

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



Институт Энергетический

Направление подготовки 140400 Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электрических сетей и электротехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Реконструкция схемы электроснабжения потребителей Центрального района г. Новокузнецка

УДК 621.31.031-048.35:621.311.4(571.17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А2ГС1	Усанин Дмитрий Андреевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры электрических сетей и электротехники	А.В. Панкратов	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Л.А. Коршунова	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	М.Э. Гусельников	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедры	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электрических сетей и электротехники	А.В. Прохоров	к.т.н.		

Томск – 2016 г.

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



Институт Энергетический

Направление подготовки 140400 Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электрических сетей и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-5A2ГС1	Усанину Дмитрию Андреевичу

Тема работы:

Реконструкция схемы электроснабжения потребителей Центрального района
г. Новокузнецка

Утверждена приказом директора (дата, номер)

12.02.2016, 1029/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

06.06.2016

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 электроснабжение потребителей Центрального района г. Новокузнецка от подстанции 35/6 кВ «ПС-1». Исходные данные к работе: данные о нагрузках исследуемой подстанции, данные о параметрах питающей ЛЭП, существующее электрооборудование подстанции.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (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).	Анализ существующей загрузки подстанции 35/6 кВ «ПС-1» электроснабжения потребителей Центрального района г. Новокузнецка. Разработка электрической схемы подстанции, дополнительного оборудования для обеспечения перспективного развития района. Определение объема реконструкции подстанции. Проверка выбранного к установке и существующего оборудования. Оценка увеличения объема обслуживания вновь введенного в работу оборудования, оценка экономической эффективности реконструкции подстанции.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	Схема исследуемой подстанции до реконструкции и после.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент Л.А. Коршунова
Социальная ответственность	Доцент М.Э. Гусельников

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	12.02.2016
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры электрических сетей и электротехники	А.В. Панкратов	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5A2ГС1	Усанин Дмитрий Андреевич		

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



Институт Энергетический

Направление подготовки 140400 Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электрических сетей и электротехники

Уровень образования Бакалавриат

Период выполнения Весенний семестр 2015/2016 учебного года

Форма представления работы:

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2016
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
29.02.2016	Цели и задачи исследования, аналитический обзор источников по теме исследования.	15
07.03.2016	Обоснование необходимости реконструкции подстанции.	10
15.03.2016	Расчёт электрических нагрузок. Выбор электрооборудования. Расчёт токов короткого замыкания. Релейная защита.	30
13.04.2016	Расчёт токов короткого замыкания. Релейная защита.	30
19.04.2016	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	5
27.04.2016	Социальная ответственность	5
04.05.2016	Заключение	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры электрических сетей и электротехники	А.В. Панкратов	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедры	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электрических сетей и электротехники	А.В. Прохоров	к.т.н.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕ-
РЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-5A2ГС1	Усанин Дмитрий Андреевич

Институт	ЭНИН	Кафедра	Электрических сетей и электротехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Электроэнергетические системы и сети

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; - ставка дисконтирования; - налог на имущество; - налог на прибыль

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	- планирование выполнения проекта
3. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	- расчёт затрат на проектирование, определение стоимости проекта; - расчёт капитальных вложений и эксплуатационных издержек в реконструкцию подстанции
4. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	- определение технико-экономической эффективности реконструкции подстанции в перспективе роста нагрузок потребителей

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. График выполнения проектных работ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Коршунова Л. А.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5A2ГС1	Усанин Дмитрий Андреевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5A2ГС1	Усанин Дмитрий Андреевич

Институт	ЭНИН	Кафедра	Электрических сетей и электротехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Электроэнергетические системы и сети

ЗАДАНИЕ

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – 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)	-Предмет исследования - подстанция 35/6 кВ «ПС-1». Данная ПС по степени опасности поражения электрическим током относится к особо опасным помещениям -вредные проявления (сильные электромагнитные поля, повышенный уровень шума на рабочем месте, повышенная температура воздуха на рабочем месте) -опасные уровни напряжения в электрических цепях, наличие агрессивных и легковоспламеняющихся жидкостей).
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	ПУЭ, ПТЭЭП, МПОТЭЭ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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)	– В данном разделе будет рассмотрена: – 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)
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);	– Данная глава посвящается изучению: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность

– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)
3. Охрана окружающей среды: – 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.	Охрана окружающей среды: – 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.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – 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	Защита в чрезвычайных ситуациях: – 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
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны
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	М. Э. Гусельников	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5A2ГС1	Усанин Дмитрий Андреевич		

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 85 страниц, 2 рисунка, 23 таблицы, 3 приложения.

Целью работы является реконструкция ПС-1 35/6 кВ Центральная, включая выбор и расчетную проверку основного электротехнического оборудования.

В бакалаврской работе определяется расчетная нагрузка, выбираются и проверяются токопроводы, трансформаторы, коммутационное, измерительное и другое оборудование.

Бакалаврская работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Office Word, Microsoft Office Excel, Microsoft Office Visio.

Содержание

Введение	11
1. Исходные данные	13
1.1 Описание схемы электроснабжения Центрального района г. Новокузнецка. Характеристика потребителей	13
1.2 Существующая схема ПС-1 35/6 кВ	14
2. Реконструкция подстанции 35/6 кВ «ПС-1»	16
2.1 Расчёт электрических нагрузок	16
2.2 Расчет и выбор силовых трансформаторов	19
2.3 Выбор сечения провода питающей линии	22
2.4 Расчет токов короткого замыкания	24
2.5 Выбор устройства компенсации реактивной мощности	28
2.6 Выбор высоковольтного оборудования	29
2.7 Оперативный ток	45
2.8 Релейная защита	46
3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	53
3.1 Введение	53
3.2 Планирование работ по проектированию и определение трудоёмкости проектных работ	53
3.3 Расчёт затрат на проектирование	55
3.4 Экономическая эффективность реконструкции подстанции	59
4. Социальная ответственность	67
4.1 Производственная безопасность	67
4.2 Экологическая безопасность	73
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	73
4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	76
Заключение	78

Список используемых источников	80
Приложение А	82
Приложение Б	83
Приложение В	84

CD-диск. ФЮРА.140400.021 Пояснительная записка. (файл Дипломный проект в формате doc)	В кон- верте на обороте облож- ки
--	---

Введение

Современные тенденции развития инфраструктуры города Новокузнецка в первую очередь связаны с техническим прогрессом в различных областях народного хозяйства. Активно внедряются новые современные потребители электроэнергии (рекламные щиты с различного рода подсветками, системы кондиционирования, станции сотовой связи, современные системы локального подогрева жилых помещений типа «тёплый пол», локальный подогрев воды в электробойлерах и т.д.), растёт доля многоэтажных жилых комплексов, строящихся на месте частных домов, открываются небольшие по объёму производства (пекарни, банно-прачечные услуги и т.д.). Все эти потребители с каждым годом увеличивают потребление электроэнергии от своих питающих подстанций и распределительных пунктов, соответственно нагрузка на городские сети электроснабжения постепенно увеличивается. Так, в настоящее время, подстанция 35/6 кВ «ПС-1», которая обеспечивает электроэнергией подавляющее большинство потребителей центрального района г. Новокузнецка, уже загружена так, что при необходимости планового вывода в ремонт одного из силовых трансформаторов, обслуживающему персоналу приходится выполнять большой объём работы по переводу нагрузок на смежные подстанции города, чтобы обеспечить необходимый уровень загрузки оставшегося в работе силового трансформатора. Аварийное отключение одного из трансформаторов вообще сулит серьёзными проблемами для электроснабжающей организации, вплоть до получения судебных исков от потребителей за недоотпуск продукции. В такой ситуации развитие района становится невозможным.

Плотная городская застройка не позволяет построить дополнительную подстанцию для обеспечения роста электрических нагрузок, поэтому самым простым способом обеспечить перспективный рост и развитие центрального района г. Новокузнецка является увеличение установленной мощности подстанции 35/6 кВ «ПС-1».

Именно поэтому целью данной работы является реконструкция ПС-1 35/6 кВ электроснабжения потребителей Центрального района г. Новокузнецка, в рамках которой проводится выбор и расчёт выбранного для реконструкции оборудования.

1 Исходные данные

1.1 Описание схемы электроснабжения Центрального района г. Новокузнецка. Характеристика потребителей

Для питания потребителей, расположенных на территории города, создаются специальные системы электрических сетей, которые по сравнению с электрическими сетями энергетических систем, имеют свои характерные особенности. Наиболее полно эти особенности выявляются при создании электрических сетей в больших городах. В настоящее время такие сети образуют специфические системы электроснабжения городов.

В зависимости от размера города для питания потребителей, расположенных на его территории, должна предусматриваться соответствующая система электроснабжения. Система ограничивается, с одной стороны, источниками питания, с другой стороны – вводами электрических сетей к потребителям. В качестве источников питания г. Новокузнецка служат местные электростанции и понижающие подстанции напряжением 35 – 110 кВ, питание которых осуществляется от электрических сетей энергосистем на напряжении 220 – 500 кВ.

Местные понижающие подстанции 35-110 кВ, а также подстанции и крупные распределительные пункты более низкого напряжения (10 кВ) имеют достаточно обширные кольцевые связи между собой. Даже при потере питания от основных источников электроснабжения, практически всегда, путём проведения комплекса оперативных переключений, существует возможность подать питание по резервным воздушным или кабельным линиям, тем самым существенно сократить время прекращения электроснабжения.

В настоящее время активно внедряется система дистанционного контроля состояния коммутационного оборудования распределительных подстанций города, часть коммутационной аппаратуры уже подключено к системам автоматического дистанционного управления. Активно внедряется система автоматического коммерческого учета электроэнергии.

Это особенно важно для потребителей I и II категории, которыми и являются существенная часть городских нагрузок.

1.2 Существующая схема ПС-1 35/6 кВ

Схемы и конструктивное исполнение системы электроснабжения должны обеспечивать возможности роста потребления электроэнергии без коренной реконструкции системы электроснабжения.

Систему электроснабжения в целом нужно строить так, чтобы она в послеаварийном режиме (например, отключение одного из трансформаторов) обеспечивала функционирование потребителей после необходимых переключений и присоединений. При этом используются все возможности резервирования, в том числе и те, которые при нормальном режиме нерентабельны (связи и переключки на вторичных напряжениях и др.)

Реконструируемая подстанция преобразует электрическую энергию 35 кВ в электроэнергию 6 кВ, электроэнергия 6 кВ подводится к РП и ТП 6/0,4кВ, преобразуется и распределяется по потребителям.

Подстанция ПС-1 35/6 кВ является тупиковой и получает питание от двух независимых источников питания, которыми являются две одно цепные ЛЭП-35 кВ С-8 и С-9 (см. приложение А).

Для такого вида подвода питания к подстанции, по соображениям надёжности и экономической целесообразности, наиболее удобно использовать схему с одной рабочей секционированной выключателем системой шин. При такой схеме подстанция может обеспечить электроснабжение потребителей при отключении одной из питающих ЛЭП-35 кВ, выводе в ремонт одной секции шин, а при необходимости – обеспечить по собственным шинам 35 кВ через секционный выключатель транзит мощности от одной ЛЭП-35 кВ в другую. Для возможности подключения к шинам 35 кВ других присоединений (ЛЭП, трансформаторов) на каждой из секции шин, помимо ячеек, питающих ЛЭП,

понижающих трансформаторов и трансформаторов напряжения, предусматриваются две резервные ячейки, по одной на каждую секцию шин.

На стороне 6 кВ подстанции распределительное устройство выполнено аналогично распределительному устройству со стороны 35 кВ, т.е. одна система шин, секционированная на 2 секции секционным выключателем с устройством АВР на последнем.

По исполнению распределительное устройство 6 кВ – комплектное наружной установки, распределительное устройство 35 кВ – открытое.

2 Реконструкция подстанции 35/6 кВ «ПС-1»

2.1 Расчет электрических нагрузок

Электрические нагрузки систем электроснабжения определяют для выбора числа и мощности силовых трансформаторов, мощности и места подключения компенсирующих устройств, выбора и проверки токоведущих элементов по условию допустимого нагрева, расчета потерь и выбора защиты.

Для определения существующих нагрузок подстанции был произведен анализ объема потреблённой электрической энергии в 2015 году по узлам учёта, установленных в ячейках 6 кВ. Подстанция пока не подключена к автоматической системе коммерческого учёта электрической энергии, с помощью которой можно было бы достаточно точно определить графики нагрузок для каждой из ячеек. Но, благодаря проведению сетевой энергоснабжающей организацией режимных дней, когда оперативным персоналом производится систематический съём показаний амперметров ячеек 6 кВ и вольтметров секций шин, можно с некоторой точностью определить максимумы нагрузок.

Следует отметить, что подстанция питает в основном жилые микрорайоны с предприятиями сферы услуг и торговли, промышленные предприятия отсутствуют. Жилой сектор представлен как капитальными жилыми домами с центральным отоплением и преимущественно электрическими бытовыми плитами, так и частным сектором с печным и центральным отоплением. Для такого вида нагрузок характерен следующий ориентировочный график нагрузок: минимум – ночью, максимумы – с 6 до 8 часов утра и с 18 до 22 часов вечера, в течение дня нагрузка составляет от 60 до 80 % от максимума.

По показаниям узлов учета в ячейках 6 кВ РУ-6 кВ ПС 35/6 кВ «ПС-1», представленных электронными счётчиками марки СЭТ-4М, было выявлено, что нагрузка является преимущественно активной, коэффициент мощности $\cos \varphi$ находится в диапазоне от 0,94 до 0,96. Такой коэффициент мощности в первую очередь обусловлен следующими факторами:

- очень мало мощной двигательной нагрузки, представленной асинхронными двигателями;

- реактивная мощность потребляется в основном люминесцентными и дугоразрядными лампами освещения, мелкой двигательной нагрузкой (кондиционирование, вентиляция, холодильные установки);

- наличием на питающихся от РУ-6 кВ подстанциях 6/0,4 кВ с низким коэффициентом мощности устройств компенсации реактивной мощности.

Для расчётов принимаем коэффициент мощности $\cos \phi = 0,95$

Также считаем, что устройства РПН на ПС-1, а также на питающей её подстанции 110 кВ обеспечивают стабильное напряжение на секциях 6 кВ на уровне 6,3 кВ.

На основании вышеизложенного, расчет нагрузок можно выполнить методом коэффициента спроса. Исходные данные по нагрузкам РУ-6 кВ «ПС-1» 35/6 кВ и результаты расчетов представлены в таблице 1 и 2.

Таблица 1 – Исходные данные и результаты расчетов

№ ячейки	Наименование потребителя (ТП(РП)-№)	Ток I, А	Напряжение U, кВ	cos φ	Расчётная нагрузка	
					S _{мр} , кВА	P _{мр} , кВт
1	2	3	4	5	6	7
I секция шин						
27	ТП-158	85	6,3	0,95	927,5	881,1
25	РП-5-1	170	6,3	0,95	1855,0	1762,2
1	РП-27-1	255	6,3	0,95	2782,5	2643,3
3	ТП-187	120	6,3	0,95	1309,4	1243,9
5	ТП-291	80	6,3	0,95	872,9	829,3
9	ТП-53	70	6,3	0,95	763,8	725,6
11	РП-2-2	175	6,3	0,95	1909,5	1814,1
13	РП-4-1	150	6,3	0,95	1636,7	1554,9
15	ТП-147	190	6,3	0,95	2073,2	1969,5
17	ТП-286	145	6,3	0,95	1582,2	1503,1
Итого по I секции шин:					15712,7	14927,1

Таблица 2 – Исходные данные и результаты расчетов

№ ячейки	Наименование потребителя (ТП(ПП)-№)	Ток I, А	Напряжение U, кВ	cos φ	Расчётная нагрузка	
					S _{мр} , кВА	P _{мр} , кВт
1	2	3	4	5	6	7
II секция шин						
6	РП-27-2	170	6,3	0,95	1855,0	1762,2
8	РП-29-1	290	6,3	0,95	3164,4	3006,1
12	РП-4-2	160	6,3	0,95	1745,9	1658,6
14	ТП-203	130	6,3	0,95	1418,5	1347,6
18	ТП-181	150	6,3	0,95	1636,7	1554,9
20	ТП-420	140	6,3	0,95	1527,6	1451,2
26	ТП-251-294	215	6,3	0,95	2346,0	2228,7
28	ТП-6	90	6,3	0,95	982,0	932,9
Итого по II секции шин:					14676,1	13942,3

Определяем максимальную потребляемую мощность S_i , кВ·А, для каждого фидера по формуле

$$S_i = \sqrt{3} \cdot U_i \cdot I_i \quad (1)$$

Определяем максимальную расчетную активную мощность P_i , кВт, для каждого фидера по формуле

$$P_i = S_i \cdot \cos \varphi_i \quad (2)$$

Определяем максимальную расчетную активную нагрузку для каждого фидера $P_{мр i}$, кВт, по формуле

$$P_{мр i} = K_c \cdot P_i, \quad (3)$$

где P_i – максимальная расчетная активная мощность, кВт;

K_c – коэффициент спроса, принимаем $K_c = 1$.

Определяем максимальную расчетную активную нагрузку для каждой секции шин 6 кВ $P_{мр}$, кВт, по формуле

$$P_{мр} = \sum_{i=1}^n P_{мр i} \quad (4)$$

2.2 Расчет и выбор силовых трансформаторов

Так как по надежности электроснабжения электроприемники данной подстанции относятся ко второй категории, то используется раздельная работа двух трансформаторов.

Рекомендуется выбирать трансформаторы с учетом послеаварийного перегруза. В послеаварийном режиме допускается перегружать трансформатор на 40% выше номинального в течение 5 суток, но не более 6 часов на каждые сутки, при условии, что до аварии он был загружен не более 75%. Однако, правила технической эксплуатации допускают в аварийных режимах кратковременную перегрузку трансформаторов сверх номинального тока при всех системах охлаждения независимо от длительности и значение предшествующей нагрузки на 30 % не более 120 минут.

В первую очередь необходимо проверить достаточность установленной мощности трансформаторов для электроснабжения потребителей подстанции.

Определяем максимальную расчетную полную нагрузку подстанции $S_{\text{мр пс}}$, кВ·А по рассчитанным данным из таблицы 1 и 2:

$$S_{\text{мр пс}} = S_{\text{мр ИСШ}} + S_{\text{мр ПСШ}} \quad (5)$$

$$S_{\text{мр пс}} = 14676,1 + 13942,1 = 30388,8 \text{ кВА}$$

Определяем расчётную номинальную мощность силового трансформатора $S_{\text{ном т}}$, кВ·А, по формуле

$$S_{\text{ном т}} \geq \frac{S_{\text{мр пс}}}{1,4} K_{1,2}, \quad (6)$$

где $K_{1,2}$ – доля электроприемников 1,2 категории в общей нагрузке подстанции, $K_{1,2} = 1$

$$S_{\text{ном т}} \geq \frac{30388,8}{1,4} \cdot 1 = 21706,3 \text{ кВ·А}$$

Из расчёта видим, что расчётная мощность трансформатора существенно выше установленной, т.е. при выходе из строя одного из трансформаторов оставшийся в работе трансформатор после работы устройства автоматического ввода резерва отключится действием защит по перегрузке. Электроснабжение

всех потребителей будет прервано, пока оперативный персонал не устранит аварию и не обеспечит электроснабжение путём вывода АВР из работы, включением рабочего трансформатора под нагрузку, устранением дефекта на отключенном трансформаторе, включение резервных цепей питания в электрических сетях 6 кВ. При плановом выводе в ремонт силового трансформатора или секции шин 35 кВ, нагрузку подключенную на этот трансформатор, будет необходимо перераспределять в сетях 6 кВ или вовсе отключать. Тем более следует отметить, что центральный район г. Новокузнецка имеет перспективу роста электрических нагрузок, т.к. дома частного сектора постепенно вытесняются многоэтажными жилыми домами, что приводит к росту электрических нагрузок в сети.

Для решения вопроса обеспечения бесперебойного электроснабжения района, а также для обеспечения необходимого резерва мощности для обеспечения роста района, решено установить два дополнительных трансформатора мощностью 10000 кВА. Подключение вновь установленных трансформаторов предполагается: по стороне 35 кВ – к существующим резервным ячейкам выключателей 35 кВ; по стороне 6 кВ – к вновь сооружаемому комплектному распределительному устройству наружной установки. Общее увеличение количества ячеек 6 кВ на подстанции позволит подключать больше потребителей, создать более надёжную электрическую сеть 6кВ (см. приложение Б).

Исходя из исполнения заходов КЛ-6 кВ, с целью оптимального распределения мощности нагрузки по трансформаторам подстанции, перенесём часть нагрузки на вновь вводимое РУ-6 кВ.

Таблица 3 – Мощности нагрузок подстанции и коэффициенты загрузки установленных мощностей.

№ ячейки	Наименование потребителя (ТП(ПП)-№)	Ток I, А	Напряжение U, кВ	cos φ	Расчётная нагрузка	
					S _{мр} , кВА	P _{мр} , кВт
1	2	3	4	5	6	7
I секция шин						
27	ТП-158	85	6,3	0,95	927,5	881,1

Продолжение таблицы 3

3	ТП-187	120	6,3	0,95	1309,4	1243,9
5	ТП-291	80	6,3	0,95	872,9	829,3
9	ТП-53	70	6,3	0,95	763,8	725,6
11	РП-2-2	175	6,3	0,95	1909,5	1814,1
13	РП-4-1	150	6,3	0,95	1636,7	1554,9
15	ТП-147	190	6,3	0,95	2073,2	1969,5
17	ТП-286	145	6,3	0,95	1582,2	1503,1
Итого по I секции шин:					11075,3	10521,5
Коэффициент загрузки трансформатора 16000 кВА					0,692	
II секция шин						
12	РП-4-2	160	6,3	0,95	1745,9	1658,6
14	ТП-203	130	6,3	0,95	1418,5	1347,6
18	ТП-181	150	6,3	0,95	1636,7	1554,9
20	ТП-420	140	6,3	0,95	1527,6	1451,2
26	ТП-251-294	215	6,3	0,95	2346,0	2228,7
28	ТП-6	90	6,3	0,95	982,0	932,9
Итого по II секции шин:					9656,8	9173,9
Коэффициент загрузки трансформатора 16000 кВА					0,604	
III секция шин						
33	РП-5-1	170	6,3	0,95	1855,0	1762,2
41	РП-27-1	255	6,3	0,95	2782,5	2643,3
Итого по III секции шин:					4637,4	4405,6
Коэффициент загрузки трансформатора 10000 кВА					0,464	
IV секция шин						
42	РП-27-2	170	6,3	0,95	1855,0	1762,2
38	РП-29-1	290	6,3	0,95	3164,4	3006,1
Итого по IV секции шин:					5019,3	4768,4
Коэффициент загрузки трансформатора 10000 кВА					0,502	

Силовой трансформатор выбираем по справочной литературе [5] по первичному и вторичному напряжению, номинальной мощности. Выбираем силовые трансформаторы мощностью 10000 кВА типа ТДНС-10000/35. Данные трансформаторов «ПС-1» -35/6 кВ представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Каталожные данные трансформаторов

Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$, кВ·А	$U_{1\text{ном}}$, кВ	$U_{2\text{ном}}$, кВ	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	$u_{\text{кз}}$, %	I_{xx} , %
ТДНС-6000/35	16000	36,75	6,3	17	85	10	0,7
ТДНС-10000/35	10000	36,75	6,3	12	60	8	0,75

ТДНС-Трехфазные двухобмоточные трансформаторы с дутьем, с естественным масляным охлаждением, с регулированием напряжения под нагрузкой.

2.3 Выбор сечения провода питающей линии

Питающие линии служат для связи источника питания с подстанцией. При номинальном напряжении 35 кВ и выше используют воздушные ЛЭП. Сечение провода воздушной линии выбирают по нагреву.

$$I_{\text{дл.доп}} \geq I_{\text{мр}},$$

где, $I_{\text{дл.доп}}$ – длительно-допустимый ток, величина справочная, это максимальный ток, при прохождении которого длительное время через проводник заданного сечения не происходит нагрева проводника выше допустимого значения, А [4];

$I_{\text{мр}}$ - максимальный расчетный ток, протекающий по линии в послеаварийном режиме, А.

$$I_{\text{мр}} = \frac{1,4S_{\text{номт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номт}}}, \text{ А} \quad (7)$$

$$I_{\text{мр1}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 352 \text{ А} \quad I_{\text{мр2}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 220 \text{ А}$$

Так как на каждом вводе в ЛЭП подключены по два трансформатора, максимальный расчетный ток в линии суммируется

$$I_{\text{мр}} = I_{\text{мр1}} + I_{\text{мр2}}$$

$$I_{\text{мр}} = 352 + 220 = 572 \text{ А}$$

Выбираем по справочной литературе [4]

$$I_{\text{дл.доп}} = 605 \text{ А} \quad q = 240 \text{ мм}^2$$

Выбираем по экономической плотности тока сечение линии $q_{\text{эк}}$, мм^2 , по формуле

$$q_{\text{ЭК}} = \frac{I_p}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (8)$$

где $j_{\text{ЭК}}$ – экономическая плотность тока, величина справочная, зависит от типа линии, рода проводящего материала и часов работы в году;

I_p – расчетный ток, протекающий в линии в нормальном режиме работы, А.

$$I_p = \frac{S_{\text{НОМГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \text{ А} \quad (9)$$

$$I_{p1} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 251 \text{ А} \quad I_{p2} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 157 \text{ А}$$

$$I_p = 251 + 157 = 408 \text{ А}$$

По справочной литературе [4] выбираем $j_{\text{ЭК}}$, $j_{\text{ЭК}} = 1,1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$

$$q_{\text{ЭК}} = \frac{408}{1,1} = 371 \text{ мм}^2$$

По справочной литературе [4] принимаем ближайшее стандартное значение

$$q_{\text{ЭК}} = 330 \text{ мм}^2$$

Проверяем выбранное сечение по допустимым потерям напряжения ΔU , %, по формуле

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{мр}} (R_0 \cdot \ell \cdot \cos \varphi + X_0 \cdot \ell \cdot \sin \varphi)}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100 \leq 3\% \quad (10)$$

где ℓ – длина линии, км, $\ell = 4,84$ км;

$$R_0 = \rho \frac{1000}{q} - \text{удельное активное сопротивление линии, } \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

где ρ – удельное сопротивление материала, $\rho_{\text{AL}} = 0,029 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ [5].

Так как сечение провода $q = 330 \text{ мм}^2$ достаточно велико, проверяем по допустимым потерям напряжения меньшее стандартное сечение $q = 300 \text{ мм}^2$.

$$R_0 = 0,029 \cdot \frac{1000}{300} = 0,097 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$X_0 = 0,4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}; \text{— удельное индуктивное сопротивление линии.}$$

$\cos \varphi$ и $\sin \varphi$ берем с учетом требований к качеству электроэнергии
 $\cos \varphi = 0,97$; $\sin \varphi = 0,24$.

$$\Delta U \% = \frac{\sqrt{3} \cdot 572 \cdot (0,097 \cdot 4,84 \cdot 0,95 + 0,4 \cdot 4,84 \cdot 0,31)}{35000} \cdot 100 = 2,6 \% < 3\%$$

Минимальное допустимое сечение проводов воздушной линии по условиям механической прочности с толщиной стенки гололёда 15 мм и более для сталеалюминевых проводов – 35 мм.

Окончательно выбираем существующий провод марки АС сечением $q=300 \text{ мм}^2$, так как он удовлетворяет всем требованиям.

2.4 Расчет токов короткого замыкания

Коротким замыканием (КЗ) называют случайное или преднамеренное замыкание двух точек разных потенциалов. Следствием короткого замыкания является резкое увеличение тока, которое может вызвать чрезмерный нагрев изоляции, оборудования и его разрушение вследствие электродинамических усилий. Причинами коротких замыканий могут быть механическое повреждение изоляции, пробой изоляции в результате ее естественного старения, обрыв ЛЭП, ошибки обслуживающего персонала при переключениях, удар молнии.

Расчет токов короткого замыкания производится для того, чтобы правильно выбрать коммутационную аппаратуру, релейную защиту.

При расчете коротких замыканий принимается ряд допущений для того, чтобы получить максимальную величину тока:

- рассматривается трехфазное КЗ, так как ток в этом случае максимальный и КЗ – симметричное;
- расчетное место КЗ выбирается так, чтобы ток КЗ через проверяемый аппарат был максимальным;

- считают, что все источники питания работают параллельно и их ЭДС совпадают по фазе;
- активным сопротивлением можно пренебречь в том случае, если оно более, чем в три раза меньше индуктивного;
- считают, что КЗ наступает в такой момент времени, когда ударный ток – максимальный;
- сопротивления электрических аппаратов не учитывают, так как они очень малы.

Токи короткого замыкания рассчитываем в трех точках на напряжение 35 кВ и 6 кВ. Расчет токов короткого замыкания производим при неизменяющейся периодической составляющей.

Составляем расчетную схему для одной цепи (одна линия + трансформаторы Т-1 и Т-3, по схеме в приложении Б), отмечаем точки КЗ.

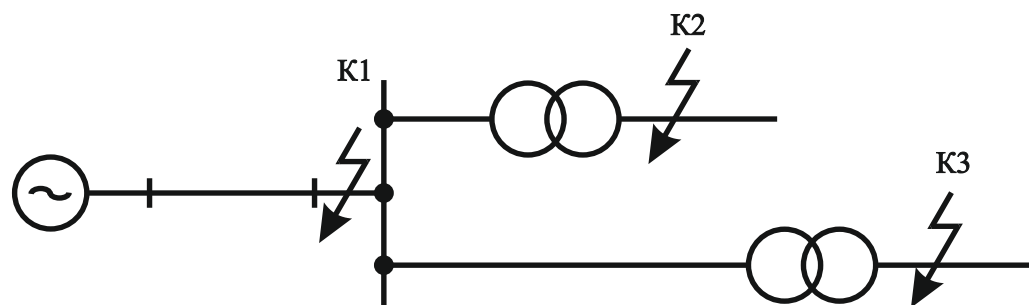


Рисунок 1 – Расчетная схема

$S_{\text{ном}} = 500 \text{ МВА}$; $\ell = 4,84 \text{ км}$; $S_{\text{тр1}} = 16000 \text{ кВА}$; $S_{\text{тр2}} = 10000 \text{ кВА}$; $U_{\text{и}} = 35 \text{ кВ}$;

$R_0 = 0,097 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$; $u_{\text{кз}} = 10 \%$; $u_{\text{кз}} = 8 \%$; $X_0 = 0,4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$; $U_1 = 36,75 \text{ кВ}$; $U_2 = 6,3 \text{ кВ}$.

По расчетной схеме составляем схему замещения для одной цепи. Вторая цепь имеет аналогичные сопротивления. Линии 35 кВ в длительном режиме могут включаться параллельно, также возможно длительное включение секционных связей между трансформаторами Т-1 и Т-2, Т-3 и Т-4.

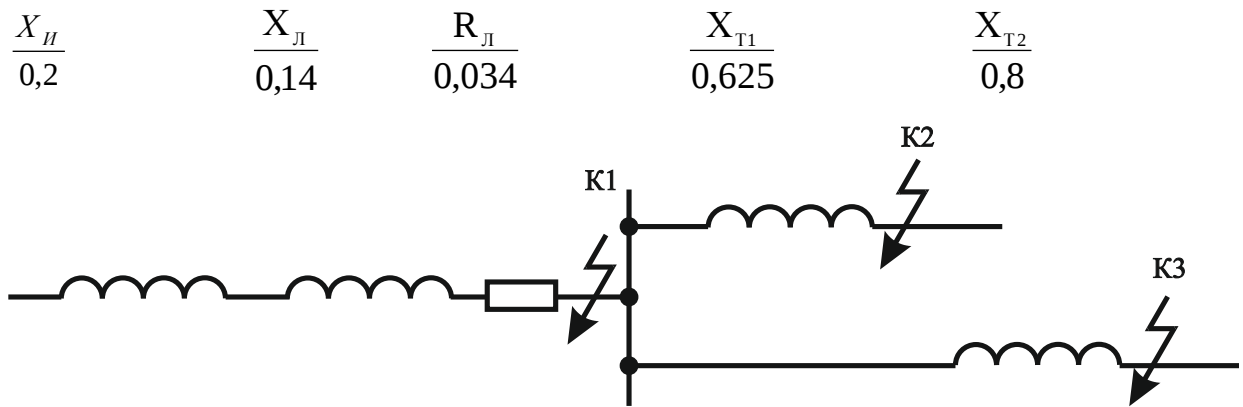


Рисунок 2 – Схема замещения.

Принимаем базисные условия

$$S_6 = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}; U_{6ВН} = 37 \text{ кВ}; U_{6НН} = 6,3 \text{ кВ}$$

Определяем базисный ток по формуле

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \text{ кА} \quad (11)$$

$$I_{61} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 10^3} = 1,56 \cdot 10^3 \text{ А} = 1,56 \text{ кА}$$

$$I_{62} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 10^3} = 9,16 \cdot 10^3 \text{ А} = 9,16 \text{ кА}$$

Определяем сопротивление элементов схемы замещения в относительных единицах при базисных условиях

$$X_{и6}^* = \frac{S_6}{S_{ном}} \quad (12)$$

$$X_{и6}^* = \frac{100}{500} = 0,2$$

$$X_{л6}^* = X_0 \cdot \ell \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} \quad (13)$$

$$X_{л6}^* = 0,4 \cdot 4,84 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,14$$

$$R_{л6}^* = R_0 \cdot \ell \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} \quad (14)$$

$$R_{л6}^* = 0,097 \cdot 4,84 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,034$$

$$X_{тб}^* = \frac{u_{кз}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{НОМТ}} \quad (15)$$

$$X_{тб1}^* = \frac{10}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,625$$

$$X_{тб2}^* = \frac{8}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0,8$$

$$X_{рез б}^* = X_{иб}^* + X_{лб}^* + X_{тб}^* \quad (16)$$

$$R_{рез б}^* = R_{лб}^*$$

Определяем полное результирующее сопротивление $Z_{рез б}^*$, Ом, по формуле

$$Z_{рез б}^* = \sqrt{R_{рез.б}^* + X_{рез.б}^*}$$

Определяем ток короткого замыкания $I_{кз}$, кА, по формуле

$$I_{кз} = \frac{I_{б}}{Z_{рез.б}^*}$$

Так как периодическая составляющая тока короткого замыкания носит незатухающий характер, токи в разные моменты времени равны между собой

$$I_{кз} = I_0 = I_{\infty} = I_{\tau}$$

Определяем ударный ток i_y , кА, по формуле

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_0 \cdot k_y, \quad (17)$$

где k_y – ударный коэффициент, $k_y = 1,608$ [12]

Определяем мощность короткого замыкания в момент отключения выключателей S_{τ} , МВ·А, по формуле

$$S_{\tau} = \sqrt{3} \cdot I_{\tau} \cdot U_{ср} \quad (18)$$

Определяем полное результирующее сопротивление в точке К1. Режим работы линий - параллельный

$$X_{рез б}^* = 0,2 + 0,14/2 = 0,27 \quad R_{рез б}^* = 0,034/2 = 0,017$$

Так как $3 \cdot R_{рез б}^* = 0,051 < X_{рез б}^* = 0,27$. то $Z_{рез б}^* = X_{рез б}^* = 0,27$

$$I_{кз1} = \frac{1,56}{0,27} = 5,78 \text{ кА} \quad I_{кз1} = I_{01} = I_{\infty 1} = I_{\tau 1}$$

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 5,78 \cdot 1,608 = 13,144 \text{ кА} \quad S_{\tau1} = \sqrt{3} \cdot 5,78 \cdot 37 = 370 \text{ МВА}$$

Определяем результирующее сопротивление в точке К2. Режим работы линий - параллельный. Межсекционная связь между трансформаторами Т-1 и Т-2 включена

$$X_{\text{рез } \delta}^* = 0,2 + 0,14/2 + 0,625/2 = 0,583 \quad Z_{\text{рез } \delta}^* = X_{\text{рез } \delta}^* = 0,583$$

$$I_{\text{к}32} = \frac{9,16}{0,583} = 15,71 \text{ кА} \quad I_{\text{к}32} = I_{02} = I_{\infty 2} = I_{\tau 2}$$

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot 15,71 \cdot 1,608 = 35,73 \text{ кА} \quad S_{\tau 2} = \sqrt{3} \cdot 15,71 \cdot 6,3 = 171 \text{ МВА}$$

Определяем результирующее сопротивление в точке К3. Режим работы линий - параллельный. Межсекционная связь между трансформаторами Т-3 и Т-4 включена

$$X_{\text{рез } \delta}^* = 0,2 + 0,14/2 + 0,8/2 = 0,67 \quad Z_{\text{рез } \delta}^* = X_{\text{рез } \delta}^* = 0,67$$

$$I_{\text{к}33} = \frac{9,16}{0,67} = 13,67 \text{ кА} \quad I_{\text{к}33} = I_{02} = I_{\infty 2} = I_{\tau 2}$$

$$i_{y3} = \sqrt{2} \cdot 13,67 \cdot 1,608 = 31,09 \text{ кА} \quad S_{\tau 3} = \sqrt{3} \cdot 13,67 \cdot 6,3 = 149 \text{ МВА}$$

2.5 Выбор устройства компенсации реактивной мощности

С точки зрения генерации и потребления между активной и реактивной мощностью существуют значительные различия. Если большую часть активной мощности потребляют приемники и лишь незначительная теряется в элементах сети и электрооборудования, то потери реактивной мощности в элементах сети могут быть соизмеримы с реактивной мощностью, потребляемой приемниками электроэнергии. Активная мощность генерируется электростанциями; источниками реактивной мощности являются как генераторы электростанций, так и синхронные двигатели, воздушные и кабельные линии, а также дополнительно устанавливаемые компенсирующие устройства.

Производство значительного количества реактивной мощности во многих случаях экономически нецелесообразно по следующим причинам:

- дополнительные потери активной мощности, вызванные протеканием реактивной мощности Q по сети, пропорциональны ее квадрату. Большие потери активной мощности и электроэнергии во всех элементах системы электроснабжения вынуждают приближать источники реактивной мощности к местам ее потребления и уменьшать ее передачу от мощных генераторов;

- возникают дополнительные потери напряжения;

- загрузка реактивной мощностью систем промышленного электроснабжения и трансформаторов уменьшает их пропускную способность и требует увеличения сечения проводов и кабельных линий, увеличения номинальной мощности или числа трансформаторов подстанций.

Для более эффективного использования электрической энергии в сети устанавливается определенное значение коэффициента мощности, характеризующее соотношение генерируемой активной и реактивной мощностей $\text{tg}\varphi = P/Q$.

Установка компенсирующего устройства позволяет повышать коэффициент мощности и снижать потери напряжения в сети.

Т.к. коэффициент мощности потребителей подстанции $\cos \varphi_{\text{пс}}$ был принят равным 0,95 и является оптимальным ($\cos \varphi_{\text{опт}} = 0,92 \div 0,95$), установка компенсирующего устройства не требуется.

2.6 Выбор высоковольтного оборудования

Все высоковольтное оборудование выбирается по номинальному току и напряжению.

Высоковольтное оборудование проверяется на термическую и электродинамическую устойчивость к токам короткого замыкания, а высоковольтные выключатели – на отключающую способность и мощность.

При выборе аппаратов и проводников первичных цепей электроустановок должны учитываться:

- прочность изоляции, необходимая для надежной работы в длительном режиме и при кратковременных перенапряжениях:
- допустимый нагрев токами в длительных режимах;
- стойкость в режиме короткого замыкания;
- технико-экономическая целесообразность;
- достаточная механическая прочность;
- допустимые потери напряжения в нормальном и послеаварийном режимах.

Выбор аппаратуры высокого напряжения сводится к сравнению расчетных данных с каталожными данными.

В данном разделе производим проверку электрооборудования 35 кВ, выбор и проверку вновь подключаемого электрооборудования 6 кВ.

2.6.1 Выбор шин

Сечение шин выбирают по длительно допустимому току (по нагреву) и экономической целесообразности. Проверку шин производят на электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ [4].

Для выбора шин по нагреву должно выполняться условие

$$I_{\text{дл доп}} \geq I_{\text{мр}}, \text{ А}$$

где $I_{\text{дл доп}}$ - длительно допустимый ток, величина справочная, максимальный ток, при протекании которого длительное время через провод заданного сечения не происходит нагрева провода выше допустимой температуры, А ;

$I_{\text{мр}}$ – максимальный расчетный ток, протекающий по шинам в послеаварийном режиме, А. Послеаварийным режимом считается:

для стороны 35 кВ - отключение одной из ЛЭП, по шинам протекает максимальный расчётный ток всех трансформаторов подстанции для стороны 6 кВ – допустимая перегрузка подключенного трансформатора.

Определяем максимальный расчетный ток, протекающий по шинам в послеаварийном режиме $I_{\text{мр}}$, А, по формуле

$$I_{\text{mpi}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{номті}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номті}}} \quad (19)$$

$$I_{\text{мр}} = 2 (I_{\text{мр1}} + I_{\text{мр2}}) \quad (20)$$

Стороны 35 кВ:

$$I_{\text{мр1ВН}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 352 \text{ А} \quad I_{\text{мр2ВН}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 220 \text{ А}$$

$$I_{\text{мр}} = 2 \cdot (352 + 220) = 1144 \text{ А}$$

Сторона 6 кВ:

$$I_{\text{мрНН}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1283 \text{ А}$$

Шинный мост ОРУ-35 подстанции смонтирован из круглых алюминиевых шин с наружным диаметром 40 мм. По [4] $I_{\text{дл.доп.}} = 935 \text{ А}$. Т.к. $I_{\text{дл.доп.}} < I_{\text{мр}}$, но шинный мост подлежит замене. Выбираем круглые алюминиевые шины с наружным диаметром 55 мм. По [4] $I_{\text{дл.доп.}} = 1150 \text{ А}$

Выбираем сечение прямоугольных шин распределительного устройства 6 кВ: для $I_{\text{мрНН}} = 1283 \text{ А}$ не менее 80х6 с $I_{\text{дл.доп.}} = 1480 \text{ А}$.

Выбранные шины проверяем на термическую устойчивость к токам КЗ

$$q_{\text{min}} = \alpha \cdot I_{\infty} \cdot \sqrt{t_{\text{п}}} , \quad (21)$$

где α – температурный коэффициент, зависит от материала $\alpha = 11$;

$t_{\text{п}}$ – приведенное время КЗ, с.

I_{∞} - ток КЗ (для шин 35 кВ – ток в точке К-1, для шин 6 кВ – К-3)

Определяем приведенное время КЗ $t_{\text{п}}$, с, по формуле

$$t_{\text{п}} = t_{\text{па}} + t_{\text{пп}} , \quad (22)$$

где $t_{\text{па}}$ – время апериодической составляющей тока КЗ, с.

$t_{\text{пп}}$ – время периодической составляющей тока КЗ, или время отключения. Принимаем $t_{\text{пп}} = 0,5 \text{ с}$

Определяем время апериодической составляющей тока КЗ $t_{\text{па}}$, с по формуле

$$t_{\text{па}} = 0,005 \cdot (\beta'')^2, \quad (23)$$

где $\beta'' = \frac{I_0}{I_\infty} = 1$ – температурный коэффициент теплоемкости

$$t_{па} = 0,005 \cdot 1^2 = 0,005 \text{ с}$$

$$t_{п} = 0,005 + 0,5 = 0,505 \text{ с}$$

$$\text{Для стороны 35 кВ: } q_{\min BH} = 11 \cdot 5,78 \cdot \sqrt{0,505} = 45,2 \text{ мм}^2$$

$$\text{Для стороны 6 кВ: } q_{\min HH} = 11 \cdot 13,67 \cdot \sqrt{0,505} = 106,8 \text{ мм}^2$$

Шины 35 кВ:

Сечение круглых алюминиевых шин с наружным/внутренним диаметром 55/50 мм. $q_{BH} = \pi \cdot (d_1^2 - d_2^2)/4 = 3,14 \cdot (55^2 - 50^2)/4 = 412,1 \text{ мм}^2$

$$q_{BH} > q_{\min BH} = 45,2 \text{ мм}^2$$

Шины 6 кВ: Сечение прямоугольных алюминиевых шин: $q_{HH} = 80 \cdot 6 = 480 \text{ мм}^2$

$$q_{HH} > q_{\min HH} = 106,8 \text{ мм}^2$$

Проверяем шины на механическую прочность

$$\delta_{\text{расч}} \leq \delta_{\text{доп}}, \text{ МПа,}$$

где $\delta_{\text{доп}}$ – допустимое механическое напряжение, МПа

$$\delta_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа;}$$

$\delta_{\text{расч}}$ – расчетное механическое напряжение, определяется по формуле

$$\delta_{\text{расч}} = \frac{F_{\text{расч}} \cdot L}{10 \cdot W}, \text{ Мпа [5]} \quad (24)$$

где $F_{\text{расч}}$ – расчетное усилие динамического воздействия тока короткого замыкания, определяется по формуле, Н.

$$F_{\text{расч}} = 1,732 \cdot 10^{-7} \cdot i_y^2 \cdot \frac{L}{a}, \text{ [5]} \quad (25)$$

где L – максимальная длина пролета между изоляторами, для шин 6 кВ равная 1 м, и 6 м - для шин 35 кВ;

a – расстояние между фазами, $a_{HH} = 0,3 \text{ м}$; $a_{BH} = 0,7 \text{ м}$;

$$F_{\text{расчHH}} = 1,732 \cdot 10^{-7} \cdot (31,09 \cdot 10^3)^2 \cdot \frac{1}{0,3} = 558 \text{ Н,}$$

$$F_{\text{расчВН}} = 1,732 \cdot 10^{-7} \cdot (14,87 \cdot 10^3)^2 \cdot \frac{6}{1} = 229 \text{ Н},$$

W – момент сопротивления шины, определяется по формуле

$$W_{\text{НН}} = \frac{b \cdot h^2}{6}, \text{ мм}^3 \text{ - для прямоугольной шины [5];} \quad (26)$$

$$W_{\text{ВН}} = \pi \cdot \frac{d_1^4 - d^4}{32 \cdot d_1}, \text{ мм}^3 \text{ - для алюминиевой трубы [5];} \quad (27)$$

$$W_{\text{НН}} = \frac{6 \cdot 80^2}{6} = 6400 \text{ мм}^3 = 6,4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$$

$$W_{\text{ВН}} = 3,14 \cdot \frac{55^4 - 50^4}{32 \cdot 55} = 5,2 \cdot 10^3 \text{ мм}^3 = 5,2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$$

$$\delta_{\text{расчНН}} = \frac{558 \cdot 1}{10 \cdot 6,4 \cdot 10^{-6}} = 8,718 \text{ МПа} < 40 \text{ МПа}$$

$$\delta_{\text{расчВН}} = \frac{229 \cdot 6}{10 \cdot 5,2 \cdot 10^{-6}} = 26,42 \text{ МПа} < 40 \text{ МПа}$$

Выбранные сечение шин удовлетворяет условию электродинамической устойчивости.

2.6.2 Выбор опорных изоляторов

Изоляторы выбираются по номинальному напряжению и проверяют на разрушающее воздействие от ударного тока короткого замыкания. Каталожные данные и результаты расчетов представлены в таблице 5. Т.к. подключение силового трансформатора выполняется в существующую резервную ячейку 35 кВ, выбираем опорные изоляторы для распределительного устройства 6 кВ.

Таблица 5 – Каталожные данные и результаты расчетов

Тип	Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
ИО-6-3,75	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$ $F_{\text{доп}} = 2250 \text{ Н}$ $F_{\text{разр}} = 3750 \text{ Н}$	$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$ $F_{\text{расч}} = 558 \text{ Н}$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} \quad (28)$$

где $F_{\text{доп}}$ – допустимое усилие, Н;

$F_{\text{разр}}$ – разрушающее усилие, Н, $F_{\text{разр}} = 3750$ Н.

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}$$

2.6.3 Выбор высоковольтных выключателей

Выключатели – это электрические аппараты, предназначенные для отключения и включения цепей при любых режимах работы электроустановок. К выключателям высокого напряжения условно относят выключатели с номинальным напряжением более 1 кВ.

В зависимости от дугогасительной среды выключатели разделяют на жидкостные и газовые. Основное применение получили масляные, воздушные, электромагнитные и вакуумные выключатели.

В распределительном устройстве 35 кВ установлены вакуумные выключатели ВР35.

Вакуумные выключатели являются относительно новыми аппаратами, область применения их расширяется по мере совершенствования конструкций вакуумных камер и увеличения их надежности и отключающей способности. Основным элементом вакуумного выключателя является вакуумная дугогасительная камера, в которой происходит гашение дуги. Из-за высокой электрической прочности вакуумного промежутка и отсутствия среды, поддерживающей горение дуги, время существования электрической дуги минимально.

Выключатель ВР35 разработан на основе общих для всей серии вакуумных выключателей ВР принципов. В нем применяются самые современные вакуумные камеры (производства ABB Calor Emag), которые вмонтированы в литые из эпоксидного компаунда полюса. Многофункциональный электромагнитный привод выключателя построен с использованием принципа "магнитной защелки".

Выключатели выбирают по номинальному току, напряжению, типу, роду установки и проверяют по электродинамической, термической стойкости и отключающей способности в режиме КЗ.

Проверяем установленные выключатели на напряжение 35 кВ для линии к вновь устанавливаемому трансформатору и линейного выключателя, выбираем выключатели на 6 кВ. Каталожные данные и результаты расчетов представлены в таблицах 6, 7.

Определяем расчетные ток и, протекающие через выключатели в нормальном режиме со стороны 35 кВ

$$\text{Для выключателя трансформатора : } I_{p35T} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165 \text{ А}$$

$$\text{Для выключателя линии : } I_{p35Л} = \frac{10000 + 16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 428 \text{ А}$$

С учётом возможной перегрузки трансформатора выключателя трансформатора :

$$I_{p35Tmax} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 230,9 \text{ А}$$

С учётом отключения одной ВЛ с учётом возможных перегрузок для выключателя линии :

$$I_{p35Лmax} = \frac{2 \cdot 1,4 \cdot (10000 + 16000)}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1200 \text{ А}$$

На ОРУ-35 кВ установлены выключатели типа ВР35-35-20/630У1 $I_{ном} = 630 \text{ А}$ на присоединениях нагрузки, и типа ВР35-35-20/1600У1 $I_{ном} = 1600 \text{ А}$ с исполнением полюсов 35 кВ, с электромагнитным приводом, для работы в районах с умеренным климатом (У).

Таблица 6 – Каталожные данные и результаты расчетов на 35 кВ

Тип	Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
ВР35-35-20/630У1	$I_{ном} \geq I_{мп}$ $U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном\ tc} \geq I_{\infty} \sqrt{\frac{t_{п}}{t_{tc}}}$ $I_{м} \geq i_y$ $I_{н\ отк} \geq I_{\tau}$	$I_{ном} = 630\text{ А}$ $U_{ном} = 35\text{ кВ}$ $I_{н.ту} = 20\text{ кА}$ $I_{н.ду} = 52\text{ кА}$ $I_{н.отк} = 20\text{ кА}$ $S_{\tau 1} = 1211\text{ МВ}\cdot\text{А}$	$I_{мп} = 230,9\text{ А}$ $U_{уст} = 35\text{ кВ}$ $I_{\infty} = 5,78\text{ кА}$ $t_{п} = 0,2\text{ с}$ $i_y = 14,87\text{ кА}$ $I_{\tau} = 5,78\text{ кА}$ $S_{\tau 1} = 370\text{ МВ}\cdot\text{А}$
ВР35-35-20/1600У1	$I_{ном} \geq I_{мп}$ $U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном\ tc} \geq I_{\infty} \sqrt{\frac{t_{п}}{t_{tc}}}$ $I_{м} \geq i_y$ $I_{н\ отк} \geq I_{\tau}$	$I_{ном} = 1600\text{ А}$ $U_{ном} = 35\text{ кВ}$ $I_{н.ту} = 20\text{ кА}$ $I_{н.ду} = 52\text{ кА}$ $I_{н.отк} = 20\text{ кА}$ $S_{\tau 1} = 1211\text{ МВ}\cdot\text{А}$	$I_{мп} = 1200\text{ А}$ $U_{уст} = 35\text{ кВ}$ $I_{\infty} = 5,78\text{ кА}$ $t_{п} = 0,2\text{ с}$ $i_y = 14,87\text{ кА}$ $I_{\tau} = 5,78\text{ кА}$ $S_{\tau 1} = 370\text{ МВ}\cdot\text{А}$

Определяем расчетный ток, протекающий через вводной (секционный) выключатель в нормальном режиме со стороны 6 кВ

$$I_{p6} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 962,3\text{ А}$$

С учётом возможной перегрузки трансформатора

$$I_{\max 6} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1347,2\text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ВР3-10-40/1600У2, с исполнением полюсов 10 кВ, $I_{ном} = 1600\text{ А}$, с электромагнитным приводом, для работы в районах с умеренным климатом (У) в помещениях со свободным доступом наружного воздуха (2)

В отходящие ячейки устанавливаем аналогичные выключатели, но с номинальным током 630 А, т.е. ВР3-10-40/630У2

Допустимая передаваемая мощность отходящей ячейки:

$$S_{я} = \sqrt{3} \cdot I_{ном} \cdot U \quad (29)$$

$$S_{я} = 1,732 \cdot 630 \cdot 6 = 6546 \text{ кВА}$$

Как видим, передаваемая отходящим выключателем мощность существенно выше любой из нагрузок подстанции, представленных в таблице 1 и 2.

Таблица 7 – Каталожные данные и результаты расчетов на 6 кВ

Тип	Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
ВР3-10-40/1600У2	$I_{ном} \geq I_{мр}$ $U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном\text{ тс}} \geq I_{\infty} \sqrt{\frac{t_{п}}{t_{тс}}}$ $I_{м} \geq i_y$ $I_{н\text{ отк}} \geq I_{т}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$ $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{н.ту} = 40 \text{ кА}$ $I_{н.ду} = 102 \text{ кА}$ $I_{н.отк} = 40 \text{ кА}$ $S_{т1} = 692 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$I_{мр} = 1347 \text{ А}$ $U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{\infty} = 15,67 \text{ кА}$ $t_{п} = 0,2 \text{ с}$ $i_y = 35,73 \text{ кА}$ $I_{т} = 15,67 \text{ кА}$ $S_{т2} = 149 \text{ МВ} \cdot \text{А}$

2.6.4 Выбор трансформатора тока

Трансформатор тока выбираем по номинальному первичному току, номинальному напряжению, нагрузке вторичной цепи, обеспечивающей погрешность в пределах паспортного класса точности. Трансформаторы тока проверяют на внутреннюю и внешнюю электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ. Расчет проводим по методике [1].

Определяем кратность динамической устойчивости $k_{дин}$ по формуле

$$k_{дин} = \frac{i_y}{\sqrt{2} \cdot I_{номт.т}} \quad (30)$$

Определяем кратность термической устойчивости $k_{ту}$ по формуле

$$k_{ту} \geq \frac{I_{\infty}}{I_{номт.т}} \sqrt{\frac{t_{п}}{t_{ту}}},$$

где $t_{ту}$ – время термической устойчивости, с, $t_{ту} = 1 \text{ с}$;

Проверка трансформаторов тока на напряжение 35 кВ, установленных на стороне 35 кВ (Для ячейки трансформатора - ТЛК 35 300/5 для питания дифференциальной защиты и встроенный трансформатор тока ТВТ-35-I 300/5 для питания максимальной токовой защиты (МТЗ), для ячейки ввода - ТЛК 35 1600/5.

Определяем кратность динамической устойчивости $k_{дин}$

$$300/5: k_{дин} = \frac{14,87 \cdot 10^3}{\sqrt{2} \cdot 300} = 35,05 \quad 1600/5: k_{дин} = \frac{14,87 \cdot 10^3}{\sqrt{2} \cdot 1600} = 6,57$$

Определяем кратность термической устойчивости $k_{ту}$ по формуле

$$300/5: k_{ту} = \frac{5,78 \cdot 10^3}{300} \sqrt{\frac{0,4}{1}} = 12,18 \quad 1600/5: k_{ту} = \frac{5,78 \cdot 10^3}{1600} \sqrt{\frac{0,4}{1}} = 2,28$$

Произведем расчет мощности электроприборов, подключаемых через трансформатор тока. Значения сопротивлений приборов и реле представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Сопротивления приборов и реле

Наименование приборов и реле	Сопротивление, $r_{приб}$, Ом
Реле MICOM	
Счётчики активной и реактивной энергии	0,125
Амперметр	0,06
Переходные контакты	0,004
	0,1

Определим допустимую вторичную нагрузку Z_2 , Ом, по формуле

$$Z_2 = R_{приб} + R_{пров} + R_{конт}, \quad (31)$$

где $R_{приб}$ – сопротивление приборов, Ом;

$R_{пров}$ – сопротивление соединительных проводов, Ом;

$R_{конт}$ – переходное сопротивление контактов, Ом, $R_{конт} = 0,1$ Ом.

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2}, \text{ Ом}, \quad (32)$$

где $S_{приб}$ – мощность, потребляемая приборами, Вт;

$I_{2 \text{ ном}}$ – номинальный вторичный ток трансформатора тока, А,
 $I_{2 \text{ ном}} = 5 \text{ А}$.

$$R_{\text{пров}} = \rho \frac{\ell}{q}, \text{ Ом}, \quad (33)$$

где $\rho = 0,029 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ – удельное сопротивление проводов

ℓ – длина проводов, м, $\ell = 10 \text{ м}$;

q – сечение проводов, мм^2 , $q = 4 \text{ мм}^2$.

$$R_{\text{приб}} = \frac{1,6}{5^2} = 0,064 \text{ Ом} \quad R_{\text{пров}} = 0,029 \cdot \frac{10}{4} = 0,07 \text{ Ом}$$

$$Z_2 = 0,125 + 0,06 + 0,004 + 0,07 + 0,1 = 0,359 \text{ Ом}$$

Таблица 9 – Каталожные данные и результаты расчетов выбора трансформатора тока на напряжение 35 кВ

Тип	Условия выбора	Каталожные данные	Результаты расчетов
ТЛК 35 300/5	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мр}}$ $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $K_{\text{дин}} \geq \frac{i_y}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{номт.т}}}$ $K_{\text{ту}} \geq \frac{I_{\infty}}{I_{\text{номт.т}}} \sqrt{\frac{t_{\text{п}}}{t_{\text{ту}}}}$ $Z_{2\text{доп}} \geq Z_2$	$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$ $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$ $K_{\text{дин}} = 80$ $K_{\text{ту}} = 31,5$ $Z_{2\text{доп}} = 0,6 \text{ Ом}$	$I_{\text{мр}} = 230,9 \text{ А}$ $U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$ $i_y = 14,87 \text{ кА}$ $I_{\infty} = 5,78 \text{ кА}$ $K_{\text{дин}} = 35,05$ $K_{\text{ту}} = 12,18$ $Z_2 = 0,359 \text{ Ом}$
ТЛК-35 1600/5	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мр}}$ $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $K_{\text{дин}} \geq \frac{i_y}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{номт.т}}}$ $K_{\text{ту}} \geq \frac{I_{\infty}}{I_{\text{номт.т}}} \sqrt{\frac{t_{\text{п}}}{t_{\text{ту}}}}$ $Z_{2\text{доп}} \geq Z_2$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$ $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$ $K_{\text{дин}} = 125$ $K_{\text{ту}} = 50$ $Z_{2\text{доп}} = 0,6 \text{ Ом}$	$I_{\text{мр}} = 1200 \text{ А}$ $U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$ $i_y = 14,87 \text{ кА}$ $I_{\infty} = 5,78 \text{ кА}$ $K_{\text{дин}} = 6,57$ $K_{\text{ту}} = 2,28$ $Z_2 = 0,359 \text{ Ом}$

Выбор трансформаторов тока на напряжение 6 кВ на вводных и секционном выключателях.

Определяем кратность динамической устойчивости $k_{дин}$ по формуле

$$1600/5: k_{дин} = \frac{31,09 \cdot 10^3}{\sqrt{2} \cdot 1600} = 13,7 \quad 600/5: k_{дин} = \frac{31,09 \cdot 10^3}{\sqrt{2} \cdot 600} = 36,5$$

Определяем кратность термической устойчивости $k_{ту}$ по формуле

$$1600/: k_{ту} = \frac{15,67 \cdot 10^3}{1600} \sqrt{\frac{0,4}{1}} = 6,19 \quad 600/5: k_{ту} = \frac{15,67 \cdot 10^3}{600} \sqrt{\frac{0,4}{1}} = 16,5$$

Таблица 10 – Сопротивления приборов и реле

Наименование приборов и реле	Сопротивление, $r_{приб}$, Ом
Реле MICOM	
Счётчики активной и реактивной энергии	0,125
Амперметр	0,06
Переходные контакты	0,004
Соединительные провода	0,1
	0,07

Определим допустимую вторичную нагрузку Z_2 , Ом, по формуле

$$Z_2 = 0,125 + 0,06 + 0,004 + 0,07 + 0,1 = 0,359 \text{ Ом}$$

Принимаем к установке на вводе 6 кВ трансформатор тока типа ТШЛ-10 1600/5. Трансформаторы тока на отходящие фидера выбираются в зависимости от мощности подключаемой нагрузки. В таблице 9 произведен выбор трансформаторов тока 600/5 отходящих фидеров.

Таблица 11 – Каталожные данные и результаты расчетов выбора трансформатора тока на напряжение 6 кВ

Тип	Условия выбора	Каталожные данные	Результаты расчетов
ТШЛ-10 1600/5	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{МР}}$ $U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$ $K_{\text{ДИН}} \geq \frac{i_y}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМТ.Т}}}$ $K_{\text{ТУ}} \geq \frac{I_{\infty}}{I_{\text{НОМТ.Т}}} \sqrt{\frac{t_{\text{П}}}{t_{\text{ТУ}}}}$ $Z_{2\text{ДОП}} \geq Z_2$	$I_{\text{НОМ}} = 1600 \text{ А}$ $U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $K_{\text{ДИН}} = 81$ $K_{\text{ТУ}} = 35$ $Z_{2\text{ДОП}} = 1,2 \text{ Ом}$	$I_p = 1347 \text{ А}$ $U_{\text{УСТ}} = 6 \text{ кВ}$ $i_y = 31,09 \text{ кА}$ $I_{\infty} = 15,67 \text{ кА}$ $K_{\text{ДИН}} = 13,7$ $K_{\text{ТУ}} = 6,19$ $Z_2 = 0,359 \text{ Ом}$
ТШЛ-10 600/5	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{МР}}$ $U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$ $K_{\text{ДИН}} \geq \frac{i_y}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМТ.Т}}}$ $K_{\text{ТУ}} \geq \frac{I_{\infty}}{I_{\text{НОМТ.Т}}} \sqrt{\frac{t_{\text{П}}}{t_{\text{ТУ}}}}$ $Z_{2\text{ДОП}} \geq Z_2$	$I_{\text{НОМ}} = 600 \text{ А}$ $U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $K_{\text{ДИН}} = 81$ $K_{\text{ТУ}} = 35$ $Z_{2\text{ДОП}} = 1,2 \text{ Ом}$	$I_p < 600 \text{ А}$ $U_{\text{УСТ}} = 6 \text{ кВ}$ $i_y = 31,09 \text{ кА}$ $I_{\infty} = 15,67 \text{ кА}$ $K_{\text{ДИН}} = 36,5$ $K_{\text{ТУ}} = 16,5$ $Z_2 = 0,359 \text{ Ом}$

2.6.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для подключения катушек напряжения вольтметров, ваттметров и реле защиты. На ОРУ-35 установлено одному на секцию трансформатору напряжения типа ТНР 7.1 $\frac{35000}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / \frac{100}{3}$ напряжением первичной обмотки 35 кВ, вторичной обмотки 100 В, номинальной мощностью вторичной обмотки 75 В·А в классе точности 0,5.

Приведем проверочный расчет установленного трансформатора напряжения.

Трансформатор напряжения выбирается по номинальному напряжению первичной цепи, классу точности и схеме соединения обмоток. Соответствие

классу точности проверяется сопоставлением номинальной нагрузки вторичной цепи с фактической нагрузкой от подключенных приборов [1].

Выбор трансформатора напряжения на стороне 35 кВ

Данные по подключаемым приборам представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Характеристика приборов и реле

Прибор	Потребляемая мощность, S, В·А	Число приборов на секцию	Общая мощность, S _{2 расч} , В·А
Реле напряжения МІКОМ	25	1	25
Цепи напряжения реле	17	1	17
Счетчик активной и реактивной энергии	2,5	1	2,5
Итого:			44,5

Нагрузка может быть распределена между фазами АВ, ВС, АС равномерно, таблица 13.

Таблица 13 – Распределение нагрузки по фазам

Наименование прибора	Полная нагрузка S _{2 расч} на фазы, В·А		
	АВ	ВС	АС
Счетчик активной и реактивной энергии	0,83	0,83	0,83
Реле напряжения МІКОМ	8,33	8,33	8,33
Цепи напряжения реле Р 922	5,66	5,66	5,66
Итого	14,82	14,82	14,82

Для определения потери напряжения в проводах определим соответствующие токи

$$I_a = I_c = \frac{S_{ac}}{U_{ac}} \quad (34)$$

$$I_a = I_c = \frac{14,82}{100} = 0,148 \text{ А} \quad I_b = 0,148 \cdot \sqrt{3} = 0,256 \text{ А}.$$

Выбираем сечение проводов 2,5 мм².

Потеря напряжения в проводе а и в обратном проводе b может быть определена

$$\Delta U = I_a R + I_b R = R(I_a + I_b), \quad (35)$$

где $R = \frac{l \cdot \rho}{s} = \frac{40 \cdot 0,0175}{2,5} = 0,28 \text{ Ом}$ - сопротивление проводов.

Следовательно,

$$\Delta U = I_a R + I_b R = R(I_a + I_b) = 0,28 \cdot (0,148 + 0,256) = 0,11 \text{ В}, \text{ или } 0,11\%, \text{ что соответствует ПУЭ.}$$

Установленные трансформаторы напряжения 35 кВ соответствуют всем условиям.

Выбор трансформатора напряжения на стороне 6 кВ

Данные по подключаемым приборам приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Характеристика приборов и реле

Прибор	Потребляемая мощность, S, В·А	Число приборов на секцию	Общая мощность, S _{2 расч} , В·А
Реле напряжения МІКОМ	25	1	25
Цепи напряжения реле Р 922	17	1	17
Счетчик активной и реактивной энергии	2,5	8	20
Итого:			62

Нагрузка может быть распределена между фазами АВ, ВС, АС равномерно, таблица 15.

Таблица 15 – Распределение нагрузки по фазам

Наименование прибора	Полная нагрузка S _{2 расч} на фазы, В·А		
	АВ	ВС	АС
Счетчик активной и реактивной энергии	6,66	6,66	6,66
Реле напряжения МІКОМ	8,33	8,33	8,33
Цепи напряжения реле Р 922	5,66	5,66	5,66
Итого	20,65	20,65	20,65

Для определения потери напряжения в проводах определим соответствующие токи

$$I_a = I_c = \frac{20,65}{100} = 0,206\text{А}, \quad I_b = 0,206 \cdot \sqrt{3} = 0,357\text{А}.$$

Выбираем сечение проводов 2,5 мм².

Определяем потерю напряжения в проводе а и в обратном проводе b по формуле

$\Delta U = I_a R + I_b R = R(I_a + I_b) = 0,28(0,206 + 0,357) = 0,16\text{В}$, или 0,16 %, что соответствует ПУЭ.

Окончательно выбираем на стороне 6 кВ трансформатор напряжения НАМИТ -10 $\frac{6000}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / \frac{100}{3}$ напряжением первичной обмотки

6 кВ, вторичной обмотки 100 В, номинальной мощностью вторичной обмотки 200 В·А в классе точности 0,5.

2.6.6 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжений нелинейные предназначены для защиты от коммутационных и грозовых перенапряжений изоляции электрооборудования переменного тока частоты 50 Гц для электроустановок с номинальным напряжением от 3 до 220 кВ. Отсутствие искрового промежутка обеспечивает постоянное подключение ограничителей перенапряжений к защищаемому оборудованию. По сравнению с вентильными разрядниками ограничители перенапряжений обладают следующими преимуществами:

- глубоким уровнем ограничения всех видов перенапряжений;
- отсутствием сопровождающего тока после затухания волны перенапряжения;
- простотой конструкции и высокой надежностью в эксплуатации;
- стабильностью характеристик и устойчивостью к старению;
- способностью к рассеиванию больших энергий;

- стойкостью к атмосферным загрязнениям;
- малыми габаритами, весом и стоимостью.

Так как в ограничителях перенапряжений нет искрового промежутка, то при их срабатывании износа контактов не происходит.

ОПН выбираем по номинальному напряжению.

Принимаем к установке на стороне 35 кВ ограничители перенапряжения нелинейные MWK-41, производства ABB ($U_{н\text{ сети}} = 36\text{ кВ}$, $U_{нро} = 41\text{ кВ}$, амплитуда прямоугольного тока длительностью 2000 мкс = 550 А, $I_{н\text{ разрядный}}$ 10 кА).

Для защиты распределительных сетей, трансформаторов, коротких кабелей, выключателей нагрузки от грозовых и коммутационных перенапряжений в сетях переменного на стороне 6 кВ установим ограничители перенапряжения POLIM-D-08N ($U_{н\text{ сети}} = 3,3...35\text{ кВ}$, $U_{нро} = 4-24\text{ кВ}$, $I_{н\text{ разрядный}}$ 10 кА).

2.7 Оперативный ток

На подстанции принят переменный оперативный ток 220 В. Для питания оперативных цепей и собственных нужд на подстанции устанавливаются четыре трансформатора ТМ-100/6, мощностью 100 кВ·А, 6/0,4 кВ, подключенные на I и II секциях шин к сборным шинам 6 кВ, а на III и IV секциях шин к выводам трансформаторов 35/6 кВ. Потребление энергии на собственные нужды подстанции складывается из нагрузок освещения, электроотопления, вентиляции, подогрева баков и приводов выключателей 35 кВ, устройств регулирования напряжения на трансформаторах, питания цепей оперативного тока и блокировки разъединителей и т.д.

2.8 Релейная защита

Релейная защита – совокупность специальных защитных устройств, контролирующих состояние всех элементов системы электроснабжения и реагирующих на возникновение повреждений или ненормального режима работы системы.

При повреждении релейная защита выявляет поврежденный участок и отключает его, воздействуя на коммутационные аппараты. К релейной защите предъявляют следующие основные требования: избирательность (селективность) действия; быстродействие; надежность действия и чувствительность.

Релейная защита всех элементов подстанции выполняется на базе программируемых микропроцессорных устройств типа MICOM фирмы «AREVA» в соответствии с ПУЭ.

В качестве защиты силовых трансформаторов от повреждений применяются:

- продольная дифференциальная токовая защита;
- максимальная токовая защита;
- токовая защита обратной последовательности с приставкой при симметричных КЗ, с пуском по напряжению;
- защита от перегрузки;
- газовая защита;
- защита от понижения уровня и перегрева масла.

Принимаем для защиты трансформатора микропроцессорное устройство защиты и автоматики MICOM серии P-123 производства фирмы «AREVA». Серия защит MICOM обеспечивает лучшую защиту для наиболее требовательных применений. Каждое реле имеет целый ряд функций управления и сбора данных. Это может создать часть полностью объединенной системы, управления, средств измерений, сбора данных и регистрации аварий, событий и повреждений. Передняя панель защит снабжена дисплеем на жидких кристаллах с двумя строчками по 16 буквенно-цифровых символов в каждой; с

задней подсветкой; состоящей из 7 клавиш клавиатурой (для обеспечения доступа ко всем параметрам, сигналам, измерениям) и 8 светодиодами, просто отражающими состояние защит MICOM. Кроме этого, использование порта связи RS485 дает возможность считывать, устанавливать в исходное положение и изменять уставки реле при необходимости от местного или удаленного персонального компьютера, с соответствующим программным обеспечением.

Эта маневренность в использовании, пониженные требования по техническому обслуживанию и простота сборки позволяет устройствам MICOM осуществлять решение проблем защиты электрических сетей.

Защита MICOM серии P-123 обладает следующими возможностями:

- трехфазная максимальная токовая защита МТЗ;
- защита от замыкания на землю;
- защита от перегрузки;
- защита минимального тока;
- МТЗ по току обратной последовательности;
- обнаружение обрыва провода, обнаружение отказа выключателя;
- дистанционное отключение цепи;
- контроль и управление выключателем;
- многократное АПВ;
- измерения, запоминание максимальных значений, записи событий, и

др.

2.8.1 Дифференциальная защита

Дифференциальная защита основана на принципе сравнения измеряемых величин, т.е. мгновенные значения токов всех сторон сравниваются друг с другом. Сравнение токов выполняется с учетом амплитуд и фаз изменяемых токов.

Устройства дифференциальной защиты MICOM P632 предназначены для быстрой и селективной защиты от коротких замыканий в трансформа-

торах, электродвигателях, генераторах, а также прочих объектов подключаемых к энергосистеме с двух сторон.

Устройства дифференциальной защиты Р632 обладают следующими основными функциями, позволяющими осуществлять:

- трехсистемную дифференциальную защиту объектов, имеющих до четырех сторон питания (подключения);
- согласование амплитуд и групп соединения вторичных токов, подаваемых на дифзащиту;
- выделение тока нулевой последовательности;
- характеристику срабатывания с двумя точками перегиба;
- стабилизацию дифференциального тока при включении защищаемого объекта по наличию второй гармоники;
- стабилизацию дифференциального тока при перевозбуждении защищаемого объекта по наличию пятой гармоники;
- стабилизацию дифференциального тока при внешнем КЗ при помощи дискриминатора насыщения;
- дифференциальную защиту нулевой последовательности (от замыканий на землю);
- трехступенчатую максимальную токовую защиту с независимой выдержкой времени, с выбором поврежденной фазы и отдельными системами измерения фазных токов, тока обратной последовательности и тока замыкания на землю;
- одноступенчатую максимальную токовую защиту с зависимой выдержкой времени, с выбором поврежденной фазы и отдельными системами измерения фазных токов, тока обратной последовательности и тока замыкания на землю;
- защиту от тепловой перегрузки;
- защиту от повышения/понижения частоты;
- защиту от повышения/понижения напряжения с выдержкой времени;

- контроль наличия предельных величин;
- параметрируемую логику.

Расчет дифференциальной защиты не приводим.

2.8.2 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита (МТЗ) с пуском по напряжению защищает трансформатор и шины 6 кВ от внешних КЗ, служит резервной защитой к дифференциальной, газовой и максимальной токовой защите фидеров 6 кВ.

Определяем ток срабатывания защиты $I_{сз}$, А, по формуле

$$I_{сз} = \frac{K_H}{K_B} I_{\text{раб макс}} , \quad (36)$$

где K_H – коэффициент надежности, $K_H = 1,2$;

K_B – коэффициент возврата, $K_B = 0,95$;

$I_{\text{раб макс}}$ – максимальный ток трансформатора на высшей стороне, А, определяем по формуле

$$I_{\text{раб макс}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМТ}}} \quad (37)$$

Определяем ток срабатывания реле $I_{ср}$, А, по формуле

$$I_{ср} = \frac{K_{сх} \cdot I_{сз}}{K_T} , \quad (38)$$

где $K_{сх}$ – коэффициент схемы, $K_{сх} = 1$;

K_T – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Сторона 35 кВ

$$I_{\text{раб макс}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 231 \text{ А}$$

$$I_{сз} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 231 = 291 \text{ А}$$

На стороне 35 кВ установлены трансформаторы тока $\frac{300}{5}$, $K_T = 60$

$$I_{cp} = \frac{1 \cdot 291}{60} = 4,85 \text{ A}$$

Сторона 6 кВ

$$I_{\text{раб макс}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1347 \text{ A}$$

$$I_{c3} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 1347 = 1702 \text{ A}$$

На стороне 6 кВ установлены трансформаторы тока $\frac{1600}{5}$, $K_T = 320$

$$I_{cp} = \frac{1 \cdot 1702}{320} = 5,3 \text{ A}$$

Принимаем к установке реле типа MICOM P123.

2.8.3 Защита от перегрузки

Определяем ток срабатывания защиты от перегрузки I_{c3} , А, по формуле

$$I_{c3} = \frac{K_H}{K_B} I_{\text{НОМ Т}}, \quad (39)$$

где K_H – коэффициент надежности, $K_H = 1,05$;

K_B – коэффициент возврата, $K_B = 0,95$.

Сторона 35 кВ

$$I_{\text{НОМ.Т}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165 \text{ A}$$

$$I_{c3} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 165 = 182 \text{ A}$$

На стороне 35 кВ установлены трансформаторы тока $\frac{300}{5}$, $K_T = 60$

$$I_{cp} = \frac{1 \cdot 182}{60} = 3,04 \text{ A}$$

Сторона 6 кВ

$$I_{\text{НОМ.Т}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 962,3 \text{ A}$$

$$I_{сз} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 962,3 = 1064 \text{ А}$$

На стороне 6 кВ установлены трансформаторы тока $\frac{1600}{5}$, $K_T = 320$

$$I_{ср} = \frac{1 \cdot 1064}{320} = 3,33 \text{ А}$$

Принимаем к установке реле типа MICOM P123.

2.8.4 Защита от повреждений и понижений уровня масла внутри баков маслонаполненных трансформаторов

Газовая защита является весьма чувствительной защитой от внутренних повреждений трансформаторов. Повреждения трансформатора, возникающие внутри его кожуха, сопровождаются электрической дугой или нагревом деталей, что приводит к разложению масла и изоляционных материалов, а также образованию летучих газов. Будучи легче масла, газы поднимаются в расширитель, который является самой высокой частью трансформатора и имеет сообщение с атмосферой.

При интенсивном газообразовании, имеющем место при значительных повреждениях, бурно расширяющиеся газы создают сильное давление, под влиянием которого масло в кожухе трансформатора приходит в движение, перемещаясь в сторону расширителя.

Образование газов в кожухе трансформатора и движение масла в сторону расширителя могут служить признаком повреждения внутри трансформатора. Эти признаки используются для выполнения специальной защиты при помощи газовых реле, реагирующих на появление газа и движение масла. Газовое реле устанавливается в трубе, соединяющей кожух трансформатора с расширителем так, чтобы через него проходили газ, поток масла, устремляющийся в расширитель при повреждениях в трансформаторе.

Газовая защита действует на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Температурное реле контролирует температуру масла: при повышении температуры выше нормы, реле срабатывает и подается сигнал о повышении температуры масла.

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

3.1 Введение

В данной части работы определим затраты на выполнение данного проекта реконструкции подстанции 35/6 кВ «ПС-1», рассчитаем себестоимость, общую стоимость проекта. Итоги расчётов стоимости проекта представим в смете затрат.

Технико-экономическую эффективность капиталовложений в реконструкцию подстанции 35/6 кВ «ПС-1» настоящего проекта можно оценить по объёму полученной выручки от транзита электроэнергии через подстанцию до потребителей.

3.2 Планирование работ по проектированию и определение трудоёмкости проектных работ

Для расчета основной заработной платы сотрудников отдела проектирования составляем график выполнения проектных работ в таблице 16. Для оценки объёма работ и трудоёмкости выполнения проекта, составляем перечень основных этапов работ, которые должны быть выполнены для подготовки проекта. При составлении графика учитываем, что работы для каждого сотрудника следуют друг за другом строго последовательно. Для определения ожидаемого значения продолжительности работ $t_{о.ж.}$ применим вариант, основанный на использовании двух оценок: t_{max} , t_{min} . [13]

$$t_{ож.} = \frac{3 \cdot t_{min} + 2 \cdot t_{max}}{5} \quad (40)$$

где t_{min} – кратчайшая продолжительность данной работы;

t_{max} – самая длительная продолжительность работы.

При составлении графика работ считаем, что длительность одного рабочего дня $t_{рд}$ составляет 8 часов и на каждый час работы отводится 10 мин на перерывы в работе, т.е. эффективное время работы в день составит:

$$t_{эф} = 50 \text{ мин} \cdot 8 \text{ часов} / 60 \text{ мин} = 6,67 \text{ часа}$$

Тогда длительность выполнения этапа работ в днях можно определить по формуле:

$$T_i = \frac{t_{ож}}{6,67} \quad (41)$$

Таблица 16 - График выполнения проектных работ

№	Наименование работы	Исполнитель	Продолжительность работы, ч			Кол. раб. дней
			t _{min}	t _{max}	t _{ож}	
1	Разработка задания	Руководитель	2	4	2,8	1
2	Подбор необходимой литературы, источников информации	Ведущий инженер	6	10	7,6	2
		Инженер	20	24	21,6	3
3	Анализ полученной исходной информации	Руководитель	2	4	2,8	1
		Ведущий инженер	4	6	4,8	1
		Инженер	30	40	34	6
4	Определение существующих нагрузок Центрального района г.Новокузнецка, перспектив развития и увеличения электрических нагрузок	Инженер	24	36	28,8	5
5	Определение конструктивного исполнения подстанции с учётом существующего установленного оборудования	Руководитель	2	4	2,8	1
		Ведущий инженер	2	4	2,8	1
		Инженер	12	20	15,2	3
6	Выбор вновь устанавливаемого оборудования	Ведущий инженер	2	4	2,8	1
		Инженер	12	20	15,2	3
7	Подготовка и расчёт схемы замещения подстанции	Инженер	8	12	9,6	2
8	Расчёт токов КЗ	Ведущий инженер	2	4	2,8	1
		Инженер	20	30	24	4
9	Проверка вновь выбранного оборудования, а также оборудования ОРУ-35 кВ на отключающую способность, прочность к электродинамическим нагрузкам и термическую стойкость	Инженер	30	40	34	6
10	Доработка электротехнической части по результатам проверочных расчётов	Инженер	6	10	7,6	2
11	Расчёт РЗА	Ведущий инженер	3	6	4,2	1
		Инженер	20	30	24	4
12	Проверка расчётной части проекта	Руководитель	2	4	2,8	1
		Ведущий инженер	2	4	2,8	1
		Инженер	20	28	23,2	4
13	Оценка экономической эффективности реконструкции, определение срока окупаемости проекта	Руководитель	2	4	2,8	1
		Ведущий инженер	3	6	4,2	1
		Инженер	20	26	22,4	4
14	Подготовка пояснительной записки	Ведущий инженер	3	6	4,2	1
		Инженер	100	150	120	18
15	Оформление графической части проекта	Ведущий инженер	3	6	4,2	1
		Инженер	60	80	68	11
16	Проверка и сдача проекта	Руководитель	10	16	12,4	2

По графику работ определим трудозатраты для каждого работника:

Таблица 17 – Трудозатраты на выполнение проектных работ

Работник	Кол-во дней
Руководитель	7
Ведущий инженер	11
Инженер	75

3.3 Расчет затрат на проектирование

Определим затраты, за счёт которых образуется себестоимость проекта.

К таким затратам можно отнести:

1. Оплата труда (заработная плата разработчикам проекта);
2. Отчисления на социальные нужды (единый социальный налог);
3. Материальные затраты (приобретение расходных материалов, по большей части канцелярские принадлежности);
4. Амортизация основных фондов (износ мебели, оргтехники);
5. Прочие затраты;
6. Накладные расходы.

3.3.1 Расчет заработной платы

Расчёт заработной платы:

$$3n = \frac{O \cdot k_1 \cdot k_2}{21} \cdot X \quad (42)$$

где: О – оклад; k_1 - коэффициент за отпуск (1,16 - для руководителя, 1,1 – для ведущего инженера, 1,08 – для инженера); k_2 - районный коэффициент (1,3); 21 - количество рабочих дней в месяце; X - количество рабочих дней затраченных на проект (таблица 17).

Для руководителя: Оклад – 32000 руб.

$$3_{п_{рук}} = \frac{32000 \cdot 1,16 \cdot 1,3}{21} \cdot 7 = 16085 \text{ руб}$$

Для ведущего инженера: Оклад – 26000 руб.

$$З_{п\text{Вед.инж}} = \frac{26000 \cdot 1,1 \cdot 1,3}{21} \cdot 11 = 19475 \text{руб}$$

Для инженера: Оклад – 22000 руб.

$$З_{п\text{Инж}} = \frac{22000 \cdot 1,08 \cdot 1,3}{21} \cdot 75 = 110314 \text{руб}$$

Итого фонд заработной платы
 $\Phi ЗП = \sum З_{п} = 16085 + 19475 + 110314 = 145874 \text{руб.}$

3.3.2 Расчёт отчислений на социальные нужды

Размер отчислений на социальные нужды (единый социальный налог) составляет 30% от ФЗП.

Сумма начислений на социальные нужды составляет:

$$И_{сн} = \sum З_{п} \cdot 0,3 = 145874 \cdot 0,3 = 43762 \text{руб.}$$

3.3.3 Материальные затраты

К материальным затратам или расходным материалам относятся: бумага, картриджи для принтера, плоттера, канцелярские принадлежности, носители информации и др.

Таблица 18 – Материальные затраты

Материал	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость, руб	Итого, руб
Печатная бумага А4	Пачка	1	170	170
Печатная бумага А3	Пачка	0,1	350	35
Печатная бумага для плоттера А0	шт	5	100	500
CD 650 Мб	шт.	2	50	100
Канц. товары	набор	3	400	1200
				2005

3.3.4 Амортизационные отчисления

Амортизационные отчисления образуются за счёт износа имеющихся основных средств производства. Амортизационные отчисления считаем по следующей формуле:

$$И_{ам} = \frac{T_{и}}{T} \cdot N_a \cdot \Phi_{п} \quad (43)$$

где $\Phi_{п}$ - первоначальная стоимость оборудования; N_a - норма амортизации; $T_{и}$ - количество дней использования оборудования; T – количество календарных дней в году.

По графику выполнения проектных работ общая продолжительность проектирования составляет $T_{и} = 77$ дней

Таблица 19 – Амортизационные отчисления

Наименование	Количество	$\Phi_{п}$, руб	N_a , %	$И_{ам}$, руб
Компьютер	3	50000	20	6329
Принтер	1	20000	10	422
Стол	4	8000	10	675
Стул	3	4000	10	253
Итого $И_{ам}$				7679

Амортизационные затраты составляют $И_{ам} = 7679$ рубля.

3.3.5 Прочие расходы.

Прочие неучтенные прямые затраты включают в себя все расходы связанные с не предусмотренными в предыдущих статьях, платежи по страхованию, оплата услуг связи, представительские расходы, затраты на ремонт и прочее. Принимаем размер прочих затрат как 15% от суммы всех ранее рассчитанных расходов.

$$И_{пр} = 0,15 \cdot (И_{фзп} + И_{сн} + И_{ам} + И_{мз}) = 0,15 \cdot (145874 + 43762 + 2005 + 7679) = 29898 \text{ руб}$$

3.3.6 Накладные расходы

Принимаем 150% от ФЗП и включают в себя затраты на хозяйственное обслуживание помещения, обеспечение нормальных условий труда, оплату за энергоносители и другие косвенные затраты.

$$I_{\text{накл}} = 1,5 \cdot I_{\text{ФЗП}} = 1,5 \cdot 145874 = 218811 \text{ руб.}$$

Себестоимость проекта:

$$I = \sum I = 145874 + 43762 + 2005 + 7679 + 29898 + 218811 = 448029 \text{ руб}$$

3.3.7 Составление сметы затрат на проектирование

Принимаем рентабельность 15%, тогда прибыль:

$$Pr = 0,15 \cdot I = 0,15 \cdot 448029 = 67204 \text{ руб}$$

Стоимость проекта:

$$C_{\text{пр}} = Pr + I = 67204 + 448029 = 515233 \text{ руб}$$

Смета затрат на проектирование представлена в таблице 20

Таблица 20 – Смета затрат

Вид расходов	Обозначение	Сумма, р.
Заработная плата	$I_{\text{фзп}}$	145874
Отчисления в социальные фонды	$I_{\text{сн}}$	43762
Материальные затраты	$I_{\text{м}}$	2005
Амортизация	$I_{\text{ам}}$	7679
Прочие расходы	$I_{\text{пр}}$	29898
Накладные расходы	$I_{\text{накл}}$	218811
Себестоимость проекта	I	448029
Прибыль	Pr	67204
Стоимость проекта	$C_{\text{пр}}$	515233

3.4 Экономическая эффективность реконструкции подстанции.

3.4.1 Расчет капитальных вложений на приобретение и монтаж электрооборудования

Для расчета составляется смета затрат на приобретение и монтаж электрооборудования, в которой учитываем не только затраты на приобретение оборудования, но всё сопутствующие издержки, связанные с доставкой, хранением, монтажом и наладкой оборудования. Смета затрат представлена в таблице 21.

Таблица 21 – Смета затрат на приобретение и монтаж электрооборудования

Наименование электрооборудования	Кол-во	Сметная стоимость за единицу, тыс. р.	Итого, тыс. р.
Трансформатор 10 МВА	2	7900	15800
Трансформатор 100 кВА	2	150	300
КРУН-6 кВ на 12 линий в сборе	1	6700	6700
Итого стоимость оборудования			22800
Транспортные расходы 10%			2280
Строительно-монтажные работы 20%			4560
Пуско-наладочные работы 10 %			2280
Заготовительно-складские расходы 1,2%			273,6
Плановые наложения от строительно-монтажных работ 6%			1368
Всего затрат			33562

Стоимость единицы электрооборудования определяется по учету основных фондов цеха или по договорным ценам на электрооборудование и аппаратуру.

Кроме стоимости электрооборудования, как было отмечено выше, смета затрат включает в себя транспортные расходы, заготовительно-складские расходы, пуско-наладочные работы и плановые наложения строительно-монтажных организаций.

3.4.2 Расчет эксплуатационных расходов

- 1.Эксплуатационные расходы (издержки) включают в себя:
- 2.Расходы на содержание обслуживающего и ремонтного персонала;
- 3.Амортизационные отчисления;
- 4.Издержки на потерях электроэнергии в оборудовании;
- 5.Затраты на вспомогательные материалы и запасные части для ремонта;
- 6.Затрат на электроэнергию, потребляемую собственными нуждами;

3.4.2.1 Расходы на обслуживающий и ремонтный персонал.

Расходы на обслуживающий персонал в первую очередь зависят от трудоёмкости и периодичности проведения планового обслуживания и ремонта оборудования.

Трудоёмкость ремонта электрооборудования зависит от его конструктивных и ремонтных особенностей, технического состояния, технологии ремонта и измеряется количеством затраченного труда ремонтного персонала в человеко-часах, необходимых для выполнения данного вида ремонта.

Планирование работы электроремонтных служб, учёт ремонтных работ и отчётность по ним рекомендуется осуществлять на основе укрупнённых норм трудоёмкости [9].

Годовая трудоёмкость ремонтов определяется по формуле

$$T_p = \sum N \cdot \left(\frac{T_{тр}}{n_{тр}} + \frac{T_{кр}}{n_{кр}} \right), \quad (44)$$

где N – количество однотипного оборудования;

$T_{тр(кр)}$ – трудоёмкость одного текущего (капитального) ремонта, час;

$n_{тр(кр)}$ – периодичность текущего (капитального) ремонта, лет

Таблица 22 – Трудоёмкость ремонтов

Наименование оборудования	Кол-во	Периодичность ремонтов 1 раз в n лет		Трудоёмкость одного ремонта, чел-ч		Трудоёмкость за 1 год, чел-ч
		ТР	КР	ТР	КР	
Вновь устанавливаемое оборудование:						626
Трансформатор 10 МВА	2	3	12	155	777	233
Трансформатор 100 кВА	2	3	12	25	124	37
Трансформатор напряжения 6 кВ	2	3	12	7	24	9
ОПН-6	14	1	6	1	4	23
ТТ-6 шинные	32	3	12	4	12	75
Разъединитель 6 кВ	1	2	6	2	8	2
Выключатель 6 кВ 630 А	12	1	3	7	23	176
Выключатель 6 кВ 1600 А	3	1	3	11	38	71

Годовая продолжительность ремонтов определяется по формуле

$$P_p = \sum N \cdot \left(\frac{P_{тр}}{n_{тр}} + \frac{P_{кр}}{n_{кр}} \right), \quad (45)$$

где N – количество однотипного оборудования;

$P_{тр(кр)}$ – продолжительность одного текущего (капитального) ремонта, час;

$n_{тр(кр)}$ – периодичность текущего (капитального) ремонта, лет

Продолжительность ремонтов электрооборудования запланированных на год представлена в таблице 23.

Таблица 23 – Продолжительность ремонтов электрооборудования

Наименование оборудования	Кол-во	Периодичность ремонтов 1 раз в n лет		Простой в ремонте, ч		Продолжительность ремонтов, час/год
		ТР	КР	ТР	КР	
Вновь устанавливаемое оборудование:						285
Трансформатор 10 МВА	2	3	12	24	486	97
Трансформатор 100 кВА	2	3	12	4	108	21
Трансформатор напряжения 6 кВ	2	3	12	4	12	5
ОПН-6	14	1	6	1	2	19
ТТ-6 шинные	32	3	12	2	8	43
Разъединитель 6 кВ	1	2	6	1	4	1
Выключатель 6 кВ 630 А	12	1	3	4	8	80
Выключатель 6 кВ 1600 А	3	1	3	4	8	20

Рассчитаем количество добавленного персонала для обеспечения ремонтов вновь вводимого оборудования:

Для одного члена бригады примем:

Количество выходов – $N_{\text{вых}} = 20$

Количество часов работы в месяц – $T_{\text{мес}} = 160$ ч

Количество часов работы в год – $T_{\text{год}} = T_{\text{мес}} \cdot 12 - T_{\text{отп}}$

Где $T_{\text{отп}}$ – количество часов нахождения в отпуске, примем $8 \text{ч} \cdot 36 \text{дн} = 288$ ч

Тогда $T_{\text{год}} = T_{\text{мес}} \cdot 12 - T_{\text{отп}} = 160 \cdot 12 - 288 = 1632$ ч

В соответствии с таблицей 20, трудоёмкость ремонтов вновь вводимого в работу оборудования составляет 626 часов.

Тогда количество добавленных членов ремонтного персонала составит:

$N_{\text{рем.перс}} = T_{\text{р}} / T_{\text{год}} = 626 / 1632 = 0,38$ чел

Принимаем, что количество ремонтного персонала достаточное и увеличивать количество членов бригады не требуется.

Также считаем, что увеличивать количество оперативного персонала также не требуется. Т.е. $I_{\text{обсл.рем}} = 0$

3.4.2.2 Амортизационные отчисления

Годовые амортизационные отчисления рассчитываем по формуле

$$I_{\text{ам}} = \frac{K \cdot N_{\text{А}}}{100}, \text{ руб} \quad (46)$$

где K – сумма затрат на приобретение и монтаж электрооборудования;

$N_{\text{А}}$ - норма амортизационных отчислений, $N_{\text{А}} = 6,4 \%$

$$I_{\text{ам}} = \frac{33562 \cdot 6,4}{100} = 2148 \text{ тыс.руб}$$

3.4.2.3 Издержки на потерях электроэнергии в оборудовании

При транзите мощности через электрооборудование подстанции часть электроэнергии рассеивается тепловыми и электромагнитными потерями. Так как шинные мосты, выключатели обладают ничтожно малыми сопротивлениями, то можно считать, что все потери электроэнергии происходят в силовых трансформаторах

Определим потери мощности во вновь установленных силовых трансформаторах.

Реактивные потери при холостом ходе ΔQ_{xx} , квар, по формуле

$$\Delta Q_{xx} = 2 \cdot \frac{I_{xxT3}}{100} \cdot S_{номT3} \quad (47)$$

$$\Delta Q_{xx} = 2 \cdot \frac{0,75}{100} \cdot 10000 = 150 \text{ кВАр}$$

где I_{xx} – ток холостого хода, %, $I_{xxT3} = 0,75$ %;

$S_{ном T3} = 10000$ кВА – номинальная мощность силового трансформатора

Реактивные потери при коротком замыкании $\Delta Q_{кз}$, квар, по формуле

$$\Delta Q_{кз} = 2 \cdot \frac{u_{кзи}}{100} \cdot S_{ном ti} \quad (48)$$

$$\Delta Q_{кз} = 2 \cdot \frac{8}{100} \cdot 10000 = 1600 \text{ кВАр}$$

где $u_{кз}$ напряжение короткого замыкания, %, $u_{кзT3} = 8$ %

Приведенные потери активной мощности при коротком замыкании $\Delta P_{кз}'$, кВт, по формуле

$$\Delta P_{кз}' = 2 \cdot (\Delta P_{кзT3} + k_{пп} \cdot \Delta Q_{кзT3}), \quad (49)$$

$$\Delta P_{кз}' = 2 \cdot (60 + 0,05 \cdot 1600/2) = 200 \text{ кВт}$$

где $k_{пп}$ – коэффициент повышения потерь, $\frac{\text{кВт}}{\text{квар}}$, $k_{пп} = 0,05 \frac{\text{кВт}}{\text{квар}}$;

$\Delta P_{кз}$ – потери активной мощности при коротком замыкании, кВт,

$$\Delta P_{кзT3} = 60 \text{ кВт}$$

Приведенные потери активной мощности при холостом ходе ΔP_{xx} , кВт, по формуле

$$\Delta P_{xx}' = 2 \cdot (\Delta P_{xxT3} + \kappa_{пп} \cdot \Delta Q_{xxT3}), \quad (50)$$

$$\Delta P_{xx}' = 2 \cdot (12 + 0,05 \cdot 150/2) = 31,5 \text{ кВт}$$

где ΔP_{xx} – потери активной мощности при холостом ходе, кВт,

$$\Delta P_{xxT3} = 12 \text{ кВт}$$

Полные приведенные потери активной мощности $\Delta P'$, кВт, по формуле

$$\Delta P' = \Sigma(\Delta P_{xxi}' + \beta_i^2 \cdot \Delta P_{kzi}') = \Delta P_{xx} + (\beta_{T3}^2 + \beta_{T4}^2) \Delta P_{kz}'/2 \quad (51)$$

где β – коэффициенты загрузки трансформаторов,

по таблице 2: $\beta_{T3}=0,464$, $\beta_{T4}=0,502$,

$$\Delta P' = 31,5 + (0,464^2 + 0,502^2) \cdot 200/2 = 78 \text{ кВт}$$

Стоимость потерь активной мощности трансформаторов $I_{п}$, тыс. руб., по формуле

$$I_{п} = C_0 \cdot \Delta P' \cdot T_{г}, \quad (52)$$

где C_0 – удельная стоимость потерь (тариф, по которому сетевая организация приобретает электроэнергию), $C_0 = 1,55 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$;

$T_{г}$ – годовое число часов работы. Число часов работы в год можно принять с учётом плановых простоев оборудования. Наиболее длительный простой наблюдается при выводе в ремонт силового трансформатора, по таблице 21 среднегодовое время простоя составляет 97 часов. Тогда $T_{г} = 8760 - 97 = 8663$ ч

$$I_{п} = 1,55 \cdot 78 \cdot 8663 = 1050 \text{ тыс. руб}$$

3.4.2.4 Затраты на вспомогательные материалы и запасные части на ремонт

Расчет вспомогательных материалов и запасных частей на ремонт производим по формуле

$$I_{м} = a \cdot C_b \quad (53)$$

где a – норматив расхода запасных частей на ремонт электрооборудования, $a = 0,03$

C_b – балансовая стоимость электрооборудования

$$I_m = 0,03 \cdot 33562 = 1006,9 \text{ тыс.руб.}$$

3.4.2.5 Расчёт стоимости потребления собственных нужд

Потребителями собственных нужд на вновь введенном в работу оборудовании являются:

- дутьевые установки охлаждения трансформаторов;
- обогрев комплектного распределительного устройства 6 кВ;
- освещение площадки трансформаторов и комплектного распределительного устройства 6 кВ;
- цепи автоматики и защит.

К расчёту принимаем, что среднегодовая потребляемая мощность трансформаторами собственных нужд $P_{\text{потрСН}} = 40 + 0,003 \cdot (S_{T3} + S_{T4})$ кВт. Так, при $S_{T3} = 4637,4$ МВА и $S_{T4} = 5019,3$ МВА стоимость потребления собственных нужд составит

$$I_{\text{СН}} = C_0 \cdot P_{\text{СН}} \cdot 8760 = 1,55 \cdot (40 + 0,003 \cdot (4637,4 + 5019,3)) \cdot 8760 = 936,5 \text{ т.руб.}$$

3.4.2.5 Суммарные эксплуатационные издержки

Суммарные эксплуатационные издержки, ввиду отсутствия добавленного персонала для ремонта и обслуживания вновь вводимого оборудования будут состоять из амортизационных издержек, издержек на потерях электроэнергии в оборудовании и затрат на вспомогательные материалы и запасные части для ремонта

$$\begin{aligned} I_{\text{сум}} &= I_{\text{ам}} + I_{\text{обсл.рем}} + I_{\text{п}} + I_m + I_{\text{СН}} = \\ &= 2148 + 1050 + 1006,9 + 936,5 = 5141,4 \text{ т. руб} \end{aligned}$$

3.4.3 Расчёт показателей эффективности проекта

Для определения экономической эффективности от введения новых мощностей на подстанции зададимся следующими условиями:

- капитальные вложения (включая затраты на проектирование) осваиваются с течение одного года;
- перевод нагрузки с T1 и T2 на T3 и T4 осуществляется в конце года строительства;
- стоимость транзита электроэнергии из энергосистемы до потребителей составляет $C_{\text{тр}} = 0,6$ руб/кВт·ч, т.е. стоимость электроэнергии для потребителей составляет $C_{\text{потр}} = C_0 + C_{\text{тр}} = 1,55 + 0,6 = 2,05$ руб/кВт·ч.
- горизонт расчёта экономических показателей составляет 10 лет;
- ставка дисконтирования равна 10 %;
- налог на имущество составляет 2,2 %;
- налог на прибыль составляет 20%;
- увеличение нагрузок потребителей в первый год после ввода в эксплуатацию составляет по 800 кВА на один трансформатор и далее по 400 кВА до достижения коэффициента загрузки трансформаторов 0,75;

Расчёт показателей экономической эффективности проекта представлен в приложении В.

По результатам расчётов было выявлено следующее:

- срок окупаемости составил 6 лет (с года ввода в эксплуатацию) – достаточно невысокий для объектов энергетики;
- Индекс доходности $PI = 1,68 > 1$ – проект экономически эффективен;
- Внутренняя норма доходности составила 21%. Т.е. если при строительстве использовались кредитные средства, то ставка по кредиту (в рамках горизонта расчета) не должна быть больше этой величины.

4 Социальная ответственность

4.1. Производственная безопасность

4.1.1 Перечень мероприятий по технике безопасности

Правила безопасности при проведении работ в действующих электроустановках приведены в “Межотраслевых правилах по охране труда (правилах безопасности) при эксплуатации электроустановок”.

Технические мероприятия выполняются при подготовке рабочего места со снятием напряжения. Должно быть выполнено следующее:

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;
- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;
- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
- наложено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления);
- вывешены указательные плакаты “Заземлено”, ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

При выполнении работ по наряду в электроустановках выше 1000В лица, ответственные за безопасное ведение работ (выдающий наряд, допускающий, производитель работ) должны назначаться из числа оперативного персонала и иметь группу по электробезопасности не ниже IV.

При производстве переключений, подготовке рабочего места, выполнении работ без снятия напряжения необходимо пользоваться проверенными и испытанными защитными средствами.

4.1.2 Меры безопасности при обслуживании распределительных устройств

При работе на оборудовании тележки или в отсеке шкафа КРУ тележку с оборудованием необходимо выкатить в ремонтное положение, шторку отсека, в котором токоведущие части остались под напряжением, запереть на замок и вывесить плакат безопасности «Стоять! Напряжение»; на тележке или в отсеке, где предстоит работать, вывесить плакат «Работать здесь».

При работах вне КРУ на подключенном к ним оборудовании или на отходящих ВЛ и КЛ тележку с выключателем необходимо выкатить в ремонтное положение из шкафа; шторку или дверцы запереть на замок и на них вывесить плакаты «Не включать! Работают люди» или «Не включать! Работа на линии».

При этом допускается:

- при наличии блокировки между заземляющими ножами и тележкой с выключателем устанавливать тележку в контрольное положение после включения этих ножей;

- при отсутствии такой блокировки или заземляющих ножей в шкафах КРУ устанавливать тележку в промежуточное положение между контрольным и ремонтным при условии запираания ее на замок. Тележка может быть установлена в промежуточное положение независимо от наличия заземления на присоединении.

Оперировать выкатной тележкой КРУ с силовыми предохранителями разрешается под напряжением, но без нагрузки.

Устанавливать в контрольное положение тележку с выключателем для опробования и работы в цепях управления и защиты разрешается в тех случаях, когда работы вне КРУ на отходящих ВЛ и КЛ или на подключенном к ним оборудовании, включая механизмы, соединенные с электродвигателями, не проводятся или выполнено заземление в шкафу КРУ.

В РУ, оснащенных вакуумными выключателями, испытания дугогасительных камер повышенным напряжением с амплитудным значением более 20

кВ необходимо выполнять с использованием специального экрана для защиты персонала от возникающих рентгеновских излучений.

ВОРУ на участках конструкций, по которым можно пройти от рабочего места к граничащим с ним участкам, находящимся под напряжением, должны быть установлены хорошо видимые плакаты «Стой! Напряжение».

На конструкциях, граничащих с той, по которой разрешается подниматься, внизу должен быть вывешен плакат «Не влезай! Убьет».

На стационарных лестницах и конструкциях, по которым для проведения работ разрешено подниматься, должен быть вывешен плакат «Влезать здесь!».

4.1.3 Расчет защитного заземления

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны быть надежно заземлены.

Назначение защитного заземления состоит в том, чтобы обеспечить между корпусами защищаемого оборудования и землей электрическое соединение с достаточно малым сопротивлением и тем самым снизить до безопасного значения напряжение прикосновения во время замыкания на корпус оборудования.

В электрических установках заземляются корпуса электрических машин, трансформаторов, приводы электрических аппаратов, каркасы распределительных щитов, пультов, шкафов, металлические конструкции РУ, металлические корпуса кабельных муфт, проводов, металлические конструкции зданий, сооружений и др.

Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы электроустановки, называется рабочим заземлением. К рабочему относится заземление нейтрали трансформатора, нулевой жилы кабелей.

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется грозозащита.

Обычно для выполнения всех трех типов заземления используют одно заземляющее устройство.

На проектируемой подстанции осуществляется контурное заземление с уравнительными полосами, которые позволяют равномерно распределить потенциал по всей площади.

Искусственные заземлители выполнены из электродов, соединенных на глубине 0,7 м посредством сварки со стальной полосой. Электроды длиной 5 м изготовлены из круглой стали диаметром 16 мм. Соединительная полоса выполняется из полосовой стали размером 40×4 мм.

Каждый заземляемый элемент подключается к сети заземления отдельным ответвлением.

Сопротивление заземляющего устройства R_z складывается из сопротивлений растеканию отдельных электродов заземлителя (труб, уголков, полос) и сопротивлений заземляющих проводников.

Площадь территории подстанции составляет $93 \times 74 \text{ м}^2$. Предварительно принимаем количество вертикальных электродов – 60 шт. по периметру территории через 5 м.

Составляем расчетную модель заземлителя в виде прямоугольной сетки с площадью

$$S = 93 \times 74 = 6882 \text{ м}^2$$

Общая протяженность горизонтальных заземлителей сетки 334 м

Грунт – насыпные грунты с сопротивлением растеканию:

первый слой высотой 2 м - $500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;

второй слой – $900 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Определим эквивалентное сопротивление двух слоев земли ρ_z , $\text{Ом}\cdot\text{м}$, по формуле

$$\rho_3 = \rho_1 \left(1 - e^{-\frac{\alpha h_1}{\sqrt{S}}} \right) + \rho_2 \left(1 - e^{-\frac{\beta h_1}{\sqrt{S}}} \right), \quad (54)$$

где α, β – безразмерные коэффициенты, зависящие от соотношения удельных электрических сопротивлений слоев земли, $\alpha = 1,1$; $\beta = 0,3$;

h_1 – высота первого слоя грунта, $h_1 = 2$ м.

$$\rho_3 = 500 \cdot \left(1 - e^{-\frac{1,1 \cdot 2}{\sqrt{6882}}} \right) + 900 \cdot \left(1 - e^{-\frac{0,3 \cdot 2}{\sqrt{6882}}} \right) = 19,6 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Рекомендуемые для расчетов сопротивления грунта повышающие коэффициенты для первой климатической зоны принимаются равными 5,5 для горизонтальных электродов при глубине заложения 0,7 м и 1,65 для вертикальных электродов длиной 5 м при глубине заложения их верхнего конца 0,5 – 0,8 м.

Расчетные удельные сопротивления грунта:

- для горизонтальных электродов

$$\rho_{\text{расч.г}} = 5,5 \cdot 19,6 = 107,8 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

- для вертикальных электродов

$$\rho_{\text{расч.в}} = 1,65 \cdot 19,6 = 32,34 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Определяем сопротивление растеканию одного вертикального стержня $R_{\text{во}}$, Ом диаметром 16 мм, длиной 5 м при погружении ниже уровня земли на 0,7 м по формуле

$$R_{\text{во}} = \frac{0,366 \rho_{\text{расч.в}}}{\ell} \left(\ell g \frac{2\ell}{d} + \frac{1}{2} \ell g \frac{4t + \ell}{4t - \ell} \right), \quad (55)$$

где ℓ – длина электрода, м;

d – диаметр электрода, м;

t – глубина заложения, м (для вертикального электрода, верхний конец которого ниже уровня земли, расстояние от поверхности земли до середины электрода), $t = 3,25$ м.

$$R_{\text{во}} = \frac{0,366 \cdot 32,34}{5} \cdot \left(\ell g \frac{2 \cdot 5}{0,016} + \frac{1}{2} \ell g \frac{4 \cdot 3,25 + 5}{4 \cdot 3,25 - 5} \right) = 1,67 \text{ Ом}$$

Принимаем число вертикальных заземлителей $n = 60$, при коэффициенте использования $\eta_B = 0,5$ (расположение вертикальных заземлителей по контуру).

Определяем сопротивление вертикальных электродов $R_{3.ВЭ}$, Ом, по формуле

$$R_{3.ВЭ} = \frac{R_{BO}}{n \cdot \eta_B} R_{3.ВЭ} = \frac{1,67}{60 \cdot 0,5} = 0,06 \text{ Ом}$$

Определяем сопротивление растекания горизонтального электрода из полосовой стали 40×4 , приваренного к верхним концам вертикальных стержней. Коэффициент использования горизонтального электрода в контуре из стержней при числе их порядка 70 и отношении расстояния между стержнями к длине стержня $\frac{a}{\ell} = 1$ принимается равным 0,27.

$$R_{3.ГЭ} = \frac{1}{\eta_r} \cdot \frac{0,366 \rho_{\text{расч.г}}}{\ell_{\Pi}} \lg \frac{2 \ell_{\Pi}^2}{b \cdot t}, \quad (56)$$

где b – ширина полосового электрода, м;

ℓ_{Π} – общая протяженность горизонтальных заземлителей, м.

$$R_{3.ГЭ} = \frac{1}{0,27} \cdot \frac{0,366 \cdot 107,8}{334} \lg \frac{2 \cdot 334^2}{0,04 \cdot 0,7} = 3,02 \text{ Ом}$$

Определяем полное сопротивление растеканию искусственного заземлителя $R_{3.и}$, Ом, по формуле

$$R_{3.и} = \frac{R_{3.ВЭ} \cdot R_{3.ГЭ}}{R_{3.ВЭ} + R_{3.ГЭ}} R_{3.и} = \frac{0,06 \cdot 3,02}{0,06 + 3,02} = 0,06 \text{ Ом}$$

В электроустановках напряжением выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью сопротивление заземляющего устройства в любое время года должно превышать 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей, но не более 10 Ом.

Окончательно принимается 60 вертикальных стержней из круга диаметром 16 мм, соединенных горизонтальной полосой 40×4 мм.

4.2 Экологическая безопасность

Электроэнергетика оказывает заметное воздействие на окружающую природную среду, загрязняя атмосферу, землю, воду вредными выбросами дымовых газов и сточными водами электростанций, сброса большого количества теплоты, расходуя значительное количество водных и земельных ресурсов, подвергая биосферу неблагоприятному воздействию радиации, связанной с эксплуатацией атомных станций, электромагнитных полей линий электропередачи.

В дипломной работе реконструируемый объект сооружается для передачи электроэнергии на напряжение 6 - 0.4 кВ.

Указанный технологический процесс является безотходным и не сопровождается вредными выбросами в окружающую природную среду (как воздушную, так и водную).

4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией при работе на рассматриваемом оборудовании является пожар.

Пожарная безопасность на предприятиях обеспечивается с помощью мероприятий и технических средств, обеспечивающих невозможность возникновения пожара, а также системой пожарной защиты, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничения материального ущерба от него.

Пожарная безопасность в электроустановках обусловлена наличием в электрооборудовании горючих изоляционных материалов: обмоток электромашин, трансформаторов, различных электромагнитов, проводов, кабелей.

Система пожарной защиты предусматривает следующие меры:

- максимально возможное применение негорючих и трудногорючих веществ, материалов в производственных процессах;

- ограничение количества горючих веществ и их надлежащее размещение;
- изоляцию горючей среды;
- предотвращение распространения пожара за пределы очага;
- применение средств пожаротушения;
- применение конструкций производственных объектов с регламентированным пределом их огнестойкости и горючести;
- эвакуацию людей в случае пожара;
- применение средств коллективной и индивидуальной защиты от огня;
- применение средств пожарной сигнализации; и средств извещения о пожаре;
- организацию пожарной охраны объекта.

Организационными мероприятиями по обеспечению пожарной безопасности являются обучение рабочих и служащих правилам пожарной безопасности, разработка и реализация норм и правил пожарной безопасности, инструкций, изготовление и применение средств наглядной агитации по обеспечению пожарной безопасности.

Для тушения пожара выключенного оборудования (маслонаполненных трансформаторов, кабельных линий, проложенных в тоннелях и др.) можно использовать воду, воздушно - механическую пену, инертный газ, порошки и другие огнегасительные средства (накрывание очага горения кошмой, сухим песком и т. п.).

Если горящая электроустановка почему-либо не отключена и находится под напряжением, то тушение её представляет дополнительную опасность поражения персонала электрическим током.

В случае необходимости тушения пожара неотключенного электрооборудования (кроме трансформатора) водой из ствола пожарного водопровода во избежание поражения электрическим током через струю воды необходимо соблюдать следующие правила:

- тушение допускается только в открытых для обзора ствольщика электроустановках, в том числе горящих кабелей при номинальном напряжении до 10 кВ, при этом ствол должен быть заземлён, а ствольщик должен работать в диэлектрических ботах и перчатках и находиться от очага пожара на расстоянии не менее 3,5 м при диаметре sprays 13 мм при напряжении до 1 кВ включительно и 4,5 м при напряжении до 10 кВ - при диаметре sprays 19 мм;

- не разрешается для тушения электрооборудования применять сильно загрязнённую воду. Запрещается тушение всеми видами пен с помощью ручных огнетушителей, т. к. пена и раствор пенообразователя в воде обладают повышенной электропроводностью;

- при пожаре силовой трансформатор должен быть отключен со стороны обмоток всех напряжений, после чего немедленно следует приступить к его тушению любыми средствами (распылённой водой, воздушно-механической пеной, огнетушителями). Горючее минеральное масло не следует тушить компактной струёй во избежание увеличения площади пожара;

- при загорании кабелей, расположенных в туннелях, каналах и других помещениях, необходимо при наличии стационарной системы пожаротушения включить её в работу.

Во время тушения горящих кабелей напряжением выше 1000 В в кабельном туннеле, работающий с пожарным стволом должен направлять струю воды через дверной проём или люк не заходя в отсек с горящими кабелями. Одновременно с тушением кабелей необходимо принять меры к скорейшему снятию с них напряжения.

В качестве средств тушения на подстанции применяются:

- пожарный гидрант (водопровод);
- ящики с песком;
- ручные углекислотные огнетушители типа ОУ-2, ОУ-5

В случае пожара эвакуация людей обеспечивается через эвакуационные выходы.

4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Обеспечение безопасности производства регламентируется следующими законами и нормами:

- Федеральный Закон (ред. от 10.07.2012)"Технический регламент о требованиях пожарной безопасности

- Федеральный закон (ред. от 28.12.2013 N 426) “Специальной оценке условий труда”

- Федеральный закон (ред. 30.12.2009г № 384-ФЗ) ” Технический регламент о безопасности зданий и сооружений”

- Правовые вопросы безопасности труда. Правовые и организационные аспекты обеспечения безопасности в чрезвычайных ситуациях. Контроль за состоянием условий труда на предприятиях. Инструкции по безопасности труда для профессий с учетом специфики работы.

- Организационные мероприятия обеспечивающие безопасность работ в электроустановках регламентированы ПОТ РМ – 016 – 2013.

Организационные вопросы обеспечения безопасности при проведении работ в действующих электроустановках приведены в “Межотраслевых правилах по охране труда (правилах безопасности) при эксплуатации электроустановок”.

Работы в действующих электроустановках выше 1000 В должны проводиться по наряду-допуску.

До начала работ необходимо выполнить все организационные и технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ.

Организационными мероприятиями являются:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Таким образом, в данной главе рассмотрен комплекс мероприятий социальной направленности. Мероприятия должны обеспечить безопасность работающих и их среды обитания.

Заключение

В бакалаврской работе на тему «Реконструкция схемы электроснабжения потребителей Центрального района г. Новокузнецка» произведен выбор и расчет вновь устанавливаемого оборудования, монтируемого в рамках программы реконструкции, а также проверочный расчёт существующего оборудования после увеличения установленной мощности на подстанции. Целью данной реконструкции было решение задачи увеличения резервов установленного оборудования, т.к. установленные на подстанции трансформаторы были загружены более чем на 75 %.

В первом разделе дана характеристика потребителей ПС-1 по категориям надежности электроснабжения, а также выбрана схема электроснабжения в зависимости от категорийности объектов.

Во втором разделе произведен расчет электрических нагрузок и выбор силовых трансформаторов. Т.к. потребители имеют достаточно высокий коэффициент мощности, установка устройств компенсации реактивной мощности не требуется. В зависимости от мощности трансформаторов выбрано сечение питающей линии. На подстанции установлены два силовых трансформатора ТДНС-16000/35 и два силовых трансформатора ТДНС-10000/35.

Произведен расчет токов короткого замыкания, на основании которого проверено и выбрано высоковольтное оборудование: шинные мосты, изоляторы, вакуумные выключатели вводов, секционного выключателя и линий типа ВРЗ-35, на 6 кВ – вакуумные выключатели отходящих линий, вводный и секционного выключателей типа ВРЗ-10-40, трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжения ОПН.

Также произведен расчет релейной защиты силовых трансформаторов.

В экономической части проекта был произведён расчёт стоимости выполнения проектных работ. Также произведена коммерческая эффективность установки дополнительного электрооборудования на подстанции. Так, было определено, что при стабильном росте нагрузок на подстанции до 75-

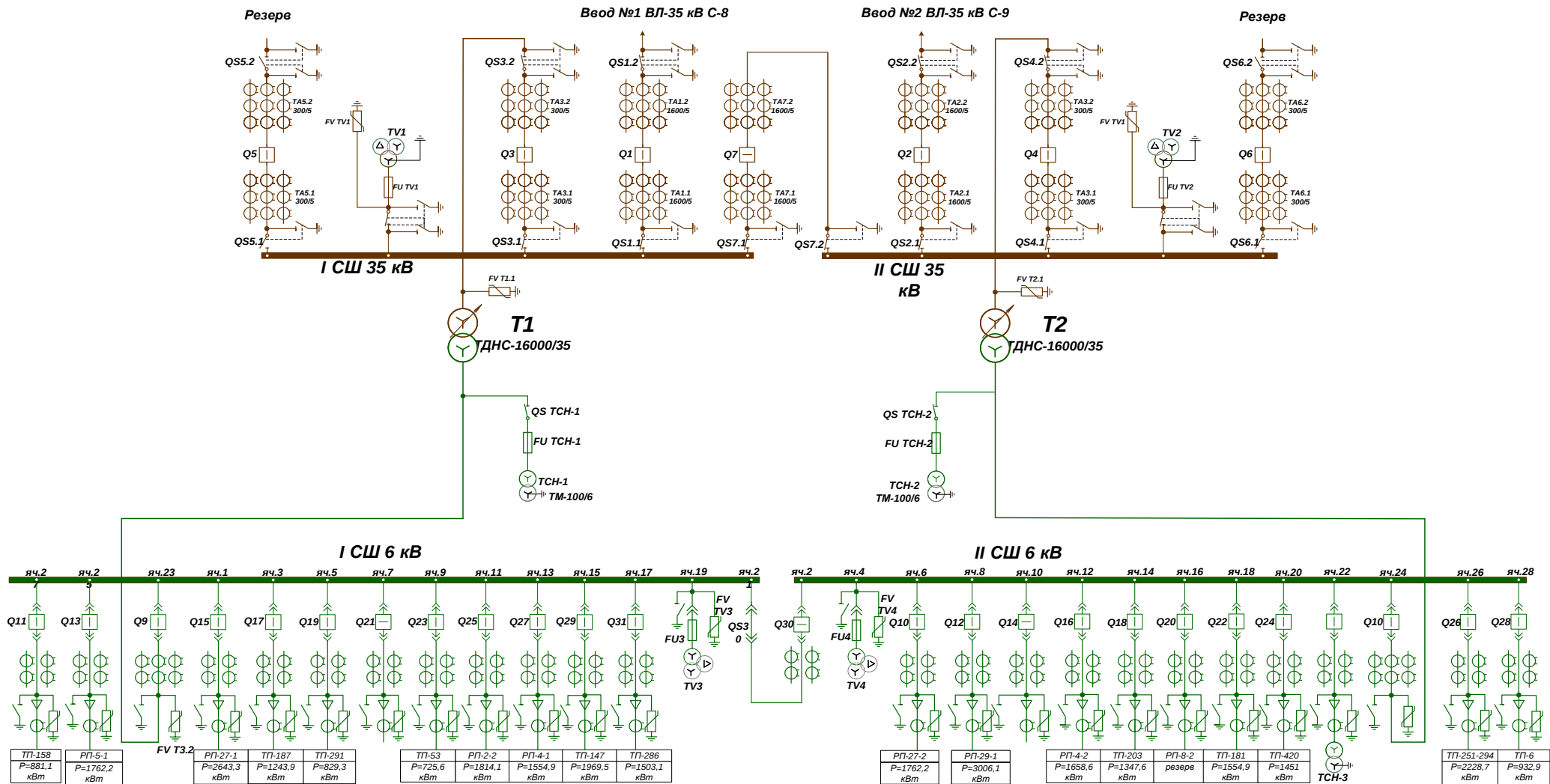
процентной загрузки силовых трансформаторов, капитальные вложения окупятся за счёт транзита электроэнергии потребителям за шесть лет, что экономически эффективно

По окончании данной работы произведено выявление и анализ вредных факторов и возможных чрезвычайных ситуаций для подстанции «ПС-1», описана их физико-химическая природа, воздействие этих факторов на окружающую среду и на организм человека. Для соблюдения допустимых норм и повышения устойчивости перед чрезвычайными ситуациями описаны необходимые мероприятия и средства защиты.

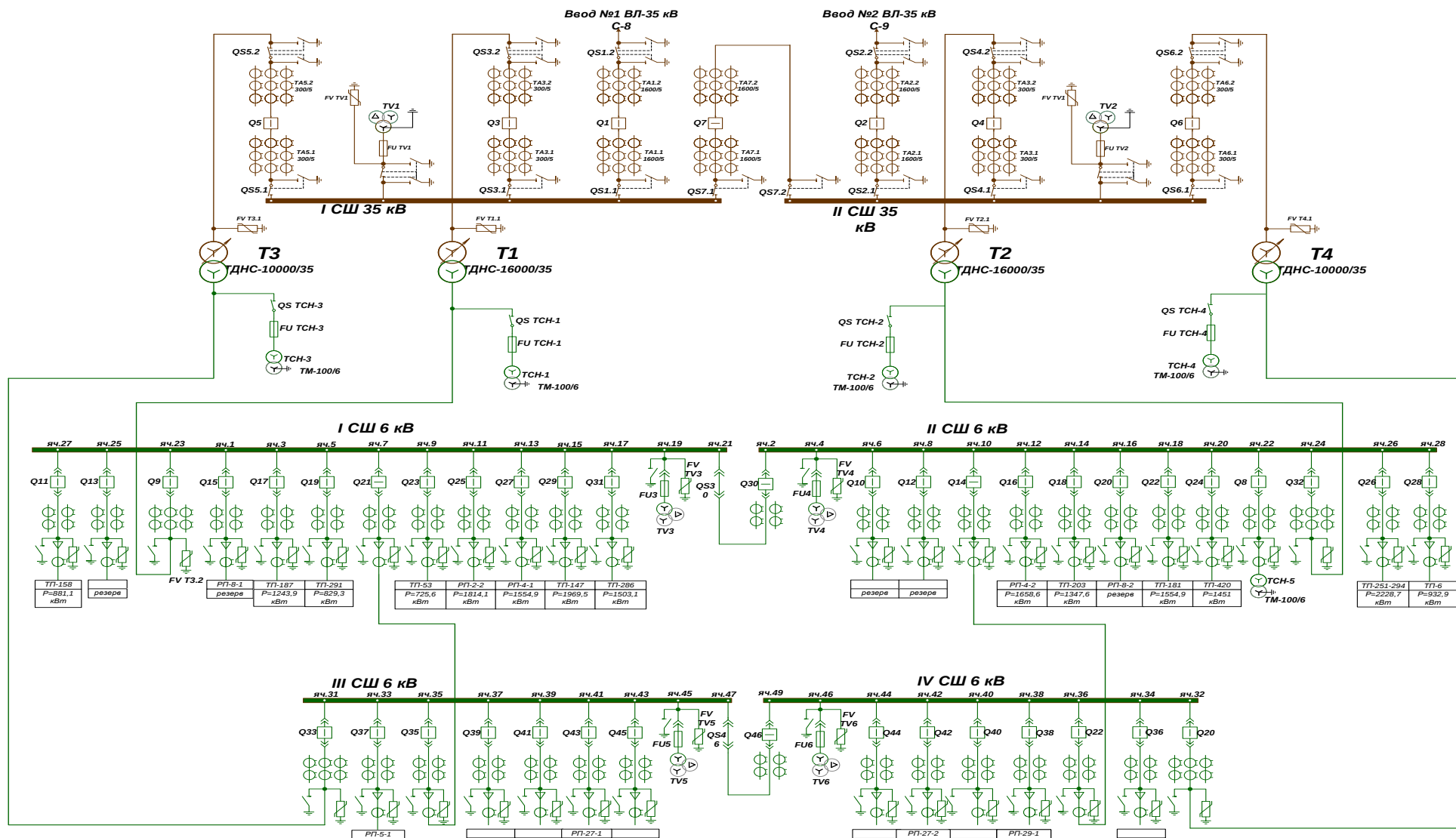
Список используемых источников

1. Князевский Б.А., Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий: - М.; учеб. пособие для вузов: 1986 – 400с.
2. Липкин. Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: - М.; учеб. пособие для вузов: Высшая школа, 1981 – 400с.
3. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, 2002
4. Правила устройства электроустановок/ Минэнерго. - М.: «Энергоиздат», 1985. - 648 с.
5. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. В 2-х кн./Под общ. ред. А.А. Фёдорова и Г.В. Сербиновского: Кн. 2. Технические сведения об оборудовании. М.: «Энергия», 1974. – 528 с.
6. Неклепаев, Б.Н., Крючков, И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд. перераб. и доп. – М: «Энергоатомиздат», 1989. – 608 с.
7. Грибов, В.Д. Экономика организации (предприятия).: учеб. пособие/ В.Д. Грибов, В.П. Грузинов, В.А. Кузьменко.
8. Чечевицына, Л. Н. Экономика предприятия.: учеб. пособие / Л. Н. Чечевицына.
9. Ящура А.И. Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования: Справочник. М: «Издательство НЦ ЭНАС», 2006. – 504 с.
10. Электрическая часть электростанций /Под ред. С. В. Усова., 1987.
11. В.А.Козлов Электроснабжение городов. Л: Энергоатомиздат Ленинградское отделение, 1988. – 264 с.
12. В.И.Готман. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах. – Томск: изд. ТПУ, 2013. – 117 с

13. Коршунова Л.А., Кузьмина Н.Г. Техничко-экономическое обоснование инновационного проекта. Методические указания по выполнению экономического раздела ВКР для студентов энергетических специальностей всех форм обучения. – Томск: изд. ТПУ, 2012. – 42 с



Приложение А – ПС-1 35/6 кВ. Схема электрическая принципиальная однолинейная.



Приложение Б – ПС-1 35/6 кВ. Схема электрическая принципиальная однолинейная после реконструкции

Приложение В – Расчёт показателей экономической эффективности проекта

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	Значение показателя по годам									
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Сумма затрат на проектирование, приобретение и монтаж оборудования (капитальные вложения)	т.руб.	34077,2									
2	Амортизационные отчисления	т.руб.		2148	2148	2148	2148	2148	2148	2148	2148	2148
3	Увеличение мощности потребления Т3 по отношению к году ввода в эксплуатацию	кВА		800	1200	1600	2000	2400	2800	2900	2900	2900
4	Увеличение мощности потребления Т4 по отношению к году ввода в эксплуатацию	кВА		800	1200	1600	2000	2400	2500	2500	2500	2500
5	Полная мощность потребления Т3	кВА	4637,4	5437,4	5837,4	6237,4	6637,4	7037,4	7437,4	7537,4	7537,4	7537,4
6	Полная мощность потребления Т4	кВА	5019,3	5819,3	6219,3	6619,3	7019,3	7419,3	7519,3	7519,3	7519,3	7519,3
7	Коэффициент загрузки Т3	о.е.	0,464	0,544	0,584	0,624	0,664	0,704	0,744	0,754	0,754	0,754
8	Коэффициент загрузки Т4	о.е.	0,502	0,582	0,622	0,662	0,702	0,742	0,752	0,752	0,752	0,752
9	Потери холостого хода Рхх	кВт	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5
10	Потери короткого замыкания Ркз	кВт	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
11	Потери активной мощности	кВт	78	95	104	114	125	136	143	145	145	145
12	Цена покупки электроэнергии в энергосистеме	кВт*ч	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
13	Цена продажи электроэнергии потребителям	кВт*ч	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05
14	Стоимость потерь активной мощности	т.руб.	1050,0	1274,7	1399,9	1533,7	1676,1	1827,1	1924,9	1945,0	1945,0	1945,0
15	Вспомогательные материалы и запасные части на ремонт	т.руб.	1022,3	1022,3	1022,3	1022,3	1022,3	1022,3	1022,3	1022,3	1022,3	1022,3
16	Мощность потребления собственных нужд	кВт	69,0	73,8	76,2	78,6	81,0	83,4	84,9	85,2	85,2	85,2
17	Стоимость потребления собственных нужд	т.руб.	936,5	1001,7	1034,2	1066,8	1099,4	1132,0	1152,4	1156,4	1156,4	1156,4
18	Выручка от увеличения мощности транзита	т.руб.		27296,2	40944,2	54592,3	68240,4	81888,5	90418,5	92124,5	92124,5	92124,5
19	Затраты на приобретение электроэнергии в энергосистеме для увеличения мощности транзита	т.руб.		20638,6	30957,8	41277,1	51596,4	61915,7	68365,2	69655,1	69655,1	69655,1

Продолжение приложения В

20	Суммарные издержки (п.2+п.14+п.15+п.17+п.19)	т.руб.		26085,2	36562,3	47048,0	57542,2	68045,1	74612,8	75926,9	75926,9	75926,9
21	Прибыль валовая (п.18-п.20)	т.руб.		1211,0	4381,9	7544,3	10698,2	13843,4	15805,7	16197,6	16197,6	16197,6
22	Остаточная стоимость основных производственных фондов (ОПФ)	т.руб.	34077,2	31929,2	29781,2	27633,2	25485,2	23337,2	21189,2	19041,2	16893,2	14745,2
23	Налог на имущество 2,2% от ОПФ	т.руб.		702,44	655,19	607,93	560,68	513,42	466,16	418,91	371,65	324,4
24	Налогооблагаемая прибыль (п.21-п.23)	т.руб.		508,5	3726,8	6936,4	10137,5	13330,0	15339,5	15778,7	15826,0	15873,2
25	Налог на прибыль 20% от п.24	т.руб.		101,7	745,4	1387,3	2027,5	2666,0	3067,9	3155,7	3165,2	3174,6
26	Чистая прибыль (п.24-п.25)	т.руб.		406,8	2981,4	5549,1	8110,0	10664,0	12271,6	12623,0	12660,8	12698,6
27	Коэффициент дисконтирования E=0,1	о.е.	1	0,9091	0,8264	0,7513	0,683	0,6209	0,5645	0,5132	0,4665	0,4241
28	Доход от операционной деятельности (п.26+п.2)	т.руб.		2554,8	5129,4	7697,1	10258,0	12812,0	14419,6	14771,0	14808,8	14846,6
29	Дисконтированный доход (п.28*п.27)	т.руб.		2322,6	4239,2	5783	7006,3	7955,2	8139,5	7579,8	6908,4	6296,4
30	Суммарный дисконтированный доход нарастающим итогом	т.руб.		2322,6	6561,7	12345	19351	27306	35446	43026	49934	56230
31	Чистый дисконтированный доход (NPV) (п.1-п.30)	т.руб.		-31755	-27516	-21733	-14726	-6771	1368,5	8948,4	15857	22153
32	Срок окупаемости проекта	год	6									
33	Индекс доходности (PI) (п.30 10-го года/п.1)	о.е.	1,65009									
34	Внутренняя норма доходности ВНД (IRR)	о.е.	0,205									
35	Коэффициент дисконтирования E=0,21	о.е.	1	0,8264	0,683	0,5645	0,4665	0,3855	0,3186	0,2633	0,2176	0,1799
36	Доход от операционной деятельности (п.26+п.2)	т.руб.		2563,9	5138,5	7706,2	10267,1	12821,0	14428,7	14780,0	14817,8	14855,6
37	Дисконтированный доход (п.28*п.27)	т.руб.		2118,9	3509,6	4349,9	4789,7	4943,1	4597,4	3892	3224,8	2671,9
38	Суммарный дисконтированный доход нарастающим итогом	т.руб.		2118,9	5628,6	9978,5	14768	19711	24309	28201	31425	34097
40	Чистый дисконтированный доход (NPV) (п.1-п.30)	т.руб.		-31958	-28449	-24099	-19309	-14366	-9768,6	-5876,5	-2651,7	20,173