

**Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт: Институт электронного обучения

Специальность: Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем

Кафедра: ЭЭС

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы	
Релейная защита РУ 10 кВ и группы трансформаторов 10,5/0,4	

УДК 621.316.925.4:621.315.1:621.314.222.6

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9401	Павлов Евгений Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кулешова Елена Олеговна	К.Ф.-М.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Коршунова Лидия Афанасьевна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Амелькович Юлия Александровна	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭЭС	Сулайманов Алмаз Омурзакович	К.Т.Н.		

Томск – 2016 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
Универсальные компетенции		
Р1	<i>Совершенствовать и развивать свой интеллектуальный и общекультурный уровень, добиваться нравственного и физического совершенствования своей личности, обучению новым методам исследования, к изменению научного и научно-производственного профиля своей профессиональной деятельности.</i>	Требования ФГОС (ОК-1, 3; ОПК-1, 2), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р2	<i>Свободно пользоваться русским и иностранным языками как средством делового общения, способностью к активной социальной мобильности.</i>	Требования ФГОС (ОПК-3), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р3	<i>Использовать на практике навыки и умения в организации научно-исследовательских и производственных работ, в управлении коллективом, использовать знания правовых и этических норм при оценке последствий своей профессиональной деятельности.</i>	Требования ФГОС (ОК-2, 3; ОПК-1; ПК-1, 2, 3), Критерий 5 АИОР (п. 2.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р4	<i>Использовать представление о методологических основах научного познания и творчества, роли научной информации в развитии науки, с готовностью вести работу с привлечением современных информационных технологий, синтезировать и критически резюмировать информацию.</i>	Требования ФГОС (ОК-3; ОПК-1, 4), Критерий 5 АИОР (п. 1.6, 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Профессиональные компетенции		
Р5	<i>Применять углубленные естественнонаучные, математические, социально-экономические и профессиональные знания в междисциплинарном контексте в инновационной инженерной</i>	Требования ФГОС (ОПК-4; ПК- 4-6)1, Критерий 5 АИОР (п.1.1), согласованный с требованиями международных стандартов

	деятельности в области электроэнергетики и электротехники.	
P6	Ставить и <i>решать инновационные задачи</i> инженерного анализа в области электроэнергетики и электротехники с использованием глубоких фундаментальных и специальных знаний, аналитических методов и сложных моделей в условиях неопределенности.	Требования ФГОС (ПК-1, 7,8), Критерий 5 АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> .
P7	Выполнять <i>инженерные проекты</i> с применением оригинальных методов проектирования для достижения новых результатов, обеспечивающих конкурентные преимущества электроэнергетического и электротехнического производства в условиях жестких экономических и экологических ограничений.	Требования ФГОС (ПК-2, 9, 10, 11), Критерий 5 АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> .
P8	Проводить инновационные <i>инженерные исследования</i> в области электроэнергетики и электротехники, включая критический анализ данных из мировых информационных ресурсов.	Требования ФГОС (ПК-3, 13, 14, 15, 24-26), Критерий 5 АИОР, согласованный с требованиями международных с

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт ЭНИН (Ин ЭО)

Направление подготовки (специальность) Релейная защита и автоматизация
электроэнергетических систем

Кафедра Электроэнергетических систем

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-9401	Павлову Евгению Александровичу

Тема работы:

Релейная защита РУ 10 кВ и группы трансформаторов 10,5/0,4

Утверждена приказом директора (дата, номер)

01.02.2016г. №577/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

09.06.2016

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

1. Схема РУ- 10 кВ однолинейная.
2. Справочные данные

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Описание объекта; Защита трансформаторов, обоснование выбора защит, выбор силовых трансформаторов; Выбор, обоснование и расчет уставок устанавливаемых защит; Расчёт уставок защит группы трансформаторов Защита РУ 10 кВ. Защита минимального напряжения; Микропроцессорное устройство защиты «СИРИУС-2МЛ»;
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Схема электроснабжения предприятия, однолинейная Схема подключения внешних цепей к устройству «СИРИУС-2 МЛ»
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Амелькович Юлия Александровна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Коршунова Лидия Афанасьевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кулешова Елена Олеговна	К.Ф.-М.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9401	Павлов Евгений Александрович		

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт ЭНИН (Ин ЭО)

Направление подготовки (специальность Релейная защита и автоматизация
электроэнергетических систем)

Кафедра Электроэнергетических систем

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного
года)

Форма представления работы:

Дипломный проект

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	09.06.2016
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
24.03.2016 г.	Обзор литературы	
4.04.2016 г.	Объект и методы исследования	
17.04.2016 г.	Выбор, трансформаторов, расчет схемы замещения	
28.04.2016 г.	Расчет уставок релейной защиты групп трансформаторов	
20.05.2016 г.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
26.05.2016 г.	Социальная ответственность	
30.05.2016 г.	Оформление работы	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кулешова Елена Олеговна	К.Ф.-М.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭЭС	Сулайманов Алмаз Омурзакович	К.Т.Н.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа, состоящая из 105 страниц, 10 рисунков, 22 таблиц, 26 источников, 2 приложений.

Объектом исследования является расчет уставок релейной защиты группы трансформаторов, а так же защита распределительного устройства.

Целью работы является разработка защит распределительного устройства 10 кВ и группы трансформаторов 10,5/0,4 кВ.

В процессе исследования проводились расчеты токовых отсечек, МТЗ, защита от однофазных замыканий на землю.

Область применения: производство.

Экономическая эффективность. Экономический эффект достигается путем уменьшения эксплуатационных расходов вновь установленного оборудования взамен старого.

В будущем планируется аналогичным способом проводить реконструкции цеховых подстанций на смежных производствах.

Обозначения и сокращения

РЗ – релейная защита;

РЗА – релейная защита и автоматика;

ТТ – трансформатор тока;

ТН – трансформатор напряжения;

Т – трансформатор;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

КЗ - короткое замыкание;

УРОВ - устройство резервирование отказа выключателя;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ТО – токовая отсечка;

АПВ - автоматическое повторное включение;

ВЛ - воздушная линия электропередачи;

ЗП - защита от перегрузки;

НН - низшее напряжение;

АУВ – автоматика управления выключателем;

РТ – реле тока;

НН – низшее напряжение;

ВН – высшее напряжение;

ГЗ – газовая защита;

РПН – регулирование под нагрузкой;

АРКТ – автоматическое регулирование коэффициента трансформации;

АС – провод из алюминиевых проволок и стального сердечника;

ГТУ – газотурбинная установка.

Содержание

Задание на выполнение выпускной квалификационной работы	4
Календарный рейтинг план.....	6
Реферат	7
Обозначения и сокращения	8
Введение	11
1 Описание объекта.....	14
2 Защита трансформаторов, обоснование выбора защит, выбор силовых трансформаторов.....	20
2.1.1 Назначение и основные типы защиты трансформаторов	20
2.1.2 Дифференциальная защита трансформатора	21
2.1.3 Газовая защита.....	23
2.1.4 Максимальная токовая защиты	24
2.1.5 Максимальная токовая защита с блокировкой по напряжению	25
2.2 Обоснование и выбор защит.....	26
2.3 Выбор трансформаторов.....	27
3 Краткая характеристика защищаемого объекта	30
3.1 Выбор, обоснование и расчет уставок устанавливаемых защит	30
3.2 Расчет параметров схемы замещения	31
3.3 Преобразование схемы замещения	33
3.4 Выбор измерительных органов	33
3.4 Расчёт уставок защит группы трансформаторов	34
3.4.1 Расчет токовой отсечки.....	34
3.4.2 Расчет максимально токовой защиты трансформаторов.	37
3.3.3 Защита от однофазных замыканий на землю	42
3.3.4 Время срабатывания защиты от ОЗЗ.....	44
3.4 Защита РУ 10 кВ. Защита минимального напряжения	45
3.5 Микропроцессорное устройство защиты «СИРИУС-2МЛ».....	47
3.5.1 Назначение.....	47
3.5.2 Возможности защиты.....	48
3.5.3 Функции защиты и функции автоматики	49
3.5.4 Структурная схема	50
4 Техничко-экономическое обоснование замены трансформаторов на трансформаторных подстанциях «Томскнефтехим»	54

4.1 Оценка научно-технического уровня инженерных решений	55
4.2 Оценка технического уровня новшества	56
4.3 Оценка научного уровня	57
4.4 Организация и планирование научно-исследовательских и проектных работ.....	58
4.5 Линейное планирование	59
4.6 Расчет затрат и договорной цены на проектирование	61
4.6.1 Смета затрат.....	61
4.6.2 Материальные затраты.....	61
4.6.3 Затраты на оплату труда	61
4.6.4 Отчисление на социальные нужды.....	63
4.6.5 Амортизация основных фондов.....	63
4.6.6 Прочие неучтенные затраты	64
4.6.7. Накладные расходы.....	64
4.6.8 Расчет затрат на оборудование и монтаж	66
4.7 Расчет издержек по эксплуатации энергетического объекта.....	67
5 Социальная ответственность	74
5.1 Производственная безопасность	74
5.1.1 Повышенная запыленность.....	75
5.1.2 Микроклимат	77
5.1.3 Повышенный уровень шума на рабочем месте	81
5.1.4 Повышенный уровень электромагнитного поля	82
5.1.5 Отсутствие или недостаток естественного света	83
5.1.6 Расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли (пола).....	86
5.1.7 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.....	86
5.2 Экологическая безопасность	93
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	94
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	99
Заключение	101
Список литературы	102
Приложение А.....	104
Приложение Б.....	105

Введение

Компания создана 23 апреля 2004 года в ходе реформирования российской электроэнергетики. Группа компаний ТЭСС представлена в большинстве федеральных округов Российской Федерации. Миссией ТЭСС является обеспечение эффективной и бесперебойной работы оборудования энергетических систем, способствующее надежному энергоснабжению потребителей и социально-экономическому процветанию страны. Стратегия развития бизнеса компании заключается в применении международных стандартов менеджмента, внедрении прогрессивных методов управления производством, повышении инвестиционной привлекательности, использовании современных технологий сервисного обслуживания и ремонта оборудования электрических систем. ТЭСС является сервисным центром и официальным дилером НПП «ЭКРА» на территории Тюменской области. Выстроены надежные партнерские отношения с компаниями: ABB, Siemens, Alstom, HAINUA INDUSTRY GROUP. На базе ТЭСС создан специализированный Дилерский центр высоковольтного оборудования и РЗА. В компании активно развивается новое направление — Энергоауд ит. На предприятии внедрена и поддерживается интегрированная система менеджмента качества, соответствующая требованиям международных стандартов ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001.

В компании работает более 1000 человек.

Реализованные проекты:

— Реконструкция устройств синхронизации на ПС 220 кВ (Уренгой, Надым, Муравленковская, Вынгапур, Варьеган) и ПС 500 кВ (Холмогорская, Тарко Сале);

— Разработка проектной и рабочей документации по программе реновации основных фондов ОАО «ФСК ЕЭС» в части объектов некомплексной реконструкции МЭС Западной Сибири;

— Разработка проектной и рабочей документации по проекту ПС 500 кВ «Демьянская». Расширение ОРУ 220 кВ на две линейные ячейки 220 кВ;

— Разработка проектной и рабочей документации по проекту ПС 220 кВ «Снежная». Расширение ОРУ 110 кВ на одну линейную ячейку 110 кВ;

— Разработка проектной и рабочей документации по проекту «Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ «Кирияновская». Расширение ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ «Васильев» ;

— Разработка проектной и рабочей документации по проекту «Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ «Комета» ;

— Разработка проектной и рабочей документации по проекту «Технологическое присоединение реконструируемой ПС-35/6 кВ «Южная» к ОРУ-35 ПС 220/35/10 «Усть-Балык» ;

— Реконструкция ПС 110 кВ: «Северо-Ватинская», «КНС-37», «Январская», «Аганская», «Южно-Аганская» ;

— Реконструкция ПС «Инга» ;

Также компания оказывает услуги по эксплуатации и ремонту электрооборудования предприятий СИБУР Холдинга.

«Томскнефтехим» (ТНХК) — нефтехимическое предприятие в городе Томске, с 2000 года входит в состав «СИБУРа».

Строительство комбината началось в 1975 году, в СССР оно называлось «Томский нефтехимический комбинат». 24 февраля 1981 года было начато производство полипропилена, 9 июля 1983 — метанола, 8 мая 1985 — формалина.

Полиэтилен и полипропилен изготавливают из газов пропилена и этилена, который производят на производстве Мономеров на площадке Томскнефтехима путем переработки из фракций бензина в печах пиролиза при температуре 650 С. И транспортируя через турбокомпрессоры на производство ПВД (полиэтилен высокого давления).

Годовые мощности выпуска готовой продукции по состоянию на 2016 год: 300 тыс. тонн этилена, около 140 тыс. тонн пропилена 245 тыс. тонн полиэтилена, 140 тыс. тонн полипропилена.

1 Описание объекта

Производство Мономеров Томскнефтехима является крупным потребителем электроэнергии. Электроэнергия на производство поступает от ГПП-3 по кабельным линиям. До ГПП-3 идет ВЛ 110 кВ от ТЭЦ-3 которая входит в состав ТГК-11 и имеет мощность 140 МВт. Напряжение 110 кВ приходящее с ТЭЦ преобразуется на трансформаторах с расщепленной обмоткой ТРДНС-63000/110/10 на ГПП до 10.5 и 6 кВ. После чего поступает на РУ предприятия. Распределительные устройства в свою очередь осуществляют эл.питание и защиту цеховых трансформаторных подстанций мощностью от 630 до 1600 МВа, а так же электродвигателей насосов и вентиляторов мощностью 1000-1200 кВт на напряжение 6-10 кВ.

В состав защищаемого объекта входит четыре трансформаторных подстанции ТП-1011, ТП-1012, ТП-1013, ТП-1015.

ТП-1011 - Это комплектная трансформаторная подстанция. Трансформаторная подстанция — это электроустановка которая служит для приема, преобразования (повышения или понижения) напряжения в сети переменного тока, а так же распределения электроэнергии в системах электроснабжения потребителей сельских, поселковых, городских, промышленных объектов. Состав трансформаторной подстанции: силовые трансформаторы, распределительное устройство, устройства автоматического управления и защиты, а также вспомогательных сооружений. Т.к. производственные цеха являются потребителями 1 категории на ТП установлено 2 трансформатора серии ТМЗ-1600, и ТП имеет питание от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, перерыв электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания [2]. Номинальная мощность ТМЗ-630, 1000, 1600 составляет 630, 1000, 1600 кВА, номинальное напряжение ВН до 10 кВ (вкл.). Оборудование

предназначаются для использования в трансформаторных подстанциях. Допускается наружная и внутренняя установка.

Технические характеристики ТМЗ. Номинальное напряжение первичной обмотки трансформатора серии ТМЗ до 10кВ, вторичной - 0.4 или 0.69кВ. Регулировка напряжения трехфазных трансформаторов с защитой масла осуществляется при помощи ПБВ. Шаг регулировки составляет 2,5% на величину $\pm 2 \times 2.5 \%$ от номинала. Для выполнения регулировки трансформатор серии ТМЗ должен быть отключен от сети с обеих сторон.

Маркировка «ТМЗ» обозначает следующее:

«Т» - трехфазный трансформатор;

«М» - (масляный) - использование в качестве охлаждающей жидкости масла естественного способа циркуляции;

«З» - устройство с защитой масла от окисления.

Защита выполнена в виде подушки из жидкого азота.

Трансформаторы серии ТМЗ выпускаются в двух видах климатического исполнения. Маркировка производится согласно ГОСТ 15150-69: У1 (для умеренного климата) или ХЛ (для холодного климата).

Таким образом, эксплуатация трансформаторов серии ТМЗ разрешена на высоте, не превышающей 1000м от уровня моря, при температуре атмосферы - 45 - +40С (У1) или -60 - +40С (ХЛ), при относительной влажности воздуха не более 80% (замеряемой при $t=25^{\circ}\text{C}$).

Эксплуатация ТМЗ с максимальным КПД не может гарантироваться при работе в пожаро- и взрывоопасной среде, а также в атмосфере, содержащей агрессивные газы, повышенный уровень испарений, высокую концентрацию пылевых частиц. Недопустимыми являются вибрация и сотрясение оборудования, частые включения со стороны питания.

Конструктивные особенности трансформаторов серии ТМЗ. Сварные радиаторные баки трансформаторов серии ТМЗ имеют форму прямоугольника. Вертикальное перемещение устройства облегчают специальные крюки, расположенные под верхней рамой бака. Пробка для заливки масла в бак ТМЗ

расположена на верхней крышке бака, в нижней же его части размещаются пробка для слива охлаждающего масла, пробка для взятия образцов масла. Там же находится болт крепления заземления.

Активная часть трансформатора ТМЗ содержит магнитопровод (данный элемент выполнен из электротехнической стали холодной катки), алюминиевые обмотки ВН и НН, а также высоковольтный переключатель.

Трансформатор ТМЗ снабжен маслоазоторасширителем, на стенке которого установлен маслоуказатель, предназначение которого - контроль уровня жидкости. Маслоуказатель имеет 3 контрольные отметки, которые соответствуют уровню масла в обесточенном трансформаторе при различных температурах.

Защитная азотная подушка необходима для недопущения окисления масла, а также обеспечение работы прибора при различных температурах (в эксплуатационном диапазоне).

Температура верхних слоев масла в баке измеряется посредством термометрических сигнализаторов. Трансформатор ТМЗ оснащен моновакуумметром для контроля внутреннего давления и подачи сигнала о предельно допустимых величинах данного параметра. Помимо этого прибор снабжен предохранительной диафрагмой либо реле давления, они задействуются, если в баке достигается давление 0.75 атмосфер, вследствие чего газы выходят наружу.

Баки трансформаторов ТМЗ сварные, прямоугольной формы. Радиаторы применяются для увеличения площади поверхности охлаждения. Поднимается трансформатор ТМЗ за крюки, которые расположены под верхней рамой бака.

Первичная обмотка трансформатора подключена к питающему кабелю через ВНРУ-10. ВНРУ-10 это выключатель нагрузки, который относится к коммутационным аппаратам, снабженным автогазовым дугогасительным устройством. Гашение дуги осуществляется потоком газов, выделяющихся из стенок дугогасительной камеры при воздействии на них гасимой дуги. Выключатели ВНРУ-10 предназначены для включения и отключения под

нагрузкой участков цепей трехфазного тока напряжением 6 (10) кВ частотой 50 Гц, а также заземления отключенных участков при помощи заземляющих ножей.

Распределительное устройство низкого напряжения состоит из 12 ячеек: 2 ячейки вводные, 1 ячейка с секционным выключателем и 9 ячеек для подключения потребителей. В ячейках КРУ установлены автоматические выключатели серии «Электрон» на вводных ячейках Э40В номинальным током 5000 А, в ячейке с секционным выключателем Э16В 1600 А., в остальных ячейках установлены Э06В номинальный ток 1000 А.

Выключатели устанавливаются в цепях с номинальным напряжением постоянного тока до 380 В и переменного тока до 660 В частотой 50 и 60 Гц. Они служат для прохождения номинального тока в нормальном режиме и отключений тока короткого замыкания и перегрузках, а также для нечастых (до 12 раз в сутки) оперативных включений и отключений электрических цепей, причем выключатели с номинальным током до 5000 А допускают включения асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором [4].

Питание конечных потребителей идет через распределительный пункт РП-1 находящийся в корпусе 404 цеха КиРП. В РП-1 установлены распределительные щиты содержащие пускорегулирующую аппаратуру: автоматические выключатели, электромагнитные контакторы и пускатели, защитные реле: РТЛ (тепловые реле), РКЗ (реле контроля и защиты), РКД (реле контроля и диагностики), предохранители с плавкой вставкой. Основным потребителем являются электродвигатели насосов, вентиляторов, электроприводов запорной арматуры мощностью от 0.4 до 160 кВт. А так же освещение помещений и наружных установок, рабочее и аварийное.

Остальные цеховые подстанции ТП-1012, 1013, 1015 имеют схожей состав. Различия составляют только количество ячеек на распределительном устройстве низкого напряжения, мощности трансформаторов. Так на ТП-1012 и 1013 установлены трансформаторы типа ТМЗ-630, характеристики указаны в таблице 1.

Таблица 1. Характеристики трансформатора ТМЗ-630.

Наименование	Единица изм.	Значение
Номинальная мощность	кВА	630
Номинальное напряжение ВН	кВ	6 (10)
Номинальное напряжение НН	кВ	0.4
Р _{хх}	кВт	1.25
Р _{кз}	кВт	7.9/8.5
І _{хх}	%	1.7
U _{кз}	%	5.5
Группа соединения обмоток		У/УН-0

На ТП-1015 установлены трансформаторы серии ТМЗ-1000, характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2. Характеристики трансформатора ТМЗ-1000.

Наименование	Единица изм.	Значение
Номинальная мощность	кВА	630
Номинальное напряжение ВН	кВ	6 (10)
Номинальное напряжение НН	кВ	0.4
Потери холостого хода	кВт	1.9
Потери короткого замыкания	кВт	12.2
Ток холостого хода	%	1.7

Напряжение короткого замыкания	%	5.5
Схема и группа соединения обмоток		У/Ун-0 (либо Д/Ун-11)

2 Защита трансформаторов, обоснование выбора защит, выбор силовых трансформаторов

2.1.1 Назначение и основные типы защиты трансформаторов

В обмотках трансформаторов могут возникать межфазные КЗ, одной или двух фаз на землю межвитковые замыкания, замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю.

Во время эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относится: прохождение через трансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ним элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры.

Защита трансформаторов должна выполнять следующие функции:

- отключать трансформатор при его повреждении от источников питания;
- отключать трансформатор от поврежденной части электроустановки при прохождении через него сверхтока в случаях повреждения сборных шин или силового оборудования, связанного с силовым трансформатором, также при авариях в смежных линиях электропередачи или оборудования и отказах защит или выключателей;
- подавать предупредительный сигнал дежурному электромонтеру станции при возникновении перегрузки трансформатора, выделении газа из масла, повышении температуры;

Для защиты трансформаторов при их повреждениях и сигнализации о нарушении нормальных режимов работы применяются следующие типы защит:

- дифференциальная – для защиты при любых повреждениях обмоток трансформатора. Продольная дифференциальная защита устанавливается на трансформаторах 6300 и более, на трансформаторах меньшей мощности – токовая отсечка. Если токовая отсечка не проходит по условиям

чувствительности, то дифференциальная защита может быть установлена по трансформаторах меньшей мощности, но не менее 1000 кВА;

- токовая отсечка мгновенного действия – для защиты трансформатора при повреждениях ошиновки, вводов и части обмотки со стороны источника питания;

- газовая – для защиты при повреждениях внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа, а также при понижении уровня масла. Применяется для трансформаторов мощностью 6300 кВА и более, для внутрицеховых понижающих трансформаторов мощностью 630 кВА и более, для трансформаторов мощностью (1000-4000) кВА, если отсутствует быстродействующая защита;

- от сверхтоков, проходящих через силовой трансформатор при повреждении как самого трансформатора, так и других смежных с ним элементов – максимальная токовая или максимальная токовая защита направленная защита, реагирующая на фазные токи, а также на токи нулевой и обратной последовательностей для трансформаторов 1000 кВА и более, максимальная токовая защита с пуском минимального напряжения, дистанционная защита для трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 220 кВ и более если это необходимо по условиям дальнего резервирования;

- от замыканий на корпус;

- от перегрузки для трансформаторов мощностью 400 кВА и более следует предусматривать максимальную токовую защиту с действием на сигнал или на разгрузку и на отключение.

2.1.2 Дифференциальная защита трансформатора

Принцип действия защиты основан на сравнении токов со стороны высокого напряжения и низкого напряжения защищаемого трансформатора. Для выполнения защиты на каждой стороне трансформатора ставятся

трансформаторы тока с такими коэффициентами трансформации, чтобы их вторичные токи в нормальном режиме были равны между собой [10].

Вторичные обмотки трансформаторов тока соединяются между собой параллельно и к ним подключается токовое реле Рисунок 1.

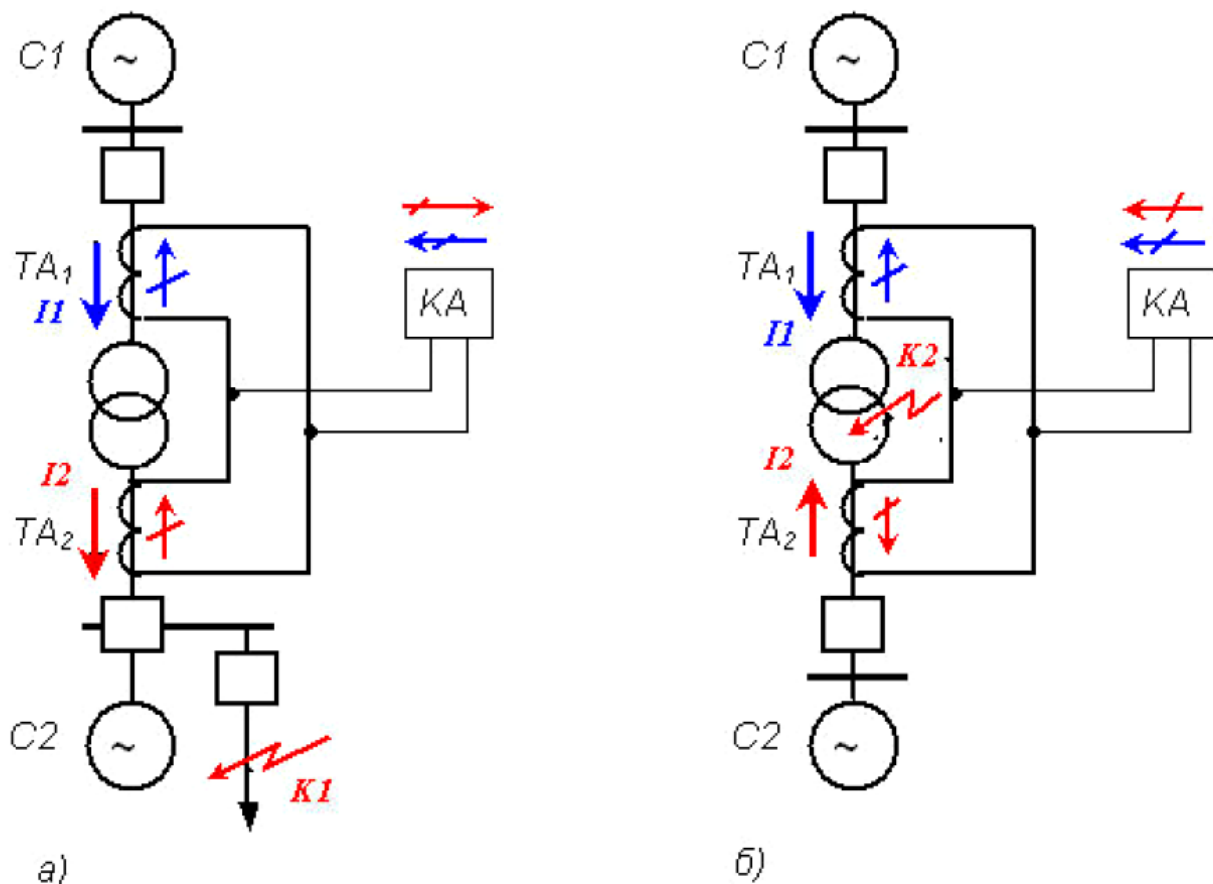


Рисунок 1- Принцип действия дифференциальной защиты трансформатора: а) внешнее короткое замыкание; б) короткое замыкание в трансформаторе

В нормальном режиме и при внешнем коротком замыкании в точке К1 ток в реле близок к нулю:

$$I_p = \frac{I_1}{n_{TT1}} - \frac{I_2}{n_{TT2}} \approx 0 ; \quad (1)$$

.

И защита не работает.

При повреждении внутри трансформатора, КЗ в т.К2 в реле проходит сумма вторичных токов:

$$I_p = \frac{I_1}{n_{TT1}} + \frac{I_2}{n_{TT2}} \neq 0 ; \quad (2)$$

Защита работает.

Если сравнивать с дифференциальной защитой линий, то дифференциальная защита трансформаторов обладает высокими погрешностями.

Причины появления погрешностей:

1. Возможная неодинаковость схем соединения обмоток силового трансформатора;
2. Наличие броска тока намагничивания;
3. Возможна неодинаковость вторичных токов в плечах защиты;
4. Наличие устройства автоматического регулирования напряжения силового трансформатора;

2.1.3 Газовая защита

Газовая защита устанавливается на масляных трансформаторах и автотрансформаторах.

Принцип действия газовой защиты основан на том, что при любом повреждении обмоток за счет высвобождающегося тепла происходит разложение масла. При разложении масла происходит выделение газа, интенсивность которого зависит от тяжести повреждения.

Газовая защита выполняется при помощи газовых реле, представляющих собой металлический корпус устанавливаемый в маслопровод между баком и расширителем трансформатора. Внутри корпуса реле устанавливают поплавковые контакты, которые при появлении газа замыкают свои контакты. При слабом газообразовании реле действует на сигнал, при интенсивном - на отключение.

Газовая защита является простым и универсальным инструментом для определения внутренних повреждений трансформаторов. Она позволяет определить и витковые замыкания, на которые не реагируют дифференциальная защита из-за малой величины тока [10].

2.1.4 Максимальная токовая защиты

Защита применяется для трансформаторов малой мощности. На двухобмоточных трансформаторах с односторонним питанием устанавливается комплект со стороны источника питания (Рисунок 2.,а) на трехобмоточных трансформаторах с односторонним питанием устанавливается два комплекта защиты. Один со стороны обмотки низкого напряжения действует на отключение выключателя этой обмотки. С меньшей выдержкой времени защита действует на отключение выключателя со стороны обмотки среднего напряжения, с большей – на отключение всех выключателей. (Рисунок 2.,б)

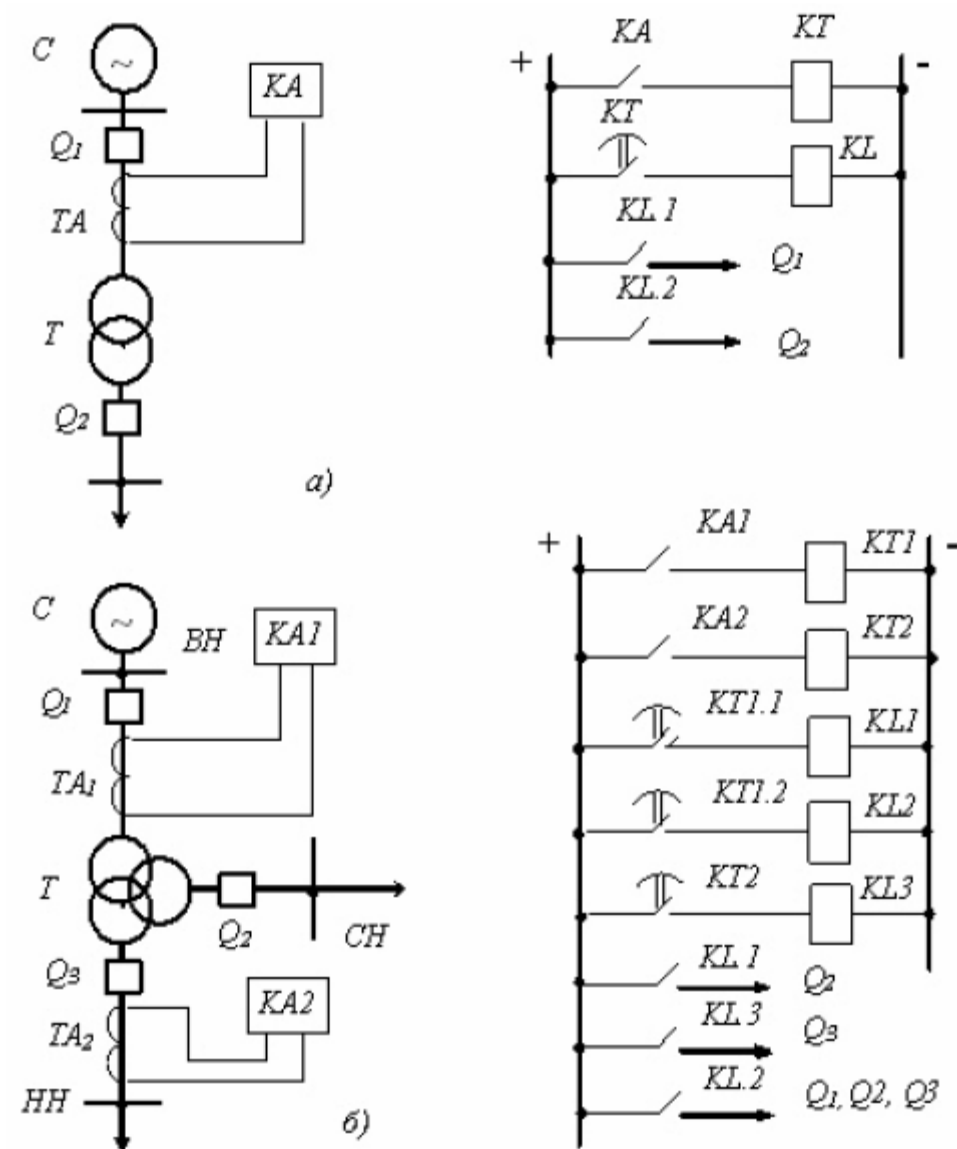


Рисунок 2 - Схемы максимальной токовой защиты трансформаторов

2.1.5 Максимальная токовая защита с блокировкой по напряжению

Максимальная токовая защита с блокировкой по напряжению устанавливается на трансформаторах средней мощности для повышения чувствительности при дальнем резервировании. Принципиальная схема защиты приведена на рис.3.

В состав защиты входят пусковой орган – реле тока КА1 и КА2 и пусковой орган напряжения – фильтр-реле напряжения обратной последовательности KV2 и реле минимального напряжения KV1.

При возникновении двухфазного короткого замыкания появляется напряжение обратной последовательности, которое приводит к срабатыванию фильтр реле напряжения обратной последовательности KV2. Реле KV2 снимает питание с обмотки KV1, которое сработав в свою очередь запитывает обмотку реле KL, тем самым разрешается прохождение команды на запуск реле времени от токовых реле.

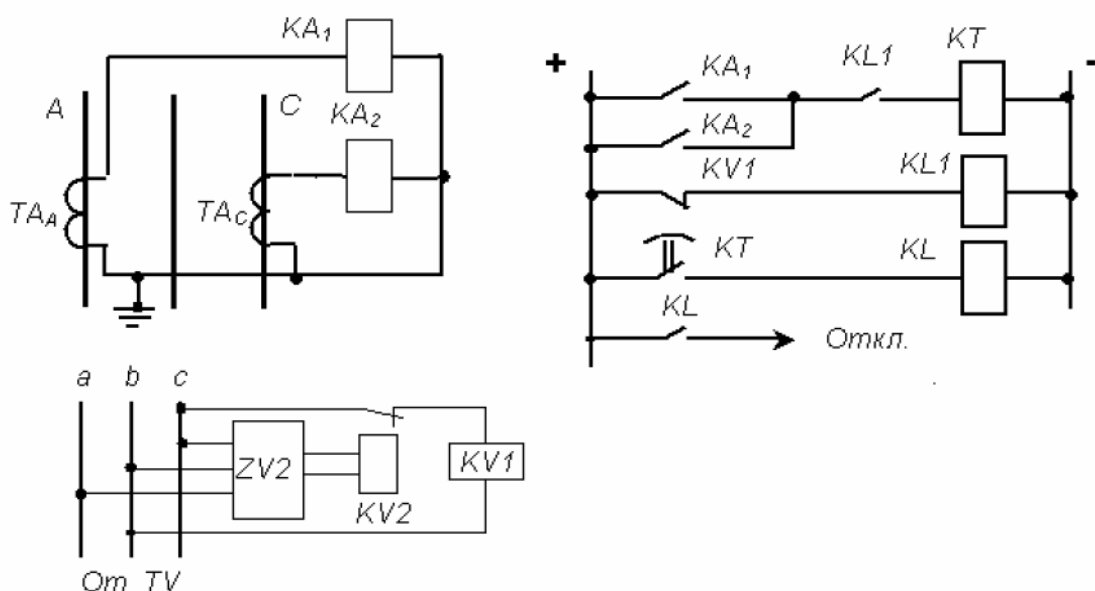


Рисунок 3 - Схема максимальной токовой защиты с блокировкой по напряжению

При трехфазных КЗ напряжение обратной последовательности отсутствует и реле KV2 не работает. Однако в этих случаях снижение напряжения достаточно для срабатывания реле KV 1.

2.2 Обоснование и выбор защит

Расширение предприятия, строительство новых цехов, установки нового оборудования неизбежно приводит к увеличению потребляемой электрической энергии. Для безотказной работы необходимо непрерывно улучшать качество электроснабжения. В связи с тем что производство Мономеров было запущено в 1986 г. то электрооборудование большая часть которого не менялась с того времени и уже не может отвечать современным реалиям. Ежегодно проводится остановочный капитальный ремонт предприятия, во время которого происходит монтаж новых потребителей (эл.задвижки, системы кондиционирования, АСУ ТП, освещение новых технологических установок и помещений), электробогревы технологического оборудования. С каждым годом запас мощности трансформаторов на цеховых подстанциях питающих ЭП-300 уменьшается и появляется необходимость в установке более мощного и современного эл.оборудования.

На трансформаторных подстанциях требующих реконструкции установлены трансформаторы типа: ТМЗ-1600-10УЗ на ТП-1011, ТМЗ-630-10УЗ на ТП-1012, ТП-1013 и ТМЗ-1000-10УЗ на ТП-1015. На замену им намечено эл.оборудование фирмы Schneider Electric сухой трансформатор с литой изоляцией Trihal.

Трансформатор Trihal (“Триал”) представляет собой трехфазный трансформатор сухого типа с изоляцией из эпоксидной смолы с наполнителями, которые смешиваются и заливаются в вакууме. Наполнитель состоит в основном из тригидрата алюминия $Al(OH)_3$, обладающего огнегасительными свойствами, название которого легло в основу торговой марки Trihal. Трансформатор Trihal предназначен для использования в

помещении (относительно наружной установки проконсультируйтесь в Schneider Electric).

Т.к. намеченные трансформаторы являются сухими то на них невозможно использовать газовую защиту. Мощность трансформаторов составляет от 1000 до 1600 МВа для защиты трансформатора дифференциальной защитой согласно ПУЭ, мощность трансформатора необходимо иметь 6300 МВа к тому же трансформаторы расположены на некоем удалении от установки защиты что является затруднением в установке трансформаторов тока на высоковольтных и низковольтных выводах, и подключение их к блоку микропроцессорных защит «Сириус-2МЛ». Дистанционная защита так же не будет рассматриваться потому что напряжение на ВВ стороне трансформатора составляет 10 кВ, согласно ПУЭ для работы дистанционной защиты, трансформатор должен работать на напряжение 220 кВ и выше.

Защиты которые будут рассмотрены в квалификационной работе:

- 1.Токовая отсечка;
- 2.Максимальная токовая защита;
- 3.Защита от однофазных замыканий на землю.

Данные типы защит полностью охватывают всё разнообразие возможных повреждений трансформаторов цеховых подстанций.

2.3 Выбор трансформаторов

Двухтрансформаторные ТП применяются при преобладании электроприемников I и II категорий. При этом мощность трансформаторов выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного Другой трансформатор с учетом допустимой перегрузки принял бы на себя нагрузку всех потребителей.

$$t = 5.8 - 1.35 \ln \left(\frac{0.525}{0.5 \times 0.1} \right) = 1c;$$

$$t = 5.8 - 1.35 \ln \left(\frac{0.262}{0.5 \times 0.05} \right) = 3c;$$

$$U = \frac{0.9 \times 10500}{1.1 \times 0.95} = 9043 \text{ В};$$

$$Q_H = \sum_{i=1}^n q_i d_i = 0.675 \times 0.2 + 0.6 \times 0.14 + 0.54 \times 0.1 + 0.84 \times 0.1 + 0.89 \times 0.2 + 0.614 \times 0.2 + 0.45 \times 0.1$$

$$Q_K = \sum_{i=1}^n q_i d_i = 0.619 \times 0.2 + 0.474 \times 0.14 + 0.318 \times 0.1 + 0.504 \times 0.1 + 0.89 \times 0.2 + 0.529 \times 0.2 + 0.45 \times 0.1$$

$$K_{Ty} = \frac{Q_H}{Q_K} = \frac{0.678}{0.58} = 1,169;$$

$$K_{Hy} = \sum_{i=1}^n (K_{дyi} \cdot d_i);$$

$$I_{ам} = \frac{T_{исп}}{T_{сл}} \times H_{ам} \times C_{обор} = \frac{121}{365} \times 115200 \times 0,2 = 7637 \text{ рублей};$$

$$Ц_0 = C_{пл} \times (1 + K_{пр}) \times (1 + K_{ну});$$

$$Ц_0 = 1067964 \times (1 + 0,2) \times (1 + 0,19) = 1525052 \text{ рублей};$$

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P_{xx} \times T_{п} + \Delta P_{кз} \times K_{и}^2 \times T_{раб};$$

$$П_{1mp} = \Delta \mathcal{E} \times 2,93 = 90513 \times 2,93 = 167882 \text{ руб};$$

$$\Delta \mathcal{E} = 2,6 \times 8304 + 17,2 \times 0,5^2 \times 8304 = 57297 \text{ кВт/ч};$$

$$t_{c.31} = 0 \text{ сек};$$

$$t_{c.32} = 0 + 0.5 = 0.5 \text{ сек}$$

$$t = \frac{0.14 \times t_{c.32}}{\left(\frac{I}{I_{ycm}} \right)^{0.02} - 1};$$

$$t1 = \frac{0.14 \times t_{c.32}}{\left(\frac{I}{I_{ycm}} \right)^{0.02} - 1} = \frac{0.14 \times 0.5}{\left(\frac{1454}{220.16} \right)^{0.02} - 1} = 1.8 \text{ сек};$$

$$t2 = \frac{13.5 \times t_{c.32}}{\left(\frac{I}{I_{ycm}} \right)^{0.02} - 1} = \frac{13.5 \times 0.5}{\left(\frac{1454}{220.16} \right)^{0.02} - 1} = 1.19 \text{ сек};$$

(3)

где коэффициент загрузки двух трансформаторной ПС с преобладающей нагрузкой I категории;

$P_{расч}$ -расчетная нагрузка на ПС;

$$S_{расч} = 0,7 \times 2200 = 1540 \text{ кВА};$$

Выбираем 2 трансформатора: Trihal 1600 10/0,4 с параметрами $S_H=1.6$ кВт; $U_{HV}=10$ кВ; $U_{HH}=0.4$ кВ; $U_K=6\%$; $\Delta P_K=14$ кВт; $\Delta P_X=2.1$ кВт; $R_T=0,547$ Ом; $X_T=3,75$.

Аналогичным способом выбираются трансформаторы для других подстанций.

Таблица 3- Сводная таблица

Номер ТП	Тип	$S_{НОМ}$, кВА	$U_{НОМ}$ кВ		P_{XX} , кВт	P_{K3} кВт	U_K %	R , Ом	X , Ом	K_T
			ВН	НН						
1011	Trihal 1600 10/0,4	1600	10	0.4	2.1	14	66	0,547	3.75	25
1012	Trihal 1000 10/0,4	1000	10	0.4	1.5	10	6	1	6	25
1013	Trihal 1000 10/0,4	1000	10	0.4	1.5	10	66	1	6	25
1015	Trihal 1000 10/0,4	1000	10	0.4	1.5	10	66	1	6	25

3 Краткая характеристика защищаемого объекта

В данном дипломном проектировании задание включает в себя выполнение защиты РУ-101 10,5 кВ и группы трансформаторов на ТП 10/0.4 кВ. РУ-101 представляет собой связующий элемент, работающий между шинами ГПП-3 которые питают производство напряжением 10.5 кВ. Подробная характеристика объекта автоматизации необходима для принятия окончательных решений о количестве, типах применяемых устройств РЗА, их размещении и о характере их управляющих воздействий. С учетом перечисленных выше данных сделаем вывод о том, что данный объект является значимым в схеме, т.к. он позволяет осуществить связь шин ГПП-3 и ТП-1011,1012,1013,1015.

РУ-101 это комплектное распределительное устройство 10,5 кВ с одной секционированной системой шин. В состав ячейки входит тележка с вакуумным выключателем типа ВВ/TEL-10-20-1000 и релейный отсек, в котором установлено устройство микропроцессорной защиты «Сириус-2МЛ».

3.1 Выбор, обоснование и расчет уставок устанавливаемых защит

Защитоспособность большинства основных УРЗ ниже 100%, поэтому кроме основной и резервной на ответственных элементах применяется дополнительная защита. Так, например, для действия при междуфазных КЗ в зоне нечувствительности токовых направленных и дистанционных УРЗ.

Для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы [2]:

- 1) многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- 2) однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- 3) витковых замыканий в обмотках;
- 4) токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- 5) токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- 6) понижения уровня масла;
- 7) частичного пробоя изоляции вводов 500 кВ;
- 8) однофазных замыканий на землю в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью, если трансформатор питает сеть, в которой отключение однофазных замыканий на землю необходимо по требованиям безопасности.

Для защиты ТП будет использоваться микропроцессорное устройство релейной защиты Сириус-2МЛ, устройство выполнено на микроинтегральной электронике.

3.2 Расчет параметров схемы замещения

Схема электроснабжения предприятия представлена в приложении А. Произведем расчет активных и реактивных сопротивлений элементов электрической цепи, а так же составим схему замещения.

Трансформаторы двухобмоточные :

ТП-1011

$$X_T = \frac{U_{кз\%} \times U_6^2}{100 \times S_{номТ1}}; \quad (4)$$

$$X_T = \frac{6 \times 10,5^2}{100 \times 1,6} = 4,134 \text{ Ом};$$

ТП-1012,1013,1015

$$X_T = \frac{6 \times 10,5^2}{100 \times 1} = 6,615 \text{ Ом};$$

Кабельные линии:

Кабели марки ААШвУ 3х95 имеют следующие удельные параметры: удельное индуктивное сопротивление 0.038 Ом/км, активное 0.320 Ом/км.

Индуктивное сопротивление кабельной линии соединяющей РУ-101 и трансформаторы ТП-1011:

$$X_{(кл.1.1)} = X_{(каб.)} \times L_{(кл.1.1)} \times (U_6^2) / (U_{ном}^2); \quad (5)$$

$$X_{(кл.1.1)} = 0,038 \times 0,4 \times (10,5^2) / (10^2);$$

Остальные кабельные линии:

$$X_{кл.1.1} = X_{кл.1.2};$$

$$X_{кл.2.1} = X_{кл.2.2} = 0.008 \text{ Ом};$$

$$X_{кл.3.1} = X_{кл.3.2} = X_{кл.4.1} = X_{кл.4.2} = 0.004 \text{ Ом};$$

Активное сопротивление кабельных линий рассчитывается по формуле:

$$R = r_{(каб.)} \times L_{(кл)} \times (U_6^2) / (U_{ном}^2); \quad (6)$$

где $r_{(каб.)}$ - активное сопротивление кабельной линии, ом/км;

$L_{(кл)}$ - длинна кабельной линии, км;

U_6^2 базовое напряжение, кВ;

$U_{ном}^2$ - номинальное напряжение, кВ;

От РУ-10 кВ до ТП-1011:

$$R_{(кл.1.1)} = r_{(каб.)} \times L_{(кл.1.1)} \times (U_6^2) / (U_{ном}^2) = 0.320 \times 0.4 \times 10.5^2 / 10^2 = 0.141 \text{ Ом};$$

$$R_{кл.1.1} = R_{кл.1.2} \text{ Ом}$$

От РУ-10 кВ до ТП-1012:

$$R_{кл.2.1} = r_{каб.} \times L_{кл.2.1} \times \frac{U_6^2}{U_{ном}^2} = 0.320 \times 0.25 \times \frac{10.5^2}{10^2} = 0.171 \text{ Ом};$$

$$R_{кл.2.2} = R_{кл.2.1} = 0.171 \text{ Ом};$$

От РУ-10 кВ до ТП-1013:

$$R_{кл.3.1} = r_{каб.} \times L_{кл.3.1} \times \frac{U_6^2}{U_{ном}^2} = 0.320 \times 0.1 \times \frac{10.5^2}{10^2} = 0.035 \text{ Ом};$$

$$R_{кл.3.1} = R_{кл.3.2} = 0.035 \text{ Ом};$$

Длины кабельных линий ТП-1013 и ТП-1015 одинаковы, поэтому сопротивления линий так же будут совпадать.

$$R_{кл.3.1} = R_{кл.4.1} = R_{кл.4.2} = 0.035 \text{ Ом};$$

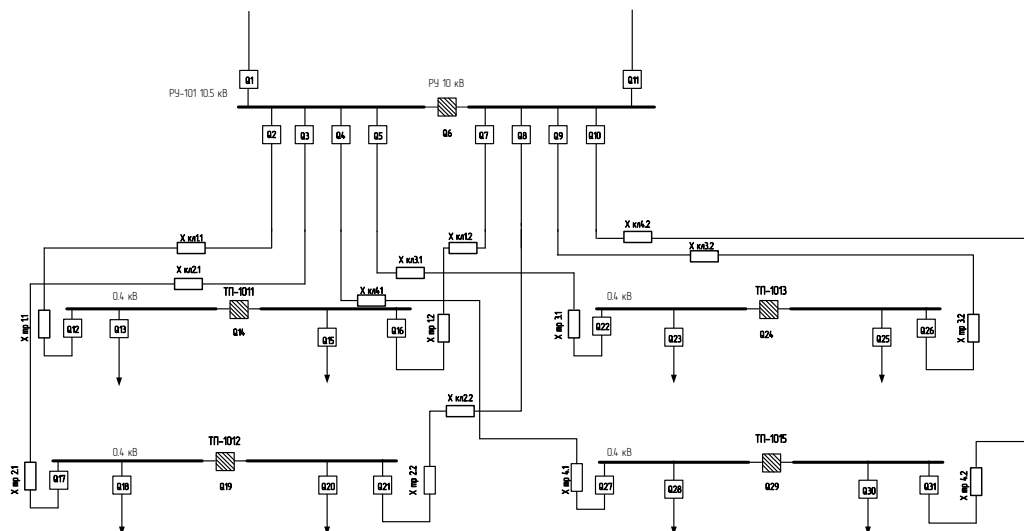


Рисунок 4 - Схема замещения

3.3 Преобразование схемы замещения

Для защиты трансформаторов на ТП-1011 рассчитаем эквивалентное сопротивление линии и трансформатора $X_{\text{экв}}$:

$$X_{\text{экв}} = X_{\text{Т1}} + X_{\text{Л1}}; \quad (7)$$

Где $X_{\text{Т1}}$ - активное сопротивление трансформатора Т1, Ом;

$X_{\text{Л1}}$ - активное сопротивление кабельной линии Л1, км;

$$X_{\text{экв1}} = 4.13 + 0.036 = 4.17 \text{ Ом};$$

Для остальных ПС значение эквивалентного сопротивления будет составлять:

Для ТП-1012:

$$X_{\text{экв2}} = 6.615 + 0.016 = 6.63 \text{ Ом};$$

Для ТП-1013, 1015. Т.к. они располагаются в одном здании, то длины кабельных линий будут одинаковыми:

$$X_{\text{экв3}} = 6.615 + 0.0083 = 6.62 \text{ Ом};$$

3.4 Выбор измерительных органов

Произведем выбор измерительных органов. Для трансформаторов тока выбор проводим по нормальному рабочему току, в данном случае:

$$I_{BH} = 1.6 \times \frac{S_{TP}}{\sqrt{3} \times U_{BH}} = 1.6 \times \frac{1600 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 10 \times 10^3} = 147.8 \text{ A};$$

Номинальный ток первичной обмотки трансформатора 1000 кВА установленные на ТП-1012,1013,1015 составляет:

$$I_{BH} = 1.6 \times \frac{1000 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 10 \times 10^3} = 92,3 \text{ A};$$

Выбираем трансформатор тока ТПЛ-150/5.

Данные по трансформатору тока сведем в таблицу 2.

Таблица 4- технические характеристики трансформатора тока ТПЛ-150/5

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А		Варианты исполнения вторичных обмоток.	Класс точности
		Первичный	Вторичный		
ТПЛ-150/5	10,5	150	5	0,5/10P/10P	10P

Коэффициент трансформации трансформатора тока:

$$K_I = \frac{I_{1H}}{I_{2H}} = \frac{150}{5} = 30$$

3.4 Расчёт уставок защит группы трансформаторов

3.4.1 Расчет токовой отсечки

Для отстройки защиты ТП с помощью токовой отсечки необходимо знать значения тока трехфазного короткого замыкания в конце защищаемого объекта.

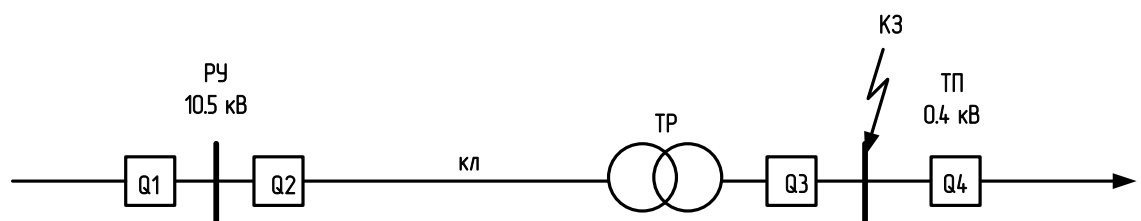


Рисунок 5 – Предполагаемые точки коротких замыканий при расчете токовой отсечки.

Токовая отсечка выполняет функции резервирования дистанционной защиты при междуфазных КЗ.

Ее ток срабатывания отстраивается от КЗ на шинах противоположной подстанции. Рассчитаем ток короткого замыкания на шинах противоположной подстанции по следующей формуле:

$$I_{\text{КЗ}}^3 = \frac{U_{\text{б}}}{\sqrt{3} \times X_{\text{ЭКВ}}}; \quad (8)$$

Ток трехфазного замыкания для ТП-1011 :

$$I_{\text{КЗ}}^3 = \frac{10500}{\sqrt{3} \times 4.17} = 1453 \text{ A};$$

Ток трехфазного замыкания для ТП-1012:

$$I_{\text{КЗ}}^3 = \frac{10500}{\sqrt{3} \times 6.63} = 914 \text{ A};$$

Ток трехфазного замыкания для ТП-1013,1015:

$$I_{\text{КЗ}}^3 = \frac{10500}{\sqrt{3} \times 6.62} = 915 \text{ A};$$

а) Отстройка от максимального значения тока КЗ на стороне низшего напряжения трансформатора:

$$I_{\text{сз}}^1 = K_{\text{н}} \times I_{\text{КЗ}}^3; \quad (9)$$

где $K_{\text{н}}$ - коэффициент надежности для микропроцессорных реле, $K_{\text{н}}=1,1$;

- ток короткого замыкания в конце линии;

Для ТП-1011:

$$I_{\text{сз}}^1 = 1.1 \times 1454 = 1598 \text{ A};$$

Для ТП-1012:

$$I_{\text{сз}}^1 = 1.1 \times 914 = 1005 \text{ A};$$

Для ТП-1013, 1015:

$$I_{\text{сз}}^1 = 1.1 \times 915 = 1006 \text{ A};$$

б) отстройка от броска тока намагничивания трансформатора при его включении:

$$I_{c.3} \geq K_{отс} \times I_{ном.тр}; \quad (10)$$

Для трансформаторов мощностью 1600 кВА:

$$I_{c.3} \geq 3 \times 147.8 = 443.4 \text{ A};$$

Для трансформаторов мощностью 1000 кВА:

$$I_{c.3} \geq 3 \times 92.3 = 277.1 \text{ A};$$

где $K_{отс} = 3 \div 5$. Коэффициент отстройки от броска тока намагничивания трансформатора при его включении.

$I_{ном.тр.}$ – номинальный ток трансформатора на стороне ВН

В качестве уставки для тока срабатывания токовой отсечки выбирается максимальный ток.

Чувствительность отсечки оценивается по току двухфазного короткого замыкания в месте установки защиты:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{I_{K3}^{(3)} \times \sqrt{3}}{2}; \quad (11)$$

Ток двухфазного короткого замыкания для ТП-1011:

$$I_{K3}^2 = \frac{1598 \times \sqrt{3}}{2} = 1258 \text{ A};$$

Для ТП-1012:

$$I_{K3}^2 = \frac{1005 \times \sqrt{3}}{2} = 791 \text{ A};$$

Для ТП-1013,1015:

$$I_{K3}^2 = \frac{1006 \times \sqrt{3}}{2} = 792 \text{ A};$$

Расчет коэффициента чувствительности определяется как отношение I_{K3}^2 / I_{C3}^1 и должен быть больше 1.25:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K3}^2}{I_{C3}^1} = \frac{1258}{1598} = 0.86;$$

Полученный коэффициент чувствительности удовлетворяет условию.

Ток срабатывания реле рассчитывается по формуле [7]:

$$I_{\text{ср}} = \frac{K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}} \times I_{\text{сз}}^{\text{I}}; \quad (12)$$

где $K_{\text{сх}}$ -Коэффициент схемы;

$K_{\text{тт}}$ -Коэффициент трансформации трансформатора тока;

Для ТП-1011 ток срабатывания реле будет составлять:

$$I_{\text{ср}} = \frac{1}{30} \times 1598 = 53 \text{ A};$$

Для ТП-1012 ток срабатывания реле будет составлять:

$$I_{\text{ср}} = \frac{1}{30} \times 1005 = 33.51 \text{ A};$$

Для ТП-1013,1015 ток срабатывания реле будет составлять:

$$I_{\text{ср}} = \frac{1}{30} \times 1006 = 33.56 \text{ A};$$

Токовая отсечка выполняется без выдержки времени.

3.4.2 Расчет максимально токовой защиты трансформаторов.

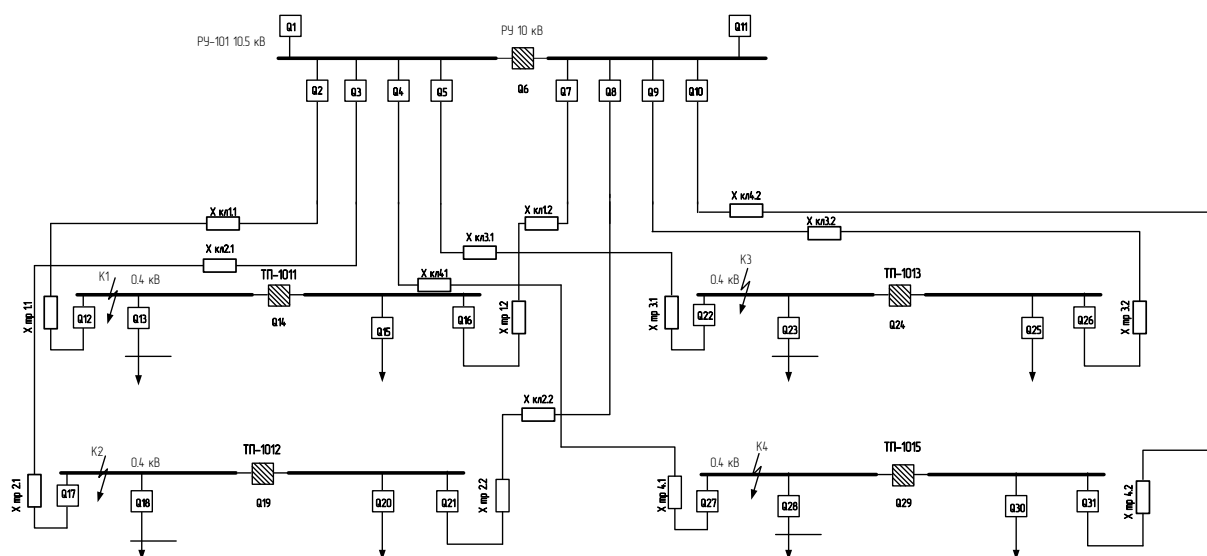


Рисунок 6 - Предполагаемые точки коротких замыканий при расчете МТЗ

Ток срабатывания максимально токовой защиты понижающего трансформатора определяется исходя из максимального рабочего тока на высокой стороне.

Для трансформатора мощностью 1600 кВА принимаем:

$$I_{\max.\text{раб}} = I_{\text{ВН}} = 147,8 \text{ А};$$

Для трансформатора мощностью 1000 кВА принимаем:

$$I_{\max.\text{раб}} = I_{\text{ВН}} = 92,37 \text{ А};$$

Ток срабатывание защиты:

$$I_{\text{с.з}} = \frac{K_{\text{н}} \times K_{\text{сзп}}}{K_{\text{в}}} \times I_{\max.\text{раб}}; \quad (13)$$

где $K_{\text{н}}$ -коэффициент надежности несрабатывания защиты для цифровых реле 1.1;

$K_{\text{в}}$ -коэффициент возврата максимальных токовых защит для цифровых реле 0.96;

$K_{\text{сзп}}$ -коэффициент самозапуска нагрузки. При отсутствии в составе нагрузки электродвигателей 6 кВ и 10 кВ и при времени срабатывании МТЗ более 0.3 сек. Можно принимать значения от 1.1 до 1.3;

$$I_{\text{с.з}} = \frac{1.1 \times 1.3}{0.96} \times 147.8 = 220.19 \text{ А};$$

$$I_{\text{с.з}} = \frac{1.1 \times 1.3}{0.96} \times 92.37 = 137.6 \text{ А};$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{I_{\text{с.з}} \times K_{\text{сх}}}{n_{\text{Т}}}; \quad (14)$$

где $K_{\text{сх}}$ -коэффициент схемы, показывающий во сколько раз ток в реле больше чем ток во вторичной обмотке трансформатора тока при нормальном симметричном режиме работы. При схемах включения измерительных реле на фазные токи (полная и не полная звезда) коэффициент равен 1 [7, с. 166].

$n_{\text{Т}}$ -коэффициент трансформации трансформатора тока.

$$I_{\text{с.р}} = \frac{220.16 \times 1}{30} = 7.33 \text{ А};$$

$$I_{\text{с.р}} = \frac{92.37 \times 1}{30} = 3 \text{ А};$$

Оценка эффективности защиты производится с помощью коэффициента чувствительности $K_{\text{чув}}$, который показывает, насколько ток в реле защиты при разных видах КЗ превышает ток срабатывания $I_{\text{с.р}}$ (уставку):

$$K_{\text{чув}} = \frac{I_{\text{р.мин}}}{I_{\text{с.з}}}; \quad (15)$$

где $I_{\text{р.мин}}$ - минимальное значение тока в реле при наименее благоприятных условиях, А.

$$I_{\text{р.мин}} = I_{2\kappa} = \frac{I_{\text{с.з}} \times \sqrt{3}}{2}; \quad (16)$$

$$I_{\text{р.мин}} = \frac{220.16 \times \sqrt{3}}{2} = 190.66 \text{ А};$$

$$K_{\text{чув}} = \frac{190.66}{220.16} = 0.86;$$

Полученный коэффициент чувствительности удовлетворяет условию ($K_{\text{ч}} \geq 1,2$).

Выбор времени срабатывания и типа времятоковой характеристики МТЗ.

Выдержка времени максимальных токовых защит вводится для замедления действия защиты с целью обеспечения селективности действия защиты последующего элемента по отношению к защитами предыдущих элементов.

В цифровых защитах, использующих стандарт МЭК, имеется возможность выбора одной из шести обратозависимых от тока времятоковых характеристик, четыре из которых по стандарту МЭК, одна (RI) – специальная для согласования с характеристиками электромеханических реле RI (индукционного типа). Имеется ещё одна характеристика (RXIDG) для защиты от замыканий на землю и две с независимым от тока временем срабатывания, для междуфазных КЗ и для замыканий на землю.

$$t_{\text{с.з2}} = t_{\text{с.з1}} + t_{\Delta}; \quad (17)$$

где $t_{c.31}$ - время срабатывания 1 комплекта защиты (токовая отсечка) т.к. МТЗ выполняет функцию резервирования токовой отсечки которая работает без выдержки времени то $t_{c.31} = 0 \text{ сек}$;

t_{Δ} - ступень селективности равная 0.5 сек.

$$t_{c.32} = 0 + 0.5 = 0.5 \text{ сек};$$

Далее выберем характеристику ток-время:

1. Нормальная характеристика.

$$t = \frac{0.14 \times t_{c.32}}{\left(\frac{I}{I_{уст}}\right)^{0.02} - 1}; \quad (18)$$

где I - входной ток;

$I_{уст}$ - уставка по току;

t - отработываемая выдержка времени;

$$t1 = \frac{0.14 \times t_{c.32}}{\left(\frac{I}{I_{уст}}\right)^{0.02} - 1} = \frac{0.14 \times 0.5}{\left(\frac{1454}{220.16}\right)^{0.02} - 1} = 1.8 \text{ сек};$$

2. Сильно инверсная характеристика (по МЭК 255-4).

$$t2 = \frac{13.5 \times t_{c.32}}{\left(\frac{I}{I_{уст}}\right) - 1} = \frac{13.5 \times 0.5}{\left(\frac{1454}{220.16}\right) - 1} = 1.19 \text{ сек};$$

3. Чрезвычайно инверсная характеристика (по МЭК 255-4).

$$t3 = \frac{80 \times t_{c.32}}{\left(\frac{I}{I_{уст}}\right)^2 - 1} = \frac{80 \times 0.5}{\left(\frac{1454}{220.16}\right)^2 - 1} = 0.9 \text{ сек};$$

Для построения времятоковой характеристики рассчитывается несколько значений t по выражению (1-11) и занесем в таблицу 2.

Таблица 5 – Значения для построения времятоковой характеристики

При $\frac{I}{I_{уст}} =$	Время t1 для норм.хар-ки.	Время t2 для инвер.хар-ки.	Время t3 для чрезв.хар-ки.
1.5	8.59	13.5	32
2	5.014	6.75	13.3
3	3.15	3.37	5
4	2.48	2.25	2.66
5	2.13	1.68	1.66
6	1.91	1.35	1.14
7	1.76	1.12	0.83
8	1.64	0.96	0.63
9	1.55	0.84	0.5
10	1.48	0.75	0.4
15	1.25	0.48	0.17

$\frac{I}{I_{уст}}$ -относительное значение расчетного тока (кратность)

Построим графики время токовых характеристик:

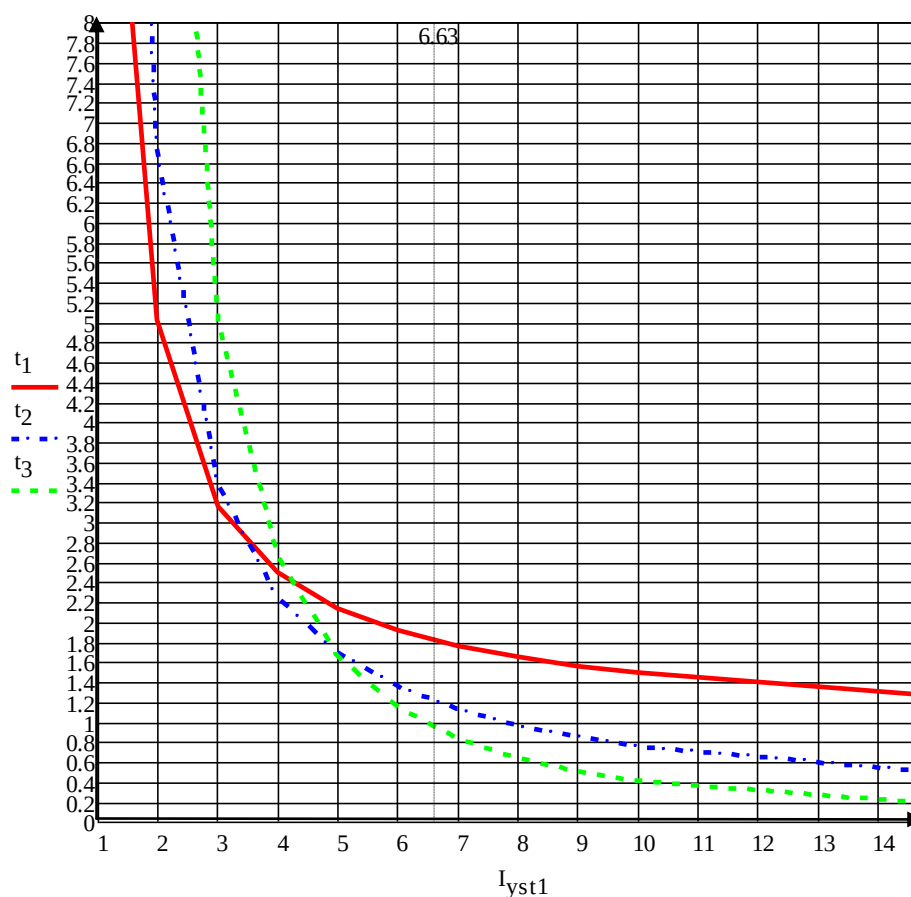


Рисунок 7- Времятоковые характеристики МТЗ «СИРИУС-2МЛ» защита трансформаторов

Из графиков характеристик хорошо видно, что чрезвычайно инверсная характеристика обеспечивает значительно лучшую селективность и быстродействие защиты трансформатора, чем с другими характеристиками (нормальной и сильно инверсной характеристикой). На графике вертикальной линией 6.63 показана кратность тока в реле во время 3х фазного короткого замыкания на защищаемом объекте. Время выбора характеристики следует, установить чрезвычайно инверсную характеристику, время срабатывания при кратности тока 6.63 составит, 0.9 сек.

3.3.3 Защита от однофазных замыканий на землю

Однофазное замыкание на землю является наиболее частым видом повреждений в трехфазных электрических сетях всех классов напряжения.

Ток срабатывания защиты выбирается по условию отстройки от собственного емкостного тока замыкания на землю контролируемого присоединения. Иными словами, ток срабатывания защиты должен быть больше собственного емкостного тока присоединения () во всех нормальных режимах работы контролируемого присоединения и при повреждениях на смежных присоединениях:

$$I_{сз} > I_{СПР};$$

Действующее значение первичного тока срабатывания защиты определяется так [7, с 149]:

$$I_{сз} = k_3 k_{бр} I_{СПР}; \quad (19)$$

где K_3 и $K_{бр}$ - соответственно коэффициент запаса и коэффициент отстройки от бросков емкостного тока в переходных режимах.

Значение емкостного собственного тока присоединения определяется:

$$I_{СПР} = 3\omega C U_{\phi \text{ ном}}; \quad (20)$$

где ω -угловая частота;

C -емкость одной фазы присоединения, мкФ;

$U_{\phi \text{ ном}}$ -номинальное фазное напряжение сети, кВ;

Для ТП-1011 значение собственного емкостного тока будет равно:

$$I_{СПР} = 3 \times 314 \times 0.184 \times 10^{-6} \times 6.06 \times 10^3 = 1.05 \text{ A};$$

$$I_{сз} = 1.2 \times 4 \times 1.05 = 5.041 \text{ A};$$

Для ТП-1012 значение собственного емкостного тока будет равно:

$$I_{СПР} = 3 \times 314 \times 0.092 \times 10^{-6} \times 6.06 \times 10^3 = 0.525 \text{ A};$$

$$I_{сз} = 1.2 \times 4 \times 0.252 = 2.52 \text{ A};$$

Для ТП-1013,1015 значение собственного емкостного тока будет равно:

$$I_{СПР} = 3 \times 314 \times 0.046 \times 10^{-6} \times 6.06 \times 10^3 = 0.262 \text{ A};$$

$$I_{сз} = 1.2 \times 4 \times 0.131 = 1.26 \text{ A};$$

Ток срабатывания реле будет равен:

$$I_{cp} = \frac{I_{c3}}{n_{тгпп}}; \quad (21)$$

$$I_{cp} = \frac{2.52}{25} = 0.2 \text{ A};$$

Ток срабатывания реле для ТП-1012:

$$I_{cp} = \frac{1.2}{25} = 0.1 \text{ A};$$

Ток срабатывания реле для ТП-1013, 1015:

$$I_{cp} = \frac{0.63}{25} = 0.05 \text{ A};$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_u = \frac{I_{c\Sigma}}{I_{спр}}; \quad (22)$$

где $I_{c\Sigma}$ - суммарный емкостной ток сети, А;

$$I_{c\Sigma} = 3\omega C1 + C2 + C3 + C4 U_{\phi ном}; \quad (23)$$

Где $C1 \dots C4$ - суммарная емкость присоединений, мкФ;

$$I_{c\Sigma} = 3 \times 314 \times 0,184 + 0,092 + 0,046 + 0,046 \times 10^{-6} \times 6,06 \times 10^3 = 2.001 \text{ A};$$

$$K_u = \frac{2.001}{1.05} = 1.9 > 1.25;$$

$$K_u = \frac{2.001}{0.525} = 3.8 > 1.25;$$

$$K_u = \frac{2.001}{0.262} = 7.6 > 1.25;$$

Требования по чувствительности выполняются.

3.3.4 Время срабатывания защиты от ОЗЗ

Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-2-МЛ» использует обратнoзависимую времятоковую характеристику (RXIDG). Зависимость времени срабатывания защиты t (с) от тока $I_{OЗЗ} / I_{c.3}$ представляется следующим математическим выражением [7, с. 150]:

$$t = 5.8 - 1.35 \ln \left(\frac{I_{O33}}{k \times I_{C.3}} \right); \quad (24)$$

где t время срабатывания, с;

k - выставленный коэффициент;

I_{O33} - ток замыкания на землю при ОЗЗ, А;

$I_{C.3}$ - ток срабатывания защиты (первичный), А;

Селективность срабатывания защиты именно на том присоединении где произошло ОЗЗ, обеспечивается за счет её меньшего времени срабатывания, которое соответствует большему значению суммарного тока по сравнению с собственными емкостными токами каждого из неповрежденных присоединений. Время срабатывания защиты для ТП-1011:

$$t = 5.8 - 1.35 \ln \left(\frac{1.05}{0.5 \times 0.2} \right) = 2 \text{ с};$$

Время срабатывания защиты для ТП-1012:

$$t = 5.8 - 1.35 \ln \left(\frac{0.525}{0.5 \times 0.1} \right) = 1 \text{ с};$$

Время срабатывания защиты для ТП-1013,1015:

$$t = 5.8 - 1.35 \ln \left(\frac{0.262}{0.5 \times 0.05} \right) = 3 \text{ с};$$

3.4 Защита РУ 10 кВ. Защита минимального напряжения

Защита минимального напряжения (ЗМН) предназначена для обеспечения условий работы автоматического ввода резерва при потере питания силового трансформатора. Для обеспечения условий работы АВР необходимо:

- отключить при необходимости часть нагрузки секции для исключения перегрузки остающегося в работе оборудования либо создания более легких условий для самозапуска двигательной нагрузки;

- отключить вводной выключатель для исключения подачи напряжения на обесточенный силовой трансформатор.

Срабатывание пускового органа ЗМН происходит по факту снижения всех трех междуфазных напряжений ниже уставки. ЗМН имеет две ступени выдержки времени. Ступень ЗМН-1 предназначена для отключения вводного выключателя. Ступень ЗМН-2 предназначена для отключения части неответственных потребителей для облегчения условий работы ЗМН. Работа ЗМН блокируется при наличии следующих сигналов:

- автомат вторичных цепей трансформатора напряжения отключен;
- алгоритм блокировки при неисправности цепей напряжения (БНН) диагностировал неисправность цепей напряжения;
- сработала блокировка ЗМН по напряжению обратной последовательности;
- АВР запрещен. Работа ЗМН разрешается при наличии следующих сигналов:
 - Наличие напряжения на смежной секции;
 - АВР введен.

Для передачи сигнала «Наличие напряжения» для ЗМН смежной секции предусмотрен отдельный пусковой орган, который срабатывает по факту превышения всеми тремя междуфазными напряжениями уставки. Данный сигнал блокируется при наличии следующих сигналов:

- алгоритм блокировки при неисправности цепей напряжения (БНН) диагностировал неисправность цепей напряжения;
- сработала блокировка ЗМН по напряжению обратной последовательности. Напряжение срабатывания пускового органа ЗМН выбирается из следующих условий:
 - при заданном напряжении уже не обеспечивается нормальная работа потребителей;
 - ЗМН не реагирует на повреждения в питающей сети. Исходя из этих условий рекомендуется принять напряжение срабатывания пускового органа ЗМН в размере $0,25 U_{ном}$. Коэффициент возврата пускового органа ЗМН рекомендуется принимать равным 1,05. Напряжение срабатывания органа

контроля наличия напряжения выбирается из условия надежного срабатывания при наличии допустимого уровня напряжения на контролируемой секции шин:

$$U = \frac{0.9 \times U_{\text{ном}}}{K_{\text{отс}} \times K_{\text{в}}}; \quad (25)$$
$$U = \frac{0.9 \times 10500}{1.1 \times 0.95} = 9043 \text{ В};$$

где $K_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,1;

$K_{\text{в}}$ - коэффициент возврата, принимается равным 0,95;

Время срабатывания защиты ЗМН имеет одноступенчатую независимую характеристику с одной выдержкой времени равную 0.01 секунда.

3.5 Микропроцессорное устройство защиты «СИРИУС-2МЛ»

3.5.1 Назначение

Устройство предназначено для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений напряжением 3–35 кВ.

Устройство устанавливается в релейных отсеках КРУ, КРУН и КСО, на панелях и в шкафах в релейных залах и пультах управления электростанций и подстанций 3–35 кВ. Устройство предназначено для защиты воздушных и кабельных линий, а также трансформаторов, преобразовательных агрегатов и т.д. Устройство является комбинированным микропроцессорным терминалом релейной защиты и автоматики.

Применение в устройстве модульной мультипроцессорной архитектуры наряду с современными технологиями поверхностного монтажа обеспечивают высокую надежность, большую вычислительную мощность и быстродействие, а также высокую точность измерения электрических величин и временных интервалов, что дает возможность снизить ступени селективности и повысить чувствительность терминала.

Реализованные в устройстве алгоритмы функций защиты и автоматики, а также схемы подключения устройства разработаны по требованиям к

отечественным системам РЗА в сотрудничестве с представителями энергосистем и проектных институтов, что обеспечивает совместимость с аппаратурой,

выполненной на различной элементной базе, а также облегчает внедрение новой техники проектировщикам и эксплуатационному персоналу.

Устройство может применяться для защиты элементов распределительных сетей как самостоятельное устройство, так и совместно с другими устройствами РЗА (например, дуговой защитой,

защитой от однофазных замыканий на землю, защитой шин и т.д.).

Устройство предназначено для эксплуатации в следующих условиях:

- температура окружающего воздуха – от -20 до $+55^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность при 25°C – до 98%;
- атмосферное давление – от 550 до 800 мм рт. ст.;
- окружающая среда – невзрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли, агрессивных паров и газов, разрушающих изоляцию и металлы;
- место установки должно быть защищено от попадания брызг, воды, масел, эмульсий, а также от прямого воздействия солнечной радиации;
- синусоидальная вибрация вдоль вертикальной оси частотой от 10 до 100 Гц с ускорением не более 1 g;
- многократные удары частотой от 40 до 80 ударов в минуту с ускорением не более 3 g, длительность ударного ускорения – от 15 до 20 мс.

Устройство может применяться для защиты элементов распределительных сетей как самостоятельное устройство, так и совместно с другими устройствами РЗА (например, дуговой защитой, защитой от однофазных замыканий на землю и т.д.).

3.5.2 Возможности защиты

Устройство обеспечивает следующие эксплуатационные возможности:

- выполнение функций защит, автоматики и управления, определенных ПУЭ и ПТЭ;
- задание внутренней конфигурации (ввод/вывод защит и автоматики, выбор защитных характеристик и т.д.);
- ввод и хранение уставок защит и автоматики;
- контроль и индикацию положения выключателя, а также контроль исправности его цепей управления;
- определение вида повреждения;
- передачу параметров аварии, ввод и изменение уставок по линии связи;
- непрерывный оперативный контроль работоспособности (самодиагностику) в течение всего времени работы;
- блокировку всех выходов при неисправности устройства для исключения ложных срабатываний;
- получение дискретных сигналов управления и блокировок, выдачу команд управления, аварийной и предупредительной сигнализации;
- гальваническую развязку всех входов и выходов, включая питание, для обеспечения высокой помехозащищенности;
- высокое сопротивление и прочность изоляции входов и выходов относительно корпуса и между собой для повышения устойчивости устройства к перенапряжениям, возникающим во вторичных цепях КРУ.

3.5.3 Функции защиты и функции автоматики

Функции защиты, выполняемые устройством:

трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений с контролем двух или трех фазных токов (любая ступень может быть выполнена направленной, а также может иметь комбинированный пуск по напряжению);

автоматический ввод ускорения любых ступеней МТЗ при любом включении выключателя;

защита от обрыва фазы питающего фидера (ЗОФ);

защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) по сумме высших гармоник;

защита от однофазных замыканий на землю по току основной частоты (может быть выполнена направленной);

защита синхронных двигателей от асинхронного хода в ступени МТЗ-2;

защита минимального напряжения (ЗМН);

защита от повышения напряжения (ЗПН);

выдача сигнала пуска МТЗ для организации логической защиты шин.

Функции автоматики, выполняемые устройством:

операции отключения и включения выключателя по внешним командам с защитой от многократных включений выключателя;

возможность подключения внешних защит, например, дуговой, или от однофазных замыканий на землю;

формирование сигнала УРОВ при отказах своего выключателя;

одно- или двукратное АПВ;

исполнение внешних сигналов АЧР и ЧАПВ.

3.5.4 Структурная схема

Токи контролируемой линии поступают на входные измерительные трансформаторы, осуществляющие гальваническую развязку и согласование уровней сигналов. Далее они поступают на модуль микропроцессорного контроллера, где предварительно фильтруются, а затем оцифровываются аналого-цифровым преобразователем АЦП. Цифровой сигнальный процессор производит цифровую обработку сигналов. Полученные данные передаются главному процессору.

Модуль индикации и клавиатуры позволяет опрашивать состояние кнопок, выводить информацию на табло в буквенно-цифровом виде, а также управлять подсветкой индикатора.

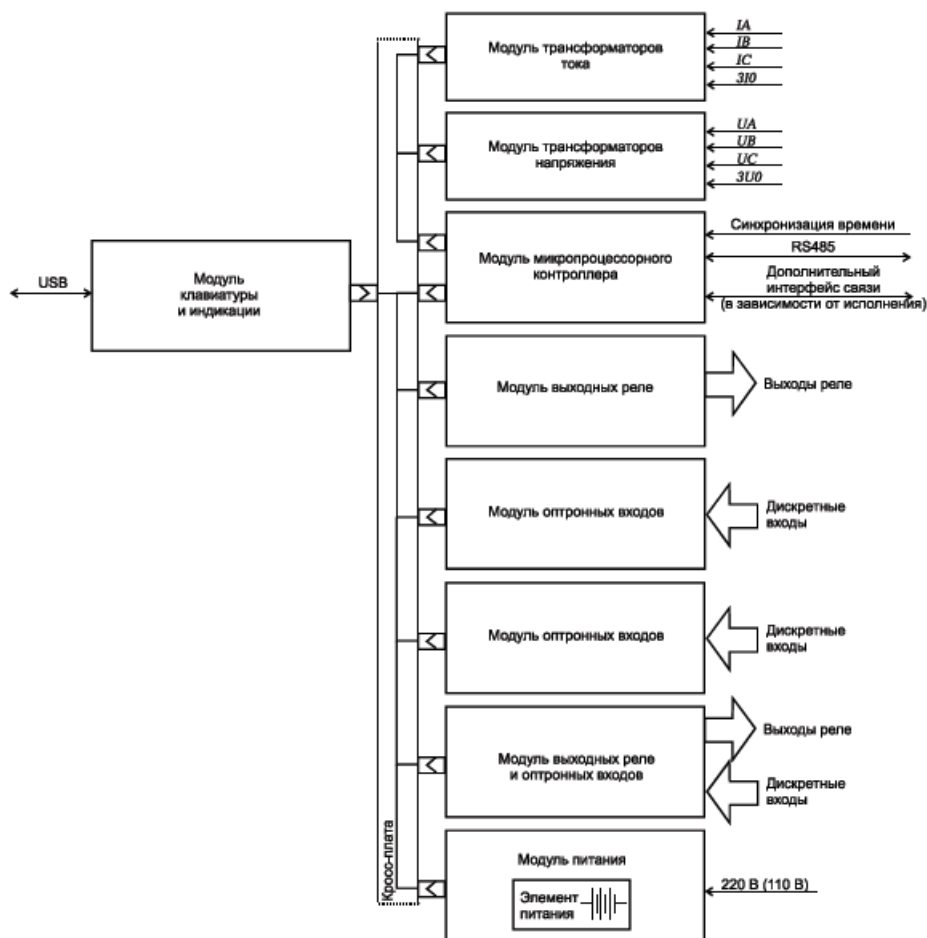


Рисунок 8 – Структурная схема устройства «СИРИУС-2МЛ»

Режимы работы устройства задаются с клавиатуры рисунок 9, содержащей 6 кнопок для диалога («Выход», «←», «→», «↑», «↓», «Ввод»), кнопку «Сброс» для сброса сигнализации и управления, а также кнопки оперативного управления. Обслуживание клавиатуры и индикатора осуществляет плата управления дисплеем и клавиатурой. Модуль оптронных входов осуществляет гальваническую развязку входных сигналов от схемы устройства и, в зависимости от исполнения, рассчитан на номинальный уровень входных сигналов 220 В постоянного, выпрямленного или переменного тока или 24, 48 или 110 В постоянного тока. Модуль выходных реле содержит

сигнальные и силовые реле для управления подключенным оборудованием. Коммутирующие контакты реле выведены на внешние клеммы устройства.

Модуль питания обеспечивает все блоки устройства необходимыми напряжениями и выполнен по схеме с бестрансформаторным входом. Для исполнения 220В полярность подключения питания произвольная, для исполнений =24 В, =48 В и =110 В на клемму 1 подводится «+», на клемму 2 подводится «-». Блок питания выдает стабилизированные напряжения 5 и 12 В.

Клеммы «IA», «IB» и «IC» предназначены для подключения вторичных обмоток измерительных трансформаторов тока линии.

Для подвода тока 3I0 линии для реализации защиты от замыканий на землю предназначены клеммы «3I0». Клеммы «UA», «UB» и «UC» предназначены для подключения вторичных обмоток измерительных трансформаторов напряжения. Клеммы «3U0» предназначены для подвода напряжения 3U0 для реализации защиты от замыканий на землю.

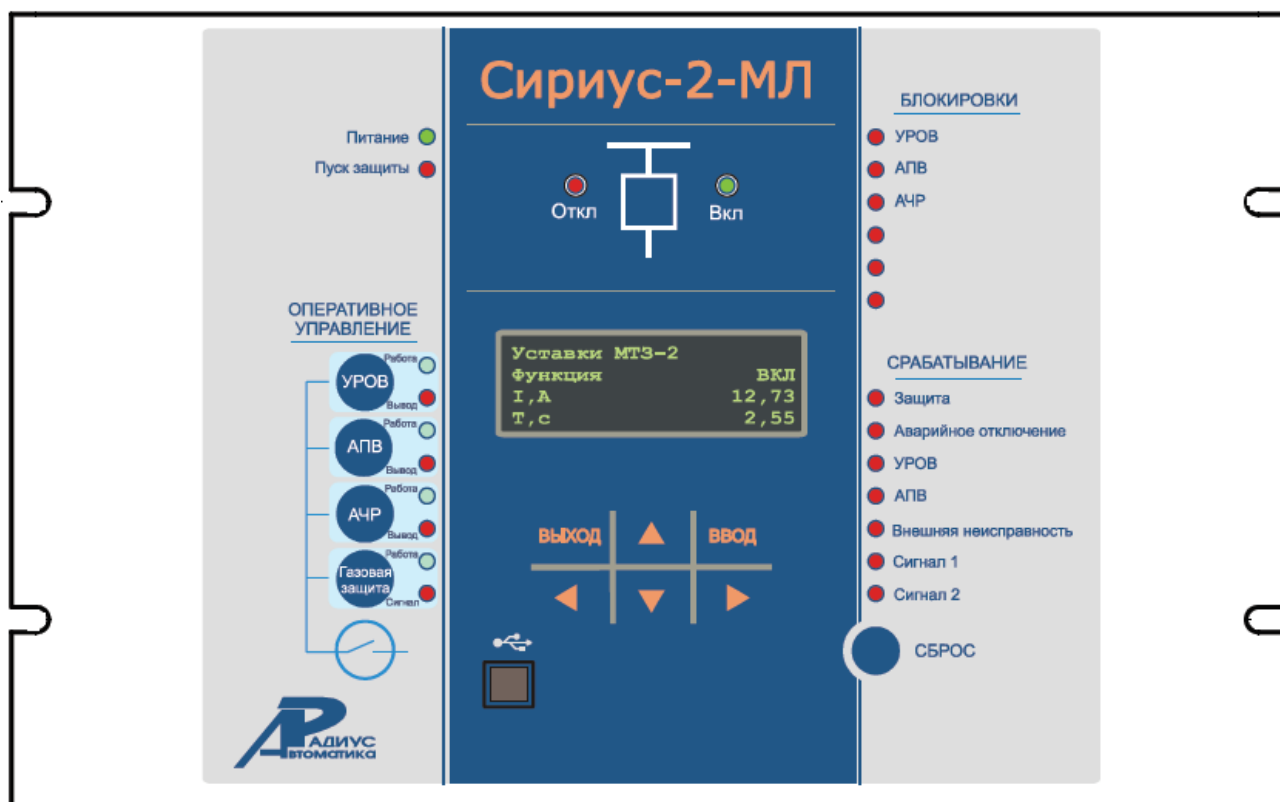


Рисунок 9 – Вид спереди

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-9401	Павлов Евгений Александрович

Институт		Кафедра	
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	- стоимость материалов и оборудования; - квалификация исполнителей; - трудоёмкость работы
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	- нормы амортизации;
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	- отчисления в социальные фонды

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	- формирование вариантов решения с учётом научного и технического уровня
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	- планирование выполнения проекта
3. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	- расчёт капитальных вложений в основные средства
4. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	- определение технико-экономической эффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Коршунова Лидия Афанасьевна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9401			

4 Технико-экономическое обоснование замены трансформаторов на трансформаторных подстанциях «Томскнефтехим»

Целью данного раздела является технико-экономическое обоснование замены понижающих трансформаторов 10/0,4 кВ на цеховых ПС «Томскнефтехим».

Для обеспечения защиты и бесперебойности электроснабжения эл. оборудования цехов производства при реконструкции трансформаторных ПС, необходимо выполнить настройку устройств РЗА находящихся в ячейках РУ-10 кВ. С учетом параметров установленных новых трансформаторов Trihol производства Schneider Electric.

Для технико-экономического обоснования проведения реконструкции проведем необходимые расчеты:

1. Оценка научно-технического уровня инженерных решений;
2. Расчет затрат и договорной цены на проектирование;
3. Расчет затрат на оборудование и монтаж;

Для того, чтобы выполнить расчет затрат на реконструкцию ТП «Томскнефтехим» в срок при наименьших затратах средств, составляется план-график, в котором рассчитывается поэтапная трудоёмкость всех работ. После определения трудоёмкости всех этапов темы, назначается число участников работы по этапам.

При определении трудовых затрат воспользуемся опытно-статистическим методом, а именно вероятностным.

4.1 Оценка научно-технического уровня инженерных решений

Любое проектирование в идеале должно начинаться с выявления потребностей потенциальных потребителей. После такого анализа становится возможным вычислить единичный параметрический показатель

$$q = \frac{P}{P_{100}} \cdot p, \quad (26)$$

где q – параметрический показатель;

P – величина параметра реального объекта;

P_{100} – величина параметра гипотетического (идеального) объекта, удовлетворяющего потребность на 100%;

p – вероятность достижения величины параметра; вводится для получения более точного результата с учетом элемента случайности, что позволяет снизить риск осуществления проекта, принимаем $p=0,9$;

Каждому параметрическому показателю по отношению к объекту соответствует некий вес d , разный для каждого показателя. После вычисления всех единичных показателей становится реальностью вычисление обобщенного (группового показателя), характеризующего соответствие объекта потребности в нем (полезный эффект или качество объекта):

$$Q = \sum_{i=1}^n q_i d_i, \quad (27)$$

где Q – групповой технический показатель (по техническим параметрам);

q_i – единичный параметрический показатель по i -му параметру;

d_i – вес i -го параметра;

n – число параметров, подлежащих рассмотрению.

$$Q_H = \sum_{i=1}^n q_i d_i = 0.675 \times 0.2 + 0.6 \times 0.14 + 0.54 \times 0.1 + 0.84 \times 0.1 + 0.89 \times 0.2 + \\ + 0.614 \times 0.2 + 0.45 \times 0.1 = 0,678;$$

$$Q_K = \sum_{i=1}^n q_i d_i = 0.619 \times 0.2 + 0.474 \times 0.14 + 0.318 \times 0.1 + 0.504 \times 0.1 + 0.89 \times$$

$$\times 0.2 + 0.529 \times 0.2 + 0.45 \times 0.1 = 0.58;$$

Показатель конкурентоспособности новшества по отношению к базовому объекту будет равен:

$$K_{\text{ту}} = \frac{Q_{\text{н}}}{Q_{\text{к}}} = \frac{0.678}{0.58} = 1,169; \quad (28)$$

где $K_{\text{ту}}$ – показатель конкурентоспособности нового объекта по отношению к конкурирующему по техническим параметрам (показатель технического уровня);

$Q_{\text{н}}$, $Q_{\text{к}}$ – соответствующие групповые технические показатели нового и базового объекта;

4.2 Оценка технического уровня новшества

Таблица 6 - Оценка технического уровня новшества

Характеристики	Вес показателей	Новшество (Tr-p Schneider Electric)		Конкурент Tr-p ТМЗ- 1000)		Гипотетический объект	
		P_i	q_i	P_i	q_i	P_{100}	q_{100}
1. Полезный эффект новшества (интегральный							

Несмотря на ряд выгод (цена, готовность персонала и.т.п.) масляных трансформаторов перед сухими, мировой опыт эксплуатации показывает что сухие трансформаторы более надежны в эксплуатации и безопасны в плане пожароопасности.

Преимуществ у сухих трансформаторов много: это и меньшие габаритные размеры, постоянная самодиагностика, более низкие эксплуатационные затраты, совмещение в одном устройстве функций различных защит, управления, измерения, регистрации событий, возможность интеграции в АСУ ТП, оперативное внесение изменений в программы защит, в том числе и для исправления проектных ошибок и прочее.

4.3 Оценка научного уровня

Количественная оценка научного или научно-технического уровня может быть произведена путем расчета результативности участников разработки по формуле:

$$K_{\text{нy}} = \sum_{i=1}^n (K_{\text{дyи}} \cdot d_i) \quad (29)$$

где $K_{\text{нy}}$ – коэффициент научного или научно-технического уровня;

$K_{\text{дyи}}$ – коэффициент достигнутого уровня i -го фактора;

d_i – значимость i -го фактора;

n – количество факторов.

Таблица 7 - Оценка научного уровня разработки

Показатели	Значимость показателя	Достигнутый уровень	Значение i -го фактора
	d_i	$K_{\text{дyи}}$	$K_{\text{дyи}} \cdot d_i$
1. Новизна полученных или предполагаемых результатов	0.2	0.3	0,06
2. Перспективность использования результатов	0.2	0.2	0,04

Продолжение таблицы 7

3. Завершенность полученных результатов	0.3	0.1	0,03
4. Масштаб возможной реализации полученных результатов	0.3	0.3	0,06
Результативность	$K_{\text{ну}} = \sum(K_{\text{дyi}} \times d_i) = 0,19$		

После определения количественной оценки научного уровня, которая составила 0.19, можно сделать вывод, что технический уровень значительно превышает научный уровень.

4.4 Организация и планирование научно-исследовательских и проектных работ.

Таблица 8 - Этапы выполнения работ

№ этапов	Наименование этапов	Продолжительность этапов в %
Научно-теоретические исследования		
1.	Подготовительный этап	10
2.	Разработка задания	25
3.	Подбор кадров	20
4.	Сбор и изучение литературы	40
5.	Анализ полученной информации	5
Выбор оборудования		
1.	Выбор понижающих трансформаторов 10/0,4 кВ	80
2.	Выбор трансформаторов тока	20
Расчет уставок релейной защиты.		
1.	Расчет токовой отсечки	30
2.	Расчет МТЗ	30

Продолжение таблицы 8

Расчет защиты от однофазного замыкания на землю	40
Оформление отчета по проделанной работе	
Анализ и проверка выбранного оборудования	20
Подготовка отчета	30
Выполнение графической части	25
Утверждение проекта реконструкции	25
Всего	100

4.5 Линейное планирование

Линейное планирование осуществляется с помощью построения плана проведения работ по проекту. Такие графики называются графиками Гантта. В линейном графике производственный процесс делиться на отдельные операции так что бы начало последующей операции совпадало с окончанием предыдущей.

Таблица 9 – План проведения работ

Перечень работ	Трудоемкость работ, чел.-час.	Количество исполнителей	Длительность выполнения работ, дней.
Подготовительный этап	10	Руководитель Инженер	5
Разработка задания	26	Руководитель Инженер	13

Продолжение таблицы 9

Подбор кадров	20	Руководитель Инженер	10
Сбор и изучение литературы	60	Руководитель Инженер Инженер конс.	20
Анализ полученной информации	9	Руководитель Инженер Инженер конс.	3
Выбор понижающих трансформаторов 10/0,4 кВ	8	Инженер	8
Выбор трансформаторов тока	2	Инженер	2
Расчет токовой отсечки	3	Инженер	3
Расчет МТЗ	3	Инженер	3
Расчет защиты от однофазного замыкания на землю	4	Инженер	4
Анализ и проверка выбранного оборудования	20	Руководитель Инженер	10
Подготовка отчета	30	Инженер Инженер конс.	15
Выполнение графической части	26	Инженер Инженер конс.	13
Утверждение проекта реконструкции	36	Руководитель Инженер Инженер конс.	12
Руководитель			73
Инженер-конструктор			53
Инженер			121
Всего дней			121

4.6 Расчет затрат и договорной цены на проектирование

4.6.1 Смета затрат

Рассчитаем следующие элементы затрат с последующим суммированием:

1. Материальные затраты (за вычетом стоимости возвратных отходов);
2. Затраты на оплату труда;
3. Отчисления на социальные нужды (страховые взносы);
4. Амортизация основных фондов и нематериальных активов;
5. Прочие затраты;
6. Накладные расходы.

4.6.2 Материальные затраты

В элементе «материальные затраты» отражается стоимость приобретенных со стороны сырья и материалов, которые входят в состав вырабатываемой продукции, образуя её основу [11].

Комплекующие:

- диски -30 руб. (10шт.);
- бумага – 250 руб. (500 листов);
- канцтовары - 1000 рублей;

$$И_k = (30 \times 10) + 250 + 1000 = 15500 \text{ рублей.}$$

4.6.3 Затраты на оплату труда

В состав затрат на оплату труда включаются:

1. Выплаты заработной платы за фактически выполненную работу, исходя из сделанных расценок, тарифных ставок и должностных окладов в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда;

2. Выплаты стимулирующего характера по системам положения;
3. Выплаты, обусловленные районным регулированием оплаты труда (выплаты по районным коэффициентом);
4. Оплата в соответствии с действующим законодательством очередных ежегодных и дополнительных отпусков;
5. Другие виды выплат за исключением расходов по оплате труда, финансируемых за счет прибыли предприятия. Организация заработной платы основана на тарифной системе. Тарифный фонд для бюджетных работ рассчитывается по единой тарифной сетке. Она предусматривает 18 разрядов. Тарифная сетка применяется для установления соотношений в оплате труда в зависимости от квалификации рабочего определяемой присвоенным разрядом. Каждому разряду соответствует определенный тарифный коэффициент.

Таблица 10 - Расчет заработной платы исполнителей

Исполнитель	Оклад,руб.(ЗП _Т)	плата за неотработанное время(0,1 ЗП _Т)	Районный коэффициент (0,3 ЗП _Т)	Месячная зарплата
1	2	3	4	6
Руководитель	30000	3000	9000	42000
Инженер кон- структор	17000	1700	5100	23800
Инженер	14000	1400	4200	19600

Районный коэффициент Томской области - 1,3. Время работы исполнителей 121 день.

Рассчитывается плановый фонд заработной платы научных, инженерно-технических работников, лаборантов, рабочих мастерских, выполняющих заказы по данной разработке, в соответствии с построенным графиком выполнения работ (п. 4.6). Величина планового фонда заработной платы определяется по формуле [11]:

$$ЗП = ЗП_{\text{т}} + ЗП_{\text{д}} + ЗП_{\text{п}}; \quad (29)$$

где $ЗП_{\text{т}}$ – тарифный фонд заработной платы (по окладам);

$ЗП_{\text{д}}$ – дополнительная заработная плата за неотработанное время (отпуск);

$$ЗП_{\text{д}} = (0,08 - 0,16) ЗП_{\text{т}}; \quad (30)$$

$ЗП_{\text{п}}$ – доплаты за условия работы и проживания (0,3-0,5) $ЗП_{\text{т}}$ (учитывается поясной коэффициент и доплата за вредные и опасные условия работы).

T - количество трудодней - 121- 5,5 мес. (в 1 мес. -22 рабочих дня);

$$T_{\text{рук}} = 73 \text{ дня} = 3,31 \text{ мес};$$

$$T_{\text{инж.кон.}} = 53 \text{ дня} = 2,4 \text{ мес};$$

$$T_{\text{инж}} = 121 \text{ день} = 5,5 \text{ мес};$$

$$ЗП_{\text{рук}} = 42000 \cdot 3,31 = 139\,020 \text{ рублей};$$

$$ЗП_{\text{инж-к.}} = 23800 \cdot 2,4 = 57\,120 \text{ рублей};$$

$$ЗП_{\text{инж}} = 19600 \cdot 5,5 = 107\,800 \text{ рублей};$$

$$ЗП_{\text{фонд}} = ЗП_{\text{рук}} + ЗП_{\text{инж-к.}} + ЗП_{\text{инж}} = 303\,940 \text{ рубля.}$$

4.6.4 Отчисление на социальные нужды

Социальный налог включает в себя: обязательные отчисления по установленным законодательством нормам органам государственного социального страхования, пенсионного фонда, государственного фонда занятости и медицинского страхования от элемента «Затрат на оплату труда».

Социальные отчисления ($И_{\text{со}}$) составляет 30% (с 2012г.) от фонда заработной платы (ФПЗ).

$$И_{\text{со}} = ЗП_{\text{фонд}} \cdot 0,3 = 303\,940 \cdot 0,3 = 91\,182 \text{ рублей.} \quad (31)$$

4.6.5 Амортизация основных фондов.

Расчет амортизационных отчислений, на полное восстановление основных средств, производится по нормативам амортизации утвержденном в

установленным действующим законодательством порядке, и определенным в зависимости от балансовой стоимости оборудования[11].

Стоимость оборудования:

- Компьютер(2шт) - 35000 рублей;
- Принтер, сканер - 14000 рублей;
- Программное обеспечение - 15000 рублей;
- Стол компьютерный (2 шт) - 4500 рублей;
- Стул (2шт) – 3600 рублей;

$C_{\text{ОБОР.}} = 70000 + 14000 + 15000 + 9000 + 7200 = 115\,200$ рублей;

$$H_{\text{ам}} = \frac{1}{T_{\text{сл}}} = \frac{1}{5} = 0,2\% ; \quad (32)$$

$$I_{\text{ам}} = \frac{T_{\text{исп.}}}{T_{\text{сл}}} \times H_{\text{ам}} \times C_{\text{обор}} = \frac{121}{365} \times 115\,200 \times 0,2 = 7637 \text{ рублей};$$

где $T_{\text{исп.}}$ - время использования оборудования = 121 дней;

$T_{\text{Г}}$ - количество использования в год = 365 дней;

$C_{\text{ОБОР.}}$ - стоимость оборудования;

$T_{\text{сл.}}$ - срок службы оборудования = 5 лет.

4.6.6 Прочие неучтенные затраты

К ним относятся налоги, сборы, отчисления в специальные внебюджетные платежи по обязательному страхованию имущества, вознаграждения за изобретения и рационализаторские предложения, за подготовку кадров, оплата услуг связи и т.п.

Прочие расходы составляют 10 % от всех издержек.

$$\text{Пр} = 0,1 \cdot (I_{\text{К}} + 3\text{П}_{\text{Фонд}} + I_{\text{СО}} + I_{\text{АМ}}); \quad (33)$$

$$\text{Пр} = 0,1 \cdot (15500 + 303\,940 + 91\,182 + 7637) = 41\,825 \text{ рублей.}$$

4.6.7. Накладные расходы

Накладные расходы - это расходы, связанные с производством, управлением и хозяйственным обслуживанием организации, которые в равной

степени относятся ко всем разрабатываемым темам (оплата административных расходов, расходов на содержание зданий и помещений, оплата труда административно управленческого персонала). Величина накладных расходов определяется как 200 % от фонда заработной платы. Данные для расчета получены из проектного бюро.

$$H_p = 200 \% \cdot ЗП_{\text{фонд}} ; \quad (34)$$

$$H_p = 200 \% \cdot 303\,940 = 607\,880 \text{ рублей};$$

Таблица 11 - Смета затрат

Элементы текущих затрат	Сумма текущих затрат, рублей.
1. Материальные затраты	15500
2. Затраты на оплату труда	303 940
3. Отчисления на социальные нужды	91 182
4. Амортизация основных фондов	7637
5. Прочие затраты	41 825
6. Накладные расходы	607 880
Итого себестоимость разработки	1 067 964
Прибыль	427 185
Договорная цена	2 428 451

Договорная цена должна обеспечить получение прибыли, достаточной для отчисления средств в виде налогов и фиксированных платежей в специальные фонды и бюджеты разного уровня в соответствии с утвержденными экономическими нормативами, а также для развития предприятия-разработчика (или кафедры и т.д.) и поощрения исполнителей.

Величина договорной цены должна устанавливаться с учетом эффективности, качества и сроков исполнения разработки на уровне, отвечающем экономическим интересам заказчика (потребителя) и исполнителя.

Если разработка носит фундаментальный или поисковый характер и требует бюджетного финансирования, т.к. в ближайшей перспективе экономические последствия от ее использования оценить не представляется возможным, договорная цена определяется с учетом коэффициента научного или научно-технического уровня и плановой величины накоплений:

$$Цд = C_{пл} \times (1 + K_{пр}) \times (1 + K_{ну}) ; \quad (35)$$

где $C_{пл}$ – плановая себестоимость разработки;

$K_{пр}$ – коэффициент, учитывающий нормативную рентабельность предприятия-разработчика (по данным предприятия);

$$Ц_о = 1067964 \times (1 + 0,2) \times (1 + 0,19) = 1525052 \text{ рублей};$$

Если разработка носит прикладной характер, то договорная цена должна рассчитываться с учетом потенциального экономического эффекта у потребителя:

$$Цд = C_{пл} \times (1 + K_{ту}) . \quad (36)$$

4.6.8 Расчет затрат на оборудование и монтаж

Стоимость оборудования, монтажных работ (составляет 10% от стоимости оборудования). Данные для расчета взяты из проектного бюро.

Таблица 12 - Стоимость оборудования и монтажных работ

Наименование оборудования	Ед. изм	Кол-во	Сметная стоимость(руб.)	
			оборуд.	монтаж
Сухой трансформатор Trihal 1000 кВа; 10/0,4кВ; D/Yn-11 IP31	шт.	6	1 220 831	403477
Сухой трансформатор Trihal 1600 кВа; 10/0,4кВ; D/Yn-11 IP31	шт.	2	2 0150 39	749898

Капиталовложения:

$$K_{кап.1} = K_{пр.} + K_{об} + K_{монт} = 2428 + 11355 + 1153 = 19086 \text{ тыс.рублей}; \quad (37)$$

$$K_{кап2.} = K_{пр.} + K_{об} + K_{монт} = 2428 + 7\,329 + 732 = 10490 \text{ тыс.рублей.}$$

4.7 Расчет издержек по эксплуатации энергетического объекта

Издержки по эксплуатации энергетического объекта $C_{\text{экспл}}$ рассчитываются по тем же элементам, что и на разработку (п. 4):

$$C_{\text{экспл}} = C_{\text{мат}} + C_{\text{з.п.}} + C_{\text{страх.}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{пр}}; \quad (38)$$

где $C_{\text{мат}}$ – затраты на материалы, топливо, воду, потери в сетях и в трансформаторах;

$C_{\text{з.п.}}$ – заработная плата производственных рабочих, занятых на обслуживании энергетического объекта (с учетом надбавок, премий и условий проживания);

$C_{\text{страх}}$ – страховые взносы;

$C_{\text{ам}}$ – годовые амортизационные отчисления;

$C_{\text{пр}}$ – прочие затраты, учитывающие административные и общезаводские расходы.

Материалы для обслуживания трансформатора ТМЗ-1000, 1600 за год:

- масло трансформаторное на долив 0,026 т/год (ТМЗ-1000) = 120руб/кг;

- масло трансформаторное на долив 0,035 т/год (ТМЗ-1600) = 120руб/кг;

- ветошь для протирки (8 трансформаторов) 120р (24 кг);

- установка для проверки масла на пробой -565 300 руб;

Потери в трансформаторах рассчитываются по формуле:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P_{\text{xx}} \times T_{\text{п}} + \Delta P_{\text{кз}} \times K_{\text{и}}^2 \times T_{\text{раб}}; \quad (39)$$

где ΔP_{xx} – потери мощности холостого хода, кВт;

$T_{\text{п}}$ – число часов присоединения трансформатора к сети, час;

$\Delta P_{\text{кз}}$ – потери мощности короткого замыкания, кВт;

$K_{\text{и}}^2$ – коэффициент использования, 0,5;

$T_{\text{раб}}$ – число часов работы трансформатора под нагрузкой за учетный период;

$$\Delta \mathcal{E} = 1,9 \times 8304 + 12,5 \times 0,5^2 \times 8304 = 41727,6 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

Тариф на электроэнергию составляет 2.93 руб/кВт.

Потери электроэнергии на 1 трансформатор ТМЗ-1000 в стоимостном выражении:

$$P_{1mp} = \Delta \mathcal{E} \times 2,93 = 41727 \times 2,93 = 122\,260 \text{ руб};$$

Потери электроэнергии в трансформаторе ТМЗ 1600:

$$\Delta \mathcal{E} = 2,6 \times 8304 + 17,2 \times 0,5^2 \times 8304 = 57297 \text{ кВт/ч};$$

$$P_{1mp} = \Delta \mathcal{E} \times 2,93 = 90513 \times 2,93 = 167882 \text{ руб};$$

Всего потерь на 4х трансформаторных ПС за год:

$$\sum P = P_{1тр} \times 6 + P_{2тр} \times 2 = 122\,260 \times 6 + 167882 \times 2 = 1\,069\,335 \text{ руб};$$

$$C_{\text{мат}} = (26 \times 120) \times 6 + (35 \times 120) \times 2 + 80 \times 24 + 1\,069\,335 + 565\,300 = 1\,664\,635 \text{ руб};$$

Таблица 13 - Расчет заработной платы обслуживающего персонала

Исполнитель	Оклад,руб.(3П _Т)	плата за неотработанное время(0,1 3П _Т)	Районный коэффициент (0,3 3П _Т)	Месячная зарплата
Дежурный электромонтер бр	14 100	1410	4230	19740
Электромонтер 5р рем.персонал	12 200	1220	3660	17260
Мастер участка	17 000	1700	5100	23 800

У дежурного электромонтера количество трудодней 365- отпуск 37 (в 1 мес. -19 рабочих дня); Дежурный персонал совершает обходы и осмотры оборудования круглосуточно не реже 1 раза за смену, следит за показаниями приборов установленных на трансформаторах (температура, уровень масла).

$$T_{\text{деж}} = 328 \text{ дней} = 11 \text{ мес};$$

У мастера участка количество трудодней - 247- отпуск 37 дней. (в 1 мес. -22 рабочих дня).

$$T_{\text{маст}} = 210 \text{ дней} = 9,5 \text{ мес};$$

Ремонтный персонал используется во время технического обслуживания эл. оборудования во время остановочного ремонта, продолжительность таких работ составляет порядка 2-3х дней в зависимости сложности и объема работ, на каждую единицу.

$$T_{\text{рем.персонал}} = 3 \times 8 \text{ ед.} = 24 \text{ дня} = 1,1 \text{ мес};$$

$$ЗП_{\text{деж.}} = 19740 \times 11 = 217140 \text{ рублей};$$

$$ЗП_{\text{мастер.}} = 23800 \times 9 = 214\,200 \text{ рублей};$$

$$ЗП_{\text{рем.перс}} = 17260 \times 1,1 = 18\,986 \text{ рублей};$$

$$ЗП_{\text{ФОНД}} = ЗП_{\text{деж.}} + ЗП_{\text{мастер.}} + ЗП_{\text{рем.перс}} = 450\,326 \text{ рубля};$$

Страховые взносы:

$$C_{\text{страх}} = ЗП_{\text{ФОНД}} \cdot 0,3 = 450\,326 \cdot 0,3 = 135\,097,8 \text{ рублей}$$

Затраты на амортизацию находим из формулы:

$$H_{\text{ам}} = \frac{1}{T_{\text{сл}}} = \frac{1}{25} = 0,04\%; \quad (40)$$

$$C_{\text{ам}} = \frac{T_{\text{исп}}}{T_{\text{сл}}} \times H_{\text{ам}} \times C_{\text{обор}} = \frac{341}{365} \times 7\,329\,500 \times 0,04 = 273\,902 \text{ рублей};$$

Прочие неучтенные расходы:

$$C_{\text{пр}} = 0,1 \times (C_{\text{мат}} + ЗП_{\text{ФОНД}} + C_{\text{страх}} + C_{\text{об}} + C_{\text{ам}}) =$$

$$= 0,1 \times (1664\,635 + 450\,326 + 135\,097,8 + 7\,329\,500 + 273\,902) = 978\,360 \text{ рублей};$$

$$C_{\text{эспл}} = C_{\text{мат}} + C_{\text{з.п.}} + C_{\text{страх.}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{пр}} =$$

$$= 1664\,635 + 450\,326 + 135\,097,8 + 7\,329\,500 + 273\,902 + 909\,422 = 9\,852\,882,8 \text{ рублей};$$

Произведем аналогичные расчеты издержек по эксплуатации для ПС с сухими трансформаторами Trihal 1000, 1600 кВа. Для сравнения вариантов составим таблицу:

Таблица 14 - Экономические показатели эксплуатации трансформаторов

Экономические показатели	ТМЗ-1000, 1600 кВА 10/0,4 кВ	Trihal 1000, 1600 кВа 10/0,4 кВ
Затраты на материалы, топливо, воду, потери в сетях и в трансформаторах; Руб.	1 664 635	750 026
Заработная плата производственных рабочих занятых на обслуживание оборудования, Руб.	450 326	437 553,6
Страховые взносы Руб.	135 097,8	131 266,08
Годовые амортизационные отчисления, Руб.		444 247
Прочие затраты, Руб.	978 360	1 330 351
Всего эксплуатационные расходы, Руб.	3 509 307	3 050 793

Из таблицы 4.9 видно что по итоговому результату выгоднее оказался вариант с сухим трансформатором Trihal нежели старый ТМЗ. Значительная экономия возникает за счет уменьшения расходов на обслуживание т.к. сухой трансформатор не содержит масло, которое необходимо периодически доливать, что бы обеспечить надежную изоляцию обмоток. Масло не нужно проверять на пробой в специальном аппарате, сушить. На сухой трансформатор меньше используется ветоши для протирки от грязи и пыли корпуса, изоляторов и соответственно уменьшается время на техническое обслуживание, если для трансформаторов ТМЗ уходит 3 дня работы ремонтного персонала, то для сухих трансформаторов Schneider Electric 1-2 дня. Так же более современный трансформатор обеспечивает большую экономию электроэнергии за счёт уменьшения потерь у Trihal 1000 кВа они составляют 28 026 кВт/ч, а у ТМЗ-1000 41 727 кВт/ч.

В связи с большой стоимостью оборудования 11 355 060 Trihal против 7 329 500 ТМЗ увеличиваются амортизационные отчисления, соответственно и прочие неучтенные затраты.

4.8 Экономическая эффективность

При оценке экономической эффективности воспользуемся методом приведенных затрат $Z_{пр}$ – суммы издержек производства и приведенных капиталовложений. Критерием выбора варианта является минимум приведенных затрат.

$$Z_{пр} = E_n K_1 + I_1; \quad (41)$$

где E_n - Нормативный коэффициент эффективности капиталовложений;

K_1 - Капиталовложения первого варианта (с новым оборудованием);

I_1 - Издержки по эксплуатации первого варианта.

$$Z_{пр1} = 0,1 \times 15115260 + 3050793 = 4542695 \text{ рублей} \rightarrow \min;$$

$$Z_{пр2} = 0,1 \times 10490900 + 3509307 = 4558398 \text{ рублей} \rightarrow \max.$$

Вариант с минимальными приведенными затратами будет вариант с трансформаторами Schneider Electric.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-9401	Павлов Евгений Александрович

Институт	ЭНИН (ИнЭО)	Кафедра	ЭЭС
Уровень образования	специалитет	Направление/специальность	Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1.Производственная безопасность 1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	1.Повышенная запыленность 2.Климатическое состояние возд.среды 3.Повышенный уровень шума на рабочем месте 4.Повышенный уровень электромагнитного поля 5.Отсутствие или недостаток естественного света.
1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	1.Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека 2.Расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли (пола);
2. Экологическая безопасность: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Защита атмосферы во время эксплуатации ПС с сухими трансформаторами. Защита гидросферы. Твердые бытовые отходы. Утилизация отработавших свой срок трансформаторов.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Наиболее типичные ЧС:

– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	-Короткое замыкание в электрооборудовании, -пожар Превентивные меры: прокладывание кабелей в траншеях, двери из РУ должны открываться наружу
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Закон №426-ФЗ «О специальной оценке труда»; Закон №421-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ в связи с принятием закона №426-ФЗ»; Трудовой Кодекс РФ; ГОСТы по нормативам уровня шума

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Амелькович Юлия Александровна	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9401	Павлов Евгений Александрович		

5 Социальная ответственность

Целью данного раздела является выявление и анализ опасных и вредных факторов, имеющих место на объекте, а также разработка мер по уменьшению воздействия опасных и вредных факторов на работающий персонал. Необходимо отметить, что важным вопросом при рассмотрении производственной и экологической безопасности является соблюдение правил, норм, инструкций и других документов, утвержденных в установленном порядке. Объектом рассмотрения раздела является распределительное устройство №101 а так же трансформаторные ПС расположенным на территории «Томскнефтехима».

На которых планируется реконструкция и замена старых трансформаторов с масляным естественным воздушным охлаждением на современные Trihal производства Schneider Electric. С последующей настройкой устройств РЗиА в РУ-101 10 кВ под новое оборудование.

5.1 Производственная безопасность

При эксплуатации электрических сетей, воздушных и кабельных линий электропередач, оборудования распределительных устройств, оборудования, находящегося в оперативных пунктах управления энергетических предприятий имеются опасные и вредные производственные факторы.

Опасным производственным фактором (ОПФ) называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к травме или к другому внезапному резкому ухудшению здоровья.

Вредным производственным фактором (ВПФ) называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению трудоспособности.

Таблица 15 – Опасные и вредные производственные факторы

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
В электропомещении РУ и ТП. Работы по настройке устройств РЗ; Работы по обслуживанию; Выполнение обходов, осмотров. На улице: 1) При переходе из помещения в помещение.	1.Повышенная запыленность; 2.Климатическое состояние возд.среды; 3.Повышенный уровень шума на рабочем месте 4.Повышенный уровень электромагнитного поля; 5.Отсутствие или недостаток естественного света.	1.Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; 2.Расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли (пола).	СанПин2.2.1/2.1.1.1200-03; ГОСТ 12.1.005-88; СН 2.2.4/2.1.8.562-96; СНиП 23-05-95; ПОТ РМ-012-2000 ;

5.1.1 Повышенная запыленность.

Пыль-это мельчайшие частицы твердого вещества, способные длительное время находиться во взвешенном состоянии.

Технологические процессы в промышленности сопровождаются выделением пыли, отрицательно действующие на организм человека и ухудшают производственную обстановку. Степень воздействия пыли на организм человека зависит от её физико-химических свойств – токсичности, дисперсности и концентрации.

Запыленность воздуха характеризуется массой пыли в единице объема (мг/м^3) или числом пылинок в данном объеме.

Установлены предельно допустимые концентрации пыли в воздухе рабочей зоны мг/м^3 (ПДК). [3]

ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны- это концентрации которые при ежедневной (кроме выходных дней) работе в течении 8 часов или при другой продолжительности, но не более 40 часов в неделю, в течении всего рабочего стажа не могут вызвать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья, обнаруживаемых современными методами исследований в процессе работы или отдалённые сроки жизни настоящего и последующих поколений.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать ПДК, используемых при проектировании производственных зданий, технологических процессов, оборудования, для контроля за качеством производственной среды и профилактики неблагоприятного воздействия на здоровье работающих.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны подлежит систематическому контролю для предупреждения возможности превышения ПДК- максимально разовых рабочей зоны ($\text{ПДК}_{\text{мр.рз}}$) и среднесменных рабочей зоны ($\text{ПДК}_{\text{сс.рз}}$).

Источником возникновения пыли в электропомещениях чаще всего являются бетонные полы. Во время эксплуатации помещения начинают появляться трещины, сколы, расслоения Верхний слой бетонного пола принимает на себя множество нагрузок, связанных с его эксплуатацией. В результате механических и химических воздействий покрытие постепенно нарушается и появляется цементная пыль. Данный процесс происходит по следующим причинам:

- из-за несоблюдения технологии укладки;
- из-за неверного состава бетонного раствора;
- из-за некачественных компонентов;

Величина ПДК бетонной пыли составляет 6 мг/м^3 .

Средства защиты от бетонной пыли являются: Регулярная влажная уборка помещений, вытяжная вентиляция, при повышенной концентрации пыли применять респираторы.

5.1.2 Микроклимат

Производственный микроклимат – один из основных факторов, влияющих на работоспособность и здоровье человека. Метеорологические факторы, сильно влияют на жизнедеятельность, самочувствие и здоровье человека. Неблагоприятное сочетание факторов приводит к нарушению терморегуляции [25].

Микроклимат характеризуется:

- температурой воздуха;
- относительной влажностью воздуха;
- скоростью движения воздуха;
- интенсивностью теплового излучения от нагретых поверхностей.

Эксплуатация электрооборудования трансформаторной ПС подходит под категорию Ib. К категории Ib относятся работы сопровождающиеся незначительным физическим напряжением – это работы проводимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторыми физическим напряжением. [3]

Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений:

Таблица 16 - Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ib (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
Теплый	Ib (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1

При обеспечении допустимых величин микроклимата на рабочих местах:

- перепад температуры воздуха по высоте должен быть не более 3° С;
- перепад температуры воздуха по горизонтали, а также ее изменения

в течение смены не должны превышать:

- при категориях работ Ia и Ib - 4° С;

При температуре воздуха на рабочих местах 25° С и выше максимально допустимые величины относительной влажности воздуха не должны выходить за пределы:

- 70% - при температуре воздуха 25°С;
- 65% - при температуре воздуха 26°С;
- 60% - при температуре воздуха 27°С;
- 55% - при температуре воздуха 28°С.

Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений указаны в таблицах:

Таблица 17 - Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С
		диапазон ниже оптимальных величин	диапазон выше оптимальных величин	
Холодный	Iб (140-174)	19,0-20,9	23,1-24,0	18,0-25,0
Теплый	Iб(140-174)	20,0-21,9	24,1-28,0	19,0-29,0

Таблица 18 - Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
			для диапазона температур воздуха ниже оптимальных величин, не более	для диапазона температур воздуха выше оптимальных величин, не более
Холодный	Iб (140-174)	15-75	0,1	0,2
Теплый	Iб (140-174)	15-75	0,1	0,3

Допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела работающих от производственных источников.

Таблица 19 - Допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела работающих от производственных источников

Облучаемая поверхность тела, %	Интенсивность теплового облучения, Вт/м, не более
50 и более	35
25-50	70
не более 25	100

При наличии теплового облучения работающих температура воздуха на рабочих местах не должна превышать в зависимости от категории работ следующих величин:

24°C - при категории работ Iб;

РУ-6(10) кВ в части воздействия климатических факторов внешней среды по ГОСТ 15150-69 относятся к климатическому исполнению УХЛ категории размещения 1 и эксплуатируются в следующих условиях:

высота установки над уровнем моря не более 1000 м.;

температура окружающего воздуха от минус 60°C до плюс 40°C;

тип атмосферы I-II по ГОСТ 15150-69;

степень загрязнения изоляции I-II по ГОСТ 9920-89.

Мероприятия по поддержанию параметров микроклимата в пределах нормы:

1.Архитектурно-проектировочные решения.

Архитектурно-проектировочные решения включают: проектирование и размещение зданий и сооружений с учетом их назначения в зависимости от месторасположения; проектирование и размещение помещений с учетом характера деятельности, а также метеоусловий и изменения микроклиматических параметров в процессе производства.

2.Организационно-технические мероприятия.

К организационно-техническим мероприятиям относятся: усовершенствование технологического оборудования и технологических процессов; рациональное размещение технологического оборудования; автоматизация и дистанционное управление технологическими процессами; уменьшение избыточного выделения тепла технологических аппаратов; защита рабочих мест от прямого действия лучистого тепла, снижение вредных выбросов тепловых выделений (переход от горячей обработки к холодной, разогрев индуктивным способом, изоляция печей и других тепловых агрегатов).

3.Санитарно-гигиенические мероприятия.

К санитарно-гигиеническим мероприятиям относятся: естественная и механическая вентиляция, отопление, кондиционирование и душирование с учетом изменения времени года и характера тепловыделений в процессе производства. [4]

Электропомещения ТП, расположенные на территории химических предприятий, должны иметь гарантированный подпор воздуха для предотвращения поступления внутрь этих помещений взрывоопасных веществ и пыли. Подпор воздуха обеспечивается приточной вентиляцией в комплексе со строительными мероприятиями. Отопление этих помещений, как правило, совмещено с вентиляцией.

Температура в летнее время регулируется Сплит – системами, в зимнее время регулируется отопительными радиаторами, а так же приточной вентиляцией.

Влажность нет возможности регулировать, поэтому она равняется влажности на улице.

5.1.3 Повышенный уровень шума на рабочем месте

Основным источником шума в зданиях различного назначения является технологическое и инженерное оборудование [20].

На подстанции основным источником шума является трансформатор. Для снижения эквивалентного уровня звука до допустимого 75 дБА проектом предусматривается установка шумозащитных перегородок [5].

В соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ защита от шума, создаваемого на рабочих местах внутренними источниками, а также шума, проникающего извне, осуществляется следующими методами:

- уменьшение шума в самом источнике;
- изоляция источника и поглощение шума;
- применение средств коллективной (ГОСТ 12.1.029-80) и индивидуальной (ГОСТ 12.14.051-87) защиты;
- рациональная планировка рабочего места.

Снижение шума достигается:

- звукоизоляцией ограждающих конструкций;
- использованием экранов;
- применением глушителей аэродинамических шумов, звукопоглощающей облицовки.

Количественную оценку тяжести и напряженности трудового процесса следует проводить в соответствии с Руководством 2.2.013-94 «Гигиенические критерии оценки условий труда по показателям вредности и опасности факторов производственной среды, тяжести, напряженности трудового процесса».

Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА.

Таблица 20 - Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах [28].

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

5.1.4 Повышенный уровень электромагнитного поля

В процессе работы на подстанции обслуживающий персонал подвергается отрицательному воздействию электрического поля промышленной частоты.

Электромагнитное излучение от электрических подстанций и ЛЭП нормируется СанПин 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов». Согласно указанных санитарных правил нормируется санитарно-защитная зона

(СЗЗ) от трассы ВЛ — в зависимости от напряжения. СЗЗ для линии электропередачи является территория вдоль трассы высоковольтной линии, в которой напряженность электрического поля превышает 1 кВ/м., следовательно, ДПУ для населения является 1кВ/м. [23]

Для РУ рекомендуется установка экранирующих устройств в виде перегородок, навесов, козырьков и т.д. Экранирующие устройства необходимо заземлять.

5.1.5 Отсутствие или недостаток естественного света

На производстве освещенность производственных помещений – один из основополагающих элементов правильной организации труда. Правильная организация освещения помогает одновременно решить несколько задач [17]:

- повышение производительности и качества труда;
- снижение брака;
- улучшение самочувствия (как следствие – повышение работоспособности) работающих;
- снижение зрительной утомляемости;
- снижение травматизма.

При этом вредной для человека является как недостаточная освещенность - возникновение близорукости, снижение реакции, так и чрезмерная. Избыточная яркость и слепящее действие ламп вызывают повышенную утомляемость глаз, при длительном воздействии – резко увеличивается опасность фотоожога кожи или глаз, возникновение катаракты. Организация освещения в промышленных условиях – это обеспечение достаточного уровня освещенности на всех рабочих местах с использованием наиболее благоприятного (для организма и глаз) спектра излучения.

Рациональное освещение имеет большое значение в процессе обслуживания электрооборудования подстанций. Неудовлетворительное освещение может искажать информацию: кроме того, оно не только утомляет зрение, но вызывает также утомление всего организма в целом. Для освещения

производственных помещений применяют два вида освещения: естественное и искусственное.

Естественное освещение разделяется на боковое (световые проемы в стенах), верхнее (прозрачные перекрытия или световые фонари) и комбинированное (наличие световых проемов в стенах и в перекрытиях одновременно).

Естественное освещение характеризуется тем, что создаваемая освещенность изменяется в широких пределах. Эти изменения обуславливаются временем суток, года и метеорологическими факторами: - характер облачности и отражающее свойство поверхности земли.

Для искусственного освещения применяют электрические лампы накаливания и люминесцентные лампы. В настоящее время внедряются и широко используются светодиодные осветительные приборы, в том числе и в качестве аварийного освещения, что позволяет исключить пульсацию освещения.

Освещение на подстанции подразделяется на рабочее, аварийное и охранное. Рабочее освещение включает в себя общее стационарное, ремонтное и аварийное освещение. Охранное освещение предусматривается по периметру. Ремонтное освещение необходимо выполнять от понижающего трансформатора 12 - 42 В.

Нормы освещенности производственных помещений в соответствии с ведомственными строительными нормами ВСН 196-83 и СНиП 23-05-2010.

- Применение ламп накаливания общего назначения для освещения ограничивается законом 261-ФЗ от 23 ноября 2009 года. С 01 января 2011 года не допускается применение для освещения ламп накаливания мощностью 100 Вт и более.

- Для общего и местного освещения следует использовать источники света с цветовой температурой от 2400 °К до 6800 °К. Интенсивность

ультрафиолетового излучения в диапазоне длин волн 320-400 нм не должно превышать 0,03 Вт/м².

- Наличие в спектре излучения длин волн менее 320 нм не допускается.
- При наличии в одном помещении рабочих и вспомогательных зон следует предусматривать локализованное общее освещение (при любой системе освещения) рабочих зон и менее интенсивное освещение вспомогательных зон.
- В производственных помещениях освещенность проходов и участков, где работа не производится, должна составлять не более 25% нормируемой освещенности, создаваемой светильниками общего освещения, но не менее 100 лк. [30]

Таблица 21 - Нормы освещенности производственных помещений

Наименование цеха, отделения, участка, технологической операции, оборудования, рабочего места	Освещенность, лк		
	при комбинированном освещении		при общем освещении
	общее + местное	общее	
Электромонтажные цехи			
Общий уровень освещенности по цеху	-	-	200
Участок разделки провода, обмоточные операции, сборка приборов и другой электроаппаратуры	1000	150	300
Участок монтажа щитков, панелей, пультов, шкафов и т. п.	-	-	200

5.1.6 Расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли (пола)

Согласно Межотраслевым правилам по охране труда при работе на высоте (ПОТ РМ 012-2000) к работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее двух метров от края перепада по высоте 1,8м и более. Такие рабочие места оборудуются защитными или страховочными ограждениями, высота которых должна быть не менее 1,1м. При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната. Работы, выполняемые на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, над которыми производятся работы непосредственно с конструкции, считаются верхолазными, при этом.

Высота трансформаторов Trihal составляет 2400 мм, высота ячейки в РУ-2000 мм. При выполнении монтажных работ существует риск падения с оборудования. Для безопасного проведения работ необходимо использовать удерживающую страховочную привязь, (ГОСТ Р ЕН 358-2008) которая должна быть сертифицирована и испытана установленной нагрузкой и отвечать требованиям безопасности, либо выполнять работы с подмостей которые должны быть испытаны и иметь соответствующую бирку.

5.1.7 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.

Электроустановки должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда. В процессе работы оборудования возможны повреждения изоляции, защитных средств, нарушения технологического режима, что может привести к авариям и несчастным случаям с обслуживающим персоналом. Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность проведения работ согласно «Межотраслевым правилам охраны труда» [27. п.V]

- Оформление работ нарядом или распоряжением;
- Допуск к началу работ;
- Надзор во время работ;
- Оформление перерывов, переводов на другое рабочее место, окончания работ.

- Ответственными за безопасное производство работ являются:
- Выдающий наряд, отдающий распоряжение;
- Ответственный руководитель работ, допускающий;
- Производитель работ;
- Наблюдающий;
- Члены бригады.

В электроустановках напряжением выше 1000 В поражение электрическим током может возникнуть и без непосредственного контакта с токоведущими частями, а лишь при приближении на расстояние равное или меньшее разрядному. Поэтому неизолированные токоведущие части помещают в защитные короба или отгораживают защитными экранами.

Согласно требованиям ПУЭ безопасность электроустановок обеспечивается следующими основными мерами:

- 1) недоступностью токоведущих частей;
- 2) надлежащей, а в отдельных случаях повышенной (двойной) изоляцией;
- 3) заземлением или занулением корпусов электрооборудования и элементов электроустановок, могущих оказаться под напряжением;
- 4) надежным и быстродействующим автоматическим защитным отключением;
- 5) применением пониженных напряжений (42 В и ниже) для питания переносных токоприемников;
- 6) защитным разделением цепей;
- 7) блокировкой, предупредительной сигнализацией, надписями и плакатами;

- 8) применением защитных средств и приспособлений;
- 9) проведением планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний электрооборудования, аппаратов и сетей, находящихся в эксплуатации;
- 10) проведением ряда организационных мероприятий (специальное обучение, аттестация и переаттестация лиц электротехнического персонала, инструктажи и т. д.).

При устройстве заземлений следует различать электроустановки с большими и малыми токами замыкания на землю.

Электроустановками с большими токами замыкания на землю – это электроустановки напряжением выше 1000 В, в которых нейтрали заземлены глухо или через малые сопротивления и ток однофазного замыкания на землю превышает 500 А.

Электроустановками с малыми токами замыкания на землю – это электроустановки напряжением выше 1000 В, в которых нейтрали не заземлены или заземлены через значительные сопротивления и ток однофазного замыкания на землю не превышает 500 А.

В электроустановках напряжением выше 1000 В с большими токами замыкания на землю при всех замыканиях на землю срабатывает соответствующая релейная защита, отключающая поврежденную часть установки. Поэтому эти установки характеризуются кратковременным появлением потенциала на заземляющих устройствах при замыкании на землю. Вследствие малой вероятности одновременного замыкания на землю и прикосновения персонала к частям установки, кратковременно оказавшимся под напряжением, равным U_3 , ПУЭ-7 не нормирует наибольшую допускаемую величину U_3 , но требует, чтобы в этих установках сопротивление заземления в любое время года не превышало 0,5 Ом:

$$r_3 \leq 0,5 \text{ Ом}; \quad (42)$$

В электроустановках с несколькими распределительными устройствами различных напряжений, объединенных территориально (общее здание,

участок), выполняют одно общее заземление. Сопротивление общего заземления должно удовлетворять требованиям той установки, для которой сопротивление получается наименьшим.

При выполнении заземлений следует, возможно, шире использовать естественные заземлители, каковыми являются проложенные в земле трубы (кроме трубопроводов горючих жидкостей и газов), металлические конструкции зданий и сооружений, имеющие соединения с землей и алюминиевые оболочки проложенных в земле кабелей [6].

Искусственные заземлители наиболее часто выполняют из вертикально забитых в грунт стальных труб и уголков длиной 2-3 м. Трубы применяют с внешним диаметром 35-50 мм, при толщине стенки не менее 4 мм. Забивают трубы и уголки в грунт так, чтобы верхний конец их располагался на 0,4-1,5 м ниже поверхности земли. Этим достигается меньшие колебания сопротивления заземления вследствие промерзания почвы зимой и уменьшения влажности летом. Сопротивление заземления одной трубы или одного уголка обычно составляет 20-50 Ом. Диаметр трубы и ширина полок уголка мало влияют на сопротивление заземления. При увеличении длины труб или уголка свыше 3 м значительно возрастает стоимость забивки их в грунт. Число труб и уголков в заземляющем устройстве определяется расчётом, но не менее двух. Забитые в грунт трубы или уголки соединяют между собой стальными полосами, которые прокладывают на глубине не менее 0,3 м и приваривают к верхним концам труб или уголков. Такой сложный заземлитель, состоящий из ряда труб или уголков, соединенных параллельно стальными полосами является основным типом заземлителей на подстанциях [6].

По условиям устойчивости против коррозии, заложенные в грунт стальные трубы должны иметь толщину стенок не менее 3,5 мм, а уголки, ленты и полосы не менее 4 мм. При устройстве заземлений необходимо стремиться к возможно более равномерному распределению потенциала на площади установки в целях уменьшения напряжения прикосновения и шага.

Для питания собственных нужд подстанции установлены понижающие трансформаторы 10000/380-220 В. На стороне 380/220 нейтрали заземлены глухо. В качестве естественных заземлителей могут быть использованы металлические оболочки проложенных в земле силовых кабелей 10 кВ, сопротивления которых примем $r_k = 1,8 \text{ Ом}$.

Грунт в месте сооружения заземления – суглинок с удельным сопротивлением $(0,3 \div 0,5) \cdot 10^4 \text{ Ом} \cdot \text{см}$.

Предполагаем сооружение общего заземления для распределительных устройств всех напряжений подстанции.

Расчетным током замыкания на стороне 10 кВ является ёмкостный ток однофазного замыкания на землю:

$$I_{3\ 10} = \frac{U \cdot I}{10} = \frac{10 \cdot 0,008}{10} = 1 ; \quad (43)$$

Для установки 10 кВ сопротивление заземления определяем из условия:

$$r_3 \leq \frac{250}{I_3} ; \quad (44)$$

тогда $r_3 \leq \frac{250}{I_3} = \frac{250}{1} = 250 \text{ Ом};$

Сопротивление заземления нейтрали трансформаторов собственных нужд подстанции на стороне 380/220:

$$r_{3\ 0,38} = 0,5 \text{ Ом};$$

Таким образом, сопротивление заземления подстанции должно быть не более 0,5 Ом. Сопротивление искусственного заземления (без учета сопротивления заземляющих проводов) получается равным:

$$r_{u.з.} = \frac{r_3 \cdot r_{e.з.}}{r_{e.з.} - r_3} = \frac{0,5 \cdot 1,8}{1,8 - 0,5} \approx 0,69 \text{ Ом}; \quad (45)$$

Площадь территории РУ составляет $12 \times 24 \text{ м}^2$.

Минимальное допускаемое сечение полос можно определить по формуле:

$$s_{\min} = \frac{I_{\infty} \cdot \sqrt{t_{\phi}}}{C} \quad (46)$$

При максимальной допустимой температуре нагрева стальных полос, равной 400°C , коэффициент $C=70$. Так как $t_{\phi} = t_{\text{отк}} = 0,1$ сек, то

$$s_{\min} = \frac{1000 \cdot \sqrt{0,1}}{70} = 14,28 \text{ мм}^2;$$

Принимаем размер стальных полос 20×4 мм.

Определим сопротивление горизонтальных заземлителей (соединительной полосы) контура, Ом:

$$r_z = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч.}}}{l} \lg \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t}; \quad (47)$$

где $\rho_{\text{расч.}} = 3,86$ Ом - расчетное сопротивление земли для горизонтальных заземлителей;

l - 79 м – длина полосы; b - 20 мм – ширина полосы; t - 0,5 м - высота прокладки полосы.

$$r_z = \frac{0,366 \cdot 3,86}{72} \lg \frac{2 \cdot 72^2}{20 \cdot 10^{-3} \cdot 0,5} = 7,9 \text{ Ом};$$

Учитывая небольшую величину удельного сопротивления, для получения нормированного сопротивления контура применение вертикальных заземлителей не требуется.

По территории ЗРУ проложены заземляющие полосы на высоте 0,5 м вдоль оборудования, к которым присоединяются заземляемое оборудование.

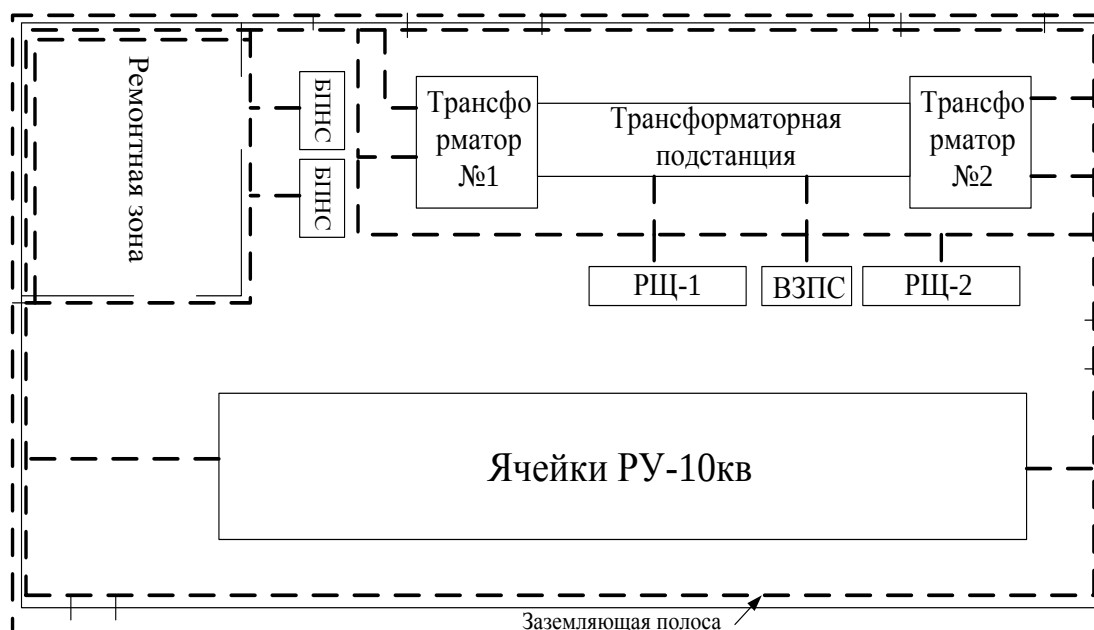


Рисунок 10 - План заземляющего устройства подстанции

Электробезопасность на предприятии обеспечиваться инженерно-техническими средствами отдельно или в сочетании друг с другом. К этим средствам относят:

- защитное заземление;
- зануление;
- выравнивание потенциалов;
- малое напряжение;
- электрическое разделение сетей;
- защитное отключение;
- изоляцию токоведущих частей;
- обеспечение ориентации в электроустановках;
- недоступность к токоведущим частям;
- блокировку;
- знаки безопасности.

Инженерно-технические способы и средства защиты, обеспечивающие электробезопасность, должны использоваться с учетом:

- номинального напряжения, рода и частоты тока электроустановки;

- способа электроснабжения (от стационарной сети; автономного источника питания электроэнергией);
- режима нейтрали нулевой точки источника питания электроэнергией (заземленная, изолированная нейтраль);
- вида исполнения (стационарные, передвижные, переносные);
- характеристики помещений по степени опасности поражения электрическим током;
- возможности снятия напряжения с токоведущих частей, на которых или вблизи которых должна производиться работа;

В данной работе помещения ТП относятся к помещениям с повышенной опасностью т.к. в помещении используются железобетонные полы, а кабельные шахты закрыты металлическими токопроводящими листами [2 п.1.1.13].

5.2 Экологическая безопасность

При проведении реконструкции ТП РУ максимально учитывалось требование по сохранению окружающей среды и избеганию нанесения ущерба землепользованию. [23].

В электропомещениях отсутствуют постоянно действующие источники загрязнения воздуха. Под площадку выделена земля не занятая лесом и не предназначенная под застройку жилыми районами в дальнейшем.

Защита атмосферы. Попадание вредных и ядовитых веществ в атмосферу возможно только во время ЧС связанных с пожаром на электрооборудовании. Во время эксплуатации электрооборудование не выделяет никаких веществ в окружающий воздух.

Защита гидросферы. Загрязнение гидросферы невозможно т.к. оборудование ТП находится в здании и не контактирует с проточной водой.

Твердые бытовые отходы. Отходы возникающие в процессе обслуживания трансформаторов является ветошь которая используется для удаления пыли с поверхности изоляторов, корпуса трансформаторов. После

использования ветошь выбрасывается в специальный контейнер под твердые бытовые отходы и хоронится на специальном полигоне.

После вывода трансформатора из эксплуатации его необходимо утилизировать для переработки и вторичного использования, поскольку действующим законодательством запрещается выкидывать трансформаторы на свалку. Процессу утилизации подлежат составляющие части сухого трансформатора, которые не относятся к токсичным отходам. Сердечник состоит из металла с химическим составом: Fe - 36 %, Si - 4 %. Агрегатное состояние - твердый. Продукты распада - отсутствуют. Опасные реакции - отсутствуют. Классификация - металлический лом. Обмотки изготовлены из металла с химическим составом: Al - 99,5 %, Fe - 0,4 %, Si - 0,1 % или Cu - 99,9 %, Fe - 0,05 %, Si - 0,05 %. Продукты распада - отсутствуют. Опасные реакции - отсутствуют. Классификация - металлический лом. Изоляция - изоляционный материал. Состоящий из полимера. Продукты распада - отсутствуют. Опасные реакции - отсутствуют. Классификация – промышленные отходы. [1]

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Энергетика является одним из самых ответственных звеньев производственной деятельности и народного хозяйства и при возникновении чрезвычайной ситуации (ЧС) представляет собой важнейшую отрасль в сохранении нормальной жизнедеятельности населения, ликвидации последствий ЧС и восстановлении функционирования всего производства.

Устойчивость работы объектов народного хозяйства в ЧС заключается в разработке и заблаговременном проведении комплекса организационных и инженерно-технических мероприятий, направленных на максимальное снижение возможных потерь и разрушений в ЧС.

Повышение устойчивости функционирования объектов в ЧС возможно при:

- предотвращении производственных аварий;

- снижении возможных потерь от вторичных факторов и стихийных бедствий;
- создании условий для восстановления производства в минимальные сроки;
- обеспечении жизнедеятельности населения.
- Основные причины возникновения ЧС:
 - стихийные бедствия и особо опасные инфекции;
 - природные факторы, приводящие к старению или коррозии и снижению физических показателей оборудования;
 - производственные дефекты, некачественное выполнение строительных работ, низкое качество строительных материалов;
 - воздействие технологических процессов на материалы (нагрузки, вибрация, температура, скорость);
 - нарушение правил эксплуатации;
 - нарушение правил техники безопасности проведения работ;
 - низкий профессиональный уровень руководящего состава, специалистов и рабочих.

Наиболее характерной ЧС для ТП является короткое замыкание. Во время короткого замыкания по поврежденному электрооборудованию протекают токи в 9-12 раз превышающие номинальные. Такие токи вызывают значительный нагрев и возгорание оборудования.

Для обеспечения взрывопожарной безопасности предусматривается:

- прокладывание кабелей в траншеях, наземных лотках с соблюдением требований и рекомендаций;
- для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении трансформатора выполняется сеть маслопроводов со сбросом масла в закрытый маслоприемник, рассчитанный на задержание полного объема масла одного трансформатора;

РУ должно обеспечивать пожарную безопасность. Двери из РУ должны открываться наружу и иметь самозапирающиеся замки, открывающиеся со стороны РУ без ключа.

Строительные конструкции РУ должны отвечать требованиям СНиП 11-02-96, а также правилам пожарной безопасности (ППБ 01-03).

Нормы пожарной безопасности НПБ 105-03 "Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности".

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В1 - В4, Г и Д, а здания - на категории А, Б, В, Г и Д.

По пожарной опасности наружные установки подразделяются на категории А_н, Б_н, В_н, Г_н и Д_н.

Категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности принимаются в соответствии с табл.22.

Определение категорий помещений следует осуществлять путем последовательной проверки принадлежности помещения к категориям, приведенным в табл.22, от высшей (А) к низшей (Д).

Таблица 22 - Категорий помещений

Категория помещения	Характеристика веществ и материалов, находящихся (обращающихся) в помещении
А взрывопожароопасная	Горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа. Вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом в таком количестве, что расчетное давление взрыва в помещении превышает 5кПа
Б взрывопожароопасная	Горючие пыли или волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28 С, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление в помещении, превышающее 5 КПа.
В1-В4 пожароопасные	Горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они имеются в наличии или обращаются, не относятся к категориям А или Б

Продолжение таблицы 22

Г	Негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени горючие газы, жидкости и твердые вещества, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива
Д	Негорючие вещества и материалы в холодном состоянии

Для данного проекта категория помещения будет В1 потому что в помещении присутствуют твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (изоляция проводов, корпуса электрооборудования). [26]

Для помещений, в которых имеется оборудование с открытыми неизолированными токоведущими частями, находящимися под напряжением, при водяном и пенном пожаротушении следует предусматривать автоматическое отключение электроэнергии до момента подачи огнетушащего вещества на очаг пожара. [13]

Территория подстанции оборудована пожарными щитами.

ЩП-Е – щит предназначается для тушения очагов пожара класса «Е» (горение электроустановок);

В комплект щитов типа ЩП-Е входят два углекислотных огнетушителя ОУ-5 и один порошковый ОП-10 или два порошковых ОП-5 и два хладоновых ОХ-2 огнетушителя. Противопожарное полотно, багор или крюк с деревянной ручкой, совковая лопата. Диэлектрические ножницы, перчатки, боты и коврик. А также ящик с песком. Как видно из комплектации, щиты ЩП-Е предназначены для тушения пожаров, вызванных коротким замыканием, или на территории возгорания имеются электрические линии [13].

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Т.к. оборудование находится на территории опасного производственного объекта, согласно ТК РФ ст.147 оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере. Всем сотрудникам, трудящимся во вредных условиях, работодатель предоставляет соответствующие гарантии. Речь идет о сокращенной продолжительности рабочего времени, дополнительном отдыхе, выдаче средств индивидуальной защиты (далее - СИЗ), лечебном питании, надбавках к заработной плате и т.д. Однако экономическая целесообразность данных затрат должна быть обоснована результатами аттестации рабочих мест.

В связи со вступлением в силу Федерального закона N 426-ФЗ "О специальной оценке условий труда" от 28 декабря 2013 г., аттестация рабочих мест претерпела изменения и стала называться Специальная оценка условий труда. По результатам проведения специальной оценки условий труда (СОУТ)

устанавливаются классы условий труда на рабочих местах: оптимальные(1); допустимые(2); вредные(3); опасные(4).

Законодательная база в этой сфере включает в себя:

Закон №426-ФЗ «О специальной оценке труда»;

Закон №421-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ в связи с принятием закона №426-ФЗ»;

Трудовой Кодекс РФ;

ГОСТы по нормативам уровня шума, освещенности, загрязненности и т. д.;

Кодекс об административных правонарушениях РФ;

Во время исследований специалисты измеряют и анализируют 4 фактора:

Физические. Оцениваются температура в помещениях, вибрация, освещение, магнитные и электрические поля, шум и т.д;

Химические. Это смеси и вещества, которые образуются в ходе химического синтеза;

Биологические. Это различные микроорганизмы, которые содержатся в препаратах;

Напряженность и тяжесть труда. Анализируются нагрузки на органы чувств, позвоночник, нервную и другие функциональные системы организма человека.

Заключение

В ходе ВКР были выполнены все поставленные задачи.

Из полученных результатов, можно сделать выводы:

Для повышения надежности и бесперебойности электроснабжения цехов производства Мономеров необходимо обеспечить безотказность силового оборудования распределительных устройств и цеховых трансформаторных подстанций.

Для обеспечения безотказной работы необходимо вовремя проводить техническое перевооружение энергетических объектов. Оборудуя ТП новым современным трансформаторами необходимо выполнить настройку защит на питающем распределительном устройстве. Произвести расчет параметров уставок РЗиА.

Рассчитаны токи трехфазных коротких замыканий для расчета токовой отсечки, цеховой ТП-1011 , для ТП-1012 , для ТП-1013,1015

Рассчитаны уставки максимально токовой защиты подстанций, а так же выбрана наиболее подходящая времятоковая характеристика.

Помимо расчета уставок релейной защиты, в рамках раздела «Социальная ответственность» был произведен расчет контура заземления.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» был сформирован бюджет реконструкции трансформаторных подстанций с перенастройкой микропроцессорного защитного устройства «СИРИУС-2МЛ», который составил 19 086 000 рублей с учетом затрат на специальное оборудование, его амортизации, заработной платы сотрудникам в соответствии с планом проведения работ.

Список литературы

1. Соснина Е.Н., Маслеева О.В., Пачурин Г.В., Бедретдинов Р.Ш. К вопросу безопасности силовых трансформаторов // Фундаментальные исследования.– 2013. – №10-5 С.1023-1026.
2. Правила устройств электроустановок. – 7-е изд. – М.: Изд-во Энергоатомиздат, 2001. – 640с.
3. ГОСТ 12.1.005–88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
4. Техническое описание и инструкция по эксплуатации ОБЕ.463.014 Москва СССР.
5. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
6. ГОСТ 12.1.030 -81. Защитное заземление, зануление
7. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография / М.А. Шабад. – 4-е изд. – СПб.: Изд-во ПЭИПК, 2003. – 350 с.
8. Закон №421-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ в связи с принятием закона №426-ФЗ»;
9. Закон №426-ФЗ «О специальной оценке труда»
10. Копьев В.Н. Релейная защита основного электрооборудования электростанций и подстанций. Вопросы проектирования: учебное пособие. – 2-е изд.– Томск: Изд-во ЭЛТИ ТПУ, 2005. - 107с.
11. Коршунова Л.А., Кузьмина Н.Г. Инновационный менеджмент (менеджмент инноваций): учеб. пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010.
12. ПОТ РМ - 016 - 2001 РД 153 - 34.0 - 03.150 – 00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок
13. ППБ 01 – 03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. – М.: Министерство Российской Федерации по делам гражд -

гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, 2003.

14. СанПиН 2.2.4.723 - 98. Переменные магнитные поля промышленной частоты (50 гц) в производственных условиях.

15. Свод правил СП 52.13330.2011 "СНиП 23-05-95*. Естественное и искусственное освещение".

16. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 "Шум на рабочих местах, в помещениях жилых и общественных зданий и на территории жилой застройки"

17. СНиП 11-02-96 Инженерные изыскания для строительства. Основные положения.

18. СНиП 23-03-2003. "Защита от шума"

19. Коршунова Л.А., Кузьмина Н.Г. Технико-экономическое обоснование инновационного проекта: методические указания по выполнению экономического раздела ВКР для студентов энергетических специальностей всех форм обучения. – Томск: Изд-во ТПУ, 2012. – 42 с.

20. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности (с изменениями на 23 июня 2014 года) (редакция, действующая с 13 июля 2014 года) 123 – ФЗ. 2014.

21. Закон РФ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21.12.1994 г № 68-ФЗ).

22. СанПиН 2.2.4.548 – 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. М.: Минздрав России, 1997.

23. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200 – 03. Санитарно – защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. –М.: Госкомсанэпиднадзор России, 2003.

24. СанПиН 2.1.6.1032-01 «Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха и населённых мест».

25. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки».

26. Нормы пожарной безопасности 105-03

