают большое влияние в стабильность системы. Конкретный анализ возможного периода отключения выполняется с поддержкой специализированных расчетов стабильности проводимых для этой цели.

В качестве эвристического аспекта (меры) потребности применения быстродействующих защит Правила устройства электроустановок (ПУЭ) рекомендуют установить остаточное напряжение на шинах электростанций и главных подстанций при трехфазном К.З. в интересующей нас точке К.З. В случае если остаточное напряжённость выходит менее 60% номинального, в таком случае с целью сохранения стабильности необходимо использовать быстрое отключение повреждений, т.е. использовать быстродействующую защиту (ПУЭ, п.3.2.108).

Полное время отключения дефекта формируется с периода деятельности защиты и периода воздействия выключателя, разрывающего ток К.З. Таким образом, с целью форсирования отключения необходимо приблизить влияние, равно как защиты, так и выключателей. Минимальное времена срабатывания защит равны 0,02-0,04 сек., а выключателей 0,05-0,06 сек. По этой причине в наименьшей степени допустимые периоды отключения К.З. является 0,07-0,1 сек. Но следует выделить, то что получение малых времен по технико-экономическим соображениям в ряде ситуации оказывается неразумным, таким образом равно как требует использования сложных панелей защит и по этой причине меньше надежных. По этой причине как правило выставляются те выдержки времени, с которыми по совокупности обстоятельств ещё возможно отключать более тяжелые, но реальные повреждения. В качестве примера цифр могут быть названы следующие минимальные времена отключения К.З.:

1. на электропередачах 400-500кВ – 0,1-0,12 сек.;

2. на линиях 110-330кВ отходящих от современных мощных тепловых станций, с мощными турбогенераторами, имеющими форсированное охлаждение обмоток – 0,15-0,2 сек.;

3. в сетях 110-330кВ с турбогенераторами старой конструкции – 0,2-0,3 сек.

Но в некоторых случаях простая и экономичная защита не способна одновременно выполнять условия избирательности и скорости. В этом случае необходимо выяснить и сравнить, более вероятно, будет ли нарушена деятельность потребителей неповрежденной части системы при выборочном, но медленном отключении повреждения системы, а не наличии неселективных, но быстрых отключений убытков.

Требование времени для защиты от аномальных режимов зависит от их последствий. Часто аномальные режимы недолговечны и сами устраняются, например, кратковременная перегрузка при запуске асинхронного двигателя, выключение одного трансформатора на двух трансформаторных подстанциях и запуск АПВ на СВ-10кВ. В наших случаях быстрое отключение не требуется, но это может нанести ущерб потребителям. Поэтому отключение оборудования в ненормальном режиме должно выполняться только тогда, когда в большинстве случаев существует опасность для защищенного оборудования во время задержки.

Чувствительность; релейная защита должна быть достаточно чувствительной к повреждениям и аномальным режимам работы, которые могут появиться на защищенных элементах ЭС. Удовлетворение требований необходимой чувствительности в современных электрических сетях часто сталкивается с рядом значительных трудностей.

Так, например, когда большие мощности передаются в районы потребления, иногда на сотни километров, используются высоковольтные сети с большой пропускной способностью отдельных линий электропередач. В этом случае текущий КЗ в поврежденных линиях, с учетом возможных минимальных режимов работы станций и повреждений с помощью больших

переходных сопротивлений (электрической дуги), может быть соизмеримым или даже меньшим, чем наибольшие токи КЗ.

Это приводит к отказу от использования традиционной защиты тока, что заставляет перейти на более сложные и дорогие типы защитных устройств. По этой причине, принимая во внимание эксплуатационные навыки и степень технического прогресса, минимальные требования к чувствительности предъявляются к защите.

Чувствительность защиты должна быть такой, чтобы она работала под КЗ в конце зоны, установленной для нее в наименьшем режиме системы и на затворах с помощью электрической дуги. Чувствительность защиты обычно принимается коэффициентом чувствительности  $K_{\text{ч}}$ .

Надёжность; требование надёжности состоит в том, что защита должна правильно и стабильно работать на выключение выключателей оснастки при абсолютно всех его повреждениях и патологиях стандартного режима работы, на влияние при которых она предназначена и не функционировать в режимах, при которых её деятельность никак не предусматривается.

Например, при К.З. в точке КЗ и отказе защиты В3 срабатывает защита В2, в результате чего вместо погашения одной подстанции Г мы обесточим три подстанции Г,Д,В, а при неправильной работе в нормальном режиме защиты В1 потеряют питание потребители четырех подстанций Б, В, Г, Д.

Поэтому нужно сказать, что только поврежденная линия должна работать. Тогда защита неповрежденных проводов и других элементов системы (генераторов, трансформаторов) может быть эффективной, но не работает. Активация защиты неповрежденных элементов должна выполняться только в том случае, если они предназначены для резервного копирования в случае отказа защиты или автоматического выключателя неисправной линии.

Основными обещаниями, которые гарантируют безопасность работы и отказ от безопасности, являются высокое качество используемых реле, определяемое их рабочим принципом, дизайн и технология исполнения,

высокое качество дополнительного оборудования и правильная работа. Но есть условия, которые влияют на две стороны надежности. Чем больше минимальное количество реле и других компонентов, необходимых для участия в процессе защиты, тем ниже надежность работы.

Если несколько независимых рабочих находятся в укрытии одновременно и в отдельных отдельных реле или элементах, надежность операции увеличивается. С другой стороны, надежность может быть уменьшена.

Следует отметить, что устройства устройств релейной защиты для отказов в электрической системе обычно не срабатывают из-за эффектов соответствующих, обычно электрических, количеств намного больше, чем они.

Учитывая выше описанное, на сегодняшний день период наиболее облегченных методик схем защит следует считать одним из основных требований к техники релейной защиты. Условие надежности считается крайне значимым. Отказ в работе или неправильное действие какой-либо защиты всегда приводит к дополнительным отключениям и т.п.

Для постановления данной трудности следует осуществить модернизацию релейной защиты силового трех-обмоточного трансформатора ТДТНЖ-40 и защит шин 220 кВ

## **2.2 Технические решения для устранения проблем объекта модернизации**

Технические решения при модернизации ТПС «Мухинская» замены устройств релейной защиты трех-обмоточного трансформатора ТДТНЖ-40 и шин 220 кВ 2/АС240.

При рассмотрении вопроса модернизации ТПС «Мухинская» замена устройств релейной защиты, были приняты следующие меры, замена панели типа ЭПЗ 1033-90 Г.1 на панель защиты трансформатора типа ШЭ 2607 045073 . А также замена панели дифференциальная фазной защиты на панель типа ШЭ2607 081.

Данное решение не только устранил основную проблему по которой было решено произвести модернизацию системы защит силовых трансформаторов и шин 220кВ но и освободит значительную часть площади внутри здания подстанции так как панели микропроцессорной системы защит фирмы ООО НПП «ЭКРА» - ШЭ 2607 045073 и ШЭ2607 081 которые монтируются в шкаф защит типа БЭ 2607 а он в свою очередь гораздо меньше в габаритах по сравнению с устаревшими панелями ЭПЗ 1033-90 что позволяет ему занимать меньшую площадь помещения подстанции а значить освободить место для будущих реконструкций или модернизаций.

ШЭ 2607 045073 и ШЭ2607 061 Это современные микропроцессорные системы защиты фирмы ООО НПП «ЭКРА» которые отвечают всем требованиям к современным устройствам релейной защиты, характеризующимся высокой надежностью, эксплуатационной простотой и относительной экономичностью.

### 3 СТРУКТУРНАЯ СХЕМА ТЯГОВОЙ ПОДСТАНЦИИ

Согласно ПУЭ выбор и проверка электрических аппаратов и токоведущих элементов по электродинамической и электрической устойчивости производится по току трехфазного короткого замыкания ( $I_k$ ), поэтому необходимо произвести расчет токов короткого замыкания для всех распределительных устройств (РУ) и однофазного замыкания на землю ( $I_k$ ) для РУ, питающего напряжения.

На основании исходных данных и принятой схемы главных электрических соединений подстанции составляется расчетная схема (рисунок 2), а по ней схемы замещения (рисунок 3) проектируемой подстанции.

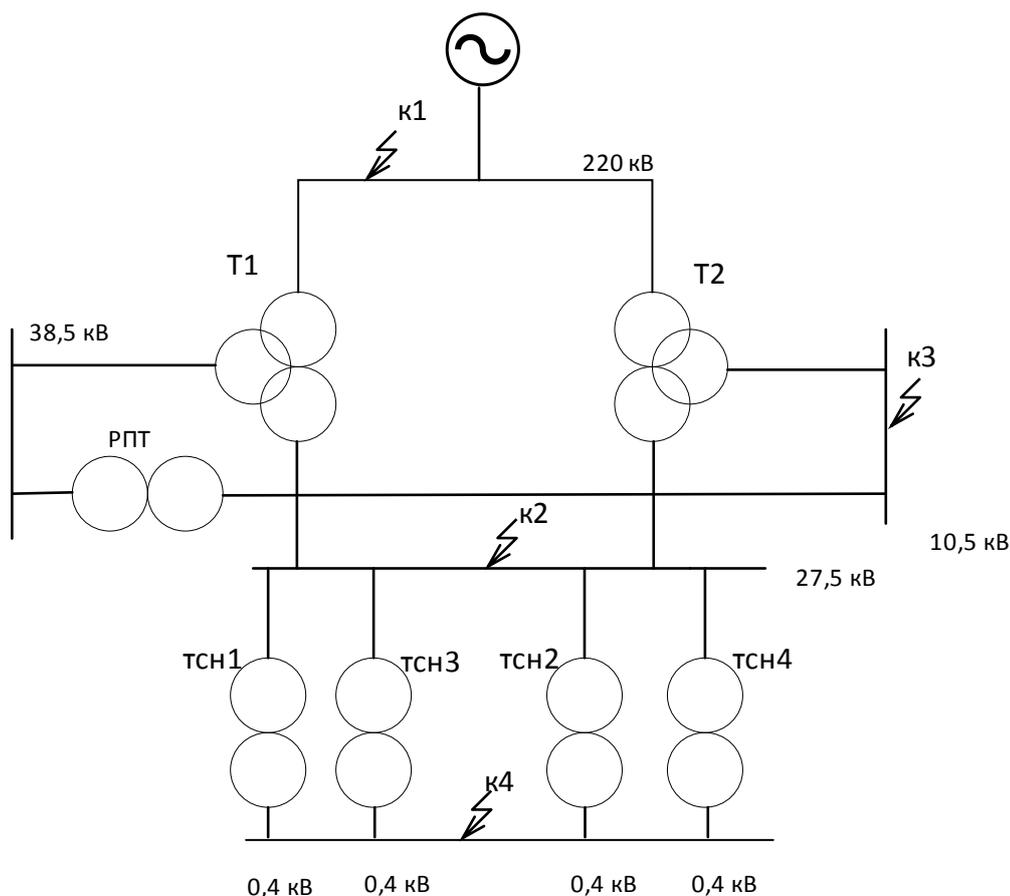


Рисунок 2 – Структурная схема тяговой подстанции

Схема замещения тяговой подстанции является электрической схемой, элементами которой являются схемы замещения реальных устройств их основными электрическими характеристиками (активным, реактивным емкостным или реактивным индуктивным сопротивлениями).

Для расчёта токов короткого замыкания на шинах различного напряжения составляется схема замещения, которая представлена на рисунке 3, также необходимо знать сопротивления до каждой точки короткого замыкания. Согласно рисунку 2 у нас четыре точки короткого замыкания.

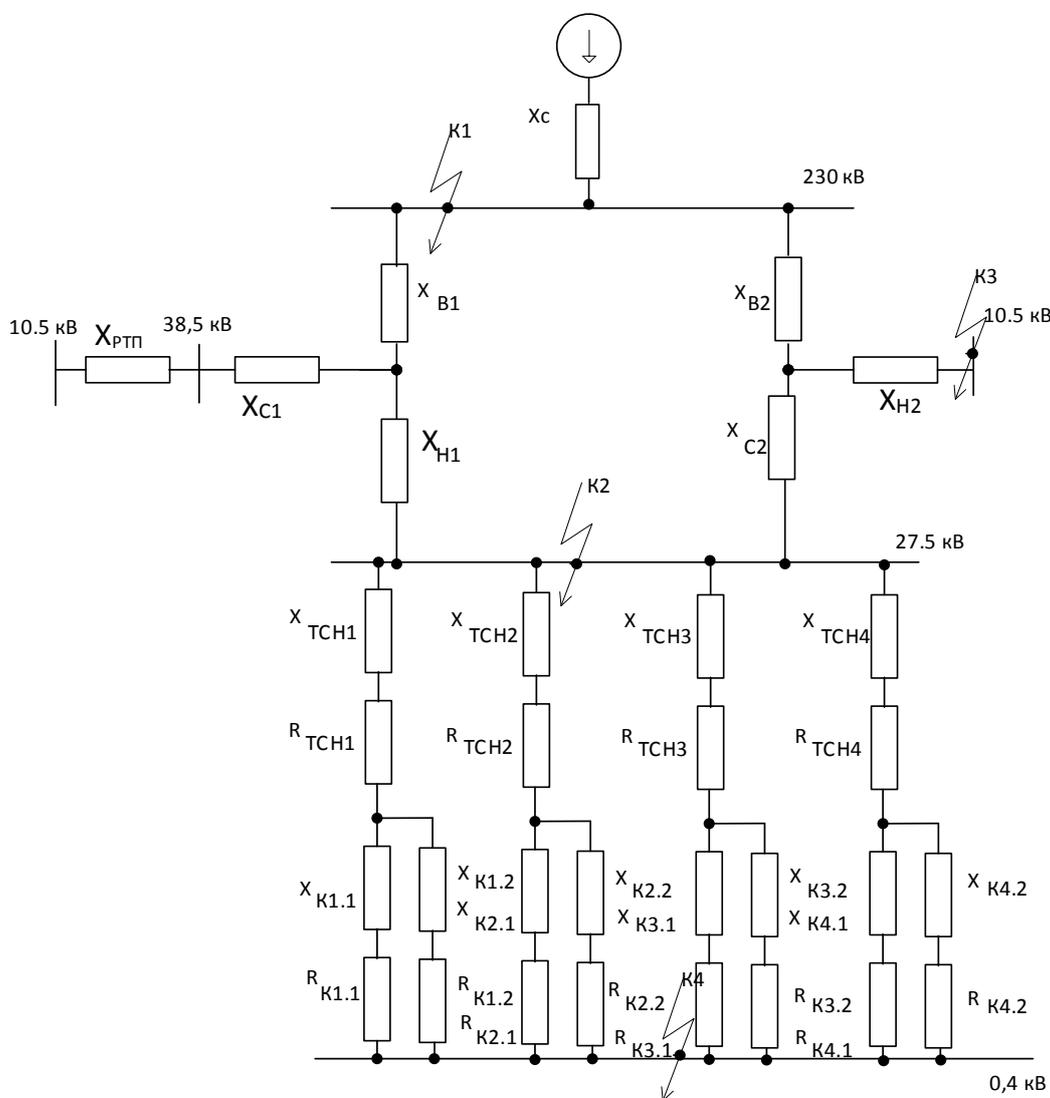


Рисунок 3– Схема замещения тяговой подстанции

### 3.1 Расчет сопротивлений трехобмоточного трансформатора

Для определения относительных сопротивлений обмоток трансформаторов вычисляем расчетные значения напряжения короткого замыкания обмоток трансформаторов по формулам:

$$(1) \quad \left. \begin{aligned} U_{к.В} &= 0,5 \cdot (U_{к.В-С} + U_{к.В-Н} - U_{к.С-Н}) \\ U_{к.С} &= 0,5 \cdot (U_{к.В-С} + U_{к.С-Н} - U_{к.В-Н}) \\ U_{к.Н} &= 0,5 \cdot (U_{к.В-Н} + U_{к.С-Н} - U_{к.В-С}) \end{aligned} \right\} ,$$

где  $U_{к.В}$  – напряжение короткого замыкания обмотки высшего напряжения, %;

$U_{к.С}$  – напряжение короткого замыкания обмотки среднего напряжения, %;

$U_{к.Н}$  – напряжение короткого замыкания обмотки низшего напряжения, %.

Тяговый понизительный трансформатор типа ТДТНЖ – 40000/220 – 76У1:

Номинальная мощность  $S_{Н.ТР.} = 40 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;

Номинальное напряжение обмоток:  $U_B = 220 \text{ кВ}$ ;  $U_C = 27,5 \text{ кВ}$ ;  $U_H = 11 \text{ кВ}$ .

Напряжение к.з. %:  $U_{B-C} = 9,8$ ;  $U_{B-H} = 19,2$   $U_{C-H} = 9,4$ .

Потери:  $P_x = 66 \text{ кВт}$ ,  $P_k = 240 \text{ кВт}$ ,  $I_x = 1,1 \%$ .

Схема и группа соединения обмоток  $Y_H/Y_H/\Delta - 0 - 11$ .

Подставляя численные значения в формулу (1) получаем:

$$U_{к.С} = 0,5 \cdot (9,4 + 9,8 - 19,2) = 0$$

$$U_{к.В} = 0,5 \cdot (9,8 + 19,2 - 9,4) = 9,8$$

$$U_{к.Н} = 0,5 \cdot (19,2 + 9,4 - 9,8) = 9,4$$

Сопровитвления обмоток трансформатора определяем по формуле:

$$\left. \begin{aligned} X_B &= \frac{U_{к.В}}{100} \cdot \frac{U}{S_{н.тр}} \\ X_C &= \frac{U_{к.С}}{100} \cdot \frac{U}{S_{н.тр}} \\ X_H &= \frac{U_{к.Н}}{100} \cdot \frac{U}{S_{н.тр}} \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

где  $S_{н.тр}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА;

Подставляем в формулу (2) численные значения

$$X_B = \frac{9,8}{100} \cdot \frac{230}{40} = 0,56$$

$$X_C = \frac{0}{100} \cdot \frac{230}{40} = 0$$

$$X_H = \frac{9,4}{100} \cdot \frac{230}{40} = 0,54$$

### 3.2 Расчет токов короткого замыкания в точке К1

Мощность короткого замыкания системы, по данным ДКЭЛ Заб.ж.д.,  $S_{к.з.}$   
 = 1573 МВА при однофазном коротком замыкании.

Определяем сопротивление системы:

$$X_c = \frac{U^2}{S''_к}, \quad (3)$$

где  $S''_к$  – мощность короткого замыкания.

$$X_C = \frac{230^2}{1573} = 33,63$$

Ударный коэффициент определяем по формуле:

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (4)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания, равная 0,05с

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0.01}{0.05}} = 1,82$$

Максимальный ток до точки К1 определяется по формуле, А:

$$I_{K1}'' = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_c} \quad (5)$$

$$I_K'' = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 33,63} = 3,95 \text{ А}$$

Ударный ток короткого замыкания определяем по формуле, А:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_0'' \quad (6)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 3,94 = 10,14 \text{ А}$$

Ток двухфазного короткого замыкания, А

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_0'' \quad (7)$$

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,95 = 3,42 \text{ А.}$$

Ток однофазного короткого замыкания, А:

$$I_K^{(1)} = 0,55 \cdot I_0'' \quad (8)$$

$$I_K^{(1)} = 0,55 \cdot 3,95 = 2,17 \text{ А.}$$

Рассчитанные данные сводим в таблицу 8.

### 3.3 Расчёт токов замыкания в точке К2

Расчетная схема замещения для точки К2 представлена на рисунке 4.

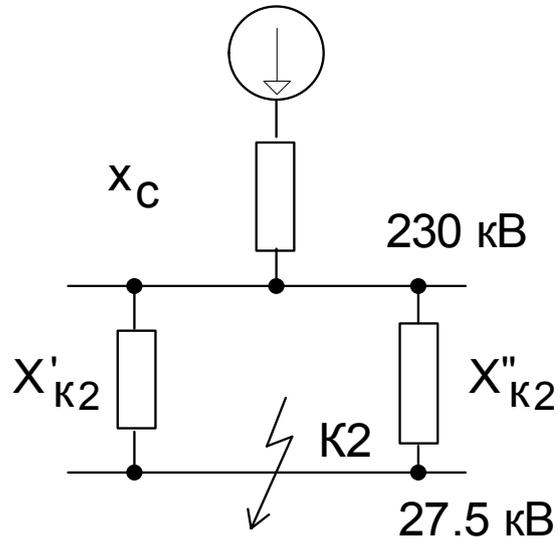


Рисунок 4 – Расчетная схема замещения для точки К2

Сопротивление системы:

$$X'_{к2} = X''_{к2} = X_B + X_C \quad (9)$$

$$X'_{к2} = X''_{к2} = 0,56 + 0 = 0,56$$

$$X_{рез.2} = X_c + 0,5 \cdot X'_{к2} \quad (10)$$

$$X_{рез.2} = 33,63 + 0,5 \cdot 0,56 = 33,91$$

В итоге преобразований получаем схему, приведенную на рисунке 5.

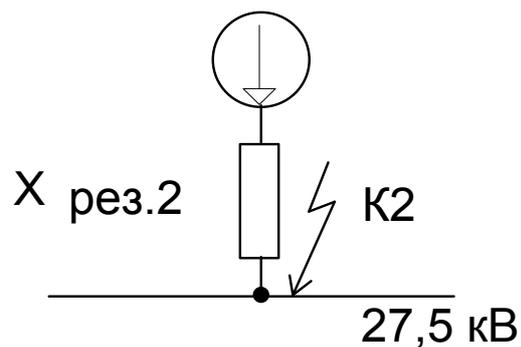


Рисунок 5 - Преобразованная схема до точки К2.

Максимальный ток до точки К2 определяется по формуле (2):

$$I_{к2}'' = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 33,91} = 3,92 \text{ А.}$$

Ударный ток и ток двухфазного короткого замыкания определяется по формулам (3) и (4):

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 3,92 = 10,09 \text{ А.}$$

$$I_{к}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,92 = 3,39 \text{ А.}$$

Рассчитанные данные сводим в таблицу 1.

### 3.4 Расчет токов короткого замыкания в точке К3

Метод расчета и расчетные формулы аналогичны расчету в пункте 3.2.

Расчетная схема замещения для точки К3 представлена на рисунке 6.

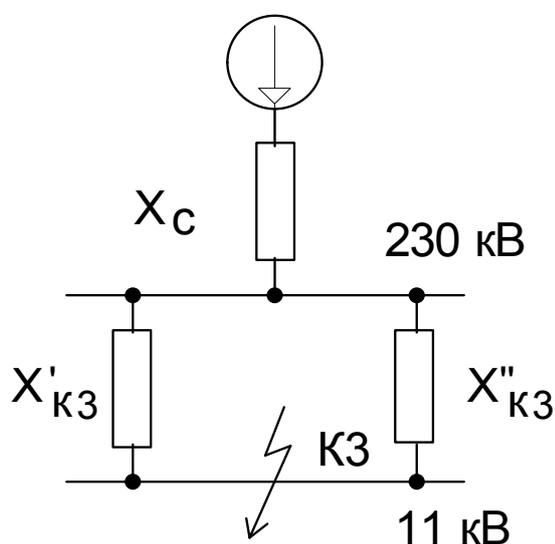


Рисунок 6 – Расчетная схема замещения для точки К3.

$$X'_{к3} = X''_{к3} = 0,56 + 0,54 = 1,1 \text{ Ом.}$$

$$X_{рез.3} = 33,63 + 0,5 \cdot 1,1 = 34,18 \text{ Ом.}$$

Расчетная схема, в преобразованном виде представлена на рисунке 7.

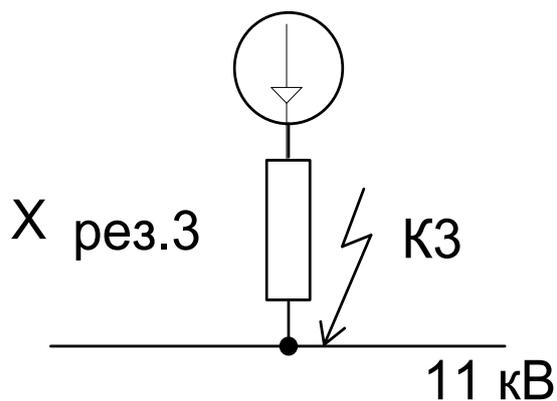


Рисунок 7 - Преобразованная схема до точки КЗ.

$$I_o'' = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 34,18} = 4,01 \text{ A.}$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 4,01 = 10,32 \text{ A.}$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,01 = 3,47 \text{ A.}$$

Рассчитанные данные сводим в таблицу 8.

### 3.5 Расчет токов короткого замыкания в точке К4.

Расчетная схема приведена на рисунке 8.

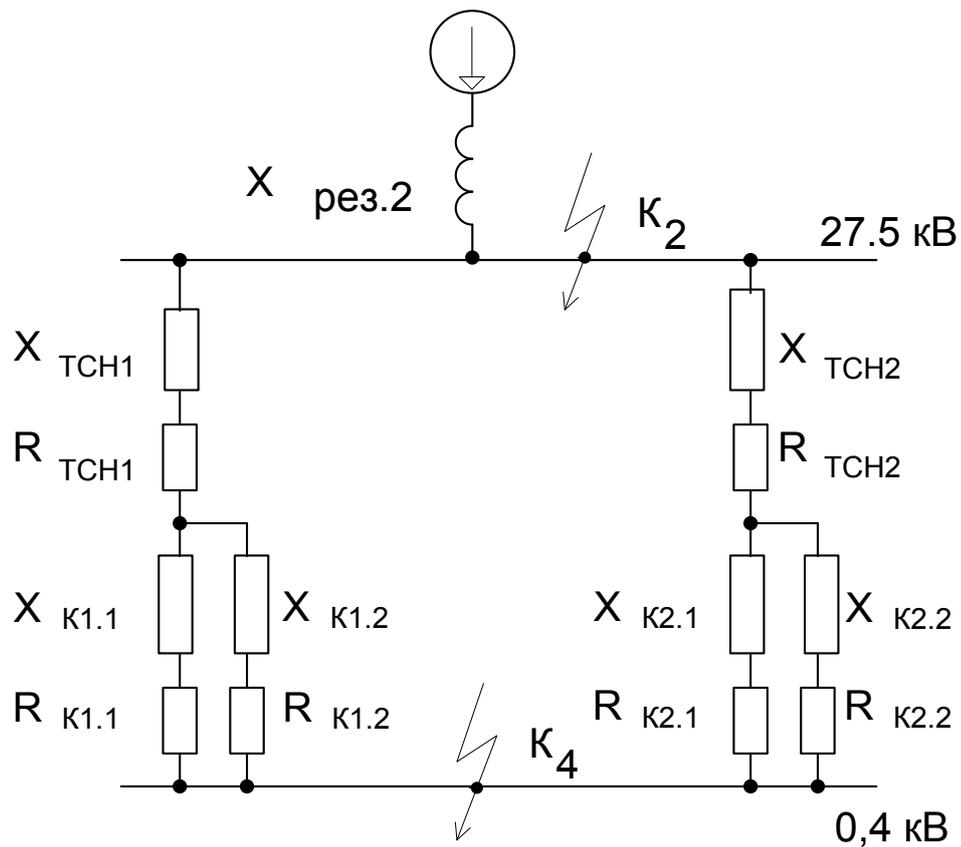


Рисунок 8- Схема для расчета токов короткого замыкания до точки К4.

Длительный рабочий ток  $I_{\text{дл.раб.ТЧН}}$ , А для трансформатора собственных нужд 1,2 по формуле определяется по формуле:

$$I_{\text{дл.раб.ТЧН}} = \frac{S_{\text{н.ТЧН}}}{\sqrt{3} \cdot U},$$

(11)

где  $S_{\text{н.ТЧН}}$  – мощность трансформатора собственных нужд, кВА;

$$I_{\text{дл.раб.ТЧН}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 360 \text{ А.}$$

Выбираем кабель с алюминиевыми жилами, прокладываемый в траншее к каждому трансформатору с сечением  $95 \text{ мм}^2$ ,  $I_{\text{дл.раб.каб.}} = 400 \text{ А}$ .

$$I_{\text{дл.раб.каб.}} \geq I_{\text{дл.раб.ТЧН}}$$

$$400 \geq 360.$$

Сопротивление кабеля  $r_0 = 0,326$  Ом/км,  $x_0 = 0,0606$  Ом/км. Принимая длину кабеля 50 м, получаем сопротивление кабеля:

$$X_{к.} = X_0 \cdot l_{к.}$$

(12)

$$X_{к.} = (0,0606 \cdot 53) = 3,2 \text{ Ом.}$$

Аналогично ищем активное сопротивление:

$$R_{к.} = (0,326 \cdot 53) = 17,3 \text{ Ом.}$$

Находим сопротивления трансформатора собственных нужд в относительных базисных единицах:

$$X_{TCH1} = X_{TCH2} = \frac{U_{к.}}{100} \cdot \frac{U^2}{S_{н.ТЧН}},$$

(13)

где  $U_{к.}$  - напряжение короткого замыкания, %,  $U_{к.} = 6,5$  %;

$S_{н.ТЧН}$  - мощность трансформатора собственных нужд,  $S_{н.ТЧН} = 250$  кВА

$$X_{TCH1} = X_{TCH2} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{0,4^2}{0,25} = 0,042 \text{ Ом.}$$

$$R_{TCH1} = R_{TCH2} = \frac{\Delta P_{к.} \cdot U^2}{S_{н.ТЧН}^2}, \quad (14)$$

где  $\Delta P_{к.}$  - потери активной мощности в трансформаторе при коротком замыкании, кВт,  $\Delta P_{к.} = 3,68$  кВт,

$$R_{TCH1} = R_{TCH2}^* = \frac{3,68 \cdot 0,4^2}{250^2} = 0,009 \text{ Ом.}$$

Результирующее реактивное сопротивление до точки К4:

$$X_{рез.4} = X_{рез.2} + \frac{X_{TCH1} + X_{к.}}{2} \quad (15)$$

$$X_{рез.4} = 34,18 + \frac{0,042 + 3,2}{2} = 35,8 \text{ Ом.}$$

Результирующее активное сопротивление до точки К4:

$$R_{рез.4} = \frac{R_{TCH1} + R_{к.}}{2} \quad (16)$$

$$R_{рез.4} = \frac{0,042 + 17,3}{2} = 8,67 \text{ Ом.}$$

Результирующее полное сопротивление до точки К4:

$$Z_{рез.4,1} = \sqrt{R_{рез.4}^2 + X_{рез.4}^2} \quad (17)$$

$$Z_{рез.4,1} = \sqrt{8,67^2 + 35,8^2} = 36,83 \text{ Ом.}$$

Длительный рабочий ток  $I_{дл.раб.ТЧН}$ , А для трансформатора собственных нужд 3,4 по формуле определяется по формуле:

$$I_{дл.раб.ТЧН} = \frac{S_{н.ТЧН}}{\sqrt{3} \cdot U},$$

(18)

где  $S_{н.ТЧН}$  – мощность трансформатора собственных нужд, кВА;

$$I_{дл.раб.ТЧН} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 577 \text{ А.}$$

Выбираем кабель с алюминиевыми жилами, прокладываемый в траншее к каждому трансформатору с сечением  $185 \text{ мм}^2$ ,  $I_{\text{дл.раб.каб.}} = 580 \text{ А}$ .

$$I_{\text{дл.раб.каб.}} \geq I_{\text{дл.раб.ТСН}}$$

$$580 \geq 577.$$

Сопротивление кабеля  $r_0 = 0,331 \text{ Ом/км}$ ,  $x_0 = 0,0583 \text{ Ом/км}$ . Принимая длину кабеля 50 м, получаем сопротивление кабеля:

$$X_{\text{к.}} = X_0 \cdot l_{\text{к}} \quad (19)$$

$$X_{\text{к}} = (0,0583 \cdot 53) = 3,09 \text{ Ом.}$$

Аналогично ищем активное сопротивление:

$$R_{\text{к}} = (0,331 \cdot 53) = 17,5 \text{ Ом.}$$

Находим сопротивления трансформатора собственных нужд в относительных базисных единицах:

$$X_{\text{ТСН3}} = X_{\text{ТСН4}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U^2}{S_{\text{н.ТСН}}}, \quad (20)$$

где  $U_{\text{к}}$  - напряжение короткого замыкания, %,  $U_{\text{к}} = 4,5 \%$ ;

$S_{\text{н.ТСН}}$  - мощность трансформатора собственных нужд,  $S_{\text{н.ТСН}} = 400 \text{ кВА}$

$$X_{\text{ТСН3}} = X_{\text{ТСН4}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{0,4^2}{0,4} = 0,018 \text{ Ом.}$$

$$R_{\text{ТСН1}} = R_{\text{ТСН2}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U^2}{S_{\text{н.ТСН}}^2}, \quad (21)$$

где  $\Delta P_{\text{к}}$  - потери активной мощности в трансформаторе при коротком замыкании, кВт,  $\Delta P_{\text{к}} = 3,68 \text{ кВт}$ ,

$$R_{TCH3} = R_{TCH4*} = \frac{3,68 \cdot 0,4^2}{400^2} = 0,0036 \text{ Ом.}$$

Результирующее реактивное сопротивление до точки К4:

$$X_{рез.4} = X_{рез.2} + \frac{X_{TCH3} + X_{к.}}{2} \quad (22)$$

$$X_{рез.4} = 34,18 + \frac{0,018 + 3,09}{2} = 35,73 \text{ Ом.}$$

Результирующее активное сопротивление до точки К4:

$$R_{рез.4} = \frac{R_{TCH3} + R_{к.}}{2} \quad (23)$$

$$R_{рез.4} = \frac{0,0036 + 17,5}{2} = 8,75 \text{ Ом.}$$

Результирующее полное сопротивление до точки К4:

$$Z_{рез.4,2} = \sqrt{R_{рез.4}^2 + X_{рез.4}^2} \quad (24)$$

$$Z_{рез.4,2} = \sqrt{8,75^2 + 35,73^2} = 36,78 \text{ Ом.}$$

$$Z_{рез.4} = \frac{Z_{рез.4,1} + Z_{рез.4,2}}{2}$$

$$Z_{рез.4} = \frac{36,83 + 36,78}{2} = 36,81$$

Преобразованная схема для расчета короткого замыкания до точки К4 представлена на рисунке 9.

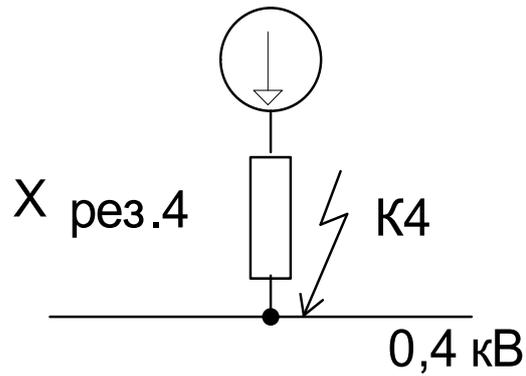


Рисунок 9 - Преобразованная схема до точки К4.

Метод расчета и расчетные формулы аналогичны расчету в пункте 3.3:

$$I_K'' = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 35,73} = 3,72 \text{ A};$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 3,72 = 9,57 \text{ A};$$

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,72 = 3,22 \text{ A}.$$

Рассчитанные данные сводим в таблицу 1.

Таблица 1- Токи короткого замыкания на шинах различного напряжения.

| Точка короткого замыкания | $U_{CT, кВ}$ | $X_{рез}$ | $I_K'', \text{A}$ | $i_y, \text{A}$ |
|---------------------------|--------------|-----------|-------------------|-----------------|
| К1                        | 230          | 33,63     | 2,17              | 10,14           |
| К2                        | 27,5         | 33,91     | 3,39              | 10,09           |
| К3                        | 11           | 34,18     | 3,47              | 10,32           |
| К4                        | 0,4          | 35,73     | 3,22              | 9,57            |

## 4 РАСЧЕТ ЗАЩИТ ТРАНСФОРМАТОРА

### 4.1 Расчет дифференциальной токовой защиты

Методика выбора уставок дифференциальной защиты трансформатора шкафа ШЭ 2607 041 фирмы «ЭКРА»

Схема подключения дифференциальной защиты, входящей в состав шкафа ШЭ2607 041, к трансформаторам тока и напряжения приведена на рис.10.

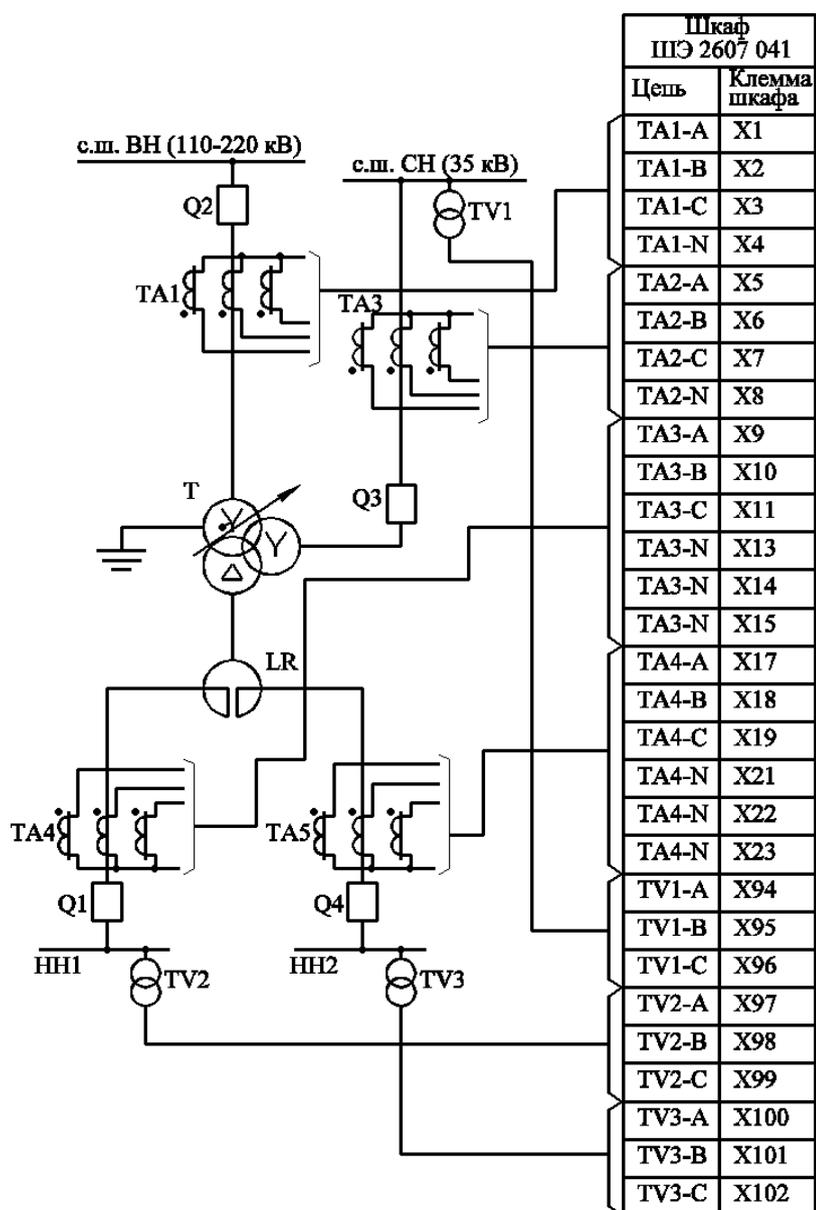


Рис.10. Схема подключения шкафа ШЭ2607 041 (комплект А1) к цепям тока и напряжения

Трансформаторы тока для каждой из сторон защищаемого трансформатора выбираются на разные номинальные токи и имеют разные коэффициенты трансформации. В результате вторичные токи в плечах дифференциальной защиты различаются по величине.

Силовые трансформаторы могут иметь обмотки, собранные по схемам  $Y/\Delta$  или  $\Delta/Y$ , что приводит к несовпадению по фазам вторичных токов в плечах дифференциальной защиты.

Для правильной работы дифференциальной защиты в микропроцессорных устройствах производится выравнивание вторичных токов по величине и по фазе программным способом.

В терминалах фирмы «ЭКРА» выравнивание вторичных токов по величине производится двумя способами:

- грубое выравнивание выполняется выбором числа витков первичной обмотки входных трансформаторов тока терминала;
- точное выравнивание – программным (цифровым) способом.

Входные ТТ терминала имеют число витков первичной обмотки  $W = 16$  витков с отводами от 1 и 4 витков. По значениям  $I_{\text{баз.стор}}$ , рассчитанным по (28.2), выбирается требуемый отвод, руководствуясь следующим:

- при  $w_1 = 1$  виток, диапазон токов 4,001 – 16,000 А;
- при  $w_1 = 4$  витка, диапазон токов 1,001 – 4,000 А;
- при  $w_1 = 16$  витков, диапазон токов 0,251 – 1,000 А.

Таким образом, в терминале обеспечивается грубое выравнивание токов в диапазоне от 0,251 до 16 А.

В случае, если значение тока  $I_{\text{баз}}$  выходит за пределы диапазона, можно использовать внешние выравнивающие трансформаторы или автотрансформаторы (АТ–31 или АТ–32).

Порядок расчета рассматривается для трехобмоточного трансформатора, схема которого приведена на рис. 4.1.

В терминалах в качестве общих уставок вводятся:

- группа соединений защищаемого трансформатора (например, Y/Δ - 11, Y/Y-0, Δ/Δ-0);

- базисные токи сторон ВН, СН, НН1, НН2 (вторичные токи в плечах дифференциальной защиты);

- наличие (отсутствие) сторон ВН, СН, НН1, НН2.

Вторичные обмотки трансформаторов тока со всех сторон защищаемого трансформатора должны быть собраны по схеме «звезда» (коэффициент схемы трансформаторов тока  $k_{сх} = 1$ ). Варианты, когда вторичные обмотки трансформаторов тока могут быть собраны в треугольник, в настоящем пособии не рассматриваются.

Номинальные токи для каждой стороны трансформатора, соответствующие его номинальной мощности, находятся по выражению

$$I_{\text{ном.стор}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном.стор}}}, \quad (25)$$

где  $S_{\text{ном}}$  - номинальная мощность трансформатора;  $U_{\text{ном.стор}}$  - номинальное напряжение стороны для среднего положения РПН.

Базисные токи по сторонам рассчитываются по выражению:

$$I_{\text{баз.стор}} = \frac{I_{\text{ном.стор}} k_{сх}}{K_I}, \quad (26)$$

где  $K_I$  - коэффициент трансформации трансформаторов тока соответствующей стороны;  $k_{сх}$  - коэффициент схемы трансформаторов тока (для «звезды» равен 1).

Трансформатор установлен на двух трансформаторной подстанции. Питание трансформатора осуществляется со стороны ВН.

Трансформаторы тока на стороне 220 кВ выполнены на вторичный номинальный ток 5 А.

Тип трансформатора ТДТНЖ – 40000/220/27,5/10,5 кВ;

Номинальная мощность  $S_{\text{ном}} = 40 \text{ МВА}$

Номинальные напряжения  $U_{\text{ВН}} = 230 \text{ кВ}$ ,  $U_{\text{СН}} = 27,5 \text{ кВ}$

$U_{\text{НН}} = 10,5 \text{ кВ}$ .

Защита трансформатора выполнена с помощью микропроцессорных терминалов, размещенных в шкафу ШЭ 2607 041 фирмы «ЭКРА», г. Чебоксары.

Токи КЗ при повреждении в точке К4 (секция 10,5 кВ) равны:

$$I_{\text{Кmax}}^{(3)} = 3,72 \text{ кА};$$

$$I_{\text{Кmin}}^{(3)} = 3,22 \text{ кА}.$$

Оба тока приведены к  $U_{\text{НН}}$ .

Максимальное время срабатывания защит присоединений, отходящих от шин 10,5 кВ:

$$t_{\text{с.з.махотх.прис}} = 0,4 \text{ с}.$$

1. Расчет первичных токов трансформатора, базисных токов и чисел витков первичных обмоток входных ТТ терминала.

Расчеты выполнены и сведены в таблицу 2.

Таблица 2

| Наименование величины   | Обозначение и метод определения  | Числовые значения для стороны  |  |   |
|---|--|--|--|---|
|   |  | 220 кВ   | 27,5 кВ  | 10,5 кВ   |
| Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А | $I_{\text{ном.стор}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном.стор}}}$ | $I_{\text{ном.ВН}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 100,4 \text{ А}$ | $I_{\text{ном.СН}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 839,8 \text{ А}$  | $I_{\text{ном.НН}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2199,4 \text{ А}$  |
| Схема соединения трансформаторов тока   | -  | Звезда   | Треугольник  | Треугольник   |
| Коэффициент схемы   | $k_{\text{сх.ТТ}}$   | 1  | $\sqrt{3}$   | $\sqrt{3}$  |
| Коэффициент трансформации трансформаторов тока  | $K_I$  | 150/5  | 1500/5   | 4000/5  |
| Базисные токи по сторонам трансформатора  | $I_{\text{баз.стор}} = \frac{I_{\text{ном.стор}} k_{\text{сх}}}{K_I}$      | $I_{\text{баз.ВН}} = \frac{100,4}{150/5} = 3,34 \text{ А}$               | $I_{\text{баз.СН}} = \frac{893,8 \cdot \sqrt{3}}{1500/5} = 5,16 \text{ А}$ | $I_{\text{баз.НН}} = \frac{2199,4 \cdot \sqrt{3}}{4000/5} = 4,76 \text{ А}$ |

## 4.2. Выбор уставок дифференциальной защиты с торможением трансформатора

Определение начального тока срабатывания ДЗТ

Относительный начальный ток срабатывания ДЗТ определяется по :

$$I_{д0 \text{ расч}} = k_{отс} (k_{пер} k_{одн} \varepsilon + \Delta u_{рег} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{АТ}) = \\ = 1,3(2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,16 + 0,02) = 0,364 \text{ о.е.},$$

где  $k_{отс} = 1,3$ ;  $k_{одн} = 1$ ;  $k_{пер} = 2$ ;  $\varepsilon = 0,05$ ;  $\Delta u_{рег} = 0,16$ ;

$$\Delta f_{выр} = 0,02; \Delta f_{АТ} = 0.$$

Принимаем  $I_{д0} = 0,4$  о.е.

Определение тока начала торможения

Принимаем уставку начала торможения равной  $I_{т0} = 1,0$  о.е

Расчет коэффициента торможения

Определяем максимальный первичный ток, протекающий через защищаемый трансформатор при внешнем КЗ в точке К4, рис. 4.4:

$$I_{КЗ\max}^{(3)} = 3,72 \text{ кА, приведен к } U_{НН}.$$

Ток КЗ, приведенный к  $U_{ВН}$  :

$$I_{К\max}^{(3)} = 3,72 \cdot \frac{10,5}{230} = 0,169 \text{ кА}$$

Максимальное значение сквозного тока при внешнем КЗ в относительных единицах по (4.14)

$$I_{К\max} = \frac{I_{К\max \text{ стор}}}{K_I \text{ стор} \cdot I_{\text{баз.стор}}} = \frac{169 \cdot 5}{150 \cdot 3,34} = 1,68 \text{ о.е.}$$

Дифференциальный ток, равный току небаланса при максимальном сквозном токе при внешнем КЗ, по (4.13)

$$I_d = (k_{пер} k_{одн} \varepsilon + \Delta u_{рег} + \Delta f_{выр}) I_{К\max} = \\ = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) \cdot 1,68 = 0,63 \text{ о.е.}$$

Тормозной ток при внешнем КЗ согласно (4.15)

$$I_T = \sqrt{I_{K\max} (I_{K\max} - I_d) \cdot \cos(180^\circ - \alpha)} = \\ = \sqrt{1,68(1,68 - 0,63) \cdot \cos 15^\circ} = 1,3 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения по (4.16)

$$k_T \geq k_{отс} \frac{I_d - I_{d0}}{I_T - I_{T0}} = 1,1 \cdot \frac{0,63 - 0,364}{1,3 - 1} = 0,97 \text{ о.е.}$$

Принимаем  $k_T = 1$ . Угол наклона тормозной характеристики  $\alpha$  будет равен  $\alpha = \arctg 1 = 45^\circ$ .

Ток торможения блокировки

Ток торможения блокировки по равен:

$$I_{T.бл} = k_{отс} k_{пред.нагр} \frac{I_{ном.нагр}}{K_{Iстор} I_{баз.стор}} = 1,1 \cdot 1,8 \cdot \frac{100,4 \cdot 5}{150 \cdot 3,34} = 1,98 \text{ о.е.}$$

Принимаем  $I_{T.бл} = 2 \text{ о.е.}$

Уровень блокировки по второй гармонике принимаем равным  $I_{f2} / I_{f1} = 0,15$  (15 %).

Определяем ток срабатывания дифференциальной отсечки

По условию отстройки от броска тока намагничивания при включении трансформатора принимаем

$$I_{отс} = 6,5 \text{ о.е.}$$

По условию отстройки от максимального тока небаланса при внешнем КЗ по (4.18)

$$I_{отс} = 1,5 I_{K\max} (k_{пер} k_{одн} \varepsilon + \Delta u_{рег} + \Delta f_{выр}) = \\ = 1,5 \cdot 1,68 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) = 1,21 \text{ о.е.,}$$

Принимаем  $I_{отс} = 3,5 \text{ о.е.}$

Проверяем чувствительность

Минимальный ток КЗ при повреждении в точке К4 (рис.4.4), приведенный к  $U_{ВН}$  равен

$$I_{K\min ВН}^{(3)} = 3,22 \cdot \frac{10,5}{230} = 0,147 \text{ кА}$$

Чувствительность защиты при двухфазном КЗ на секции НН (точка К7).

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{K\min}^{(3)} \cdot \sqrt{3} / 2}{I_{\text{д0}} \cdot I_{\text{баз.ВН}} \cdot K_{\text{ЛВН}}} = \frac{147 \cdot \sqrt{3} / 2}{0,364 \cdot 3,34 \cdot 150 / 5} = 3,49 > 2$$

Чувствительность защиты обеспечивается с большим запасом,  $k_{\text{ч}} > 2$ .

#### **4.3. Расчет защит от сверхтоков при внешних КЗ трансформатора понижающей подстанции**

В настоящем примере приведен расчет резервных защит трансформатора подстанции с высшим напряжением 220 кВ.

Трансформатор типа ТРДНС – 40000/220/27,5/10,5.

Трансформатор установлен на двух трансформаторной подстанции; предусматривается питание трансформаторов со стороны ВН.

В защите использован микропроцессорный терминал шкафа ШЭ 2607.041 фирмы «ЭКРА».

Расчет защит от сверхтоков при внешних КЗ

В устройстве ШЭ 2607.041 для понижающего трансформатора подстанции используются следующие защиты:

- защита от внешних КЗ, установленная со стороны обмотки ВН (МТЗ-ВН) - максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению. Защита имеет два пусковых органа по напряжению, которые подключаются к трансформаторам напряжения, установленным со стороны НН каждой из расщепленных обмоток. Защита действует с выдержкой времени на отключение всех выключателей трансформатора;

Защиты трансформаторов от сверхтоков при внешних КЗ и перегрузок

Расчет максимальной токовой защиты

МТЗ сторон НН

$$I_{с.з} = \frac{k_{отс} k_{сзп}}{k_B} I_{раб. max}$$

где  $k_{сзп}$  - коэффициент самозапуска, зависит от удаленности и процентного содержания в нагрузке двигателей. Можно принять равным  $4 \div 4,5$  для промышленных,  $2,5$  для городских и  $2$  для сельских сетей (уточняется расчетом);

$k_{отс}$  - коэффициент отстройки, равен  $1,2$ ;

$k_B$  - коэффициент возврата, для микропроцессорных защит равен  $0,92 \div 0,95$ ;

$I_{раб. max}$  - максимальный рабочий ток трансформатора в месте установки защиты.

$$I_{с.з} BH = \frac{1,2}{0,95} * 100,4 = 126,8$$

$$I_{с.з} CH = \frac{1,2}{0,95} * 839,8 = 1058,2$$

$$I_{с.з} HH = \frac{1,2}{0,95} * 2199,4 = 2771,2$$

$$k_{ч} = \frac{I_{K(K7)min}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{3220 * \sqrt{3} / 2}{2771,2} = 1,01 < 1,5$$

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.зHH1}}{K_I} = \frac{2771,2}{4000 / 5} = 3,46 \text{ А,}$$

Принимаем ток уставки равный  $4,4$ , А

Напряжение срабатывания минимального реле напряжения (подключается к трансформаторам напряжения на сторонах НН) согласно (4.30):

$$U_{с.з.НН} = 0,6U_{номНН} = 0,6 \cdot 11 = 6,6 \text{ кВ.}$$

Уставка по напряжению

$$U_{с.р.} = \frac{U_{с.з.}}{K_U} = \frac{6,6 \cdot 10^3}{11000/100} = 60 \text{ В,}$$

Напряжение срабатывания реле напряжения обратной последовательности по (4.32) равно:

$$U_{2с.з.} = 0,06U_{ном} = 0,06 \cdot 11 = 0,66 \text{ кВ}$$

$$U_{2с.р.} = \frac{U_{2с.з.}}{K_U} = \frac{0,66 \cdot 10^3}{11000/100} = 0,54 \text{ В,}$$

Время срабатывания МТЗ НН выбирается на ступень селективности  $\Delta t$  больше, чем время действия защиты секционного выключателя.

Время срабатывания МТЗ секционного выключателя:

$$t_{с.з.СВ} = t_{с.з.отх.пр ис.} + \Delta t = 0,4 + 0,3 = 0,7 \text{ с;}$$

$$t_{с.з.НН1} = t_{с.з.НН2} = t_{с.з.СВ} + \Delta t = 0,7 + 0,3 = 1,0 \text{ с;}$$

где ступень селективности  $\Delta t$  принята равной 0,3 с.

Время срабатывания 1 сек.

Чувствительность МТЗ ВН по току определяется при двухфазном КЗ на секции 10,5 кВ в минимальном режиме.

Ток КЗ, приведенный к напряжению  $U_{ВН}$  равен:

$$I_{К\min}^{(3)} = 3220 \cdot \frac{11}{230} = 154,01 \text{ А ;}$$

$$k_{ч} = \frac{I_{К\min}^{(2)}}{I_{с.з.}} = \frac{154,01 \cdot \sqrt{3} / 2}{126,8} = 1,03 > 1,5$$

Для пуска МТЗ ВН по напряжению используются два пусковых органа напряжения от защит МТЗ НН

Вторичный ток срабатывания МТЗ ВН равен:

$$I_{\text{с.р.ВН}} = \frac{I_{\text{с.з.ВН}}}{K_{1\text{ВН}}} = \frac{126,8}{150/5} = 4,22 \text{ А,}$$

$$I_{\text{уст.МТЗВН}} = 4,22 \text{ А.}$$

Время срабатывания МТЗ ВН выбирается на ступень селективности  $\Delta t$  больше, чем время действия защиты стороны НН

$$t_{\text{с.з.ВН}} = t_{\text{с.з.НН}} + \Delta t = 1,0 + 0,3 = 1,3 \text{ с.}$$

МТЗ СН

Мощность трансформатора в нормальном режиме составляет  $0,7S_{\text{ном}}$ .

Максимальный рабочий ток с учетом АВР

$$I_{\text{раб.мах}} = 0,7I_{\text{ном}} + k_{\text{сзп}} \cdot 0,7I_{\text{ном}} = 0,7 \cdot 839,8 + 2,5 \cdot 0,7 \cdot 839,8 = 2057,51 \text{ А}$$

$$I_{\text{с.з.сн1}} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 2057,51 = 2598,96 \text{ А;}$$

где :  $k_{\text{отс}} = 1,2$ ;

коэффициент самозапуска  $k_{\text{сзп}}$  принят равным 2,5;

коэффициент возврата  $k_{\text{в}} = 0,95$ .

Чувствительность защиты определяется при двухфазном КЗ на секции в минимальном режиме (точка К7, рис.4.4). Ток КЗ равен  $I_{\text{КЗ.min}} = 3220 \text{ кА}$  (приведен к  $U_{\text{НН}}$ ).

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К(К7)min}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{3220 \cdot \sqrt{3} / 2}{2598,96} = 1,07 < 1,5$$

МТЗ стороны СН выполняется с пуском по напряжению.

Ток срабатывания МТЗ СН с пуском по напряжению

$$I_{с.з.СН1} = \frac{k_{отс}}{k_B} I_{ном} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 20527,5 = 2598,96 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания МТЗ СН (уставка):

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з.СН1}}{K_I} = \frac{2598,96}{1500/5} = 8,6 \text{ А,}$$

$$I_{уст.МТЗСН1} = 8,6 \text{ А.}$$

Напряжение срабатывания минимального реле напряжения (подключается к трансформаторам напряжения на сторонах СН)

$$U_{с.з.ВН} = 0,6U_{номВН} = 0,6 \cdot 27,5 = 16,5 \text{ кВ.}$$

Уставка по напряжению

$$U_{с.р.} = \frac{U_{с.з.}}{K_U} = \frac{16,5 \cdot 10^3}{27500/100} = 60 \text{ В,}$$

Напряжение срабатывания реле напряжения обратной последовательности равно:

$$U_{2с.з.} = 0,06U_{ном} = 0,06 \cdot 27,5 = 1,65 \text{ кВ}$$

$$U_{2с.р.} = \frac{U_{2с.з.}}{K_U} = \frac{1,65 \cdot 10^3}{27500/100} = 6 \text{ В,}$$

Время срабатывания МТЗ СН выбирается на ступень селективности  $\Delta t$  больше, чем время действия защиты секционного выключателя.

Время срабатывания МТЗ секционного выключателя:

$$t_{с.з.СВ} = t_{с.з.отх.пр ис.} + \Delta t = 0,4 + 0,3 = 0,7 \text{ с;}$$

$$t_{с.з.НН1} = t_{с.з.НН2} = t_{с.з.СВ} + \Delta t = 0,7 + 0,4 = 1,1 \text{ с;}$$

где ступень селективности  $\Delta t$  принята равной 0,4 с

#### 4.4. Расчет защит от перегрузки

На понижающем трансформаторе с расщепленной обмоткой стороны НН защита от перегрузки устанавливается на каждом вводе стороны НН и на стороне ВН трансформатора.

Защита от перегрузки стороны НН (подключается к трансформаторам тока стороны НН):

$$I_{с.з.НН} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} \cdot I_{ном.НН} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 2199,4 = 2771,24 \text{ А}$$

Защита от перегрузки стороны СН (подключается к трансформаторам тока стороны СН):

$$I_{с.з.СН} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} \cdot I_{ном.СН} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 839,2 = 1057,39 \text{ А ,}$$

Защита от перегрузки стороны ВН (подключается к трансформаторам тока стороны ВН):

$$I_{с.з.ВН} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} \cdot I_{ном.ВН} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 100,4 = 126,5 \text{ А ,}$$

где коэффициент отстройки принят равным  $k_{отс} = 1,2$ ; коэффициент возврата  $k_{в} = 0,95$ .

Уставки защиты

$$I_{с.р.НН1} = \frac{I_{с.з.НН}}{K_{IНН}} = \frac{2771,24}{4000/5} = 3,46 \text{ А}$$

$$I_{с.р.СН} = \frac{I_{с.з.СН}}{K_{IВН}} = \frac{1057,39}{1500/5} = 3,52 \text{ А}$$

$$I_{с.р.ВН} = \frac{I_{с.з.ВН}}{K_{IВН}} = \frac{126,5}{150/5} = 4,22 \text{ А}$$

Защиты от перегрузки действуют на сигнал с выдержкой времени 9 с.

#### **4.5 Газовая защита**

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители, и осуществляется с помощью поплавковых, лопастных и чашечных газовых реле. Газовая защита является единственной защитой трансформаторов от «пожара стали» магнитопровода, возникающего при нарушении изоляции между листами стали.

Допускается действие газовой защиты по сигнал как при слабом, так и при сильном газообразовании на трансформаторах, имеющих дифзащиту или отсечку, не имеющих выключателей, а также на внутрицеховую мощность 1600 кВА и меньше при наличии защиты от коротких замыканий со стороны источника питания.

## 5 ВЫБОР ОСНОВНОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ 220 кВ

На линиях связи станции с системой 220 кВ и выше, устанавливается в качестве основной быстродействующая высокочастотная или микропроцессорная продольная дифференциальная защита.

На линиях 110 кВ можно использовать дистанционную защиту в качестве основной, если это допустимо по условиям устойчивости, что определяется при расчете устойчивости на ЭВМ.

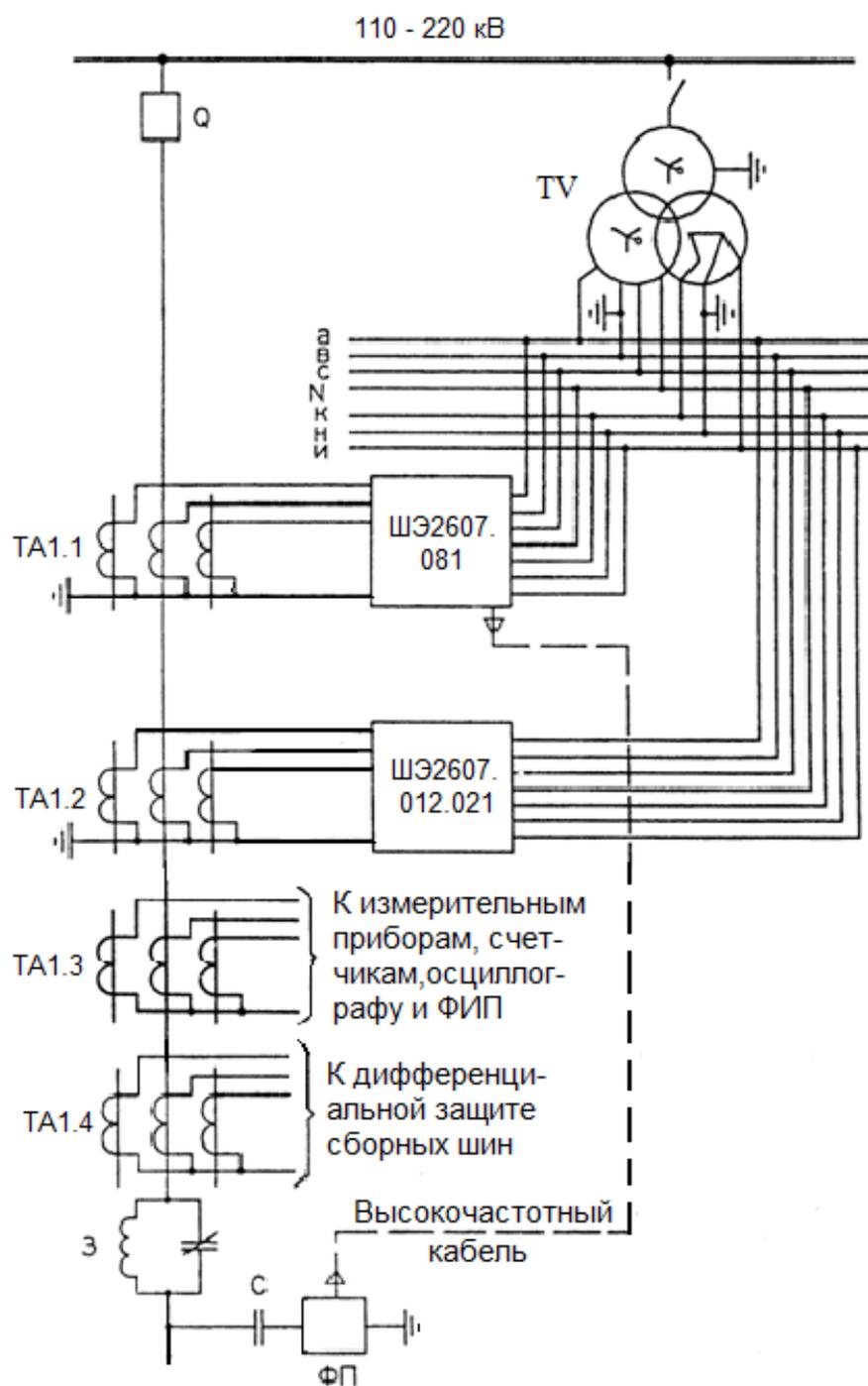


Рис. 11. Принципиальная схема цепей тока и напряжения защит линии 110-220 кВ с использованием шкафов ШЭ2607.081 и ШЭ2607.012.021. З – высокочастотный заградитель; С – конденсатор связи; ФП – фильтр присоединения.

Принципиальная схема подключения защит линий 110 - 220 кВ к трансформаторам тока и напряжения приведена на рис.11. При двухстороннем питании на одиночной или одной из параллельных линий, отходящих от шин станции или подстанции установлены две защиты: основная высокочастотная защита типа ШЭ2607.081 и резервная типа ШЭ2607.012.021 фирмы «ЭКРА» (рис.11). При этом каждая защита подключается к своей группе вторичных обмоток трансформаторов тока и имеет отдельные цепи напряжения.

На линии с односторонним питанием устанавливается защита типа ШЭ2607.011.021, которая используется в качестве основной и резервной.

Высокочастотные (в.ч.) защиты являются защитами с абсолютной селективностью, срабатывают при всех видах КЗ. Защиты быстродействующие, обладают высокой чувствительностью, но дорогие, поэтому их применение должно быть обосновано.

Фирма «ЭКРА» (г.Чебоксары) выпускает два вида в.ч. защит:

- дифференциально-фазную в.ч. защиту типа ШЭ2607.081;
- направленную в.ч. защиту типа ШЭ2607.031.

Защиты состоят из двух полукомплектов, расположенных с двух сторон защищаемой линии. Связь между полукомплектами выполняется с помощью токов высокой частоты, которые передаются по одной фазе защищаемой линии. Каждый полукомплект в.ч. защиты состоит из высокочастотной и релейной частей. Высокочастотная часть включает передатчик (генератор) токов высокой частоты и в.ч. приемник, которые подключаются к фазе защищаемой линии через фильтр присоединения и конденсатор связи.

### **5.1 Расчет ДФЗ**

В качестве главной защиты ВЛ 220 кВ Мухино тяговая - Шимановск, в соответствии с ПУЭ , была подобрана ДФЗ. Дифференциально-фазная токовая ВЧ защита нужна для использования в качестве главной быстродействующей защиты ВЛ от абсолютно всех типов КЗ. Защита с

совершенной селективностью, функционирует без выдержки времени при абсолютно всех типах КЗ на оберегаемой ВЛ.

Дифференциально-фазовая защита состоит из двух панелей, установленных на концах защищенной воздушной линии и называемых полузащитными комплектами. Каждая панель соединяется друг с другом по ВЧ-каналу, организованному по проводам защищенной воздушной линии. Принцип действия защиты основан на сравнении фаз токов на концах защищенной линии. При внутреннем коротком замыкании (на защищенной линии) токи вдоль точек линии приблизительно одинаковы по фазе (ориентированы от шины к линии). В то же время защита без задержки отключает поврежденную воздушную линию с обеих сторон. Для целей расчета была выбрана панель БЭ2704V081.

Выбор уставок срабатывания

$$K_H = 1,1 \quad K_B = 0,85$$

$$I_{\text{ср.бл.рас}} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,1}{0,85} \cdot 710 = 918,84$$

$$I_{\text{ср.откл}} = 1,4 \cdot I_{\text{ср.бл.рас}} = 1,4 \cdot 918,84 = 1286$$

Проверка чувствительности

$$I_{\text{м.мин}}^3 = 1762$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{м.мин}}^3}{I_{\text{ср.откл}}^3} = \frac{1762}{1286^3} = 1,37$$

Коэффициент чувствительности должен быть больше, либо равен 2. По фазным органом пуска данная защита является не чувствительной

Рассчитаем ток небаланса и ток не симметрии

$$I_{\text{небал}} = 0,02 \cdot I_{\text{раб.макс}} = 0,02 \cdot 710 = 14,2$$

$$I_{\text{несим}} = I_{\text{небал}} = 14,2$$

Рассчитаем ток отключения

$$I_{откл} = \left( \frac{K_H \cdot K_3}{K_B} \right) \cdot (I_{несим} + I_{небал}) = \left( \frac{1,2 \cdot 2}{0,4} \right) \cdot (28,4) = 170,4$$

Рассчитаем вторичные ток отключения

$$I_{откл.втор} = \frac{I_{откл}}{K_T} = \frac{170,4}{150} = 1,14$$

Полученное значение необходимо привести к значению панели защит.

Ближайшее значение равно 1 А.

$$I_{откл.втор} = 1$$

По полученным данным можно рассчитать ток блокировки

$$I_{блокир} = 0,5 \cdot I_{откл.втор} = 0,5$$

Проведем проверку чувствительности

$$K_{\chi} = \frac{I_{мин}^2 / K_T}{I_{откл.втор}} = \frac{611/150}{1,14} = 4,07$$

$$K_{\chi} = \frac{I_{мин}^1 / K_T}{I_{откл.втор}} = \frac{590/150}{1,14} = 3,93$$

Коэффициент чувствительности должен быть больше или равен 2.

Данные органы защиты являются чувствительными.

Рассчитываем сопротивление при КЗ

Сопротивление срабатывания принимаем

$$Z_{ср} = 121,03$$

$$I_{max}^3 = 2005$$

$$Z_{кз} = 0,5 \cdot \frac{220000}{\sqrt{3} \cdot I_{max}^3} = 0,5 \cdot \frac{220000}{\sqrt{3} \cdot 2005} = 31,68$$

Проверка чувствительности

$$K_{\chi} = \frac{Z_{ср}}{Z_{кз}} = \frac{121,03}{31,68} = 3,82$$

Коэффициент чувствительности должен быть больше или равен 2.  
 Данные органы защиты являются чувствительными.

Расчет коэффициентов фильтров тока

$$K_{f1} = \frac{(I_{max}^3 + I_{раб.мах})}{I_{max}^2} = \frac{(2005 + 710)}{666} = 4,08$$

$$K_{f2} = 1,5 \cdot \frac{I_{раб.мах}}{I_{max}^2} = 1,5 \cdot \frac{2005}{666} = 1,62$$

По полученным результатам необходимо привести значение  $K_{f.расч.}$  в соответствие со значением панели защиты, а также соблюсти данное неравенство:

$$K_{f2} \leq K_{f.расч.} \leq K_{f1}$$

Принимаем ближайшее значение в соответствии с панелью

$$K_{f.расч.} = 4$$

Проверка чувствительности

$$K_{\chi} = \left( \frac{\left( \left( I_{max}^1 / K_T \right) - \left( \frac{I_{max}^3 / K_T}{K_{f.расч}} \right) \right)}{I_{блокир}} \right) = \left( \frac{\left( \left( (660 / 150) - \left( \frac{2005 / 150}{4} \right) \right) \right)}{0,5} \right) = 2,12$$

Коэффициент чувствительности должен быть больше или равен 2.  
 Данные органы защиты являются чувствительными.

## 5.2 Расчет ТЗНП

В качестве резервной защиты выбирается токовая защита нулевой последовательности.

ТЗНП, как правило, многоступенчатая защита. Каждая из ступеней защиты имеют свою выдержку времени срабатывания. Для обеспечения селективности работы защит на смежных подстанциях участки электрической сети разделяют на участки (зоны действия). Таким образом, защита обеспечивает защиту линии электропередач, питающейся от подстанции, где установлен данный комплект защит, и выступает в роли резервирующей защиты смежных подстанций.

Существует такое явление, как качания в системе. Если защита от междуфазных КЗ, например, дистанционная защита, может ложно срабатывать при возникновении данного явления, то ложное срабатывание ТЗНП исключено, так как данная защита реагирует исключительно на возникновение токов нулевой последовательности, возникновение которых нехарактерно для явления качаний в энергосистеме.

Расчет первой ступени ТЗНП:

Проведем отстройку от КЗ на шинах ПС

$$I_{0.конц} = 1611$$

$$K_{отс} = 1.3$$

$$Z_{экр} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{0.конц}} = 78.8$$

$$I_{0.кз} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{л} + Z_{экр})} = 1225$$

$$I_{сз1} = k_{отс} \cdot I_{0.кз} = 1593$$

Расчет второй ступени ТЗНП:

$$I_{0.конц} = 1611$$

$$Z_{экв} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{0.конц}} = 78.8$$

$$I_{0.кз} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{л} + Z_{экв})} = 1225$$

$$k_{отс} = 1.3$$

$$I_{сз1} = k_{отс} \cdot I_{0.кз} = 1593$$

$$k_{ток} = 0.5$$

$$I_{сз2} = k_{отс} \cdot k_{ток} \cdot I_{сз1} = 1035$$

Расчет третьей ступени ТЗНП от броска тока намагничивания трансформатора

$$S_{тр} = 40000 \quad U_{ном.тр} = 230$$

$$I_{ном.тр} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.тр}} = 100.41$$

$$I_{БТН} = 1.25 \cdot I_{ном.тр} = 125.51$$

$$k_{отс} = 1.1$$

$$I_{сз3} = k_{отс} \cdot I_{БТН} = 138.06$$

$$I_{сз3} = \frac{I_{сз2}}{1.2} = 862.77$$

Уставка 3 ступени не согласована с предыдущей ступенью (второй). Она должна быть меньше нее на коэффициент согласования.

Здесь придется сделать следующее: берем и принимаем уставку срабатывания 3 ступени, равной уставке 2 ступени, меньше на 1,2 (делим на 1,2). При этом мы нарушаем требования согласованности ее с защитами противоположной ПС и БТН. Чтобы этого избежать, принимаем время ее срабатывания больше на ступень селективности (+0,5 с)

Расчет чувствительности

$$I_{0.кз} = 1430$$

$$K_{ч3} = \frac{I_{0.кз}}{I_{сз3}} = 1.65$$

Коэффициент чувствительности должен быть больше или равен 1.2

Расчет четвертой ступени ТЗНП отстройка от токов небаланса при трехфазном КЗ за трансформатором

$$U = 230000$$

$$I_{кз.сумм} = 1762$$

$$Z_{экв} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.сумм}} = 75,36$$

$$I_{кз.тр} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{экв} + Z_{тр})} = 1004$$

$$K_{отс} = 0.1$$

$$I_{сз4} = K_{отс} \cdot I_{кз.тр} = 100,38$$

Расчет чувствительности

$$I_{\text{кз.сумм}} = 1600$$

$$Z_{\text{экв}} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.сумм}}} = 82.99$$

$$I_{0.\text{кз.защ}} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{экв}} + 2Z_{\text{л}})} = 1001$$

$$K_{\text{ч4}} = \frac{I_{0.\text{кз.защ}}}{I_{\text{сз4}}} = 9.97$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет условиям.

## 6 ВЫБОР УСТРОЙСТВ СЕТЕВОЙ АВТОМАТИКИ И УРОВ.

### 6.1 Устройство АПВ.

Устройства АПВ должны быть обеспечены для быстрого восстановления питания потребителей или меж соединений и внутрисистемной связи путем автоматического отключения выключателей, отключенных устройствами защиты реле.

Должно быть предусмотрено автоматическое повторное включение:

1) воздушные и смешанные (кабельно-воздушные) линии всех типов с напряжением выше 1 кВ. Отказ в применении АПВ должен быть оправдан в каждом конкретном случае. На кабельных линиях 35 кВ и ниже рекомендуется автоматическое повторное включение в случаях, когда оно может быть эффективным из-за значительной вероятности повреждения с образованием открытой дуги (например, наличие нескольких промежуточных сборок, подача одной линии несколькими подстанциями), а также для исправления неселективного действия защиты. Вопрос об использовании АПВ на кабельных линиях 110 кВ и выше должен решаться при проектировании в каждом отдельном случае с учетом конкретных условий;

2) шины электростанций и подстанций;

3) трансформаторы;

4) ответственные электродвигатели, которые отключены для самозапуска других электродвигателей.

Для реализации АПВ в соответствии с пунктами 1-3 должны быть предусмотрены устройства автоматического АПВ на байпасе, шинопроводе и секционных выключателях.

Разрешается сэкономить оборудование на выполнение группового устройства повторного включения на линиях, в первую очередь на кабельных и других соединениях 6-10 кВ. В этом случае необходимо учитывать недостатки устройства повторного включения группы, например,

возможность отказа в случае, если после отключения коммутатора одного из соединений произойдет переключение другого отключения соединения прежде чем устройство АПВ вернется в исходное положение.

Устройства автоматического АПВ должны быть сконструированы таким образом, чтобы они не срабатывали, когда:

- 1) дистанционное отключение автоматического выключателя персоналом или дистанционное управление;
- 2) автоматическое отключение от релейной защиты непосредственно после включения персоналом удаленно или посредством телеуправления;
- 3) отключение автоматического выключателя путем защиты от внутренних повреждений трансформаторов и вращающихся машин, устройств аварийного управления, а также в других случаях отключения автоматического выключателя, когда действие АПВ неприемлемо.

Устройства автоматического повторного включения должны быть сконструированы таким образом, чтобы не было многократного включения короткого замыкания для любой неисправности в цепи устройства.

Автоматические устройства повторного включения должны выполняться с автоматическим возвратом.

При применении АПВ, как правило, необходимо предусмотреть ускорение релейной защиты в случае неудачного АПВ. Ускорение действия релейной защиты после неудачного АПВ осуществляется с помощью ускорителя после включения автоматического выключателя, который, как правило, должен использоваться также клавиша управления, телеуправление или устройство ОВД). Если после включения автоматического выключателя защита ускоряется, необходимо принять меры против возможного отключения выключателя защитой под воздействием токового толчкового режима при его включении из-за несовместимого включения цепи, выключатель.

Не активируйте защиту после включения выключателя, когда линия уже активирована другим переключателем (то есть, если имеется сбалансированное линейное напряжение).

Разрешается не ускоряться после АПВ защита линий 35 кВ и ниже, выполняемая на переменном токе, если это требует значительного усложнения защиты, превышающего 1,5 с.

Устройства трехфазного АПВ (ТАПВ) должны выполняться в основном при запуске, если существует расхождение между пуском и отключенным положением переключателя; также можно запустить устройство АПВ с защиты.

Как правило, могут использоваться устройства ТАПВ одно- или двухстороннего действия (последнее - если это допустимо в рабочих условиях выключателя). Устройство двойного действия ТАПВ рекомендуется использовать для воздушных линий, особенно для односторонних. В сетях 35 кВ и ниже устройства ТАПВ двукратное действие рекомендуется применять в первую очередь для линий, которые не имеют избыточности по сети.

В сетях с изолированной или компенсированной нейтралью, как правило, следует применять блокировку второго цикла АПВ в случае замыкания на землю после повторного включения первого цикла (например, из-за наличия нулевых последовательностей). Сроки ТАРВ во втором цикле должны составлять не менее 15-20 секунд.

Чтобы ускорить восстановление нормальной работы, устройство ТАРВ (в частности, для первого цикла повторного включения двойного действия на линиях с одним питанием) должно приниматься как можно меньше, учитывая время тушения дуги и деионизацию среда на месте сбоя, его привод для повторного включения.

Задержка ТАРВ в первый раз в мире. продолжительность защиты. Разрешается не учитывать время отключения выключателей на концах линии, когда они отключены в результате высокочастотной защиты.

Чтобы повысить эффективность однократного действия, ТАРV, можно увеличить задержку времени (если это возможно, принимая во внимание работу потребителя).

На однолинейных линиях 110 кВ и выше с односторонним источником питания, для которых в случае неуспешного ТАПВ разрешено переключиться на долгосрочную работу с двумя фазами, необходимо предоставить двухкратную ТАПВ в конце строки. Передача линии на две фазы может выполняться персоналом на месте или посредством телеуправления.

Чтобы передать линию после неудачного автоматического АПВ для работы двумя фазами, необходимо предусмотреть поэтапное управление разъединителями или выключателями на подводящем и приемном концах линии.

При переносе линии в долгосрочную эксплуатацию с двумя фазами, при необходимости, необходимо принять меры для уменьшения помех в работе линий связи. С этой целью разрешено ограничивать мощность потребителя.

В некоторых случаях при наличии специального обоснования допускается также разрыв в работе линии связи в режиме неполной фазы.

На линиях, которые не приводят к нарушению соединения между устройствами, например, на параллельных линиях с односторонним питанием, устройства ТАПВ должны быть установлены без проверки синхронизации.

На одиночных линиях с двусторонним питанием (при отсутствии шунтирующих связей) должен предусматриваться один из следующих видов трехфазного АПВ (или их комбинаций):

- а) быстродействующее ТАПВ (БАПВ)
- б) несинхронное ТАПВ (НАПВ);
- в) ТАПВ с улавливанием синхронизма (ТАПВ УС).

Кроме того, может предусматриваться однофазное АПВ (ОАПВ) в сочетании с различными видами ТАПВ, если выключатели оборудованы пофазным управлением и не нарушается устойчивость параллельной работы частей энергосистемы в цикле ОАПВ.

Выбор видов АПВ производится, исходя из совокупности конкретных условий работы системы и оборудования с учетом указаний.

Быстродействующее АПВ, или БАПВ (одновременное включение с минимальной выдержкой времени с обоих концов), рекомендуется предусматривать на линиях для автоматического повторного включения, как правило, при небольшом расхождении угла между векторами ЭДС соединяемых систем. БАПВ может применяться при наличии выключателей, допускающих БАПВ, если после включения обеспечивается сохранение синхронной параллельной работы систем и максимальный электромагнитный момент синхронных генераторов и компенсаторов меньше (с учетом необходимого запаса) электромагнитного момента, возникающего при трехфазном КЗ на выводах машины.

Оценка максимального электромагнитного момента должна производиться для предельно возможного расхождения угла за время БАПВ. Соответственно запуск БАПВ должен производиться лишь при срабатывании быстродействующей защиты, зона действия которой охватывает всю линию. БАПВ должно блокироваться при срабатывании резервных защит и блокироваться или задерживаться при работе УРОВ.

Если для сохранения устойчивости энергосистемы при неуспешном БАПВ требуется большой объем воздействий от противоаварийной автоматики, применение БАПВ не рекомендуется.

Несинхронное АПВ (НАПВ) может применяться на линиях (в основном 110-220 кВ), если:

а) максимальный электромагнитный момент синхронных генераторов и компенсаторов, возникающий при несинхронном включении, меньше (с учетом необходимого запаса) электромагнитного момента, возникающего

при трехфазном КЗ на выводах машины, при этом в качестве практических критериев оценки допустимости НАПВ принимаются расчетные начальные значения периодических составляющих токов статора при угле включения  $180^\circ$ ;

б) максимальный ток через трансформатор (автотрансформатор) при угле включения  $180^\circ$  меньше тока КЗ на его выводах при питании от шин бесконечной мощности;

в) после АПВ обеспечивается достаточно быстрая ресинхронизация; если в результате несинхронного автоматического повторного включения возможно возникновение длительного асинхронного хода, должны применяться специальные мероприятия для его предотвращения или прекращения.

Если эти условия выполнены, НАПВ также может использоваться в режиме ремонта на параллельных линиях.

При выполнении НАПП необходимо принять меры для предотвращения ненужной защиты. Для этого рекомендуется, в частности, включить автоматические выключатели в НАПВ в определенной последовательности, например, путем автоматического повторного включения с одной стороны линии с контролем наличия напряжения на нем после успешного ТАПВ с противоположной стороны.

Повторное включение с синхронизацией может использоваться на линиях для включения линии со значительным скольжением (до 4%) и допустимым углом.

Также возможно выполнить следующее АПВ. В конце линии, которая должна быть включена сначала, выполняется ускоренный ТАПВ (при срабатывании высокоскоростной защиты зона охвата охватывает всю линию), без контроля сетевого напряжения (УТАПВ БК) или ТАПВ с линейным напряжением контроль потерь (ТАПВ ОН), а другой конец - ТАПВ с синхронизацией захвата. Последнее выполняется при условии, что

включение первого конца было успешным (это можно определить, например, путем мониторинга наличия напряжения на линии).

Для захвата синхронизма могут использоваться устройства, построенные на принципе синхронизатора с постоянным углом продвижения.

Устройства автоматического АПВ должны быть сконструированы таким образом, чтобы можно было изменить порядок переключения переключателей на концах линии.

При выполнении автоматического АПВ необходимо стремиться обеспечить его работу с максимально возможной разностью частот. Максимально допустимый угол переключения для применения схемы АПВ должен приниматься с учетом условий. При использовании устройства АПВ рекомендуется использовать его для включения линии персоналом (полуавтоматическая синхронизация).

На линиях, оборудованных трансформаторами напряжения, рекомендуется использовать тела, реагирующие на линейное (фазное) напряжение, и на напряжение обратной и нулевой последовательности для контроля отсутствия напряжения (КОН) и контроля наличия напряжения (КНН) на линии с различными типами ТАПВ. В некоторых случаях, например, на линиях без шунтирующих реакторов, возможно не использовать напряжение нулевой последовательности.

Однофазное автоматическое повторное включение (ОАПВ) может использоваться только в сетях с большим током замыкания на землю. ОАПВ без автоматической передачи линии в режим длительной неполной фазы со стабильным повреждением фазы:

а) на одиночных сильно нагруженных межсистемных или внутрисистемных линиях электропередач;

б) на сильно нагруженных межсистемных линиях 220 кВ и выше с двумя или более обходными соединениями, при условии, что отключение

одного из них может привести к нарушению динамической устойчивости энергосистемы;

в) на межсистемных и внутрисистемных линиях разного класса напряжений, если трехфазное отключение линии более высокого напряжения может привести к недопустимой перегрузке низковольтных линий с возможностью нарушения стабильности энергосистемы;

г) на линиях, соединяющих большие блочные электростанции с системой без значительной локальной нагрузки;

д) на линиях электропередач, где реализация ТАПВ включает значительное снижение нагрузки из-за падения напряжения.

Устройство должно быть спроектировано таким образом, чтобы при его выводе из строя или при утрате питания линии защиты автоматически переносились на три фазы в дополнение к устройству.

Выбор поврежденных фаз в случае замыканий на землю должен проводиться с помощью выборных органов, которые также могут использоваться в качестве дополнительной высокоскоростной защиты линии в цикле ОАПВ, для ТАПВ, БАПВ и одностороннего переключения линии с помощью персонал.

Задержка времени ОАПВ должна быть настроена со времени выгорания дуги и деионизации среды вместо однофазного короткого замыкания на неполной фазе с учетом возможности не одновременной работы защиты при концах линии, а также каскадный эффект избирательных органов.

На линиях ОАПВ следует использовать в сочетании с различными типами ТАПВ. В то же время должно быть возможно запретить ТАПВ во всех случаях ОАПВ или только в случае неудачного ОАПВ. В зависимости от конкретных условий ТАПВ может быть реализован после неудачного ОАПВ. В этих случаях действие ТАПВ сначала обеспечивается на одном конце линии, с контролем отсутствия напряжения на линии и с увеличенной задержкой по времени.

На однолинейных двухсторонних линиях электропередач, соединяющих систему с малой электростанцией, ТАПВ с автоматической самосинхронизацией (АПВС) гидрогенераторов для гидроэлектростанций и ТАПВ в сочетании с разделительными устройствами для гидроэлектростанций и тепловых электростанций может быть используемый.

В линиях с двунаправленным питанием, если имеется несколько обходных соединений, должны использовать:

1) при наличии двух связей, а также при наличии трех связей, если вероятно одновременное длительное отключение двух из этих связей (например, двухцепной линии):

- несинхронное АПВ (в основном для линий 110-220 кВ и при соблюдении условий, но для случая отключения всех связей);
- АПВ с проверкой синхронизма (при невозможности выполнения несинхронного АПВ по причинам, но для случая отключения всех связей).

Для ответственных линий при наличии двух связей, а также при наличии трех связей, две из которых двух цепная линия, при невозможности применения НАПВ, разрешается применять устройства ОАПВ, БАПВ или АПВ УС. При этом устройства ОАПВ и БАПВ следует дополнять устройством АПВ с проверкой синхронизма;

2) при наличии четырех и более связей, а также при наличии трех связей, если в последнем случае одновременное длительное отключение двух из этих связей маловероятно (например, если все линии одноцепные), — АПВ без проверки синхронизма.

Устройства АПВ с проверкой синхронизма следует выполнять на одном конце линии с контролем отсутствия напряжения на линии и с контролем наличия синхронизма, на другом конце — только с контролем наличия синхронизма. Схемы устройства АПВ с проверкой синхронизма линии должны выполняться одинаковыми на обоих концах с учетом

возможности изменения очередности включения выключателей линии при АПВ.

Рекомендуется использовать устройство АПВ с проверкой синхронизма для проверки синхронизма соединяемых систем при включении линии персоналом.

АПВ шин электростанций и подстанций при наличии специальной защиты шин и выключателей, допускающих АПВ, должно выполняться по одному из двух вариантов:

1) автоматическим опробованием (постановка шин под напряжение выключателем от АПВ одного из питающих элементов);

2) автоматической сборкой схемы; при этом первым от устройства АПВ включается один из питающих элементов (например, линия, трансформатор), при успешном включении этого элемента производится последующее, возможно более полное автоматическое восстановление схемы до аварийного режима путем включения других элементов. АПВ шин по этому варианту рекомендуется применять в первую очередь для подстанций без постоянного дежурства персонала.

При выполнении АПВ шин должны применяться меры, исключающие несинхронное включение (если оно является недопустимым).

Должна обеспечиваться достаточная чувствительность защиты шин на случай неуспешного АПВ.

На двух трансформаторных понижающих подстанциях при отдельной работе трансформаторов, как правило, должны предусматриваться устройства АПВ шин среднего и низшего напряжений в сочетании с устройствами АВР; при внутренних повреждениях трансформаторов должно действовать АВР, при прочих повреждениях — АПВ.

Допускается для двух трансформаторной подстанции, в нормальном режиме которой предусматривается параллельная работа трансформаторов на шинах данного напряжения, устанавливать дополнительно к устройству

АПВ устройство АВР, предназначенное для режима, когда один из трансформаторов выведен в резерв.

Устройствами АПВ должны быть оборудованы все одиночные понижающие трансформаторы мощностью более 1 МВ·А на подстанциях энергосистем, имеющие выключатель и максимальную токовую защиту с питающей стороны, когда отключение трансформатора приводит к обесточению электроустановок потребителей. Допускается в отдельных случаях действие АПВ и при отключении трансформатора защитой от внутренних повреждений.

При неуспешном АПВ включаемого первым выключателем элемента, присоединенного двумя или более выключателями, АПВ остальных выключателей этого элемента, как правило, должно запрещаться.

При наличии на подстанции или электростанции выключателей с электромагнитным приводом, если от устройства АПВ могут быть одновременно включены два или более выключателей, для обеспечения необходимого уровня напряжения аккумуляторной батареи при включении и для снижения сечения кабелей цепей питания электромагнитов включения следует, как правило, выполнять АПВ так, чтобы одновременное включение нескольких выключателей было исключено (например, применением на присоединениях АПВ с различными выдержками времени).

Допускается в отдельных случаях (преимущественно при напряжении 110 кВ и большом числе присоединений, оборудованных АПВ) одновременное включение от АПВ двух выключателей.

Действие устройств АПВ должно фиксироваться указательными реле, встроенными в реле указателями срабатывания, счетчиками числа срабатываний или другими устройствами аналогичного назначения.

Функции автоматики управления выключателем присоединения выполняет типовая электромеханическая панель АУВ, включающая функции АПВ, УРОВ, АУВ.

Выбор параметров АПВ сводятся к расчету времени срабатывания однократного АПВ и параметров синхронизации.

Выдержка времени АПВ выбирается по условию согласования по времени со ступенями КСЗ, осуществляющими ближнее резервирование. Необходимо выдержку времени указанных ступеней увеличить на ступень селективности для электромеханических устройств РЗА.

## **6.2 Устройство УРОВ.**

Устройство резервирования при отказе выключателя – разновидность автоматики электрических сетей напряжением выше 1 кВ, предназначенная для отключения выключателя последующего участка при отказе выключателя предыдущего участка в аварийных ситуациях.

При коротком замыкании в сети релейная защита поврежденного участка подаёт сигнал на отключение выключателя, питающего данный участок, при этом пусковые органы УРОВ также вводятся в действие на отключение смежных выключателей с выдержкой времени, достаточной для срабатывания резервируемого выключателя; при успешном срабатывании последнего УРОВ возвращается в исходное состояние и блокируется. В случае, если выключатель по каким-либо причинам (неисправность механической части, его цепей управления) не отключился, то по истечении заданной выдержки времени УРОВ произведёт отключение всех смежных выключателей, питающих повреждённую линию и находящихся ближе к источнику питания (по отношению к не отключившемуся выключателю).

Для пуска УРОВ необходимо выполнение двух условий:

1. Срабатывание релейной защиты на отключение выключателя, питающего непосредственно повреждённую линию.
2. Факт наличия аварийных параметров, свидетельствующих о том, что повреждение по каким-либо причинам не устранено.

УРОВ не может резервировать отказ релейной защиты не сработавшего выключателя, поэтому применение УРОВ предусматривает обязательное

использование резервной релейной защиты в дополнение к основной, при этом цепи обеих защит должны быть полностью независимы друг от друга, так, что неисправность в цепи одной защиты не могла вызвать отказ другой (питание оперативных цепей производится от разных предохранителей или автоматических выключателей, каждый пусковой орган обеих защит также выполняется независимым и включаются на собственный независимый комплект трансформаторов тока, сигналы на отключение выключателей осуществляется от разных выходных реле). Обычно резервный комплект релейной защиты имеет пусковые органы по току или напряжению, выполняемые посредством:

- минимального реле напряжения прямой последовательности с блокировкой по напряжениям обратной и нулевой последовательности (при к.з. происходит уменьшение напряжения прямой последовательности и появление напряжений обратной и нулевой последовательностей).
- трёх максимальных токовых реле или одного трёхфазного максимального токового реле.

Вторые пусковые реле должны надёжно действовать при появлении к.з. в пределах защищаемого присоединения.

Основной уставкой УРОВ является время выдержки на отключение смежных выключателей и поскольку защита подаёт сигнал одновременно сразу на отключение основного выключателя и на УРОВ (которое через выдержку времени отключает выключатели, стоящие дальше от к.з.), то для корректного действия выдержка времени УРОВ должна быть больше времени действия основной защиты на величину  $\Delta t$ , таким образом уставка реле времени, входящего в УРОВ должна быть равна сумме:

- времени срабатывания основного выключателя
- времени возврата защиты, пускающей УРОВ (в случае удачного отключения основного выключателя)
- времени ускорения срабатывания реле времени УРОВ (отклонение срабатывания в меньшую сторону)

- запаса по времени для большей надёжности системы.

## 7. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 7.1 Безопасность

Безопасность жизнедеятельности на производстве – это комплекс множества законов и общепризнанных мерок, сформированных с целью предоставления охраны жизни и сбережения здоровья лица.

Строгое исполнение общепризнанных мерок технической защищенности гарантирует охрану сотрудников от угроз и рисков, какие имеют все шансы возникнуть в ходе труда. Безопасность жизнедеятельности в производстве была создана, для того чтобы обеспечить правильную среду обитания на рабочем участке, и никак не нанести вред работе и самочувствию человека.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается трансформаторная электроподстанция с напряжением 220/27,5/10,5 кВ. Необходимо отдать внимание охране труда при работе на прилегающих объектах, а непосредственно

К работам в трансформаторных подстанциях и в распределительных пунктах предъявляются высокие условия в защищенности работы. Работникам следует пройти обучение безопасным методам работы, получить вступительный инструкцию согласно безопасности труда, первоначальный инструктаж на рабочем месте, первичный контроль знаний ПТБ, ПТЭ.

Работы согласно предупредительному сервису и ремонтным работам трансформаторных подстанций требуют основательно подготовки рабочего места, при каковой обязаны быть сделаны организационные и промышленные мероприятия, направленные на безопасное осуществление работ

При подготовке трудовой зоны в вариантах требующих снятия напряжения следует осуществить указанные в наряде переключения в электроустановке. В электроустановках с каждой стороны откуда способен являться подано напряжение в рабочее место следует реализовать зримый

разрыв, сформировать который возможно отсоединением шин и проводов, отключением коммутационных аппаратов, снятием предохранителей. Все отключения необходимо выполнять в диэлектрических перчатках.

Один из вредоносных факторов силовых трансформаторов считается то, что он является источником шума для производственных территорий и окружающего района.

Электроснабжение объектов железнодорожного автотранспорта может реализоваться равно как с применением воздушных линий электропередач, так и с поддержкой кабельных линий. Воздушная линия электропередачи - прибор для передачи электроэнергии по проводам, какие представляют собою наибольшую угрозу.

Даже разъединенная от электропитания воздушная линия находится под наведенным напряжением. Данный эффект появляется из-за электромагнитного воздействия на отключенную линию либо контактной сети электрифицированной железной дороги переменного тока.

При падении на территорию случайно оборванного электрического провода, при пробое изоляции на территорию в электрической установке. Образовывается область растекания токов замыкания.

Таким способом, источниками вероятного поражения людей электрическим током в работников участках имеют все шансы являться неполадки в сетях электроснабжения, в электрооборудовании машин и элементов, незнание либо нарушение правил электробезопасности.

Электробезопасность - концепция организационных, правовых и промышленных мер, которые обеспечивают охрану сотрудников от влияния электрического тока.

Обеспечение защищенности при обслуживании электроустановок потребует точного соблюдения законов промышленной эксплуатации этих установок.

К координационным мерам, обеспечивающим безопасность деятельность в электроустановках, причисляются: профотбор персонала по

обслуживанию электроустановок, формирование деятельности, допуск к работе, контроль в период работы, формирование перерыва в работе, формирование перехода в иное рабочее место и окончания работы.

Технические меры предупреждения поражения человека электрическим током. По условиям электробезопасности электрические устройства разделены по напряжению:

- до 1000 В включительно;
- свыше 1000 В;
- устройства с малым напряжением, не превышающим 42 В.

Работы, проводимые на электроустановках (техническое обслуживание, работы, выполняемые в порядке текущей эксплуатации, проведение ремонтно-монтажных операций), для действующих электроустановок подразделяются на работы со снятием напряжения и без снятия напряжения на токоведущих частях.

Такое разделение электроустановок и проводимых на них работ позволило разработать оптимальные требования к комплексу мер и средств, обеспечивающих безопасность обслуживающего персонала.

Работы со снятием напряжения - работы, когда с токоведущих частей электроустановки, на которой будут проводиться работы, снято напряжение путем отключения коммутационных аппаратов, отсоединения шин, кабелей, проводов и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на токоведущие части электрооборудования.

К работам, выполняемым со снятием напряжения, относятся работы, при выполнении которых напряжение должно быть снято:

- с токоведущих частей, где будет производиться работа;
- с токоведущих частей, к которым в процессе работы возможно приближение на расстояние менее допустимого.

Работы без снятия напряжения на токоведущих частях или вблизи них - работы, выполняемые с прикосновением к токоведущим частям, находящимся под напряжением (рабочим или наведенным), или на

расстоянии от этих токоведущих частей менее допустимых. При этом безопасность персонала обеспечивается по одной из двух схем.

Первая схема. Провод под напряжением - изоляция - человек - земля. Этим методом выполняются работы в контакте на ВЛ напряжением до 1000 В. Основным защитным средством в этом случае являются диэлектрические перчатки и изолированный инструмент. Работа на расстоянии - когда работа выполняется с применением основных (изолирующие штанги, клещи) и дополнительных (диэлектрические перчатки, боты, накладки) электрозащитных средств. Этот метод применяется на ВЛ напряжением свыше 1000 В.

Вторая схема. Провод под напряжением - человек - изоляция земля. Работы по этой схеме допускаются при следующих условиях: изоляция работающего от земли, осуществляемая специальными устройствами, рассчитанными на соответствующее напряжение; применение экранирующего комплекта; выравнивание потенциалов экранирующего комплекта, рабочей площадки и провода специальной штангой.

Деятельный без снятия напряжения в расстоянии с токоведущих частей, находящихся под напряжением, является работа, при которой исключается случайная близость работающих и применяемых ими ремонтной оснастки и прибора к токоведущим частям и не требующая принятия технических либо координационных мер (к примеру, постоянного наблюдения) с целью избежания подобного приближения.

Воздействия электрического тока на человека весьма разнообразны. Они находятся в зависимости от большого количества факторов. Согласно характеру воздействия отличают: термические, биологические, электролитные, химические и механические повреждения.

Термическое влияние тока выражается ожогами отдельных участков туловища; почернением и обугливанием кожи и мягких тканей; нагревом вплоть до большой температуры органов, находящихся на пути прохождения

электрического тока, кровеносных сосудов и нервных волокон, вызывающим в них многофункциональные расстройства.

Электролитическое влияние тока проявляется в разложении различных жидкостей организма в ионы, нарушающем их свойства.

Химическое влияние тока проявляется в появлении химических взаимодействий в крови, лимфе, нервных волокнах с образованием новых элементов, нехарактерных организму.

Биологическое влияние тока выражается в раздражении и возбуждении тканей организма, появлении конвульсий, в остановке дыхания, изменении порядка сердечной работы.

Механическое влияние тока приводит к мощным сокращениям мышц, вплоть до их разрыва, к разрывам кожи, кровеносных сосудов, переломам костей, вывихам суставов, расслоению тканей.

По уровня влияния на человека отличают 3 пороговых значения тока: осязаемый, не отпускающий и фибрилляционный.

Осязаемым именуют электрический электроток, какой при прохождении через тело лица порождает осязаемое раздражение. Ощущение от протекания переменного электрического тока, равно как принцип, начинается со значения 0,6 миллиампер.

Не отпускающим именуют электроток, который при прохождении через тело человека порождает непреодолимые конвульсивные сокращения мускул рук, ног либо иных элементов тела, соприкасающихся с токоведущим проводником. Непостоянный электроток промышленной частоты, протекая по нервным волокнам, поглощает управляющие биотоки коры головного мозга, то что приводит к возникновению эффекта «приковывания» к участку прикосновения. Человек никак не способен без помощи других оторваться от токоведущей части проводника.

Степень поражения электрическим током зависит от:

- общего электрического сопротивления или обратного ему параметра;

- проводимости организма, которые зависят от индивидуальных особенностей тела человека;
- параметров электрической цепи (напряжение, сила и род тока, частота колебаний), под действие которой попал человек;
- пути прохождения тока через тело человека;
- условий включения в электросеть;
- продолжительности воздействия;
- условий внешней среды (температура, влажность, наличие токопроводящей пыли и др.).

Электросопротивление тела человека снижают такие показатели, как физиологическое и психологическое эмоциональное возбуждение.

Чем длительнее процесс протекания тока, тем сопротивление кожи будет падать быстрее. Сопротивление человека не превышает нескольких сот Ом. В качестве расчетных значений сопротивления человеческого организма принимают 1000 Ом при напряжении 50 В и выше. Для напряжения 36 В принимают сопротивление 6000 Ом.

Оценка опасности прикосновения к токоведущим частям сводится к определению силы тока, протекающего через тело человека, и сравнению его с допустимым значением. Тяжесть поражения человека пропорциональна силе тока, прошедшего через его тело. Ток силой более 0,05 А может быть смертельным для человека при продолжительности воздействия 0,1 с. Но ток, проходящий через тело человека, зависит от напряжения, под которым оказался пострадавший, и суммарного электрического сопротивления цепи.

Переменный ток более опасен, чем постоянный, однако при высоком напряжении (более 500 В) опаснее становится постоянный ток.

Наиболее опасен частотный диапазон переменного тока от 20 до 100 Гц. Основная масса промышленного оборудования работает на частоте 50 Гц (входящей в этот опасный диапазон). Токи высокой частоты могут вызвать лишь поверхностные ожоги, так как они распространяются только по поверхности тела человека.

Путь электрического тока через тело человека во многом определяет степень поражения организма. Наиболее часто встречающиеся путей прохождения электрического тока через тело человека представлены на рис.12.

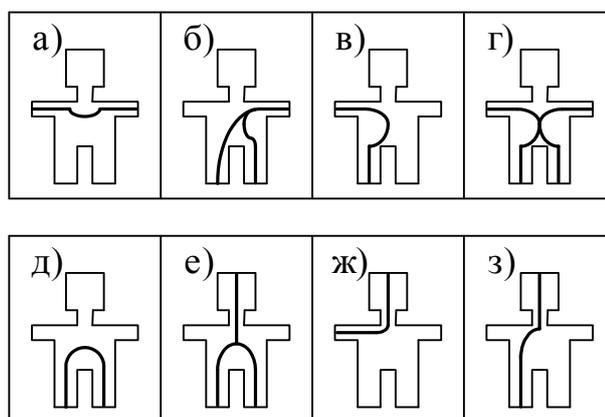


Рисунок 12 Варианты путей прохождения электрического тока через тело человека

- а) «рука-рука»; б) «рука-ноги»; в) «рука-нога»; г) «руки-ноги»;  
 д) «нога-нога»; е) «голова-ноги»; ж) «голова-рука»; з) «голова-нога».

Человек касается обеих рук к токоведущим проводам или частям оборудования под напряжением. В этом случае ток течет от одной руки к другой через легкие и сердце. Этот путь обычно называют «ручным». Когда одна рука касается источника питания, стоящего на двух ногах на земле; путь потока тока «рука-стопа». Когда ток течет на землю из неисправного электрооборудования. Земля в радиусе до 20 м получает потенциал напряжения, который уменьшается с расстоянием от заземляющего электрода. Человек, стоящий с обеими ногами в этой зоне, зависит от разности потенциалов, так как каждая его нога получает различный потенциал напряжения в зависимости от расстояния от заземляющего электрода. В результате возникает электрическая цепь «нога ноги», напряжение которой называется ступенчатым. Прикосновение к головке к

токоведущим частям может создать электрическую цепь, где текущий путь будет: «головная рука» или «голова».

Наиболее опасными являются те варианты, в которых жизненно важные органы и системы организма - мозг, сердце, легкие, попадают в область травмы. Это цепочки: «голова-руки», «голова-ноги», «руки-ноги», «рука-рука».

Поток постоянного тока через тело вызывает болезненное ощущение на месте прикосновения и в суставах конечностей. Как правило, воздействие постоянного тока на организм человека вызывает ожоги или боль, которые в тяжелых случаях могут привести к остановке дыхания или сердца.

Влияние силы тока на организм человека при условии его прохождения по путям «рука-рука» и «рука-нога» представлено в таблице 3.

Таблица 3 - Характер воздействия силы тока на организм человека

| Ток, мА   | Переменный ток 50 Гц   | Постоянный ток  |
|-----------|--|---|
| 0.6...1,5 | Порог ощущения - слабый зуд, пощипывание кожи  | Не ощущается  |
| 2...4     | Сильное дрожание пальцев   | Не ощущается  |
| 5...7     | Судороги во всей кисти руки  | Порог ощущения - зуд, нагрев кожи                                 |
| 10...15   | Не отпускающие токи, непреодолимые судорожные сокращения мышц руки, в которой зажат проводник. Человек не может самостоятельно освободить руку от контакта | Значительное усиление ощущения нагрева кожи, сокращение мышц руки |

| Ток, мА  | Переменный ток 50 Гц   | Постоянный ток   |
|----------|--|--|
| 20...25  | Оторвать руки от проводника кожи невозможно. Сильные боли, дыхание затруднено  | Еще большее усиление ощущения нагрева кожи, судороги           |
| Ток, мА  | Переменный ток 50 Гц   | Постоянный ток   |
| 50...80  | Паралич дыхания через несколько секунд, сбои в работе сердца. При длительном протекании тока может возникнуть фибрилляция сердца | Не отпускающие токи, то же, что при переменном токе 10...15 мА |
| 90...100 | Фибрилляция сердца, через 2...3 с дыхание прекращается   | Паралич дыхания при длительном протекании тока                 |

## 7.2 Экологичность проекта

Влияние в находящуюся вокруг сферу электроэнергетических передаточных линий высочайшего напряжения считается неоднородным и затрагивает в основном формирования электромагнитных полей, шума и радиоэлектрических препятствий. Воздушные линии кроме того ограничивают применение территорий под линией и около их, формируя, таким образом именуемые, зоны ограниченного использования.

В связи с модернизацией релейной защиты трансформатора, в данном проекте на окружающую среду так же может действовать звук производимый работой трансформаторов.

Шум трансформаторов, особенно крупных, в основном обусловлен 2-мя элементами: электромагнитным гулом и аэродинамическим шумом,

возбуждаемым вентиляционными приборами. Небольшие трансформаторы охлаждаются без принудительных устройств, за счет конвекции воздуха, в связи с чем аэродинамическая составная часть отсутствует.

Электромагнитный звук в ТМ возникает согласно соответствующим обстоятельствам:

- 1) магнитострикционный результат;
- 2) мощи, функционирующие в витки обмотки ТМ в магнитном область;
- 3) мощи Максвелла, образующиеся в стыках и шиповых соединениях сердечника ТМ.

Шум формируется сердечником трансформатора. В ходе деятельности трансформатора равно как преобразователя усилия в его сердечник воздействует периодически меняющаяся магнитная индукция. Из-за неминуемого магнитострикционного эффекта время от времени меняется протяженность сердечника. В следствии появляются изгибные раскачивания ярма и стержней сердечника. У крупных трансформаторов звуковая пульсация посредством масло в баке по «звуковым мостикам» переходит в стены бака и излучается в находящееся вокруг пространство в виде легкого гула (изображение 13). У маленьких трансформаторов непосредственно сердечник считается излучателем.

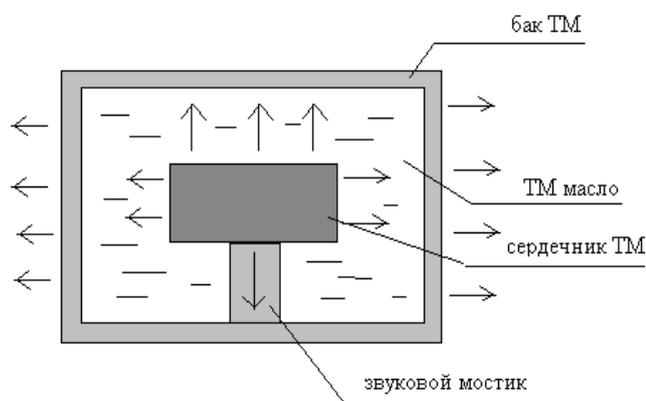


Рисунок 13 – Распространение электромагнитного шума, возникающего в сердечнике ТМ, во внешнюю среду.

Шум трансформаторов в их сердечнике (в сердечнике) можно уменьшить, используя листы железа с малой магнитострикцией. Магнитострикция резко уменьшается в случае повышенного содержания (более 4%) кремния в металле. Холоднокатаный лист имеет гораздо меньшую магнитострикцию, чем горячекатаный лист.

Магнитострикция листов с ориентированной зернистой структурой значительно ниже для индукционного потока вдоль направления прокатки, чем в перпендикулярном направлении. В случае некоторого равномерного сжатия литейных листов их изгибные колебания уменьшаются. Композитный сердечник также помогает уменьшить шум. Каждая из вышеуказанных мер может снизить уровень шума на (3-4) дБА.

При передаче звуковой энергии от сердечника к стенкам в трансформаторах стандартного типа примерно половина энергии передается через «звуковые мостики» на дно резервуара, а остальное - через трансформаторное масло. Вместо жесткой фиксации сердечника на дне резервуара используются стальные пружины (виброизоляторы), а для снижения шума при передаче звуковой энергии через масляные меры еще не предложены.

Вибрация стен резервуаров, излучение которых является основной причиной шума крупных трансформаторов, может быть уменьшено путем установки на них antivibrаторов. Antivibrаторы, имеющие форму прямоугольных параллелепипедов, состоят из резиновых элементов, прикрепленных к стенкам резервуара, и установленных на них масс. Их собственная частота настраивается на частоту стенки резервуара, при которой требуется значительное уменьшение амплитуды. Кроме того, кожухи с эластичными стенками успешно используются для уменьшения шума трансформаторов.

Собственные частоты трансформаторных элементов должны быть соответствующим образом распределены с частотами возбуждения, чтобы избежать ненужных результатов.

Аэродинамический шум обусловлен движением воздушного потока, создаваемого системой механической вентиляции. Спектр аэродинамических шумов, вызванных циркуляцией воздуха, непрерывный из-за случайных распределений многих вихрей, следующих вдоль поверхности вращения. Этот шум с физиологическим эффектом для уха в виде визжа накладывается высокими тонами, частота которых определяется геометрией путей циркуляции охлаждающего воздуха.

Аэродинамический шум можно снизить путем подбора малозумных вентиляторов, а также установкой звукопоглотителей.

Механический шум может возникнуть, например, по причине нарушения балансировки крыльчатки вентиляторов в системе механической вентиляции ТМ.

В соответствии с расчетом нагрузок на подстанцию Мухинская выбраны два трансформатора ТДТНЖ-40000/220/27,5/10.

Подстанция Мухинская находится в районе лесополосы и жилые районы находятся на расстоянии более 500 метров, эквивалентный уровень звука которых в ночное время суток  $L_a=45$  дБА

В соответствии с ГОСТ 12.2.024-87. ССБТ. Шум. Трансформаторы силовые масляные корреktированный уровень звуковой мощности трансформаторов с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д)  $L_{PA}=97$  дБА;

В соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 корреktированный уровень звуковой мощности равен

$$L_{WA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0} \quad (79)$$

Где,

$S$  - площадь измерительной поверхности,  $m^2$

$S_0=1m^2$

Так как трансформаторы удалены друг на друга на небольшое расстояние, можно вести расчет по формуле 79

Следовательно, уровень шума создаваемый ими будет равен

$$L_{WA}^{TP} \sum = 10 \cdot \lg(10^{0,1 \cdot L_{PA}} + 10^{0,1 \cdot L_{PA}}), \quad (79)$$

$$L_{WA}^{TP} = 10 \cdot \lg(10^{0,1 \cdot 97} + 10^{0,1 \cdot 97}) = 100 \text{ дБА}$$

Определим минимальное расстояние от трансформаторов, за пределами которого уровень шума соответствует санитарно-гигиеническим нормативам.

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{1}{2\pi} 10^{0,1(L_{WA}^{TP} - ДУ_{LA})}}, \quad (80)$$

где  $ДУ_{LA}$  – допустимый уровень шума.

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{1}{2\pi} 10^{0,1(100-45)}} = 224 \text{ м.}$$

Расстояние от источника шума до ближайших зданий и сооружений составляет 224 метров.

Таким образом, уровень шума на прилегающих территориях находится в пределах нормы установленным СН 2.2.4/2.1.8.562-96.

### **7.3 Чрезвычайные ситуации на проектируемом объекте**

Определение влияния аварийного простоя воздушной линии 220 кВ на работу всей электроэнергетической системы довольно затруднителен, так как данных о таком состоянии воздушных линий мало (короткое время эксплуатации данных линий, при одновременном небольшом процентном уделе в количестве всех магистральных линий в электроэнергетических системах).

На проектируемом участке установлены шкафы ЭКРА которые снабжены функцией определения места повреждения (ОМП).

Для устройств релейной защиты, в которых при повреждениях на линии имеется информация о токах и напряжениях только своего конца ЛЭП,

применяется алгоритм одностороннего измерения расстояния, основанный на определении реактивного сопротивления до места повреждения.

В устройствах релейной защиты с передачей информации согласно цифровым каналам взаимосвязи среди полуккомплектами, определенными в обратных концах ЛЭП, существует возможность применения двухстороннего метода установления дистанции вплоть до зоны дефекта. К подобным защитам принадлежит дифференциальная защита линии (БЭ2704 Х9Х).

Точность расчёта дистанции вплоть до зоны дефекта в значительном находится в зависимости от правильности соотношения модификации ЛЭП, выстроенной согласно установленным расчётным характеристикам, настоящему предмету. В достоверность замера дистанции кроме того проявляет воздействие группа правильности замерных трансформаторов тока (ТТ) и их работа (как правило применяются ТТ класса 5Р либо 10Р, которые обеспечивают погрешность не хуже 5 % или 10 % при номинальной предельной кратности). В реальности погрешность определения расстояния вплоть до зоны дефекта при одностороннем методе замера как правило никак не превосходит 5 % от длины направления, а при двухстороннем – 3 %.

При дефекте кабеля оптической связи – может быть нарушена деятельность полуккомплектов шкафов релейной защиты и автоматики, что способен спровоцировать ошибочную отработку защит, помимо этого функция ОМП не сможет правильно установить место короткого замыкания.

К главным обстоятельствам отказов РЗА и аппаратов во вторичной коммутации возможно причислить:

- нарушения контактных соединений;
- неполадки механических, электрических элементов реле;
- обрывы жил в цепях управления, контрольных кабелях;
- неверный отбор, безвременное перемена данных, уставок микрореле;
- всевозможные дефекты в схемах релейной защиты и автоматики;
- ошибки монтажа релейных цепей;
- ошибочные действия обслуживающего персонала.

Каждая из отмеченных факторов способен привести к дальнейшему отказу в отключении оборудования в период ликвидации неестественных систем, то что в собственную очередность приведёт к наиболее нелегким результатам.

Кроме этого, возможно сказать и о обстоятельствах ложных операций персонала, какие совершаются присутствие исполнении переключений.

При повреждении изоляции смежного кабеля, в месте прохождения кабеля может возникнуть шаговое напряжение.

Шаговое напряжение — напряжённость, обусловленное электрическим током, протекающим по земле либо по токопроводящему полу, и равное разности потенциалов среди 2-мя пунктами поверхности территории (пола), находящимися на дистанции 1-го шага человека.

Шаговое напряжение зависит от длины шага, удельного сопротивления почвы и мощности протекающего через него тока, а также от частоты текущего и других параметров.

Опасное ступенчатое напряжение может возникать, например, вблизи заземленного кабеля под напряжением или вблизи электрических клемм заземления в случае аварийного короткого замыкания на землю (допустимые контрмеры заземляющих переключателей и удельного сопротивления грунта нормализуются, чтобы исключить такую ситуацию) ,

Если вы попадаете под ступенчатое напряжение через тело человека, начинает течь ток, и возникают непроизвольные судорожные сокращения мышц ног и, как следствие, падение человека на территорию. Текущее начало проходить между новыми точками поддержки - например, от рук до ног, что приводит к последующему поражению и все больше и больше приводит к смертельному поражению. В том случае, если 1-й удар не был смертельным, жертва не может выйти из секции ступенчатого напряжения без помощи других. Если требуется подозрение на ступенчатое напряжение, необходимо покинуть опасную зону с минимальными шагами, так называемый «шаг гуся».

В дополнение к чрезмерным ситуациям в месте прохода кабельной линии, есть все шансы оказаться опасными ситуациями непосредственно на подстанциях. Аварии на подстанциях могут возникать в результате неожиданного повреждения оборудования, отказа оборудования от возможных перенапряжений и воздействия электрической дуги, сбоев в работе устройств релейной защиты, автоматизации, вторичных коммутационных аппаратов, ошибочных действий персонала (эксплуатационных, ремонтных, производственных Сервисы).

Причины неожиданного повреждения оборудования. как правило, плохая установка и ремонт оборудования (например, отказ выключателей из-за неадекватного управления механизмами передачи и приводами), плохое техническое обслуживание оборудования, неадекватное обслуживание, например. Через контактные соединения, приводящие к их перегреву, с последующим прерыванием рабочей цепи и возникновением коротких замыканий, структурных дефектов и производственных процессов. Так, например, систематическое превышение температуры обмоток трансформатора укороченных выше допустимого значения на  $6^{\circ}\text{C}$  концепции возможного использования его изоляции наполовину.

Причинами прерывания электрических систем могут быть молнии и перенапряжения, а также изоляции трансформаторов, выключателей, автоматических выключателей и другого оборудования. Чрезмерное загрязнение и увлажнение изоляции.

Однофазное замыкание на землю в сетях 6-35 кВ, подключенных к сжиганию наземных дуг (из-за недостаточную компенсацию емкостных токов), искрение к выходу из строя изоляторов, плавление шины, выдувание вторичных цепей в распределительном устройстве, и так далее.

Причины отказов и эксплуатации устройств релейной защиты, автоматики и вторичного распределительного устройства являются: неисправные электрические и механические части реле, потеря контактных клемм, обрыв кабеля контрольных кабелей, цепей управления и т.д.,

неправильный выбор или несвоевременное изменение уставок реле и функций, ошибки при установке и ошибки.

Каждая причина может привести к сбою при выключении или неселективному отключению оборудования во время короткого замыкания и иметь серьезные последствия для развития локальных аварий в системе.

Факторами ошибочных кадровых операций при осуществлении переключения в большинстве случаев являются нарушения операционной дисциплины, пренебрежительный подход к требованиям правил технической эксплуатации, небольшое понимание инструкций, халатность, отсутствие контроля над их действиями, и другое.

## 8 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

С целью выяснить экономические затраты, которые потребуются для модернизации релейной защиты трехобмоточного трансформатора ТДТНЖ-40 220/27,5/10кВ и линии 220кВ тяговой подстанции «Мухинская» произведем примерный экономический расчет на закупку нового электрооборудования рассчитаем норму амортизационных отчислений а также затраты на оплату труда работников монтажной бригады которая осуществляла монтаж нового оборудования.

Таблица 4 - Расчет капиталовложений при модернизации релейной защиты трехобмоточного трансформатора ТДТНЖ-40 220/27,5/10кВ и линии 220кВ тяговой подстанции «Мухинская»

| Наименование оборудования | Кол-во, шт. | Цена, тыс.руб. | Стоимость, тыс.руб. | $K_{MT}$ | Сумма $K_{\epsilon}$ , тыс.руб. |
|---------------------------|-------------|----------------|---------------------|----------|---------------------------------|
| Шкаф ШЭ2607 081           | 2           | 1560           | 3120                | 1,15     | 3588                            |
| Шкаф ШЭ 2607 045          | 2           | 1380           | 2760                | 1,15     | 3174                            |
| Итого                     |             |                |                     |          | 6762                            |

### 8.1 Определение текущих эксплуатационных затрат

Текущие эксплуатационные затраты  $\mathcal{E}_3$ , тыс. руб.

$$\mathcal{E}_3 = OT + A_{om} + P_{об},$$

где  $OT$  – затраты на оплату труда, тыс. руб.;

$A_{om}$  – затраты на амортизацию оборудования, тыс. руб.;

$P_{об}$  – затраты на ремонт оборудования, тыс. руб.;

Амортизационные отчисления  $A_{om}$ , тыс. руб.

$$A_{om} = \sum K_{\epsilon} \cdot \frac{A}{100},$$

где  $K_e$  - капиталовложения в технологическое оборудование, тыс. руб.;

$A$  - норма амортизационных отчислений, 5%.

$$A_{om} = 6762 \cdot \frac{5}{100} = 338,1 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на оплату труда определяются по следующей формуле

$$OT = O \cdot ZT \cdot PK \cdot H \cdot N,$$

где  $O$  - основной оклад работника, руб.;

$ZT$  - затраты труда, мес.;

$PK$  - районный коэффициент;

$H$  - начисление на оплату труда;

$N$  - количество работников, обслуживающих оборудование, чел.

$$OT = 3000 \cdot 12 \cdot 1,6 \cdot 1,2 \cdot 2 = 138,24 \text{ тыс. руб.}$$

Расходы на текущий ремонт и техническое обслуживание  $T_{po}$ , тыс. руб.

$$T_{po} = \sum K_e \cdot \frac{Z}{100},$$

где  $Z$  – годовая норма отчислений ТО и ТР, %.

$$P_{об} = 6762 \cdot \frac{5}{100} = 338,1 \text{ тыс. руб.}$$

$$\mathcal{E}_3 = 338,1 + 138,24 + 338,1 = 814 \text{ тыс. руб.}$$

Благодаря экономическому расчету мы выяснили сумму денежных затрат, которые потребуются для модернизации данного объекта.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе я произвел расчеты и выбор оборудования для модернизации тяговой подстанции «Мухинская» в виде замены старой электромеханической системы релейной защиты линии 220кВ и силового трансформатора ТДТНЖ-40 220/27,5/10кВ в микропроцессорную систему защиты которая соответствует всем нынешним требованиям предъявляемым к приборам РЗиА.

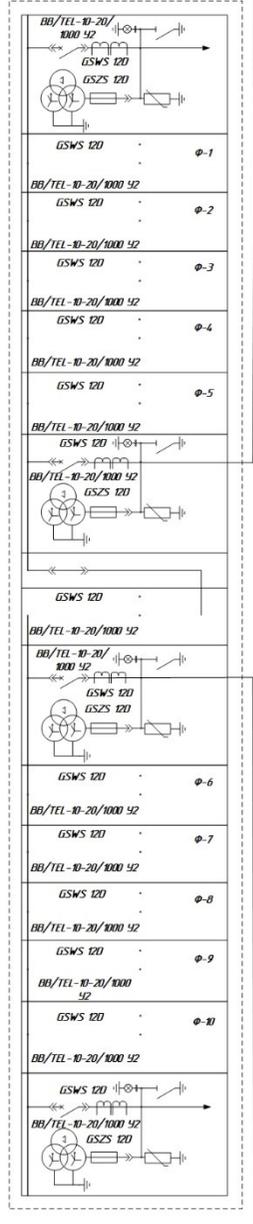
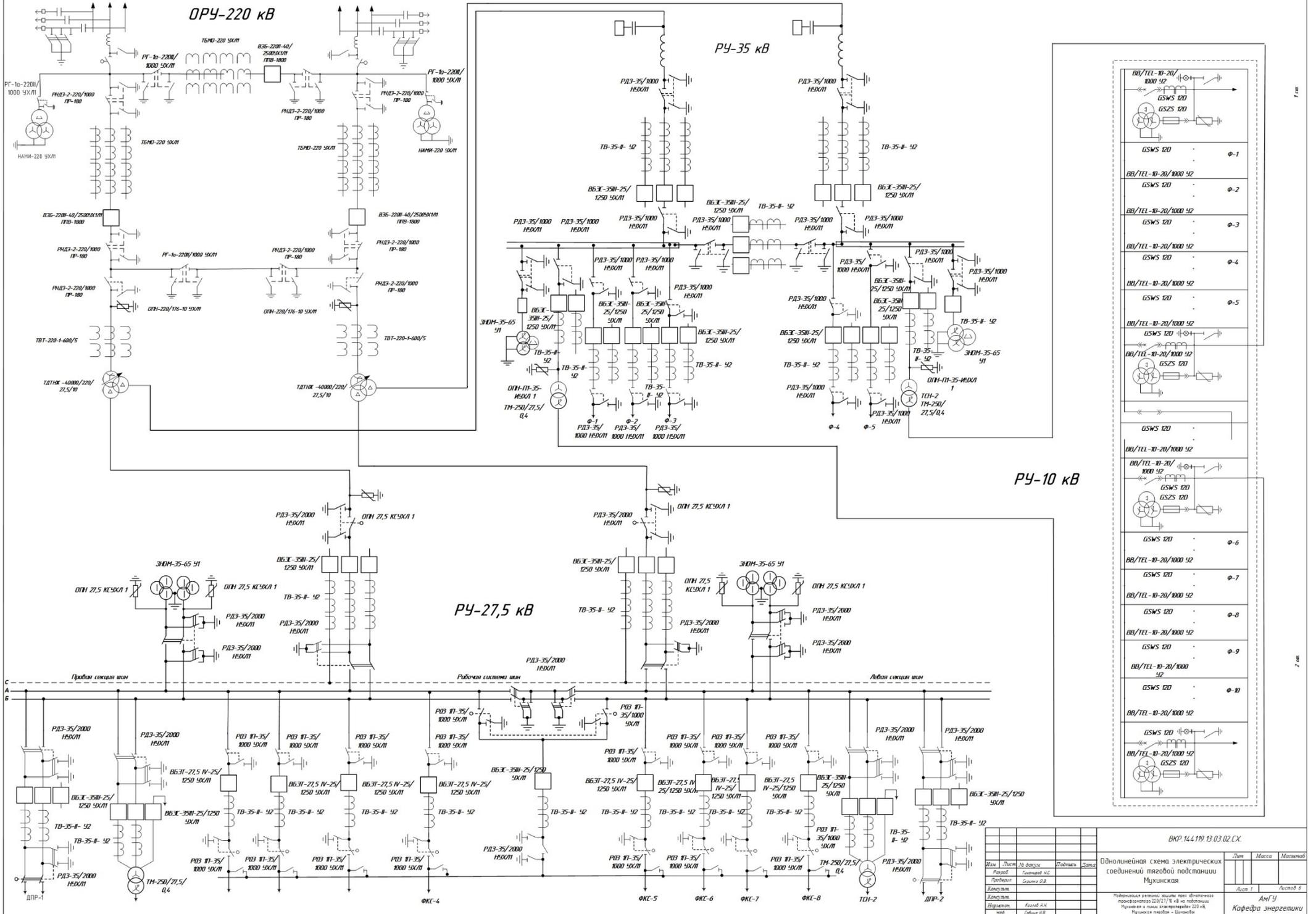
Для модернизации завода были рассчитаны токи короткого замыкания, проведена обработка данных, чтобы проверить согласованность новых и старых установок, были рассчитаны и проанализированы настройки для новых систем релейной защиты, а также объем финансовых вложений для реализации этого план был рассчитан.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Гринберг – Басин М.М. Тяговые подстанции: Пособие по дипломному проектированию. – М.: Транспорт, 1986. – 168 с.
- 2 Онлайн источник. [https://ru.wikipedia.org/wiki/Амурская\\_область](https://ru.wikipedia.org/wiki/Амурская_область) - Амурская область, климат, характеристика района.
- 3 Онлайн источник. [http://trasa.ru/region/amurskaya\\_clim.html](http://trasa.ru/region/amurskaya_clim.html)
- 4 Лазарою Д.Ф., Бикир Н. Шум электрических машин и трансформаторов : Пер. с рум. / Д.Ф. Лазарою, Н. Бикир. – М.: Энергия, 1973. – 271 с.
- 5 Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 101 с.
- 6 ГОСТ 12.2.024-87. ССБТ. Шум. Трансформаторы силовые мас-ляные
- 7 СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
- 7 Правило технической эксплуатации электроустановок потребителей 3 издание.
- 8 ГОСТ Р7746 – 2001 Трансформаторы малой мощности.
- 9 ГОСТ 52719 – 2007 Трансформаторы силовые.
- 10 Методические указания по определению наведенного напряжения на отключенных воздушных линиях, находящихся в близи действующих воздушных линий.
- 11 ГОСТ Р 7746 – 2001 Трансформаторы тока.
- 12 ГОСТ Р 121.038 – 82 Система стандартов безопасности труда.
- 13 Гусаров Е.В. Экономика предприятий электрических сетей. Учебное пособие – Хабаровск: Издательство ДВГУПС, 2000 – 130 с.
- 14 Укрупненные показатели стоимости строительства понижающих электрических подстанций 35 – 500 кВ. М.: Стройиздат, 1981 – 49 с.

- 15 ГОСТ 12.1.038 – 82. ССБТ Предельно допустимые величины напряжения и тока.
- 16 ГОСТ 1516.1 – 76 трехфазные электрические сети с заземленной нейтралью.
- 17 Долин А.П. Основы техники безопасности в электрических установках –М: Энергоатомиздат. 1984 – 448 с.
- 18 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей
- 19 ГОСТ 12.4.011 – 89. Средства коллективной защиты работающих.

# Однолинейная схема тяговой подстанции Мухинская



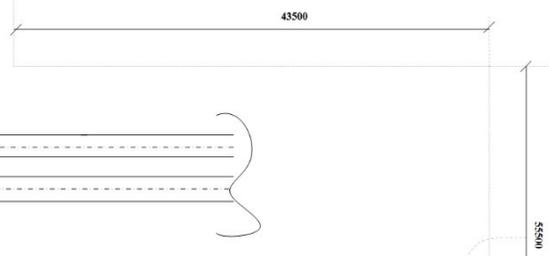
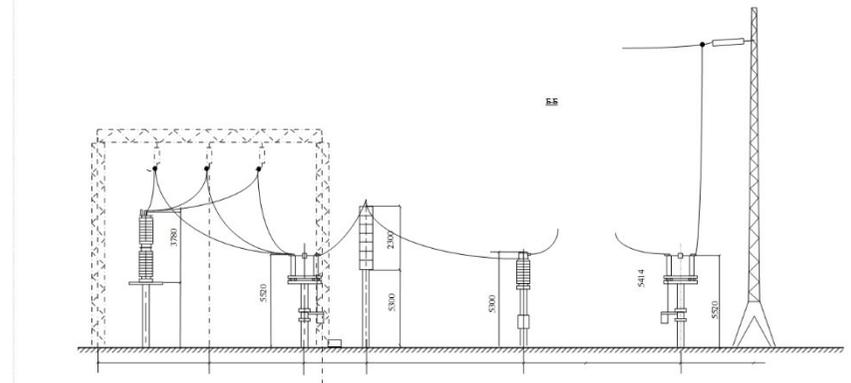
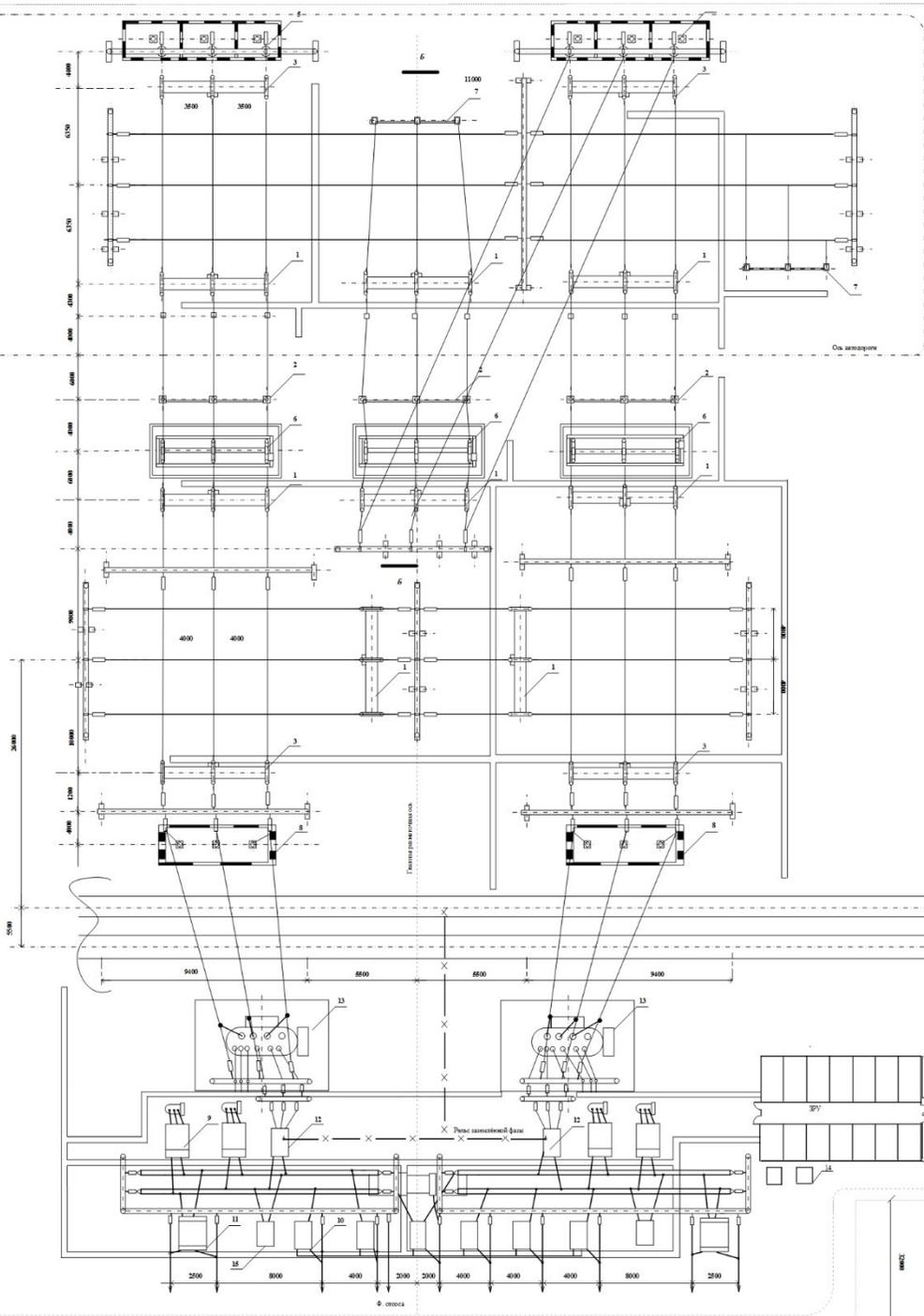
| БКР.14.119.13.03.02.СХ |            |                    |             | Лист | Масштаб | Масштаб |
|------------------------|------------|--------------------|-------------|------|---------|---------|
| Изм.                   | Листы      | Изменения          | Годность    | Дата |         |         |
| Автор                  | Проверка   | Технический надзор | Согласовано |      |         |         |
| Составитель            | Корректор  | Копировщик         | Собрано     |      |         |         |
| Исполнитель            | Копировщик | Собрано            |             |      |         |         |

Однолинейная схема электрических соединений тяговой подстанции Мухинская

Масштаб: 1:1 (или 1:2) в кВ на подстанции Мухинская и 1:1000 в остальных частях. Мухинская подстанция - Шадринск

Лист 1 Листов 6

Ан/У Кафедра энергетики



| ВКР 14.119.13.03.02.СХ |           |           |           | Лист 2    |           | Лист 4    |           |
|------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Изм.                   | Лист      | № докум.  | Лист      | Дата      | Лист      | Масштаб   | Масштаб   |
| Титул                  | Титул     | Титул     | Титул     | Титул     | Титул     | Титул     | Титул     |
| Профессор              | Профессор | Профессор | Профессор | Профессор | Профессор | Профессор | Профессор |
| Компьютер              | Компьютер | Компьютер | Компьютер | Компьютер | Компьютер | Компьютер | Компьютер |
| Версия                 | Версия    | Версия    | Версия    | Версия    | Версия    | Версия    | Версия    |
| Элемент                | Элемент   | Элемент   | Элемент   | Элемент   | Элемент   | Элемент   | Элемент   |

План и разрез тяговой подстанции

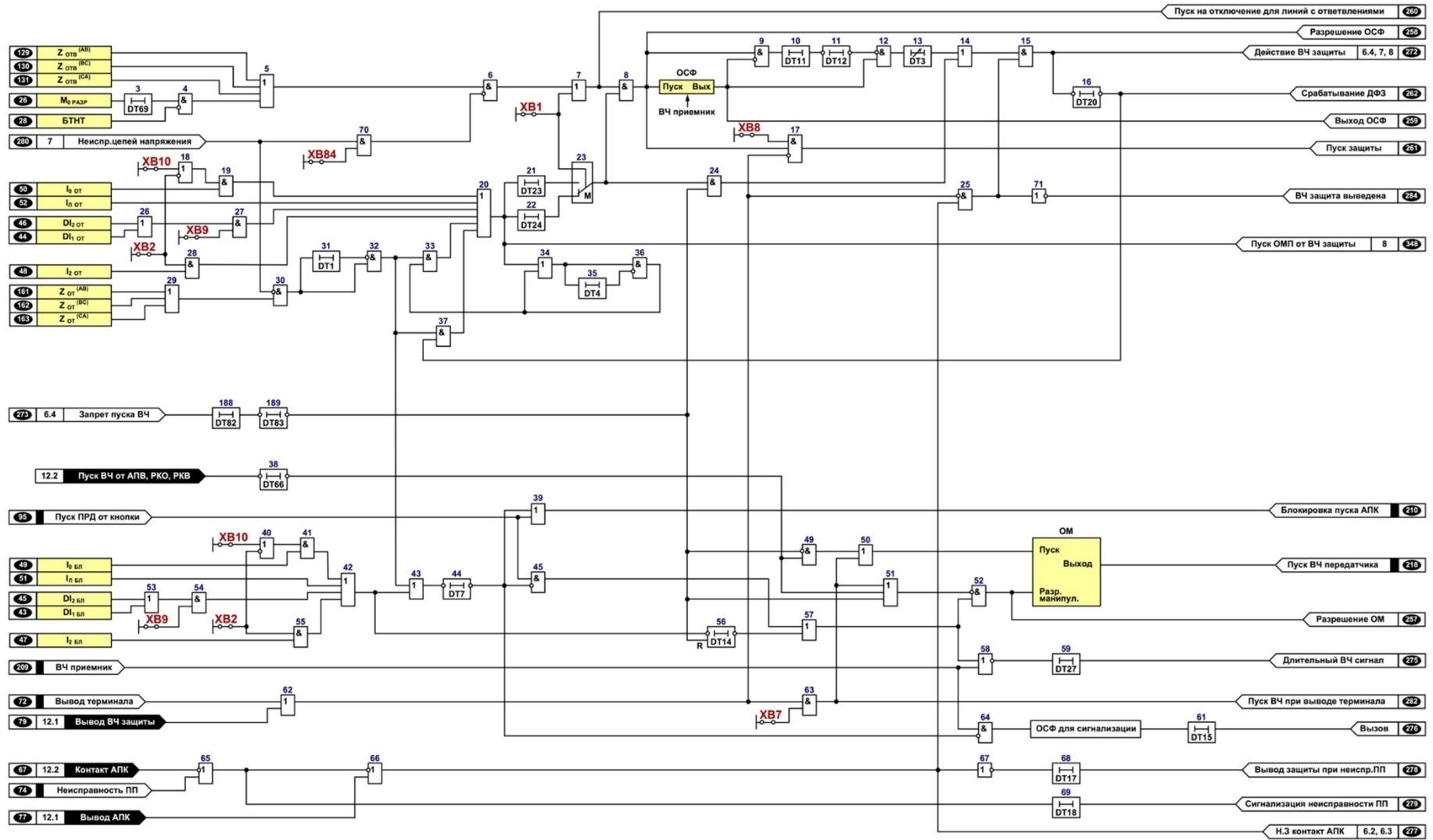
Модернизация контактной системы тяговой подстанции 121/127 кВ на подстанции Ручеек и линии электропередачи 121 кВ.

Численность исполнителей - 1 человек.

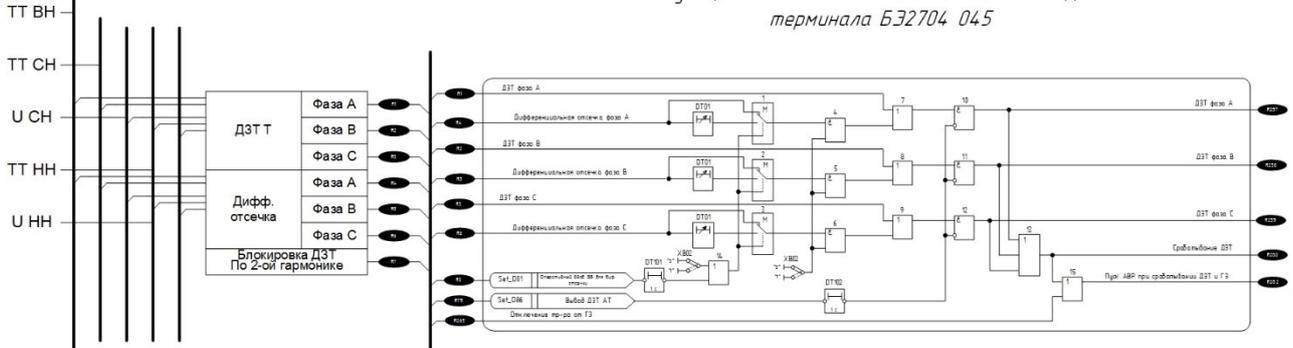
АнГУ  
Кафедра энергетики



Функциональная схема логической части ДФЗ терминала БЗ2704 201



Функциональная схема логической части ДЗТ терминала Б.32704.045



Функциональная схема логической части УРОВ ВН терминала Б.32704.045

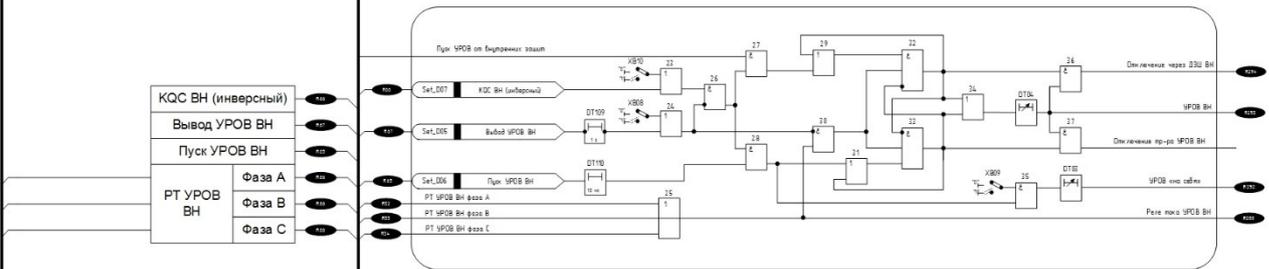
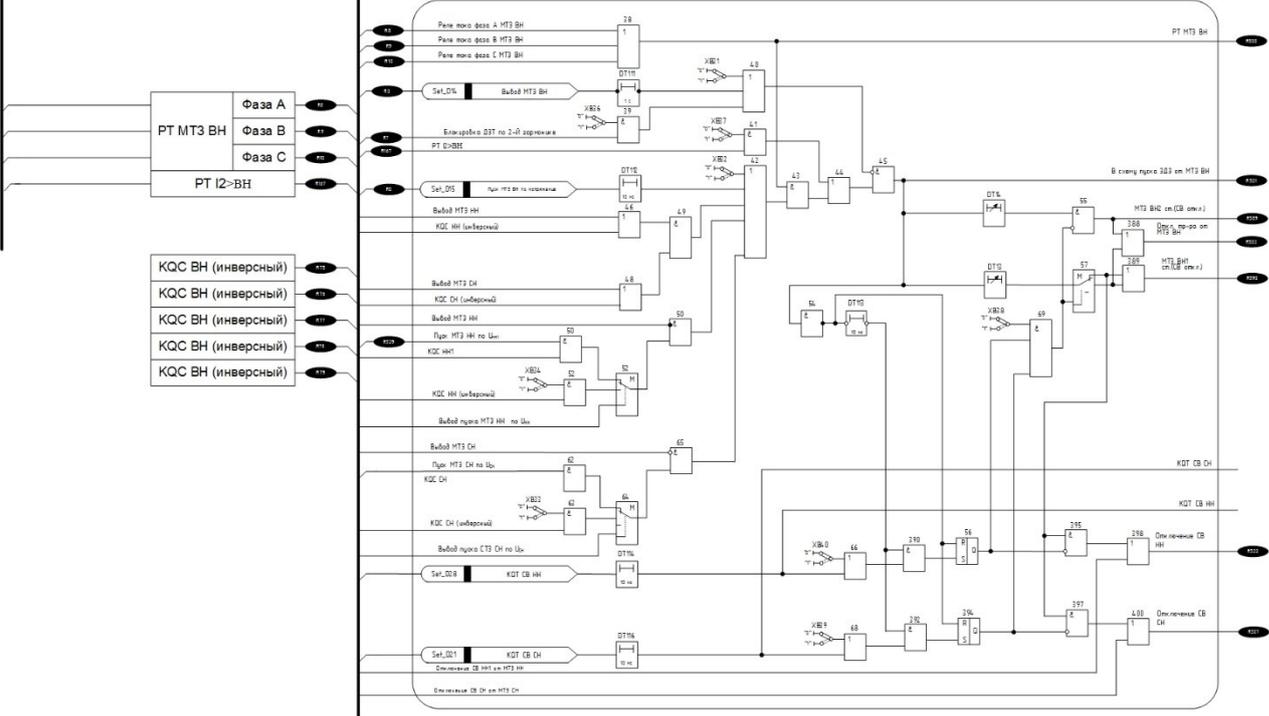
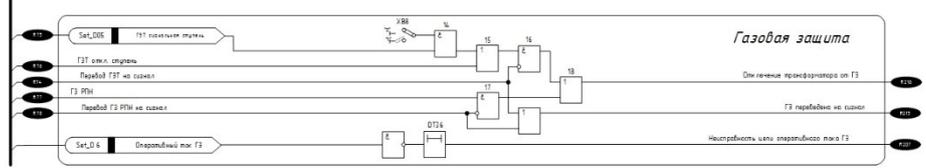


Схема логической части МТЗ ВН терминала Б.32704.045

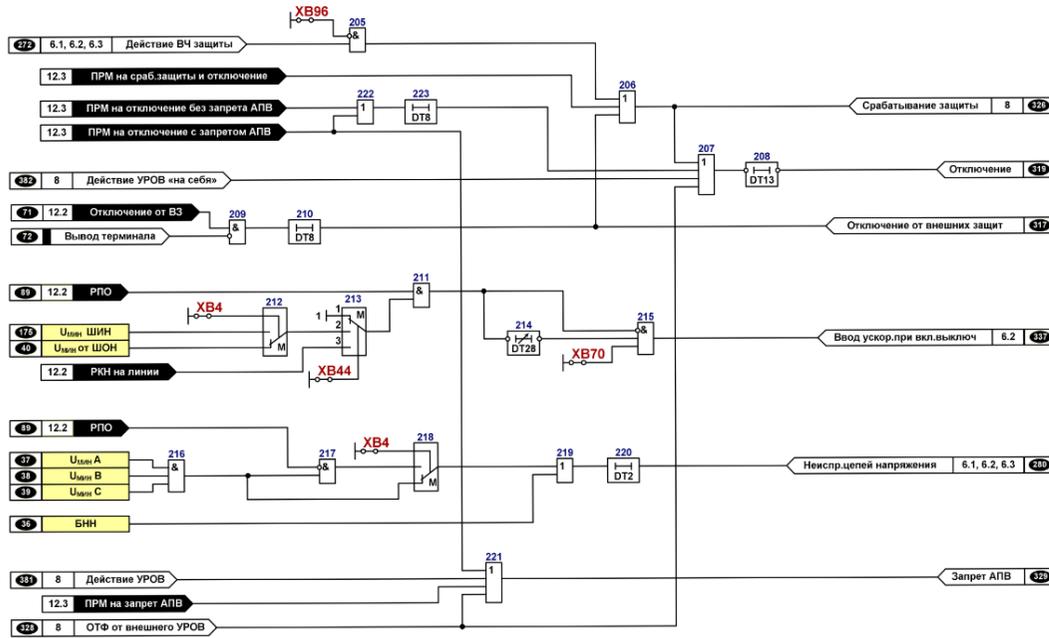


Функциональная схема логической части газовой защиты терминала Б.32704.045

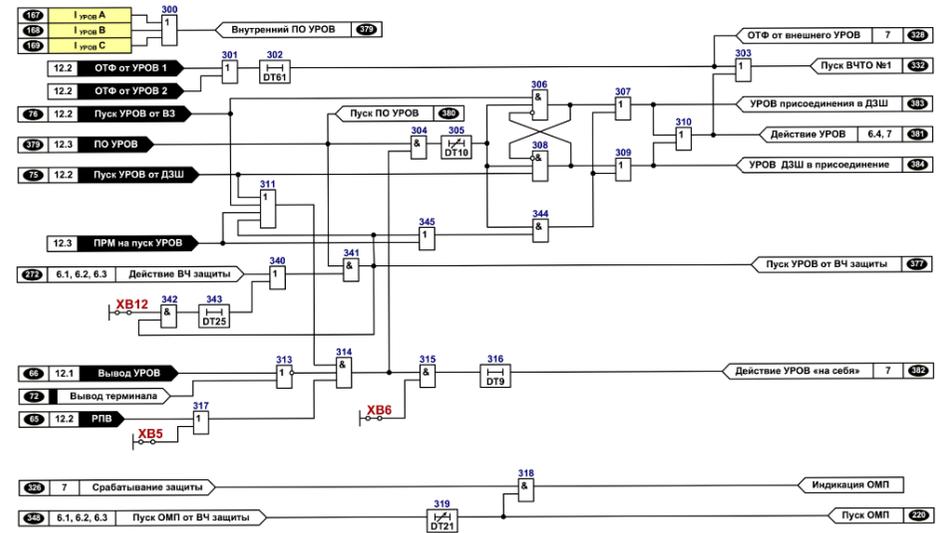


|                       |                |        |         |      |  |        |          |          |
|-----------------------|----------------|--------|---------|------|--|--------|----------|----------|
|                       |                |        |         |      | КП.144.119.13.03.02.СХ                       |        |          |          |
| Исполн.               | Лист           | М.В.С. | Подпись | Дата | Схема логической части защиты трансформатора | Листов | Масштаб  | Носитель |
| Разработ.             | Голованов И.С. |        |         |      |  | 1      |          |          |
| Проверил.             | Сидорова О.В.  |        |         |      |  | Лист 5 | Листов 6 |          |
| Инженер-проектировщик | Ковалев А.И.   |        |         |      | АмГУ   |        |          |          |
| ЭОС                   | Савина И.В.    |        |         |      | Кафедра энергетики                           |        |          |          |

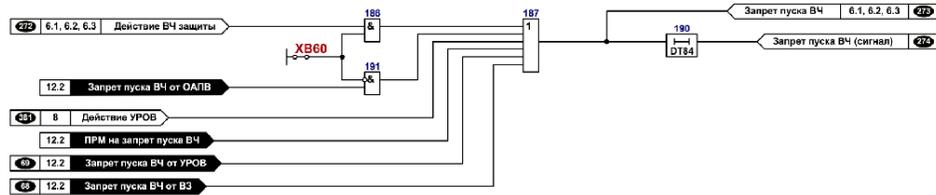
Функциональная схема логической части ОВ



Функциональная схема логической части УРОВ и ОМП



Функциональная схема логической части запрета пуска ВЧ



|             |            |         |         |                       |  |          |
|-------------|------------|---------|---------|-----------------------|--|----------|
|             |            |         |         | КП.144.119.В.03.02.СХ |  |          |
| Имя         | Лист       | Исполн. | Подпись | Дата                  | Автоматика ДФЗ, УРОВ, ЭПВЧ   | Листа в  |
| Разработ.   | Силин И.С. |         |         |                       |  | Листов в |
| Проектиров. | Силин О.В. |         |         |                       |  |          |
| Т. контро.  |            |         |         |                       |  |          |
| Рецензент   |            |         |         |                       |  |          |
| Исполнитель | Калин А.Н. |         |         |                       | Информация размещена только при обязательном оформлении 200 (21) / 10 кВ на подстанции Ручеек и не подлежит передаче 120 кВ. | Лист 6   |
| Экз.        | Силин И.В. |         |         |                       | Ручеекская подстанция - Шеняевск.  | Листов в |
|             |            |         |         |                       | АМГУ<br>Кафедра энергетики   |          |