

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

Институт Электронного обучения
Направление подготовки (специальность) 140205 Электроэнергетические системы и сети
Кафедра Электрических сетей и электротехники(ЭСиЭ)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Модернизация электрической части ПС Ново-Марьяновская 110/35/10 кВ Омской энергосистемы

УДК 621.311.4.002.5-048.35 (571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9202	Морева Александра Сергеевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры электрических сетей и электротехники	Кулешова Елена Олеговна	к.ф-м.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры менеджмента	Коршунова Лидия Афанасьевна	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	Амелькович Юлия Александровна	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
кафедра электрических сетей и электротехники	Прохоров Антон Викторович	к.т.н., доцент		

Томск – 2016 г.

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

Институт Электронного обучения

Направление подготовки (специальность) 140205 Электроэнергетические системы и сети

Кафедра Электрических сетей и электротехники(ЭСиЭ)

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

(Подпись) _____ (Дата) Прохоров А.В.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

дипломного проекта

Студенту:

Группа	ФИО
3-9202	Моревой Александре Сергеевне

Тема работы:

Модернизация электрической части ПС Ново-Марьяновская 110/35/10 кВ Омской энергосистемы

Утверждена приказом директора (дата, номер)

12.05.2016 № 3504/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

07.06.2016

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.).

Объектом исследования является подстанция «Ново-Марьянока 110/35/10 кВ» Омской энергосистемы. В качестве исходных данных представлены:

- Силовые трансформаторы.
- Однолинейная схема подстанции 110/35/10 «Ново-Марьяновская»
- Схема собственных нужд подстанции 110/35/10 «Ново-Марьяновская»

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><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></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Анализ литературных источников по теме исследования; 2. Анализ и постановка задачи проектирования 3. Расчетная часть включающая в себя (Расчёт токов короткого замыкания, выбор трансформаторов тока, выбор трансформаторов напряжения) 4. Принятие решений по результатам расчета.
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Принципиальные схемы первичных соединений:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Однолинейная схема подстанции 110/35/10 «Ново-Марьяновская» 2. Схема собственных нужд подстанции 110/35/10 «Ново-Марьяновская».
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Коршунова Лидия Афанасьевна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Амелькович Юлия Александровна</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Не предусмотрено</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>15.02.2016</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры электрических сетей и электротехники	Кулешова Елена Олеговна	к.ф-м.н., доцент		15.02.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9202	Морева Александра Сергеевна		15.02.2016

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-9202	Морева Александра Сергеевна

Институт	Электронного обучения	Кафедра	Электрических сетей и электротехники (ЭСИЭ)
Уровень образования	инженер	Направление	140205 – Электроэнергетические системы и сети

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ):</i>	Стоимость материально-технических, энергетических, финансовых, и информационных ресурсов
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Норма амортизации Размер оплаты труда
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчисления в социальные фонды

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Определение состава работ и их трудоемкость, а так же альтернативное проведение. Планирование выполнения проекта
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Бюджет проектирования
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Эффективность модернизации.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Бюджет затрат на научное исследование</i>	
2. <i>Календарный план-график проведения НИ</i>	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры менеджмента	Коршунова Лидия Афанасьевна	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9202	Морева Александра Сергеевна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРЕДПРИЯТИЯ (РАЗРАБОТЧИКА) ПРИ
ПРОЕКТИРОВАНИИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В
РЕМОНТНО-МЕХАНИЧЕСКОМ ЦЕХЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-9202	Морева Александра Сергеевна

Институт	Электронного обучения	Кафедра	Электрических сетей и электротехники(ЭСИЭ)
Уровень образования	Специалист	Направление/специальность	140205 Электроэнергетические системы и сети

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (территории ремонтно-механического цеха) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Территория ремонтно-механического цеха промышленного предприятия ЗАО «Сибкабель». Необходимо поддержание: 1.1.Нормативных метеоусловий, освещения, уровней вибрации и шума; 1.2.Нормативных мер обеспечения электро- и пожаробезопасности. 1.3. Нормативное обращение с выбросами, сбросами твёрдых отходов. 1.4.Наиболее вероятные ЧС: загорания (пожары), электрический удар, например, при замыкании фазы питания на корпус электрооборудования при нарушении его заземления.</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>ГОСТ 12.0.003-74 «ОиВПФ»; ГОСТ12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности»; ГОСТ 12.1.01290«Вибрационнаябезопасность»; ГОСТ 12.1.005-88«Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»; ПУЭ, утвержденный министерством энергетики России от 08.07.2002, №204, Глава1.7.; №123-ФЗ» Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»; Постановление Правительства РФ от 03.09.2010 №681; Постановление Администрации г. Томска от 11.11.2009 №1110 (с изменениями от 24.12.2014).</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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 – 	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.Шум; 2.Вибрации; 3.Возможные ненормативные метеоусловия; 4.Недостаточнаяосвещенностьрабочегоместа 5. ЭМП
--	--

индивидуальные защитные средства)	
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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) 	<p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Опасность электропоражения; 2. Пожаровзрывоопасность.
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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. 	<p>По п.п.3.1. и 3.2. описать системы обращения с выбросами и сбросами из цеха штамповки и цветного литья; По п.3.3. описать систему обращения с твердыми отходами цеха в соответствии с постановлениями Правительства РФ от 03.09.2010 №681 и Администрации г. Томска от 11.11 2009 №1110(с изменениями от 24.12. 2014г.). Примечание№1: в качестве основы можно рассмотреть раздел 5.4.»Защита окружающей среды» в разделе «Соц. Ответственность» ВКР бакалавра Неверова П.Р., работавшего в 2015г. под моим руководством.</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – 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 	<p>Разработать мероприятия по предупреждению загораний и электропоражений и мер по ликвидации их последствий.</p>
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	Амелькович Юлия Александровна	К.Т.Н.,		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9202	Морева Александра Сергеевна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 110 с., 5 рис., 20 табл., 32 источников, 2 приложение.

Ключевые слова: Понижающая подстанция «Ново-Марьяновская » 110/35/10 кВ. короткое замыкание, релейная защита, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения.

Цель дипломного проекта: Повышение надёжности электроснабжения потребителей электрических сетей Марьяновского РЭС.

Актуальность проблемы: Оборудование морально и технически устарело, не обеспечивает надёжной работы, износ превышает более 70%. В связи с изложенным тема дипломного проекта является актуальной.

Решен вопрос: Разработана структурная схема подстанции, определена мощность трансформаторов, выбрана главная схема подстанции, выполнен выбор аппаратуры и релейной защиты, повышена надёжность, снижены потери.

Выполнены расчёты: баланса нагрузок, токов короткого замыкания, заземляющего устройства, молниезащиты.

Оглавление

Введение	10
1 Техническое описание объекта модернизации.....	12
2 Анализ и постановка задачи проектирования	17
2.1 Выбор мощности трансформаторов	18
2.2 Выбор электрических аппаратов, изоляторов и токоведущих устройств	20
2.3 Релейная защита линии	23
5.1 Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости.	25
5.2 Расчет затрат на проектирование пс 110/35/6 кв.....	27
5.3Выбор варианта. Обоснование установки компенсирующего устройства.....	31
5.4 Расчет ежегодных эксплуатационных затрат	33

В работе использованы следующие обозначения и сокращения:

ПС – подстанция

ВЛ – воздушная линия

ЛЭП – линия электропередачи

РЭС- региональные энергетические сети

ТП – трансформаторная подстанция

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

КЗ – короткое замыкание

АВ – автоматический выключатель

ТН – трансформатор напряжения

ТСН – трансформатор собственных нужд

АВР – автоматическое включение резерва

АПВ – автоматическое повторное включение

АЧР – автоматическая частотная разгрузка

ЗРУ – закрытое распределительное устройство

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы дипломного проекта. Марьяновский РЭС организован в 1965г. является структурным подразделением филиала ЗЭС ОАО Межрегиональная распределительная сетевая компания Сибири «Омскэнерго», и расположен по адресу: Омская область Марьяновский район, р. п. Марьяновка, ул. Победы 77

Главной целью деятельности РЭС является обеспечение надежного, бесперебойного электроснабжения потребителей электрической энергии, питающихся от электрических сетей РЭС, при минимальных издержках производства и отсутствии несчастных случаев.

РЭС обслуживает население Марьяновского района 27,4 тыс. человек проживающих в 42 населенных пунктах, предприятия сельского хозяйства, промышленное производство.

На 1 января 2016г. Это подстанции: 110/35/10 Ново-Марьяновка, 35/10 Конезавод, 35/10 Ново-Шараповка, 35/10 Урожай, 35/10 Ново-Поповка, 35/10 Орловка, 35/6 Орловка-Водоканал.

Протяженность линий 10 кВ составляет 520,42 км. Протяженность линий 4 кВ составляет 421,08 км. Общее количество КТП 10/04 кВ составляет 244шт.

Объектом исследования является электрическая часть подстанции 110/35/10 кВ, которая предназначена для приема и распределения электрической энергии потребителям. Кроме того, подстанция является мощным коммутационным узлом в энергосистеме. Оборудование морально и технически устарело и не обеспечивает надёжной работы, износ превышает более 70%. В связи с изложенным тема дипломного проекта является актуальной.

Связь темы дипломного проекта с общенаучными (государственными) программами и планом работы академии. Работа выполнялась в соответствии с научными направлениями технического комитета

№ 77 МЭК и рабочих групп СИГРЭ, с научной целевой комплексной программой «Разработка мероприятий по повышению надежности работы оборудования в условиях пониженных температур» ФГОУ ВПО Новосибирская государственная академия водного транспорта (гос. регистр № 0188.0004137).

Целью дипломного проекта является повышение надёжности электроснабжения потребителей электрических сетей Марьяновского района.

Идея дипломного проекта заключается в повышении эффективности системы электроснабжения за счет: выполненных расчетов нагрузок; выбора оптимальных параметров трансформаторов, аппаратуры, релейной защиты, оптимальной схемы подстанций; расчёт заземляющего устройства; расчет молниезащиты.

Методы исследования. В процессе выполнения исследования применялись: научно-техническое обобщение литературных источников, методы теоретических основ электротехники и теории электрической цепи, методы расчета электрических нагрузок и электрических сетей электроэнергетических систем.

Обоснованность и достоверность расчетов, выводов и рекомендаций подтверждаются. Применением рекомендованных методов расчетов и принятыми уровнями допущений при математическом описании явлений.

Практическая значимость дипломного проекта. Основные результаты расчетов и технических решений разработанные в дипломном проекте (схема электроснабжения, результаты расчетов токов короткого замыкания, среднегодовые технико-экономические показатели) выполнены по заданию ОАО Межрегиональная распределительная сетевая компания Сибири «Омскэнерго».

Структура и объем дипломного проекта. Дипломный проект состоит из введения, шести глав, заключения, библиографического списка использованной литературы.

1 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА МОДЕРНИЗАЦИИ

Характеристика схемы подстанции «Ново-Марьяновка» 110/35/10 кВ

- схема подключения к питающей сети состоит из двух секций шин 110 кВ. Первая секция запитана от ВЛ-110 кВ С-141, вторая от ВЛ- 110 кВ С-142. Секции соединены между собой ремонтной перемычкой 110 кВ через секционные разъединители 110 кВ (СР-1сш110 и СР-2сш 110).
- напряжение на шинах рабочей установки: 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ и 0,4 кВ;
- количество отходящих линий: ВЛ-35 кВ - 2 линии с суммарной потребляемой мощностью 7500 кВ-А, ВЛ-10 кВ - 8 линий с суммарной потребляемой мощностью 21426 кВ-А;
- количество трансформаторов - 2: трансформатор 1Т - ТДТН-16000/110, трансформатор 2Т - ТДТН- 16000/110;
- для ограничения токов короткого замыкания на подстанции установлены трансформаторы тока: ТФНД-110, ТФН-35, ТЛМ-10, .
- для защиты оборудования подстанции установлены разрядники РВС-110, РВС-35, РВО-10.

Техническая характеристика схем электрических соединений подстанции «Ново-Марьяновка» 110/35/10 кВ:

Питание подстанции осуществляется от двух ВЛ -110 кВ (С-141 и С-144). Линии присоединены к секциям шин 110 кВ (1СШ, 2СШ) через линейные разъединители (РНДЗ-2-110/1000П1 пр.ПР-90\180ПП). Между секциями шин установлены секционные разъединители СР-1сш 110 и СР-2сш 110. От первой секции шин 110 кВ, через отделитель ОД-110 1 Т , запитан трансформатор 1Т мощностью 16000 кВ-А. Трансформатор 2Т, мощностью 16000 кВ-А, запитан через отделитель ОД-110 2 Т .

На стороне 35 кВ расположены две секции шин 35 кВ.

Первая секция шин запитана от силового трансформатора 1Т через масляный выключатель МВ - 35 1Т (С - 35 - 630). Вторая секция шин запитана от трансформатора 2Т через масляный выключатель МВ - 35 кВ 2Т (С - 35-

630). Между секциями установлен секционный масляный выключатель СМВ - 35 кВ (С - 35 - 630). От первой секции шин 35 кВ через шинный разъединитель ШР 1сш ТН 35 (РНДЗ - 2 - 35/600) запитан трансформатор напряжения ТН - 35 кВ 1, а так же через ШР 1сш 35 413Ц, МВ - 35 413Ц ,ЛР-35 413Ц запитана ВЛ - 35 кВ 413Ц и через ШР 1сш 35 11Ц, МВ - 35 11Ц ,ЛР-35 11Ц запитана ВЛ -35 кВ 11Ц.

От второй секции шин 35 кВ через шинный разъединитель ШР 2сш ТН 35 (РНДЗ - 2 - 35/600) запитан ТН - 35 кВ 2сш.

На стороне 10 кВ расположены две секции шин.

Первая секция шин запитана от трансформатора 1Т через ввод 10 кВ (ВК-10 1600/20У2). Вторая секция шин 10 кВ запитана от трансформатора 2Т через ввод 10 кВ (ВК-10 1600/20У2). Между первой и второй секциями установлен СМВ - 10 кВ (ВК-10 1600/20У2). От первой секции шин 10 кВ, через масляные выключатели (ВК-10 630/20У2), запитаны четыре отходящие линии 10 кВ, через предохранители (ПКТ - 10 кВ) запитан ТН - 10 1сш и через ТР-10 запитан ТСН -10 1Т.

Вторая секция шин 10 кВ запитана от трансформатора 2Т через ввод 10 кВ (ВК-10 1600/20У2). От второй секции шин 10 кВ, через масляные выключатели (ВК-10 630/20У2), запитаны пять отходящие линии 10 кВ, через предохранители (ПКТ - 10 кВ) запитан ТН - 10 2сш и через ТР-10 запитан ТСН -10 2Т

Питание шинок собственных нужд осуществляется от ТСН-1 через автомат SF-2 «Ввод ТСН-1» и пускатель КМ-1. Или от ТСН-2 через автомат SF-2 Ввод ТСН-2» и пускатель КМ-2 при включенных автоматах SF-18 питание схемы АВР ШОП от ТСН-1 и SF-19 питание схемы АВР ШОП от ТСН-2, которые находится в шкафу ЦС.

От шин собственных нужд питается:

- оперативная блокировка;
- резерв;
- помещение ЗРОП персонала;

- обогрев МВ-10;
- обогрев счетчиков;
- обогрев МВ-35,ОД,КЗ-110;
- освещение ячеек;
- освещение коридора;
- заводка двигателей МВ-10;
- наружное освещение ПС;
- РПН и обдув 1Т;
- резерв;
- РПН и обдув 2Т.

Основные защиты:

- максимальная токовая защита (МТЗ);
- дифференциальная токовая защита;
- газовая защита;
- токовая отсечка;
- дуговая защита.

Дополнительные защиты:

- перегруз 110 кВ;
- перегрев;
- Максимальная токовая защита МТЗ-110 кВ защищает 1Т (2Т) от КЗ на трансформаторе в случае отказа основных защит от КЗ на шинах 35 кВ и в случае отказа в работе ввода 10 кВ или 35 кВ;
- Максимальная токовая защита МТЗ-10 защищает трансформатор от КЗ на шинах 10 кВ и в случае отказа в работе МВ-10 при близких КЗ на линии 10 кВ.
- Дифференциальная токовая защита предназначена для защиты силовых трансформаторов и срабатывает при междуфазных замыканиях на участке от выносных трансформаторов тока 110 кВ, 35 кВ до вводных трансформаторов тока 35 кВ, 10 кВ.
- Газовая защита предназначена для защиты трансформаторов от всех

внутренних повреждений в трансформаторах связанных с появлением газа в газовом реле и снижением уровня масла.

При появлении небольшого количества газа или снижении уровня масла срабатывает сигнальный элемент газового реле на сигнал а при дальнейшем снижении уровня масла, увеличении количества газа или при движении масла из бака в расширитель срабатывает отключающий элемент.

С целью снижения объема повреждений при КЗ с открытой электрической дугой шкафы ячеек ЗРУ-10 кВ оснащены дуговой защитой, обеспечивающей ускоренное отключение указанных повреждений.

Сигнализация перегруза выполнена на реле типа РТ-40 и срабатывает при нагрузке трансформатора выше номинальной при этом на дверке шкафа защит 1Т (2Т) выпадает блинкер «Перегруз», на дверке шкафа ЦС выпадает блинкер «Предупредительная сигнализация»

Сигнализация перегрева трансформатора срабатывает от датчика температуры установленного на трансформаторе при повышении температуры выше установленной при этом на дверке шкафа защит 1Т (2Т) выпадает линкер «Перегрев», работает предупредительная сигнализация.

Устройства автоматики: АВР; АПВ; АЧР.

АВР - автоматическое включение резерва, предназначено для автоматического подключения потребителей к другому источнику питания при исчезновении питания связанного с ненормальным режимом работы.

АПВ - автоматическое повторное включение, предназначено для повторного включения (однократного или двукратного) выключателей отключившихся при срабатывании защит.

АЧР - автоматическая частотная разгрузка, предназначена для автоматического отключения части наименее ответственных потребителей, необходимого для восстановления заданного режима работы. Отключение потребителей устройствами АЧР начинается при снижении частоты до 47-48 Гц.

Технические данные к дипломному проекту представлены в виде табл.1.1.

Таблица 1.1-Технические данные

Напряжние, кВ	Количество и вид отходящих линий	Нагрузка одной линии P_{\max} , МВт	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	T_{\max} , ч	Коэффициент одновременности $K_{\text{одн}}$
35	2 ВЛ	1,389	0,85	5900	1
10	8 КЛ	3,352	0,85	5900	1

По данным ОАО Межрегиональная распределительная сетевая компания Сибири «Омскэнерго» построены суточные графики нагрузок подстанции 110/35/10 Ново-Марьяновкая в зимний период, рисунок 1.1 для ввода 10 кВ 1Т и рисунок 1.2 для ввода 10 кВ 2Т. Максимальная нагрузка по данным годового отчета за 2008 год на вводе 10 кВ составила: 1Т 160А; 2Т 190А; на вводе 35 кВ 1Т 22А. Трансформаторы в максимальном режиме загружены на 23,7%.

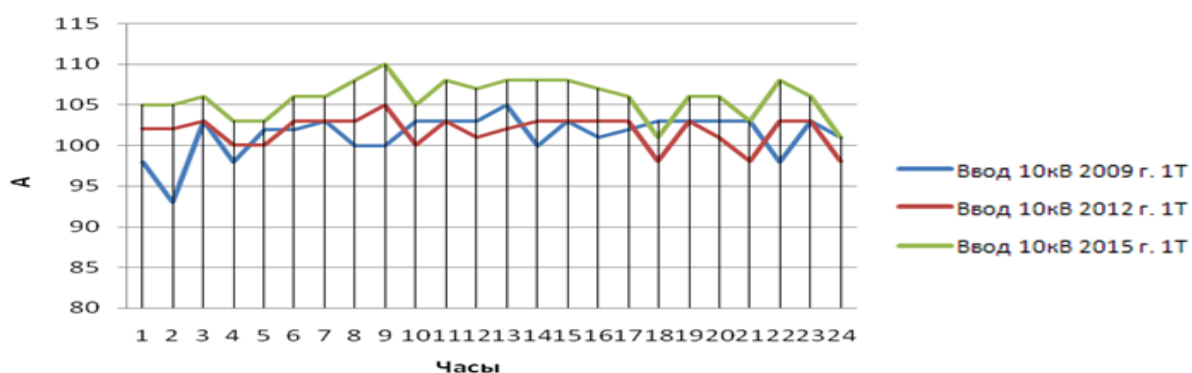


Рисунок 1.2 - Суточный график нагрузок подстанции ввода 10кВ 1Т

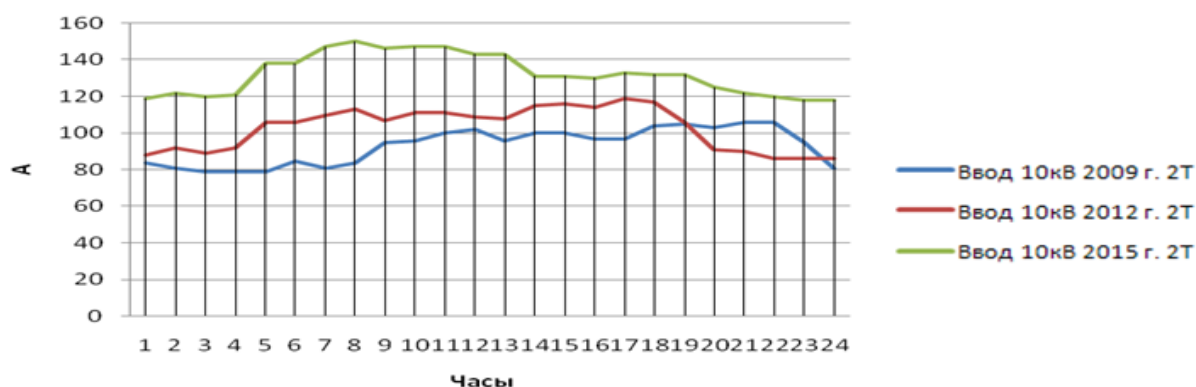


Рисунок 1.2 - Суточный график нагрузок подстанции ввода 10кВ 2Т

2 АНАЛИЗ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Выбор схемы подстанции является определяющим при проектировании электрической части, т.к. он определяет полный состав элементов и связей между ними. Выбор главной схемы является исходной при составлении принципиальных схем электрических соединений, схем собственных нужд, схем вторичных соединений, монтажных схем и так далее. При проектировании электроустановки до разработки главной схемы составляется структурная схема выдачи электроэнергии (мощности), на которой показаны основные функциональные части электроустановки (распределительные устройства, трансформаторы) и связи между ними. Структурная схема зависит от состава оборудования (распределительного устройства, трансформаторов), распределения нагрузки между распределительными устройствами разного напряжения и связи между этими распределительными устройствами. Выбор той или иной структурной схемы подстанции выполнен на основании технико-экономического сравнения двух-трех вариантов, для чего в первую очередь было выбрано количество и мощность трансформаторов (автотрансформаторов).

По способу присоединения к сети все подстанции можно разделить на тупиковые, ответвительные, проходные, узловые.

Тупиковая подстанция – это подстанция, получающая электроэнергию от одной электроустановки по одной или нескольким параллельным линиям.

Ответвительная подстанция присоединяется глухой отпайкой к одной или двум проходящим линиям.

Проходная подстанция включается в рассечку одной или двух линий с двусторонним или односторонним питанием.

Узловая подстанция – это подстанция, к которой присоединено более двух линий питающей сети, приходящих от двух или более электроустановок. По назначению различают потребительские и системные подстанции.

На шинах системных подстанций осуществляется связь отдельных

районов энергосистемы или различных энергосистем. Как правило, это подстанции с высшим напряжением 750-220 кВ.

Схема подстанции тесно увязывается с назначением и способом присоединения подстанции к питающей сети и должна:

- обеспечивать надежность электроснабжения потребителей подстанции и перетоков мощности по межсистемным или магистральным связям в нормальном и в послеаварийном режиме;
- учитывать перспективу развития;
- допускать возможность постепенного расширения РУ всех напряжений;
- учитывать требования противоаварийной автоматики;
- обеспечить возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы без отключения соседних присоединений.

В соответствии с этими требованиями разработаны типовые схемы распределительных устройств подстанций 6-750 кВ (Схемы принципиальные электрические распределительных устройств 6-750 кВ /Сев.-зап. отделение Энергосетьпроект.-Л: 1979.), которые должны применяться при проектировании подстанций. Нетиповая главная схема должна быть обоснована технико-экономическим расчетом, в данном случае она не рассматривается.

2.1 Выбор мощности трансформаторов

Правильный, технически и экономически обоснованный выбор числа и мощности трансформаторов имеет существенное значение для рационального построения схемы электроснабжения подстанции.

При выборе числа и мощности силовых трансформаторов использованы данные годовых затрат, которые получены из капиталовложений в данную подстанцию. В системе электроснабжения мощность силовых трансформаторов должна обеспечить в нормальных условиях питание всех приемников.

При выборе мощности трансформаторов следует добиваться как экономически целесообразного режима работы, так и соответствующего

обеспечения явного или неявного резервирования питания приемников при отключении одного из трансформаторов, причем нагрузка трансформатора в нормальных условиях не должна (по нагреву) вызывать сокращения естественного срока его службы. Мощность трансформаторов должна обеспечивать потребную мощность в режиме работы после отключения поврежденного трансформатора в зависимости от требований, предъявляемых потребителями данной категории.

Мощность трансформаторов выбирается по условиям:

- при установке одного трансформатора

$$S_{НОМ} \geq S_{МАХ}; \quad (1)$$

- при установке двух трансформаторов

$$S_{НОМ} \geq 0,7 S_{МАХ}; \quad (2)$$

- при установке n трансформаторов

$$S_{НОМ} \geq 0,7 \frac{S_{МАХ}}{(n-1)}, \quad (3)$$

,где $S_{МАХ}$ - наибольшая нагрузка подстанции на расчетный период 5 лет

Трансформаторы, выбранные по этим условиям обеспечивают питание всех потребителей в нормальном режиме при оптимальной загрузке трансформаторов $0,6-0,7 S_{НОМ}$, а в аварийном режиме оставшийся в работе один трансформатор обеспечивает питание потребителей с учетом допустимой аварийной или систематической перегрузки трансформаторов не более $1,4 S_{НОМ}$.

Для обеспечения необходимой надежности питания потребителей на подстанции, как правило, устанавливается два трансформатора или автотрансформатора.

По этой расчетной мощности подбирается трансформатор на соответствующие заданию уровни напряжений. После выбора типа и мощности трансформатора проверяется их загрузка в нормальном $K_{3,НОРМ}$ и аварийном $K_{3,АВ}$ режимах:

$$K_{3,НОРМ} = \frac{S_{MAX}^{V1}}{2S_{НОМ,Т}} \approx 0,6 - 0,7;$$

$$K_{3,Ав} = \frac{S_{MAX}^{V1}}{S_{НОМ,Т}} \leq 1,4.$$

Аварийная перегрузка допустима до $1,4 S_{НОМ,Т}$ в течение не более 5 суток, продолжительностью не более 6 часов в сутки, если коэффициент начальной нагрузки не превышал 0,93 если перегрузка незначительна выше допустимой, то следует ограничить (отключить) потребителей 3 категории. Тогда

$$K_{3,Ав} = \frac{S_{U1(1,2КАТ)}^{MAX}}{S_{НОМ,Т}} \leq 1,4 \quad (4)$$

,где $S_{MAX}^{U1(1,2кат)}$ - полная нагрузка потребителей подстанции 1 и 2 категории

При невыполнении последнего условия выбирается трансформатор с большей номинальной мощностью.

Для автотрансформаторов проверяется загрузка обмотки низшего напряжения:

$$S_{НОМ,НН} \geq 0,7 S_{MAX}^{U3} \quad (5)$$

,где $S_{НОМ,НН}$ - номинальная мощность обмотки НН автотрансформатора по каталогу, МВА.

2.2 Выбор электрических аппаратов, изоляторов и токоведущих устройств

Электрические аппараты, изоляторы и токоведущие устройства работают в условиях эксплуатации в трех основных режимах: в длительном, в режиме перегрузки (с повышенной нагрузкой, которая для некоторых аппаратов достигает значения до 1,4 номинального) и в режиме короткого замыкания. Режим несимметричной работы в данном случае не рассматривается. В длительном режиме надежная работа аппаратов, изоляторов

и токоведущих устройств обеспечивается правильным выбором их по номинальному напряжению и номинальному току.

В режиме перегрузки надежная работа аппаратов и других устройств электрических установок обеспечивается ограничением величины и длительности повышения напряжения или тока в таких пределах, при которых еще гарантируется нормальная работа электрических установок за счет запаса прочности.

В режиме короткого замыкания надежная работа аппаратов, изоляторов и токоведущих элементов обеспечивается соответствием выбранных параметров устройств по условиям термической электродинамической устойчивости.

Для выключателей, предохранителей и выключателей нагрузки добавляется условие выбора их по отключающей способности.

При выборе аппаратов и параметров токоведущих устройств следует обязательно учитывать род установки (в помещении или на открытом воздухе), температуру окружающей среды, влажность и загрязненность ее, и высоту установки аппаратов над уровнем моря.

При составлении схемы для расчета токов короткого замыкания для каждого аппарата выбирают такой режим, при котором он находится в наиболее тяжелых, но реальных условиях работы.

Не учитывают только такие режимы, которые не предусмотрены для продолжительной эксплуатации. В качестве примера можно привести режим кратковременного совместного включения рабочего и резервного трансформаторов.

Расчетную точку короткого замыкания принимают такую, в которой через аппарат при коротком замыкании проходил наибольший ток. Исключения из этого общего положения отмечены для каждого аппарата при рассмотрении методики и проверки его.

Выбранные аппараты и другие устройства установок должны отвечать требованиям технико-экономической целесообразности.

Рассмотрим некоторые конкретные случаи определения расчетных токов:

а) цепь двух обмоточного трансформатора на подстанции. На стороне ВН и НН расчетные нагрузки определяют, как правило, с учетом установки в перспективе трансформаторов следующей по шкале номинальной мощности $S_{НОМ.Т}$:

$$I_{НОРМ} = (0,65 - 0,7) \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3}U_{НОМ}} \quad (6)$$

$$I_{НОРМ} = (1,3 - 1,4) \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3}U_{НОМ}} \quad (7)$$

б) цепь трех обмоточного трансформатора на подстанции. На стороне ВН расчетные токи определяют. На стороне СН расчетные токи при двух установленных трансформаторах:

$$I_{НОРМ} = \frac{S_H}{2\sqrt{3}U_{НОМ}} \quad (8)$$

,где S_H - перспективная нагрузка на стороне на 10-летний период;

в) цепь автотрансформатора на подстанции. На стороне ВН и СН расчетные токи определяют по (1.6) и (1.7), так как автотрансформатор может быть использован для связи двух систем и перетоков мощности как из ВС в СН, так и в обратном направлении. На стороне НН расчетные токи определяют по перспективной нагрузке.

2.3 Релейная защита линии

Для защиты одиночной нереактированной линии одностороннего питания от многофазных замыканий предусматривается максимальная токовая защита со ступенчатой настройкой выдержек времени в сочетании с токовой отсечкой. Максимальная токовая защита со ступенчатой настройкой выдержек времени отстраивается:

- от максимального тока линии;
- защита должна надёжно срабатывать при к.з. на всём протяжении защищаемой линии.

Токовая отсечка отстраивается от тока к.з. в конце линии или другой определенной точке.

В дипломном проекте сформулированы необходимые требования к выбору и установке электрооборудования, произведен детальный анализ достоинств и недостатков выбранного оборудования и схем его расположения. Произведены допустимые режимы работы электрооборудования. Произведено технико-экономическое обоснование.

5.1 Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости.

Для расчета основной заработной платы сотрудников составляем график выполнения работ таблица 3.2.

Для определения трудоемкости выполнения проекта сначала составим перечень основных этапов и видов работ, которые должны быть выполнены. Для определения ожидаемого значения продолжительности работ $t_{ож.}$ применим вариант, основанный на использовании трех оценок: t_{max} , t_{min} , $t_{н.в.}$

$$t_{ож.} = \frac{t_{min} + 4 \cdot t_{н.в.} + t_{max}}{6}$$

где t_{min} – кратчайшая продолжительность данной работы (оптимистическая оценка);

$t_{н.в.}$ – наиболее возможная, по мнению экспертов продолжительность работы (реалистическая оценка);

t_{max} – самая длительная продолжительность работы.

Таблица 3.1 – Описание графика выполнения работ

Сотрудник	Количество дней	Обозначение на графике
Руководитель	31	.
Ведущий инженер	38	.
Инженер	90	.

5.2 Расчет затрат на проектирование ПС 110/35/6 кВ

Затраты, образующие себестоимость продукции группируются в соответствии с их экономическим содержанием по следующим элементам:

1. материальные затраты;
2. оплата труда;
3. отчисления в социальные фонды;
4. амортизация основных фондов;
5. прочие затраты;
6. накладные расходы.

1. Материальные затраты включают в себя:

расходные материалы (бумага, картриджи для принтера, плоттера, ручки, изготовление слайдов), сведенные в приведенную ниже таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Материальные затраты

Материал	Единица измерения	Количество	Стоимость, руб.
Печатная бумага	Пачка	1	200
Диск CD-RW	Шт.	2	80
Канц. товары	Шт.	6	110
ИТОГО			$I_M=390$

2. Расчет заработной платы.

$$I_{з.пл.} = \frac{З \cdot k_1 \cdot k_2}{21} \cdot X$$

где:

З – оклад;

k_{1p} - коэффициент за отпуск руководителя (1,16);

k_{1u} - коэффициент за отпуск инженера (1,08);

k_2 - районный коэффициент (1,3);

21 - количество рабочих дней в месяце;

X - количество рабочих дней затраченных на проект (90 дней).

Зарплата.

Расчет для научного руководителя

$$И_{з.пл.} = \frac{30000 \cdot 1.16 \cdot 1.3}{21} \cdot 31 = 63328 \text{ руб.}$$

Расчет для инженера

$$И_{з.пл.} = \frac{3 \cdot k_1 \cdot k_2}{21} \cdot X = \frac{18000 \cdot 1.1 \cdot 1.3}{21} \cdot 47 = 51207 \text{ руб.}$$

Расчет для ведущего инженера

$$И_{з.пл.} = \frac{3 \cdot k_1 \cdot k_2}{21} \cdot X = \frac{25000 \cdot 1.1 \cdot 1.3}{21} \cdot 90 = 98057 \text{ руб.}$$

Сводим расчеты в таблицу 3.4

Таблица 3.4 – Заработная плата исполнителей.

Исполнители	Группа	Оклад р.	Время занятости дней	Зп, руб.
Руководитель	3	30000	31	63328
Ведущий инженер	2	25000	38	51207
Инженер	2	18000	90	98057
Итого				212592

Фонд заработной платы $И_{фзп} = \sum ЗП_{исп.}$

$$И_{фзп} = 212592 \text{ р.}$$

3. Размер отчислений на социальные нужды составляет 30% от $И_{фзп}$.

Сумма начислений на социальные нужды составляет:

$$И_{сн} = 212592 \cdot 0,3 = 63778 \text{ руб.}$$

4. Амортизационные отчисления считаем по следующей формуле.

Специальное оборудование учитывается в сметной стоимости в виде амортизационных отчислений по формуле:

$$И_{ам} = \frac{T_u}{T_{кал}} \cdot N_a \cdot \Phi_n$$

где Φ_n - первоначальная стоимость оборудования;

N_a - норма амортизации;

$T_{и}$ - количество дней использования оборудования;

$T_{кал}$ – количество календарных дней в году.

$$H_a = \frac{1}{T_{Службы}} - \text{норма амортизации}$$

Таблица 3.5 – Амортизационные отчисления

Наименование	Количество	$\Phi_{п, р}$	$H_a, \%$	$T_{и, дней}$	$I_{амр}$
Компьютер	3 Шт.	30000	0,2	90	246
Принтер	1 Шт.	8000	0,2	10	22
Стол	4 Шт.	10000	0,1	90	725
Стул	4 Шт.	4000	0,1	90	290
Итого					1283

Амортизационные затраты составляют $I_{ам} = 1283$ рубля.

5. Прочие расходы :

Прочие неучтенные прямые затраты включают в себя все расходы связанные с модернизацией. Принимаем размер прочих затрат как 10% от суммы расходов на материальные затраты.

$$\begin{aligned} I_{пр} &= 0,1 \cdot I_{з.пл} + I_{соц} + I_{мат} + I_{ам} = \\ &= 0,1 \cdot 212592 + 63778 + 390 + 1283 = 27804 \text{ руб.} \end{aligned}$$

6. Накладные расходы принимаем 200% от ФЗП:

Накладные расходы составят 200% от ФЗП. Включают в себя затраты на хозяйственное обслуживание помещения, обеспечение нормальных условий труда, оплату за энергоносители, административные расходы (свет, вода, отопление и т.д.) и другие косвенные затраты.

$$I_{накл} = 2 \cdot I_{з.пл} = 2 \cdot 212592 = 425184 \text{ руб.}$$

Себестоимость проекта:

$$\begin{aligned} \sum I_{проекта} &= I_{з.пл} + I_{соц} + I_{мат} + I_{ам} + I_{пр} + I_{накл} = \\ &= 212592 + 63778 + 390 + 1283 + 27804 + 425184 = 731031 \text{ руб} \end{aligned}$$

Принимаем рентабельность 20%, прибыль:

$$П_{б} = \sum I_{проекта} \cdot 0,2 = 731031 \cdot 0,2 = 146206 \text{ руб}$$

Стоимость проекта:

$$Ц_n = П_б + \sum I_{\text{проекта}} = 731031 + 146206 = 877237 \text{ руб}$$

Смета затрат представлена в таблице 3.6

Таблица 3.6 – Смета затрат

Вид расходов	Обозначение	Сумма, р.
Материальные затраты	I_m	390
Заработная плата	$I_{зп}$	212592
Амортизация	$I_{ам}$	1283
Отчисления на социальные нужды	$I_{сн}$	63778
Прочие расходы	$I_{пр}$	27804
Накладные расходы	$I_{нр}$	425184
Себестоимость проекта	$I_{пр}$	731031
Прибыль	$П_б$	146206
Стоимость проекта	$Ц_п$	877237

5.3 Выбор варианта. Обоснование установки компенсирующего устройства.

Капитальные вложения К включают затраты на основные фонды и оборотные средства. Так как оборотные средства в системе электроснабжения невелики (1 - 2%), то ими можно пренебречь.

Основные фонды включают стоимость оборудования, затраты на установку, монтаж, наладку и пробный пуск оборудования и аппаратуры, затраты на транспортировку.

При расчетах принимаем средние значения начисления по видам дополнительных затрат в % к стоимости оборудования:

транспортировка	3 - 10 %
заготовительно-складские	1,2 – 1,5 %
установка и монтаж	5 - 20 %
пуск и регулировка	2 – 3 %

итого 11,2-34,5%

В данном расчете принимается 20 %.

Таблица 3.7 – Расчёт капиталовложений на оборудование для 2х вариантов

№ варианта	Наименование электрооборудования	Кол-во шт.	Цена 1 ед. тыс. руб.	Дополнительные затраты тыс. руб.	Итого по варианту
1	Распред. устр-во ОРУ-110 кВ	1	6700	1340	8040
	Распред. устр-во ОРУ-35 кВ	1	5800	1160	6960

Продолжение таблицы

1	Трансформатор ТМ-250 кВА	2	420	84	1008
	Трансформатор ТДТН-16000\110	2	8900	1780	21360
	Устройство КРУН-10 кВ	1	5100	1020	6120
	Щит управления	3	3300	660	11880
Итого по варианту 1					55368
2	Распред. устр-во ОРУ-110 кВ	1	6700	1340	8040
	Распред. устр-во ОРУ-35 кВ	1	5800	1160	6960
	Трансформатор ТМ-250 кВА	2	420	84	1008
	Трансформатор ТДТН-16000\110	2	8900	1780	21360
	Устройство КРУН-10 кВ	1	5100	1020	6120
	Щит управления	3	3300	660	11880
	Реактированная конденсаторная батарея	2	1150	230	2760
Итого по варианту 2					58128

Расчет капиталовложений для каждого варианта:

$$K = K_{\text{пр}} + K_{\text{об}} + K_{\text{монт}} \quad K_{\text{монт}} = 5\% K_{\text{об}}$$

Вариант 1.

$$K = 877\,237 + 55\,368\,000 + 3\,930\,661 = 60\,175\,898$$

Вариант 2.

$$K = 877\,237 + 58\,128\,000 + 2\,950\,261 = 61\,955\,498$$

5.4 Расчет ежегодных эксплуатационных затрат

Вторым важным, помимо капиталовложений, технико-экономическим показателем являются эксплуатационные затраты (издержки), необходимые для эксплуатации энергетического оборудования.

Эксплуатационные затраты, руб., определяются из следующей формулы:

$$I = I_{\text{ам}} + I_{\text{обсл}} + I_{\text{пот}}$$

где $I_{\text{ам}}$ – ежегодные амортизационные отчисления, руб;

$I_{\text{обсл}}$ – годовые расходы на обслуживание и текущий ремонт электрооборудования, руб;

$I_{\text{пот}}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии, руб.

Отчисления на амортизацию включают издержки на капитальный ремонт и на накопление средств, необходимых для замены (реновации) изношенного и морально устаревшего оборудования. Отчисления на амортизацию тем выше, чем меньше срок службы оборудования. Отчисления на обслуживание предназначены для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Для предотвращения повреждений все элементы сети подвергаются периодическим осмотрам и профилактическим испытаниям. Эти мероприятия финансируются из отчислений на текущий ремонт.

Ежегодные амортизационные отчисления, тыс. руб.

$$I_{ам} = P_{ам} \cdot K$$

где $P_{ам}$ – норма амортизационных отчислений, % (для силового электрооборудования $P_{ам} = 6,4 \%$)

Вариант 1.

$$I_{ам1} = 0,064 \cdot 60175898 = 3851257 \text{ руб./год}$$

Вариант 2.

$$I_{ам1} = 0,064 \cdot 61955498 = 3965152 \text{ руб./год}$$

Годовые расходы на обслуживание и текущий ремонт, руб.

$$I_{обсл} = P_{обсл} \cdot K$$

где $P_{обсл}$ – норма затрат на обслуживание, % (для силового электрооборудования $P_{ам} = 2 \%$).

Вариант 1.

$$I_{обсл.1} = 0,02 \cdot 60175898 = 1203518 \text{ руб./год}$$

Вариант 2.

$$I_{обсл.2} = 0,02 \cdot 61955498 = 1239110 \text{ руб./год}$$

Стоимость годовых потерь активной электроэнергии, руб.

$$I_{пот} = \Delta P_T \cdot T_T \cdot \tau$$

где ΔP – среднегодовые потери активной мощности, кВт;

T_T – годовое время включения электроустановки

$T_T = 8760$ ч/год.

τ - 1,08 – стоимость кВт*ч

Вариант 1.

$$54,4 \cdot 8760 \cdot 1,08 = 514668 \text{ руб.}$$

Вариант 2.

$$58,9 \cdot 8760 \cdot 1,08 = 557241 \text{ руб.}$$

Эксплуатационные затраты, руб., определяются из следующей формулы:

$$I = I_{ам} + I_{обсл} + I_{пот}$$

Вариант 1.

$$3851257 + 1203518 + 514668 = 5569443$$

Вариант 2.

$$3965152 + 1239110 + 557241 = 5761503$$

Потери активной и реактивной мощности в автотрансформаторах сравниваемых вариантов определяем по формулам:

№ варианта	Технические данные трансформаторов	Коэффициент загрузки β	Потери активной мощности ΔP , кВт	Потери реактивной мощности ΔQ , кВар
1	ТДТН-16000 кВА $S_H = 16000$ кВА $\Delta P_{XX} = 26$ кВт $\Delta P_{K3} = 105$ кВт $I_{XX} \% = 1,05$ % $U_{K3} \% = 17,3$ $S_{расч} = 14600$	0,54	54,4	732,9
	В 2 ^x ТДТН-16000 кВА		108,8	1465,8
2	ТДТН-16000 кВА $S_H = 16000$ кВА $\Delta P_{XX} = 26$ кВт $\Delta P_{K3} = 105$ кВт $I_{XX} \% = 1,05$ % $U_{K3} \% = 17,3$ $S_{расч} = 13200$	0,56	58,9	1335,9
	В 2 ^x ТДТН-16000 кВА		117,8	2671,8

Таблица 3.8

$$\Delta P_T = \Delta P_{XX} + \Delta P_{K3} \cdot \beta^2, \text{ кВт}$$

Вариант 1.

$$26 + 105 \cdot 0,52^2 = 54,4 \text{ кВт}$$

Вариант 2.

$$26 + 105 \cdot 0,56^2 = 58,9 \text{ кВт}$$

где ΔP_{xx} $\Delta P_{кз}$ – номинальные активные потери в стали и обмотках трансформатора, кВт;

β – коэффициент загрузки трансформатора.

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{xx} + \beta^2 \cdot S_H \cdot U_K \% \cdot 1/100, \text{ квар}$$

$\Delta Q_{xx} = S_H \cdot I_{xx} \% \cdot 1/100$ – постоянная составляющая потерь реактивной мощности, квар.

$\Delta Q_{кз} = S_H \cdot U_K \% \cdot 1/100$ – реактивная мощность, потребляемая трансформатором при полной нагрузке, квар.

$I_{xx} \%$ - ток холостого хода, %.

$U_K \%$ - напряжение короткого замыкания, %.

Расчет потерь, технические данные автотрансформаторов сведем в таблицу 3.8

Результаты расчётов приведённых затрат сводим в таблицу 3.9.

Таблица 3.9

№	$Z = P_n \cdot K + I$	P_n	K	$I = I_a + I_{po} + I_s$			
				I_a	I_{po}	$I_{пот}$	I
1	19689925	0,15	60175898	3851257	1203518	514668	5571335
2	14735005	0.15	61955498	3965152	1239110	557241	5761503

Вывод: в ходе работы и по результатам сведенных в таблице 3.9 мы можем видеть, что первый вариант наиболее целесообразен т.к $K_1 < K_2$ и $I_1 < I_2$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте разработана электрическая часть подстанции выполнены расчеты электрических нагрузок, токов короткого замыкания, заземляющее устройства, молниезащита.

По результатам расчетов выбрано силовое оборудование, аппаратура измерений, управление и релейной защиты.

Разработанные структурная и принципиальная схемы подстанции. Выполнены расчёты и установка нового оборудования. Повысят надёжность электроснабжение потребителей электрических сетей Марьяновского района, что способствует достижению цели дипломного проекта.

Уточнённая мощность подстанции 6,3 МВА, КПД в режиме максимальной нагрузки 99,34 %, среднее значение коэффициента мощности в режиме максимальных нагрузок 0,844.

При применении данного решения можно сделать следующие выводы:

- а) повышена надёжность электроснабжения потребителей;
- б) выбраны оптимальные параметры трансформаторов, аппаратуры релейной защиты;
- в) выбрана оптимальная схема подстанции;
- г) повышены энергетические показатели подстанции;