

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
Проектирование схемы электроснабжения Междуреченского угольного разреза УДК 621.31.031.001.6:622.333.012(571.17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А2ГС1	Белоногов Евгений Александрович		

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., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

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	Белоногову Евгению Александровичу

Тема работы:

Проектирование схемы электроснабжения Междуреченского угольного разреза	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	12.02.2016, 1029/с

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>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.).</p>	<p>Однолинейная схема электрических соединений сетей четвёртого участка Междуреченского угольного разреза, перечень и характеристики потребителей участка</p>
<p>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).</p>	<p>Исследование параметров и характеристик потребителей, расчёт нагрузок четвёртого участка разреза «Междуреченский», выбор силовых трансформаторов, выбор и проверка коммутационного и другого оборудования головной подстанции 35/6 кВ «Сибиргинская». Выбор сечения проводов в распределительной сети 6 кВ карьера. Оценка экономической эффективности внедрения автоматической системы управления возбуждением главных двигателей карьерных экскаваторов</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>Однолинейная схема соединений подстанции 35/6 кВ «Сибиргинская», схема распределительных сетей</p>

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**Задание выдал руководитель:**

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А2ГС1	Белоногов Евгений Александрович		

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:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
25.03.2016г	Раздел 1 Характеристика потребителей. Выбор схемы электро-снабжения. Компоновка и определение элементов расчётной схемы. Расчёт характеристик элементов схемы замещения энерго-района.	15
02.04.2016г	Раздел 2 Расчёт электрических нагрузок. Расчёт и выбор силовых трансформаторов. Выбор питающей линии 35 кВ. Построение распределительной сети 6 кВ. Расчёт сечений проводов воздушных и кабельных линий. Расчёт токов короткого замыкания. Выбор оборудования подстанции 35/6 кВ «Сибиргинская», приключательных пунктов	30
23.04.2016г	Раздел 3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	5
10.05.2016г	Раздел 4 Социальная ответственность	5
27.05.2016г	Раздел 5 Оформление работы	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
3-5A2ГC1	Белоногов Евгений Александрович

Институт	Энергетический	Кафедра	Электроэнергетических си- стем
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Электроэнергетика и Электро- техника

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)	- расчёт сокращения потерь активной мощности при работе автоматической системы управления системами возбуждения главных двигателей экскаваторов
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
4. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	- расчёт коммерческой выгоды от внедрения автоматической системы управления системами возбуждения главных двигателей экскаваторов

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., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5A2ГC1	Белоногов Евгений Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5A2ГС1	Белоногов Евгений Александрович

Институт	Энергетический	Кафедра	Электрические сети и электротехника
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>На рабочем месте электромонтёра могут иметь место следующие опасные и вредные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> -повышенное значение напряжения электрической цепи; -пониженная или повышенная температура воздуха рабочей зоны при выполнении работ не в помещении; -повышенный уровень шума на рабочем месте; -недостаточная освещённость рабочей зоны при работе в помещении, на улице в темное время суток и в аварийных ситуациях (в случае отсутствия напряжения в сети освещения); -загазованность воздуха рабочей зоны при пожаре и проведении работ; -повреждение оборудования, находящегося под давлением.
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>СанПиН 2.2.4.548-96, ГОСТ 12.1.003-88, СНиП 23-05-95, ГОСТ 12.1.033-81, ГОСТ 12.1.004-91</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с выполняемой 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) 	<p>1. Поражением электрическим током 2. Высокий уровень шума 3. Микроклимат 4. Электромагнитные поля</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электриче- 	<p>1. Вращающиеся части электрических машин 2. Работа на высоте 3. Ожог электрической дугой 4. Электрическим током 5. Пожаровзрывобезопасность</p>

ство, молниезащита – источники, средства защиты); – 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.	- На предприятии имеется шлакоотстойник для нефтяного шлама, образующегося от очистки емкостей для хранения мазуты; - при образовании отходов таких, как индустриальных масел, они собираются в герметичные емкости, исключающие попадание искры и открытого огня; - новые люминесцентные лампы должны храниться в заводской упаковке на складе
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	Возгорание силового оборудования: - регулярный осмотр силами оперативного персонала, своевременное техническое обслуживание и качественный ремонт; - при возникновении пожара необходимо немедленно сообщить об инциденте вышестоящему оперативному персоналу, вызвать пожарных, произвести необходимые отключения и приступить к тушению собственными силами.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	К правовым нормам относятся: соблюдение работодателем и рабочим законов и должностных инструкций. К организационным мероприятиям относятся: - подготовка рабочего места; - допуск к работе; - проведение инструктажа (целевого, повторного, первичного, внепланового); надзор во время работы; - организация перерывов в работе и окончания работы.
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., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5A2ГC1	Белоногов Евгений Александрович		

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 94 страницы, 2 рисунка, 24 таблицы, 1 приложение.

В данной работе представлен проект электроснабжения потребителей четвёртого участка разреза «Междуреченский» от подстанции 35/6 кВ «Сибиргинская»

Целью работы является проектирование схемы электроснабжения четвёртого участка разреза «Междуреченский», Выбор и расчёт оборудования головной подстанции 35/6 кВ «Сибиргинская», расчёт распределительной сети 6 кВ.

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

	с.
Реферат	8
Введение	12
1 Общая часть	14
1.1 Характеристика потребителей	14
1.2 Выбор схемы электроснабжения	17
2 Специальная часть	20
2.1 Расчёт электрических нагрузок	20
2.2 Выбор устройства компенсации реактивной мощности	24
2.3 Расчет и выбор силовых трансформаторов	25
2.4 Выбор питающей линии	26
2.5 Построение распределительной сети 6 кВ	28
2.6 Расчёт сечений проводов воздушных и кабельных линий	31
2.7 Расчет токов короткого замыкания	35
2.8 Выбор высоковольтного оборудования головной подстанции	39
2.8.1 Выбор шин	40
2.8.2 Выбор опорных изоляторов	43
2.8.3 Выбор высоковольтных выключателей	43
2.8.4 Выбор высоковольтных разъединителей	46
2.8.5 Выбор трансформатора тока	47
2.8.6 Выбор трансформаторов напряжения	51
2.8.7 Выбор ограничителей перенапряжения	54
2.9 Оперативный ток	55
2.10 Релейная защита	55
2.10.1 Дифференциальная защита	56
2.10.2 Максимальная токовая защита	56
2.10.3 Защита от перегрузки	57
2.10.4 Защита от повреждений и понижений уровня масла внутри баков	

маслонаполненных трансформаторов	58
2.11 Конструктивное исполнение подстанции	59
2.12 Выбор приключательных пунктов	63
2.13 Мероприятия по экономии электроэнергии	65
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	67
3.1 Введение	67
3.2 Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости проектных работ	67
3.3 Расчет затрат на проектирование	68
3.3.1 Расчет заработной платы	68
3.3.2 Расчёт отчислений на социальные нужды	69
3.3.3 Материальные затраты	69
3.3.4 Амортизационные отчисления	70
3.3.5 Прочие расходы	70
3.3.6 Накладные расходы	71
3.3.7 Составление сметы затрат на проектирование	71
3.4 Оценка экономической эффективности внедрения автоматического управления системами возбуждения синхронных двигателей экскаваторов	71
3.4.1 Введение, постановка цели и методов её достижения	72
3.4.2 Расчёт потерь активной мощности в силовых трансформаторах	73
3.4.3 Расчёт потерь активной мощности в линиях 6 кВ	75
3.4.4 Определение выручки от сокращения потерь мощности в сети	76
3.4.5 Расчёт капитальных вложений	76
3.4.6. Определение эксплуатационных затрат	78
3.4.7 Расчёт показателей эффективности проекта	78
4 Социальная ответственность	80
4.1 Введение	80
4.2 Производственная безопасность	80

4.2.1 Анализ опасных и вредных факторов на производстве	76
4.2.2 Техника безопасности на производстве	81
4.2.3 Защитное заземление подстанции	82
4.2.4 Производственная санитария	83
4.3 Экологическая безопасность	86
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	87
4.4.1 Природные чрезвычайные ситуации	88
4.4.2 Противопожарные мероприятия и пожарная защита	89
4.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	90
Заключение	92
Список использованной литературы	93
Приложение 1	94

Введение

Современная промышленность, не может существовать без электрических машин и аппаратов, электрических печей, сварки, электрохимии и т.д. Особо важное значение для развития экономики имеет электроэнергетика, оказывающая огромное воздействие на ускорение прогресса не только в промышленном производстве, но и во всех других областях жизни нашего общества. Применение электрической энергии многократно повышает производительность труда и является основой создания автоматизированных технологических процессов и производств.

Значительная роль электрической энергии объясняется универсальностью её использования, возможностью передачи на практически любые расстояния, возможностью её концентрации в очень больших масштабах. Легкость автоматизации процессов при использовании электрической энергии делает её незаменимой служебной энергией.

В производстве электрической энергии применяются различные типы электрических станций: тепловые (КЭС, ТЭЦ), гидравлические (ГЭС, ГАЭС), атомные (АЭС). Перед энергетикой стоит задача широкого использования других видов энергии: солнечной, геотермальной, ветровой, приливной.

Объединение энергетических систем дает большие технические и экономические выгоды, главная из которых - повышение надежности энергоснабжения потребителей за счет более гибкого маневрирования резервами отдельных электростанций и систем.

Особую важность следует вкладывать в понятие энергосистемы как совокупности электростанций, электрических и тепловых сетей, а также установок потребителей электроэнергии и тепла, связанных общностью режимов производства, распределения и потребления электроэнергии тепла.

Для обеспечения подачи электрической энергии в необходимом количестве и соответствующего качества от энергосистем к её потребителям служат системы электрического снабжения, состоящие из сетей напряжением до и вы-

ше 1000 В и трансформаторных, преобразовательных и распределительных подстанций.

При проектировании, сооружении и эксплуатации систем электроснабжения необходимо правильно в технико-экономическом аспекте осуществлять выбор напряжений, определять электрические нагрузки, выбирать тип, число и мощность трансформаторных подстанций, виды их защиты, системы компенсации реактивной мощности и способы регулирования напряжения.

Целью данной работы является расчёт и выбор электрооборудования головной подстанции «Сибиргинская» четвёртого участка Междуреченского угольного разреза, расчёт распределительной сети 6 кВ питания потребителей участка угольного разреза.

1 Общая часть

1.1 Характеристика потребителей

На разрезе применяется классическая технология открытой добычи угля. Вначале с применением буровзрывных работ рыхлят породный слой и складировать его в отвалы: автоотвалы и отвалы бестранспортной вскрыши. Порода на автоотвалы вывозится большегрузными автосамосвалами, а на отвалы бестранспортной вскрыши, которые размещаются в выработанном пространстве разреза, порода складировается экскаваторами. Для удаления карьерной воды в нижней точке карьера установлена водоотливная установка.

На участке №4 разреза "Междуреченский" на начало 2011 года работает семь карьерных экскаваторов различных марок. Карьерные экскаваторы-мехлолматы применяются в основном для погрузки вскрышных пород и угля в средства автомобильного транспорта, а также для прочих работ, связанных с перевалкой породы или угля. На разрезе используются электроприводные экскаваторы ЭКГ-8Ус, ЭКГ-12. Вскрыша междупластий Южного поля отрабатывается по бестранспортной системе. Для бестранспортной работы используются экскаваторы типа «драглайн» ЭШ-20.90.

Для проведения буровзрывных работ используются передвижные буровые станки типа ЗСБШ-200-60. Станок предназначен для бурения вертикальных и наклонных скважин для производства буровзрывных работ при разработке полезных ископаемых и строительных материалов открытым способом. Диаметр скважины, условный - 200/250 мм. Глубина бурения - до 60 м. В составе станка имеются приводы вращателя, хода, лебедки и вспомогательные электроприводы. Максимальная потребляемая мощность станка составляет 400 кВт, $\cos \phi_{\text{ном}} = 0,7$.

Вышеуказанные буровые станки и экскаваторы и являются основными потребителями электроэнергии в разрезе. К дополнительным потребителям можно отнести таких потребителей как освещение проездов, водоотливные и перекачивающие насосные установки, хозяйственно-бытовые нагрузки.

Экскаватор ЭКГ-12,5 - электрическая карьерная полноповоротная лопата на гусеничном ходу, предназначен для разработки и погрузки в отвал или в транспортные средства полезных ископаемых.

Электроснабжение экскаватора осуществляется от карьерной распределительной сети напряжением 6 кВ по гибкому кабелю через приключательный пункт (типа ЯКНО-6ЭП, ПКРН-6ВМ или др.)

К основному электрооборудованию экскаватора относят: привод генераторов преобразовательного агрегата СДЭ2-16-46-6У2, генератор подъема марки ГПЭ85-36-6К (мощность генератора 1000 кВт), генератор напора 2ПЭ141-4К-1. Мощность главного приводного двигателя составляет 1250 кВт, $\cos \phi_{\text{ном}} = 0,8$. Электроснабжение собственных нужд технологической площадки экскаватора (освещение площадки, бытовые потребители, местные водоотливные установки небольшой мощности для перекачки карьерной воды в общий водосборный канал) обеспечивается от собственной комплектной передвижной трансформаторной подстанции мощностью 160 кВА.

Экскаватор ЭКГ-8Ус - электрическая карьерная полноповоротная лопата на гусеничном ходу, предназначен для погрузки породы в транспортные средства, находящиеся на уровне стояния, отработки более высоких уступов.

Электроснабжение экскаватора осуществляется от карьерной распределительной сети напряжением 6 кВ по гибкому кабелю через приключательный пункт (типа ЯКНО-6ЭП, ПКРН-6ВМ или др.)

Эта модификация экскаватора оснащена комплектным электрооборудованием производства АО "Электросила" (г. Санкт-Петербург), включая четырехмашинный агрегат, основные электродвигатели и тиристорную систему управления. Тип электропривода Генератор – двигатель с тиристорным возбуждением. Номинальная мощность сетевого двигателя - 800 кВт, $\cos \phi_{\text{ном}} = 0,75$. Электроснабжение собственных нужд технологической площадки экскаватора (освещение площадки, бытовые потребители, местные водоотливные установки небольшой мощности для перекачки карьерной воды в общий водо-

сборный канал) обеспечивается от собственной комплектной передвижной трансформаторной подстанции мощностью 100 кВА.

В качестве рабочего освещения проездов и технологических площадок в карьере используются ксеноновые лампы типа ДКСТ с номинальной мощностью одной лампы 10 кВт. Для обеспечения нормального уровня освещённости в карьере установлены 60 мачтовых светильников с такими лампами. Электропитание сети освещения осуществляется от собственной комплектной трансформаторной подстанции 1000 кВА

Шагающий экскаватор типа «драглайн» ЭШ-20.90 используется при добыче полезных ископаемых открытым способом. Его назначение — вскрышные работы с укладкой породы в выработанное пространство или на борт разреза. Электропривод главных механизмов постоянного тока выполнен по системе генератор-двигатель с тиристорным возбуждением генераторов и двигателей. Мощность главного сетевого двигателя составляет 2500 кВт, $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,75$.

Главная перекачивающая насосная установка, расположенная в самой нижней точке карьера, предназначена для подъёма карьерной воды, которая была собрана в отдельный амбар посредством самотёчных сливов или локальных перекачивающих насосных установок. Карьерная вода по трубопроводам поднимается к очистным станциям, установленным вне карьера. В составе главной насосной станции имеется целый комплекс центробежных насосов на различную производительность с приводом от асинхронных электродвигателей, которые включаются в работу в зависимости от объёма притока воды в амбар. Максимальная зафиксированная рабочая мощность станции составляет 450 кВА.

Основные приемники проектируемой подстанции относятся ко II категории надежности электроснабжения. Конечно, имеются и потребители I категории (системы автоматики, безопасности и автоматического управления) но у этих потребителей имеются собственные независимые источники электроснабжения (аккумуляторные батареи, дизель-генераторные установки).

1.2 Выбор схемы электроснабжения

Система электроснабжения состоит из источников питания и линий электропередачи, осуществляющих подачу электроэнергии к потребителю, понизительных, распределительных и преобразовательных подстанций и связывающих их кабелей и воздушных линий.

Схемы и конструктивное исполнение системы электроснабжения должны обеспечивать возможности роста потребления электроэнергии с учётом перспективной программы развития горнодобывающего производства без коренной реконструкции системы электроснабжения.

Выбранная схема электроснабжения должна быть в первую очередь надёжной. Надёжность электроснабжения электроприемников потребителей, как правило, должны повышаться при приближении к источникам питания и по мере увеличения мощности соответствующих звеньев системы, так как аварии в мощных звеньях приводят к более тяжёлым последствиям, чем в мелких, и охватывают большую зону потребителей.

Для решения вопросов надёжности электроснабжения необходимо различать аварийный и послеаварийный режимы. Под аварийным режимом подразумевается кратковременный переходный режим, вызванный нарушением нормального режима работы системы электроснабжения или ее отдельных звеньев или элемента. Продолжительность аварийного режима определяется в основном временем действия релейной защиты, автоматики и телеуправления. Под послеаварийным режимом следует понимать режим, возникающий после отключения упомянутых поврежденных элементов системы электроснабжения. Послеаварийный режим гораздо более длителен, чем аварийный режим, и продолжается до восстановления нормальных условий работы.

Систему электроснабжения в целом нужно строить так, чтобы она в послеаварийном режиме обеспечивала функционирование потребителей после необходимых переключений и присоединений. При этом используются все возможности резервирования. Так, при серьёзных повреждениях в сетях 6 кВ электроснабжения карьерных нагрузок с длительным сроком восстановления,

ремонтный электротехнический персонал карьера прокладывает резервные кабельные линии от находящихся в работе сетей.

Подстанция, которая обеспечивает электроэнергией потребителей карьера, является подстанцией глубокого ввода, т.е. расположена в непосредственной близости от центра нагрузок и максимально приближена к электроустановкам потребителей. Это позволяет сократить длину распределительных сетей 6 кВ, снизить потери в сетях и, тем самым, увеличить надёжность электроснабжения. Подстанция «Сибиргинская» преобразует электрическую энергию на напряжении 35 кВ в электроэнергию на напряжении 6 кВ.

Требования, предъявляемые к электрической установке (станции, подстанции):

- соответствие электрической схемы условиям работы станции (подстанции) в энергосистеме, ожидаемым режимам, а также соответствие технологической схеме;

- удобство эксплуатации, а именно: простота и наглядность схемы;

- минимальный объем переключений, связанных с изменением режима; доступность электрического оборудования для ремонта без нарушения режима установки;

- возможность автоматизации установки в экономически целесообразном объеме;

- достаточная экономически оправданная степень надежности.

Под надежностью электрической станции, подстанции следует понимать способность выдавать мощность в сеть в соответствии с запланированным графиком, снабжать электроэнергией потребителей, сохраняя количество электроэнергии в пределах, установленных действующими нормативами.

Подстанция «Сибиргинская» является тупиковой и получает питание от двух независимых источников питания, которыми являются две одноцепные ЛЭП-35 кВ.

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 35 кВ, а при необходимости – обеспечить по собственным шинам 35 кВ через секционный выключатель транзит мощности от одной ЛЭП-35 кВ в другую. 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 Специальная часть

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 необходимо знать режимы работы горнодобывающего оборудования.

Экскаваторы ЭКГ-12,5, ЭКГ-8Ус работают практически круглосуточно, в две рабочие смены по 12 часов. Режим работы – циклический. Можно различить следующие циклы в работе экскаватора:

- разгон ковша и черпание (заполнение, подъём гружёного ковша) – нагрузка близка к максимальной ($P = 0,95 \cdot P_{\text{макс}}$), время цикла – $T \approx 17$ с;
- подъём гружёного ковша - $P = 0,7 - 0,75 \cdot P_{\text{макс}}$, $T \approx 3$ с
- торможение и удержание ковша, поворот экскаватора- $P=0,5 - 0,6 \cdot P_{\text{макс}}$, $T \approx 10$ с
- выгрузка (опорожнение ковша) – $P = 0,2 - 0,25 \cdot P_{\text{макс}}$, $T \approx 3$ с
- поворот экскаватора, опускание ковша, торможение при спуске ковша –
 $P = 0,4 - 0,5 \cdot P_{\text{макс}}$, $T \approx 8$ с

Для обеспечения санитарно-гигиенических норм, и соблюдения внутрисменного чередования работы и отдыха машиниста экскаватора, на каждые 50 минут работы предусматривается 10 минут отдыха, когда нагрузка экскаватора составляет 0,15-0,2 от максимальной (работа систем охлаждения, циркуляции масла, освещения и т.д.).

При перемещении экскаватора на новое место работы задействованы приводы ходовой части экскаватора - $P = 0,3 - 0,35 \cdot P_{\text{макс}}$. Время передвижки может быть различным и занимать от 15 минут до нескольких часов. Также следует учитывать время на плановое обслуживание оборудования экскаватора, когда он отключен от сети.

Коэффициент спроса для такого режима работы определяем по [5]
 $K_C = 0,65$.

Цикл работы шагающего экскаватора типа «драглайн» ЭШ-20.90 несколько отличается от цикла работы экскаваторов ЭКГ, т.к. его цикл работы связан только с черпанием, подъёмом и опорожнением ковша на более высокой отметке. Завершение цикла может сопровождаться с небольшим поворотом экскаватора относительно своей оси. Один цикл, как правило, составляет 60 секунд – всё зависит от места установки, глубины или высоты черпания и других факторов или геометрии разрабатываемой площадки. Перемещения экскаватора в течение одной смены незначительны и связаны либо с углублением в разрабатываемый пласт породы либо с продольным перемещением вдоль пласта.

Коэффициент спроса для такого режима работы определяем по [5]

$$K_C = 0,7$$

Крайне важно отметить, что главные сетевые электродвигатели карьерных электроприводных экскаваторов – синхронные и могут вырабатывать в сеть реактивную мощность. Поэтому, в целях снижения потребления реактивной мощности из сети, компенсации реактивной мощности других потребителей карьера, а также потерь мощности в распределительной сети, необходимо таким образом настраивать систему возбуждения сетевого электродвигателя, чтобы генерируемая им реактивная мощность в достаточной степени покрывала все потребности в реактивной мощности сети электроснабжения карьера.

Мощность потребления мощности от подстанции собственных нужд экскаваторов достаточно сложно спрогнозировать, её нагрузки зависят как от погодных факторов (дождливая погода, крепкие морозы), так и от личных предпочтений обслуживающего персонала площадки. На площадке работы экскаватора ЭКГ-12,5 установлен трансформатор собственных нужд (ТСН) мощностью 160 кВА. Для экскаватора ЭКГ-6,3Ус – 100 кВА, для экскаватора ЭШ-20.90 – 400 кВА. $\cos \phi$ нагрузки для ТСН принимаем равным 0,7. По [5] Принимаем коэффициент спроса равным 0,7.

Для проведения буровзрывных работ используются передвижные буровые станки типа ЗСБШ-200-60. Пробуриваемая порода имеет переменный коэффициент крепости, а цикл бурения зависит в первую очередь от него, а также

от типа скважины (вертикальная или наклонная). В зависимости от поставленных производственных задач, станок может работать как в односменном, так и в двухсменном режиме. Согласно справочной литературы [5], принимаем коэффициент спроса равным 0,5

Как было отмечено ранее, в качестве рабочего освещения проездов и технологических площадок в карьере используются ксеноновые лампы типа ДКсТ с номинальной мощностью одной лампы 10 кВт в количестве 60 штук. Коэффициент мощности ксеноновой лампы достаточно высок и составляет 0,95. Естественно, освещение используется только в тёмное время суток, включение ламп осуществляется фотоэлементами. Для южных территорий Сибири (да как и для всех остальных регионов РФ) можно считать, что среднегодовая продолжительность тёмного времени суток составляет половину от всего годового времени, т.е. коэффициент спроса будет равен 0,55.

В составе главной насосной станции имеется целый комплекс центробежных насосов на различную производительность с приводом от асинхронных электродвигателей, которые включаются в работу в зависимости от объёма притока воды в амбар. Максимальная зафиксированная рабочая мощность станции составляет 450 кВА. Режим включения насосных установок напрямую зависит от объёма поступления дождевых и грунтовых вод, продолжительности паводкового периода, длительности зимы. Используя анализ интернет-ресурсов, справочную литературу [6], принимаем коэффициент спроса равным 0,4. Т.к основной нагрузкой насосной станции являются асинхронные электродвигатели, то принимаем $\cos \phi = 0,8$.

На основании вышеизложенных описаний нагрузок карьера, производим расчет суммарных нагрузок методом коэффициента спроса. Для определения максимальной величины нагрузок задаём для синхронных электродвигателей экскаваторов номинальный режим перевозбуждения с максимальной выдачей реактивной мощности в сеть.

Исходные данные по нагрузкам РУ-6 кВ ПС 35/6 кВ «Сибиргинская» и результаты расчетов нагрузок представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Исходные данные и результаты расчетов

Наименование потребителя	P _{max} , кВт (S _{max} , МВА для ТСН)	cos φ	K _c	Кол-во	P _{расч} , кВт	Q _{расч} , кВАр	S _{расч} , кВА
ЗСБШ-200.60	400	0,8	0,55	3	660	495	825
ЭКГ-12,5	1250	0,8	0,65	3	2438	-1828,1	3046,9
ТСН ЭКГ-12,5	160	0,7	0,7	3	235,2	240	336
ЭШ-20.90	2500	0,75	0,7	2	3500	-3086,7	4666,7
ТСН ЭШ-20.90	400	0,7	0,7	2	392	399,9	560
ЭКГ-6,3Ус	800	0,75	0,65	2	1040	-917,2	1386,7
ТСН ЭКГ-6,3Ус	100	0,7	0,7	2	49	50	70
Насосная	450	0,8	0,4	1	180	135	225
Освещение	600	0,95	0,55	1	330	108,5	347,4
Итого:					8823,7	-4404	9862

Определяем максимальную расчетную активную мощность $P_{расч}$, кВт, для каждого потребителя по формуле:

Для бурового станка, экскаваторов, насосной и освещения:

$$P_{расч} = n \cdot K_C \cdot P_{max} , \quad (1)$$

Для ТСН:

$$P_{расч} = n \cdot K_C \cdot P_{max} \cdot \cos \varphi , \quad (2)$$

Определяем максимальную расчетную полную мощность $S_{расч}$, кВА, для каждого потребителя по формуле:

$$S_{расч} = P_{расч} / \cos \varphi , \quad (3)$$

Определяем максимальную расчетную реактивную мощность $Q_{расч}$, кВАр, для каждого потребителя по формуле:

$$Q_{расч} = \sqrt{S_{расч}^2 - P_{расч}^2} , \quad (4)$$

Определяем полную мощность нагрузок подстанции по формуле:

$$S_{ПС} = \sqrt{P_{ПС}^2 + Q_{ПС}^2} , \quad (5)$$

2.2 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.

В данном случае генерация реактивной мощности в рассматриваемой энергосистеме производится главными приводными синхронным электродвига-

телями экскаваторов в более чем достаточном объеме. Для достижения оптимального режима, необходимо свести перетоки реактивной мощности к минимуму. То есть таким образом настроить режим перевозбуждения синхронных электродвигателей, чтобы генерируемая ими реактивная мощность наиболее точно покрывала потребляемую в узле нагрузки. Отклонения от этого режима будут давать переток реактивной мощности или в нагрузку или в сеть, порождая дополнительные потери мощности и напряжения.

2.3 Расчет и выбор силовых трансформаторов

Так как по надежности электроснабжения электроприемники данной подстанции относятся ко второй категории, то используется отдельная 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 (ПТЭ) 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.

Определяем расчетную номинальную мощность силового трансформатора $S_{\text{НОМ Т}}$, кВ·А, по формуле:

$$S_{\text{НОМ Т}} \geq \frac{S_{\text{расч}}}{1,4} K_{1,2}, \quad (6)$$

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

$$S_{\text{НОМ Т}} \geq \frac{9862}{1,4} \cdot 1 = 7044 \text{ кВА.}$$

Силовой трансформатор выбираем по справочной литературе [1] по первичному и вторичному напряжению, номинальной мощности. Выбираем

силовые трансформаторы мощностью 10000 кВА типа ТДНС-10000/35. Данные трансформаторов ПС-35/6 кВ «Сибиргинская» представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Каталожные данные трансформаторов

Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$, кВ·А	$U_{1\text{ном}}$, кВ	$U_{2\text{ном}}$, кВ	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	$u_{\text{кз}}$, %	$I_{\text{хх}}$, %
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.

2.4 Выбор 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.

$$I_{\text{дл.доп}} \geq I_{\text{мр}}, \quad (7)$$

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;

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

$$I_{\text{мр}} = \frac{1,4S_{\text{номт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номт}}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 220 \text{ А}. \quad (8)$$

Выбираем по справочной литературе [2]

$$I_{\text{дл.доп}} = 265 \text{ А} \quad q = 70 \text{ мм}^2$$

Выбираем по экономической плотности тока сечение линии $q_{\text{эк}}$, мм², по формуле:

$$q_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{р}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (9)$$

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.

$$I_p = \frac{S_{\text{НОМГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 157 \text{ А} \quad (10)$$

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

$$q_{\text{эк}} = \frac{157}{1,1} = 142 \text{ мм}^2$$

По справочной литературе [2] принимаем ближайшее стандартное значение

$$q_{\text{эк}} = 150 \text{ мм}^2$$

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

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{мр}} (R_0 \cdot L \cdot \cos \varphi + X_0 \cdot L \cdot \sin \varphi)}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100 \leq 3\% \quad (11)$$

где L – длина линии, км, $L = 12$ км;

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

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

$$R_0 = 0,029 \cdot \frac{1000}{150} = 0,193 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}; \quad (12)$$

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

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

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot (0,193 \cdot 12 \cdot 0,97 + 0,4 \cdot 12 \cdot 0,24)}{35000} \cdot 100 = 3,7\% > 3\%$$

Потери напряжения больше допустимых, поэтому увеличим сечение провода до 240 мм^2 .

$$R_0 = 0,029 \cdot \frac{1000}{240} = 0,121 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

Тогда потери напряжения составят:

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot (0,121 \cdot 12 \cdot 0,97 + 0,4 \cdot 12 \cdot 0,24)}{35000} \cdot 100 = 2,7\% < 3\%$$

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

Окончательно выбираем провод марки АС сечением $q = 240 \text{ мм}^2$, так как он удовлетворяет всем требованиям.

2.5 Построение распределительной сети 6 кВ

Системы электроснабжения на разрезах должны отвечать ряду требований, регламентированных «Указаниями по проектированию электроснабжения угольных разрезов, шахт, брикетных фабрик»:

- для питания передвижного оборудования необходимо применять системы только с изолированной нейтралью;
- присоединение к передвижным воздушным линиям до 10 кВ независимо от расстояния, на котором находится передвижной электроприемник, производить с использованием передвижных приключательных пунктов;
- каждую внутрикарьерную ВЛ требуется секционировать, а длину секций принимать равной 400-600м

Схемы распределения электроэнергии в зависимости от размеров и конфигурации участка, мощности и числа горных машин и механизмов, высоты и качества одновременно разрабатываемых уступов могут быть различными. На карьерах Кузбасса наибольшее распространение получили: продольная, радиальная и комбинированная схемы электроснабжения.

Исходя из расположения передвижных электроприёмников, принимаем радиальную схему электроснабжения.

Представим план расположения электрооборудования потребителей карьера и обозначим на нём:

- Приключательные пункты;
- Трассы линий электропередач, проложенные с учётом рельефа местности, разрабатываемых уступов;
- Подстанцию 35/6 кВ «Сибиргинская»

После расстановки рабочих машин на плане горных работ согласно принятой системе разработки, выбора и нанесения схемы электроснабжения, главной понизительной подстанции, переключательных пунктов, комплектных подстанций 6/0,4 кВ и, подсоединив рабочие машины к выбранной схеме электроснабжения через переключательные пункты, определяем длину ЛЭП по плану горных работ согласно масштабу. Учитывать, что длина пролетов стационарных ВЛ напряжением 6 кВ принимается не более 50м.

Длину гибких кабелей для питания экскаваторов принимаем 250м. Для увеличения длины кабеля устанавливают соединительную муфту (коробку). Запас кабеля хранится на барабане, установленном в корпусе экскаватора.

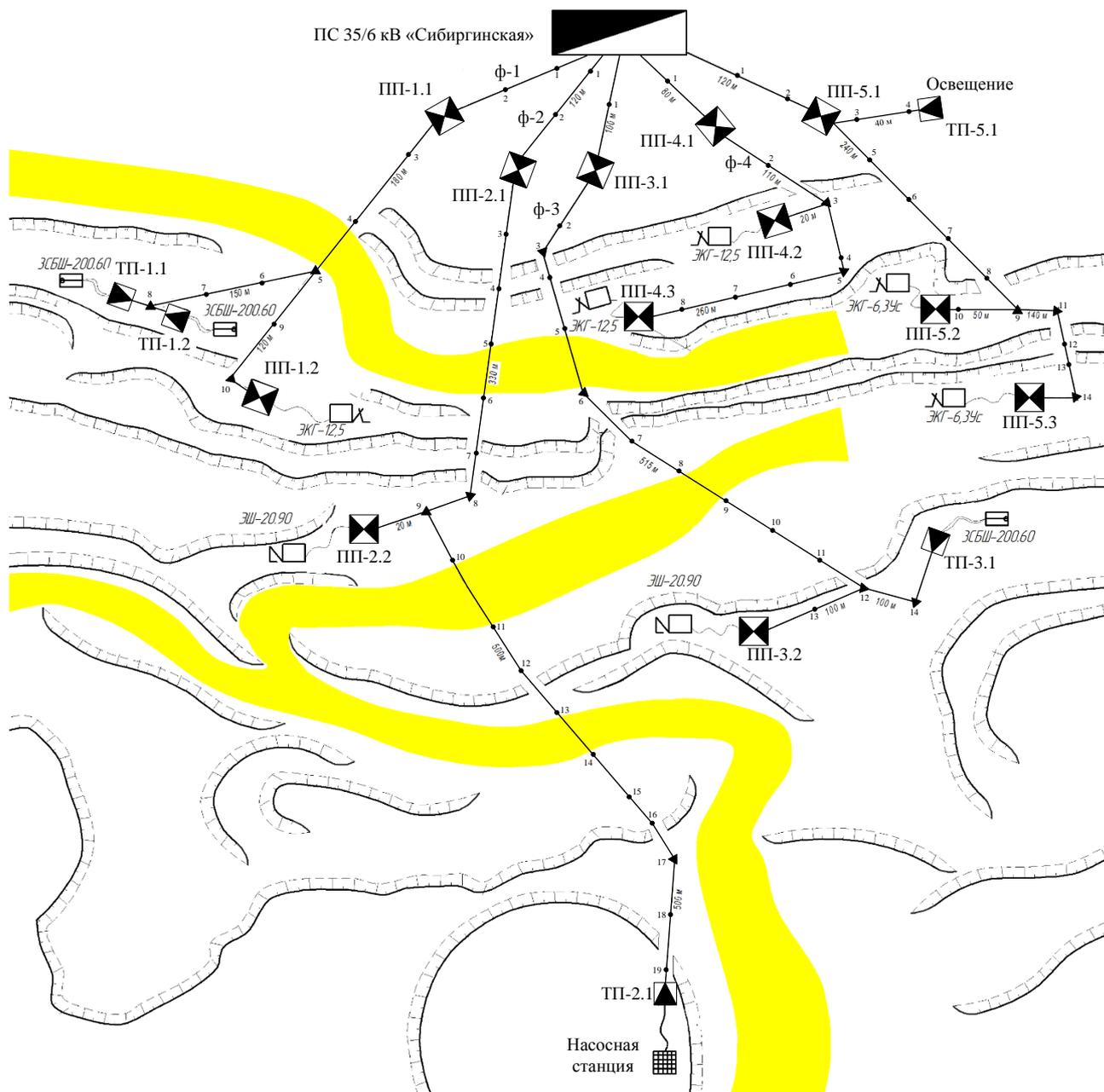


Рис 2.1 Схема распределительной сети четвёртого участка разреза «Междуреченский».

Подключение обозначенных на рис. фидеров линий 6 кВ: ф-1, ф-2 и ф-3 подключаем к первой секции шин, а ф-4, ф-5 – ко второй секции шин. Тогда расчётная нагрузка распределится по секциям и трансформаторам следующим образом. Расчёт распределения нагрузок по секциям шин 6 кВ подстанции «Сибиргинская» представлен в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Распределение нагрузки по секциям шин 6 кВ подстанции 35/6 кВ «Сибиргинская»

№ фидера	Наименование потребителя	P _{max} , кВт (S _{max} , МВА для ТСН)	cos φ	K _c	Кол-во	P _{расч} , кВт	Q _{расч} , кВАр	S _{расч} , кВА
I секция шин 6 кВ								
1	ЗСБШ-200.60	400	0,8	0,55	2	440	330	550
	ЭКГ-12,5	1250	0,8	0,65	1	813	-609,4	1015,6
	ТСН ЭКГ-12,5	160	0,7	0,7	1	78,4	80	112
	<i>Итого по фидеру №1</i>						1331	-199
2	ЭШ-20.90	2500	0,75	0,7	1	1750	-1543,4	2333,3
	ТСН ЭШ-20.90	400	0,7	0,7	1	196	200,0	280
	Насосная	450	0,8	0,4	1	180	135	225
	<i>Итого по фидеру №2</i>						2126	-1208
3	ЗСБШ-200.60	400	0,8	0,55	1	220	165	275
	ЭШ-20.90	2500	0,75	0,7	1	1750	-1543,4	2333,3
	ТСН ЭШ-20.90	400	0,7	0,7	1	196	200,0	280
	<i>Итого по фидеру №3</i>						2166	-1178
<i>Итого по I секции шин 6 кВ</i>						5623	-2586	6257
Коэффициент загрузки силового трансформатора 10000 кВА								0,626
II секция шин 6 кВ								
4	ЭКГ-12,5	1250	0,8	0,65	2	1625	-1218,8	2031,3
	ТСН ЭКГ-12,5	160	0,7	0,7	2	156,8	160	224
	<i>Итого по фидеру №4</i>						1782	-1059
5	ЭКГ-6,3Ус	800	0,75	0,65	2	1040	-917,2	1386,7
	ТСН ЭКГ-6,3Ус	100	0,7	0,7	2	98	100	140
	Освещение	600	0,95	0,55	1	330	108,5	347,4
	<i>Итого по фидеру №5</i>						1468	-709
<i>Итого по II секции шин 6 кВ</i>						3250	-1768	3699
Коэффициент загрузки силового трансформатора 10000 кВА								0,370

2.6 Расчёт сечений проводов воздушных и кабельных линий

Здесь в первую очередь следует отметить, что тип питающего кабеля для экскаваторов определен (рекомендован) заводской документацией. Так, по желанию заказчика, экскаватор может поставляться уже с наполненным до 250 метров кабельным барабаном. Так, для экскаватора ЭКГ-12,5 предусмотрен гибкий резиновый морозоустойчивый высоковольтный кабель марки КГЭ-ХЛ 3х50+1х16+1х10, для экскаватора ЭКГ-6,3Ус - КГЭ-ХЛ 3х35+1х10+1х6, для экскаватора ЭШ-20.90 - КГЭ-ХЛ 3х120+1х35+1х6.

Аналогично обстоит ситуация и с буровыми станками, которые питаются на напряжении 380 В от собственной трансформаторной подстанции 6/0,4 кВ. Законом-изготовителем рекомендовано выполнять питание кабельной линией, состоящей из двух кабелей марки КГХЛ 3х95+1х35.

Таким образом, производим выбор сечения проводов ВЛ-6 кВ питающей сети.

Перед расчетом сечения ВЛ принимаем:

- тип проводов А;
- тип опор: деревянные, на металлических салазках.

Расчётный ток нагрузки для конкретного электроприёмника определяется по формуле:

$$I_{расч} = \frac{S_{расч}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \text{ А} \quad (13)$$

По расчётному току, используя [2], определяем сечение провода и длительно допустимый ток воздушной линии, с соблюдением условия:

$$I_{расч} \leq I_{доп}$$

Минимальное допустимое сечение проводов ВЛ по условиям механической прочности с толщиной стенки гололёда 15 мм и более для алюминиевых проводов – 50 мм. [2]

Обозначим номера опор воздушных линий и разобьём их на участки с различными нагрузками, рассчитаем протекающие по участкам линий токи и сопоставим их с допустимыми

Используя расчётные данные из таблиц 2.2 и 2.3 и приведённые выше формулы, сведём расчёты в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Определение сечений проводов ВЛ-6 кВ

№ фидера	Участок	Нагрузка	Срасч, кВА	Ирасч, А	Марка провода	Идоп, А
1	ПС 35/6 - оп.5	ЗСБШ-200.60, ЭКГ-12,5, ТСН ЭКГ-12,5	1345,8	129,5	А-50	215
	оп.5 - оп.8	ЗСБШ-200.60 - 2 шт	550	52,9	А-50	215
	оп.8 - ТП 1.1	ЗСБШ-200.60	275	26,5	А-50	215
	оп.8 - ТП 1.2	ЗСБШ-200.60	275	26,5	А-50	215
	оп.5 - ПП 1.2	ЭКГ-12,5, ТСН ЭКГ-12,5	1036,8	99,8	А-50	215
2	ПС 35/6 - оп.9	ЭШ-20.90, ТСН ЭШ-20.90, Насосная	2445,4	235,3	А-95	320
	оп.9 - ПП-2.2	ЭШ-20.90, ТСН ЭШ-20.90	2364,7	227,5	А-70	265
	оп.9 - ТП-2.1	Насосная	225	21,7	А-50	215
3	ПС 35/6 - оп.12	ЗСБШ-200.60, ЭШ-20.90, ТСН ЭШ-20.90	2465,8	237,3	А-95	320
	оп.12 - ПП-3.2	ЭШ-20.90, ТСН ЭШ-20.90	2364,7	227,5	А-70	265
	оп.12 - ТП-3.1	ЗСБШ-200.60	275	26,5	А-50	215
4	ПС 35/6 - оп.3	ЭКГ-12,5, ТСН ЭКГ-12,5 - по 2 шт	2073,5	199,5	А-70	265
	оп.3 - ПП-4.2	ЭКГ-12,5, ТСН ЭКГ-12,5	1036,8	99,8	А-50	215
	оп.3 - ПП-4.3	ЭКГ-12,5, ТСН ЭКГ-12,5	1036,8	99,8	А-50	215
5	ПС 35/6 - ПП-5.1	ЭКГ-6,3Ус, ТСН ЭКГ-6,3Ус, Освещение	1609,1	154,8	А-50	215
	ПП-5.1- ТП-5.1	Освещение	347,4	33,4	А-50	215
	ПП-5.1 - оп.9	ЭКГ-6,3Ус, ТСН ЭКГ-6,3Ус - по 2 шт	1401,0	134,8	А-50	215
	оп.9 - ПП-5.2	ЭКГ-6,3Ус, ТСН ЭКГ-6,3Ус	700,5	67,4	А-50	215
	оп.9 - ПП-5.3	ЭКГ-6,3Ус, ТСН ЭКГ-6,3Ус	700,5	67,4	А-50	215

Проверяем выбранные сечения по допустимым потерям напряжения.

Потеря напряжения на участке линии определяется по формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{i-j} (R_0 \cdot L \cdot \cos \varphi + X_0 \cdot L \cdot \sin \varphi), \text{ В} \quad (14)$$

Для этого для каждого участка линий определяем удельные сопротивления по [1], а также, по данным таблицы 2.3 рассчитываем $\cos \varphi$ и $\sin \varphi$ протекающей по участку мощности:

$$\cos \varphi = P_{i-j} / S_{i-j}; \sin \varphi = Q_{i-j} / S_{i-j} \quad (15)$$

Расчёты $\cos \phi$ и $\sin \phi$, ΔU сводим в таблицу 2.5

Таблица 2.5 – расчёт потерь напряжения по участкам линий 6 кВ.

№ ф.	Участок	$P_{\text{расч.}}$, кВт	$Q_{\text{расч.}}$, кВАр	$I_{\text{расч.}}$, А	$\cos \phi$	$\sin \phi$	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	L, км	ΔU , В
1	ПС - оп.5	1330,9	-199,4	129,5	0,989	0,148	0,588	0,325	0,4	56,5
	оп.5 - оп.8	440	330	52,9	0,8	0,6	0,588	0,325	0,15	9,1
	оп.8 - ТП 1.1	220	165	26,5	0,8	0,6	0,588	0,325	0,02	0,6
	оп.8 - ТП 1.2	220	165	26,5	0,8	0,6	0,588	0,325	0,02	0,6
	оп.5 - ПП 1.2	891,4	-529,4	99,8	0,86	0,511	0,588	0,325	0,12	13,9
2	ПС - оп.9	2126	-1208,4	235,3	0,869	0,494	0,315	0,303	0,45	77,7
	оп.9 -ПП-2.2	1946	-1343,4	227,5	0,823	0,568	0,42	0,315	0,02	4,1
	оп.9 - ТП-2.1	180	135	21,7	0,8	0,6	0,588	0,325	0,5	12,5
3	ПС - оп.12	2166	-1178,4	237,3	0,878	0,478	0,315	0,303	0,62	106,5
	оп.12-ПП-3.2	1946	-1343,4	227,5	0,823	0,568	0,42	0,315	0,12	24,8
	оп.12-ТП-3.1	220	165	26,5	0,8	0,6	0,588	0,325	0,1	3,0
4	ПС - оп.3	1782,8	-1058,8	199,5	0,86	0,511	0,42	0,315	0,2	36,1
	оп. - ПП-4.2	891,4	-529,4	99,8	0,86	0,511	0,588	0,325	0,02	2,3
	оп.3- ПП-4.3	891,4	-529,4	99,8	0,86	0,511	0,588	0,325	0,26	30,2
5	ПС- ПП-5.1	1419	-758,7	154,8	0,882	0,472	0,588	0,325	0,12	21,6
	ПП-5.1-ТП-5.1	330	108,5	33,4	0,95	0,312	0,588	0,325	0,04	1,5
	ПП-5.1- оп.9	1138	-817,2	134,8	0,812	0,583	0,588	0,325	0,24	37,4
	оп.9- ПП-5.2	569	-408,6	67,4	0,812	0,583	0,588	0,325	0,05	3,9
	оп.9- ПП-5.3	569	-408,6	67,4	0,812	0,583	0,588	0,325	0,14	10,9

Для ВЛ-6 кВ ф.1 наиболее высокие потери напряжения будут перед ЭКГ-12,5 и составят:

$$\Delta U_{\phi 1} = \Delta U_{\text{ПС } 35/6 - \text{оп.5}} + \Delta U_{\text{оп.5 - ПП 1.2}} = 56,5 + 13,9 = 70,4 \text{ В} \quad (16)$$

$$\Delta U_{\phi 1, \%} = \Delta U_{\phi 1} \cdot 100\% / U_{\text{НОМ}} = 70,4 \cdot 100 / 6000 = 1,2 \% < 3\% \quad (17)$$

Для ВЛ-6 кВ ф.2 наиболее высокие потери напряжения будут перед насосной и составят:

$$\Delta U_{\phi 2} = \Delta U_{\text{ПС } 35/6 - \text{оп.9}} + \Delta U_{\text{оп.9 - ТП 2.1}} = 77,7 + 12,5 = 90,2 \text{ В}$$

$$\Delta U_{\phi 2, \%} = \Delta U_{\phi 2} \cdot 100\% / U_{\text{НОМ}} = 90,2 \cdot 100 / 6000 = 1,5 \% < 3\%$$

Для ВЛ-6 кВ ф.3 наиболее высокие потери напряжения будут перед ЭШ-20.90 и составят:

$$\Delta U_{\text{ф3}} = \Delta U_{\text{ПС 35/6 - оп.12}} + \Delta U_{\text{оп.12 - ПП 3.2}} = 106,5 + 24,8 = 131,3 \text{ В}$$

$$\Delta U_{\text{ф3, \%}} = \Delta U_{\text{ф3}} \cdot 100\% / U_{\text{НОМ}} = 131,3 \cdot 100 / 6000 = 2,2 \% < 3\%$$

Для ВЛ-6 кВ ф.4 наиболее высокие потери напряжения будут перед ЭКГ-12,5 (ПП-4.3) и составят:

$$\Delta U_{\text{ф4}} = \Delta U_{\text{ПС 35/6 - оп.3}} + \Delta U_{\text{оп.3 - ПП 4.3}} = 36,1 + 30,2 = 66,3 \text{ В}$$

$$\Delta U_{\text{ф4, \%}} = \Delta U_{\text{ф4}} \cdot 100\% / U_{\text{НОМ}} = 66,3 \cdot 100 / 6000 = 1,1 \% < 3\%$$

Для ВЛ-6 кВ ф.5 наиболее высокие потери напряжения будут перед ЭКГ-6,3Ус (ПП-5.3) и составят:

$$\Delta U_{\text{ф5}} = \Delta U_{\text{ПС 35/6 - оп.9}} + \Delta U_{\text{оп.9 - ПП 5.3}} = 37,4 + 10,9 = 48,3 \text{ В}$$

$$\Delta U_{\text{ф5, \%}} = \Delta U_{\text{ф5}} \cdot 100\% / U_{\text{НОМ}} = 48,3 \cdot 100 / 6000 = 0,8 \% < 3\%$$

Проверку по потерям в пусковом режиме не проводим, т.к. синхронные электродвигатели экскаваторов перед включением в сеть разгоняются до подсинхронной частоты и включаются в сеть практически без бросков тока в сети. Максимальная мощность электродвигателя насосного агрегата насосной станции – 132 кВт, и, не смотря на удалённость от головной подстанций, не будет существенно влиять на уровень напряжения в линии при пуске.

2.7 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.

При этом расчёт производим в наиболее тяжёлых условиях, когда линии и трансформаторы работают параллельно и их сопротивления минимальны.

Проведём анализ существующей сети. Любая точка КЗ в данной сети будет иметь питание с нескольких сторон, а именно:

- от энергосистемы, которой считаются шины 35 кВ питающей подстанции 110/35/6 кВ. Мощность трёхфазного КЗ на этих шинах составляет 620 МВА;
- от синхронных электродвигателей карьерных экскаваторов.

Однако, исходя из опыта расчёта схем замещения и токов КЗ от различных источников, даже находясь в режиме перевозбуждения, синхронные электродвигатели экскаваторов обладают намного более высоким сверхпереходным сопротивлением и малой мощностью по сравнению с мощностью КЗ энергосистемы (1250 кВт у ЭКГ-12,5 и 2500 кВт у ЭШ-20.90.). Поэтому подпитка точки КЗ от электродвигателей будет несущественной и их влияние на суммарный ток

КЗ будет ещё более уменьшится по мере удаления от них. Таким образом, делая вывод о преобладании подпитки точки КЗ от энергосистемы, проверку оборудования подстанции 35/6 кВ и переключающих устройств следует делать именно по току трёхфазного КЗ от энергосистемы.

Составим схему замещения для определения токов КЗ. Необходимых для проверки электрооборудования подстанции 35/6 кВ «Сибиргинская»

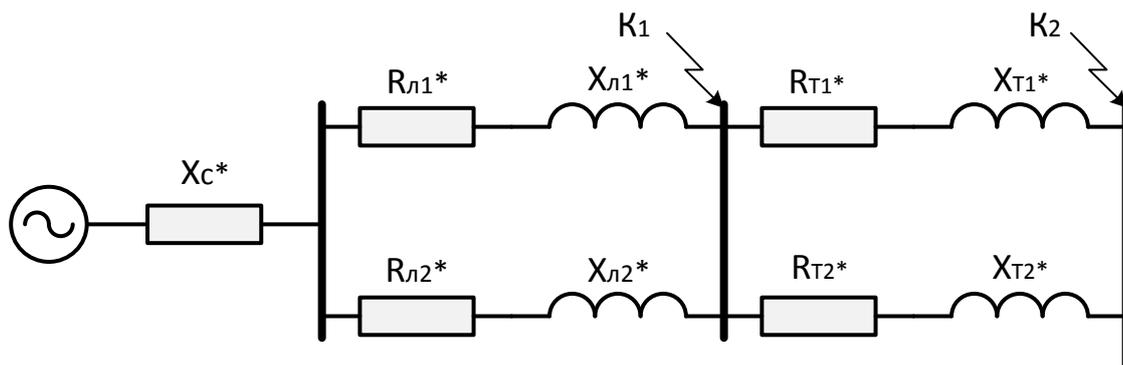


Рис. 2.2 – Расчётная схема замещения для выбора оборудования подстанции 35/6 кВ «Сибиргинская»

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

Исходные данные для расчёта элементов схемы замещения:

$$S_C = 620 \text{ МВА}; L = 12 \text{ км}; S_{тр} = 10000 \text{ кВА}; U_H = 35 \text{ кВ};$$

$$R_0 = 0,097 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}; u_{кз} = 10 \%; \Delta P_{кз} = 60 \text{ кВт}; u_{кз} = 8 \%; X_0 = 0,4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$U_1 = 36,75 \text{ кВ}; U_2 = 6,3 \text{ кВ}.$$

Принимаем базисные условия:

$$S_6 = 100 \text{ МВА}; U_{бВН} = 37 \text{ кВ}; U_{бНН} = 6,3 \text{ кВ}$$

Определяем базисный ток по формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \text{ кА} \tag{18}$$

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

$$I_{\sigma 2} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 10^3} = 9,16 \cdot 10^3 \text{ A} = 9,16 \text{ кА}$$

Определяем сопротивление элементов схемы замещения в относительных единицах при базисных условиях

Энергосистема:

$$X_{C\sigma}^* = \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{НОМИ}}} \quad X_{C\sigma}^* = \frac{100}{620} = 0,161 \text{ о.е.} \quad (19)$$

Воздушные линии 35 кВ:

$$X_{\text{л}\sigma}^* = X_{\text{л}1\sigma}^*/2 = X_{\text{л}2\sigma}^*/2 = 0,5 \cdot X_0 \cdot L \frac{S_{\sigma}}{U_{\text{cp}}^2} \quad X_{\text{л}\sigma}^* = 0,4 \cdot 12 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,35 \text{ о.е.}$$

$$R_{\text{л}\sigma}^* = R_{\text{л}1\sigma}^*/2 = R_{\text{л}2\sigma}^*/2 = 0,5 \cdot R_0 \cdot L \frac{S_{\sigma}}{U_{\text{cp}}^2} \quad R_{\text{л}\sigma}^* = 0,097 \cdot 12 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,085 \text{ о.е.}$$

Определим отношение X/R для сопротивлений ВЛЭП-35 кВ:

$$X_{\text{л}\sigma}^* / R_{\text{л}\sigma}^* = 0,35/0,085 = 4,118 > 3$$

Силовые трансформаторы 10000 кВА:

$$X_{\text{т}\sigma}^* = X_{\text{т}1\sigma}^*/2 = X_{\text{т}2\sigma}^*/2 = \frac{u_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{НОМТ}}} \quad X_{\text{т}\sigma}^* = \frac{8}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0,8 \text{ о.е.} \quad (20)$$

$$R_{\text{т}\sigma}^* = R_{\text{т}1\sigma}^*/2 = R_{\text{т}2\sigma}^*/2 = \frac{\Delta P_K}{1000} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{60}{1000} \cdot \frac{100}{10^2} = 0,06 \text{ о.е.} \quad (21)$$

Определим отношение X/R для сопротивлений трансформаторов:

$$X_{\text{т}\sigma}^* / R_{\text{т}\sigma}^* = 0,8/0,06 = 13,3 > 3$$

По результатам отношений реактивных и активных сопротивлений активные сопротивления в расчёте можно не учитывать. Тогда результирующее сопротивление:

$$\text{Для точки К-1: } X_{\text{К}1} = X_{C\sigma}^* + X_{\text{л}\sigma}^* = 0,161 + 0,35 = 0,511 \text{ о.е.}$$

$$\text{Для точки К-2: } X_{\text{К}2} = X_{C\sigma}^* + X_{\text{л}\sigma}^* + X_{\text{т}\sigma}^* = 0,161 + 0,35 + 0,8 = 1,311 \text{ о.е.}$$

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

$$I_{\text{кз}} = \frac{I_{\sigma}}{X_K^*} \quad (22)$$

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

$$I_{кз} = I_0 = I_{\infty} = I_{\tau}, \quad (23)$$

Определяем ударный ток i_y , кА, по формуле:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_0 \cdot k_y, \quad (24)$$

где k_y – ударный коэффициент, $k_y = 1,608$ для системы, связанной с шинами, где рассматривается КЗ, воздушными линиями напряжением 35 кВ [3]

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

$$S_{\tau} = \sqrt{3} \cdot I_{\tau} \cdot U_{ср}, \quad (25)$$

Определяем токи КЗ в точке К1:

$$I_{кз1} = \frac{1,56}{0,511} = 3,053 \text{ кА} \quad I_{кз1} = I_{01} = I_{\infty 1} = I_{\tau 1}$$

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 3,053 \cdot 1,608 = 6,943 \text{ кА} \quad S_{\tau 1} = \sqrt{3} \cdot 3,053 \cdot 37 = 195 \text{ МВА}$$

Определяем токи КЗ в точке К2:

$$I_{кз2} = \frac{9,16}{1,311} = 6,987 \text{ кА} \quad I_{кз2} = I_{02} = I_{\infty 2} = I_{\tau 2}$$

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot 6,987 \cdot 1,608 = 15,889 \text{ кА} \quad S_{\tau 2} = \sqrt{3} \cdot 6,987 \cdot 6,3 = 76 \text{ МВА}$$

2.8 Выбор высоковольтного оборудования головной подстанции

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.

2.8.1 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.

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:

$$I_{\text{мр}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМТ}}} \text{ А}, \quad (26)$$

$$\text{Стороны 35 кВ: } I_{\text{мрВН}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 220 \text{ А}$$

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

Для шинного моста ОРУ-35 подстанции принимаем шины из круглых алюминиевых труб с наружным диаметром 40 мм. По [2] $I_{\text{дл.доп.}} = 935 \text{ А}$. Т.к. $I_{\text{дл.доп.}} > I_{\text{мр}}$, то шины ОРУ-35 выбраны правильно.

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:

$$q_{\text{min}} = \alpha \cdot I_{\infty} \cdot \sqrt{t_{\text{п}}}, \quad (29)$$

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-2)

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

$$t_{\text{п}} = t_{\text{па}} + t_{\text{пп}},$$

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:

$$t_{\text{па}} = 0,005 \cdot (\beta'')^2, \quad (28)$$

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

$$t_{\text{па}} = 0,005 \cdot 1^2 = 0,005 \text{ с}; \quad t_{\text{п}} = 0,005 + 0,5 = 0,505 \text{ с}$$

$$\text{Для стороны 35 кВ: } q_{\text{minВН}} = 11 \cdot 3,053 \cdot \sqrt{0,505} = 23,9 \text{ мм}^2$$

$$\text{Для стороны 6 кВ: } q_{\text{minНН}} = 11 \cdot 6,987 \cdot \sqrt{0,505} = 54,6 \text{ мм}^2$$

Шины 35 кВ: Сечение круглых алюминиевых шин с наружным/внутренним диаметром 40/35 мм. $q_{\text{ВН}} = \pi \cdot (d_1^2 - d_2^2)/4 = 3,14 \cdot (40^2 - 35^2)/4 = 294,4 \text{ мм}^2$

$$q_{\text{ВН}} = 294,4 \text{ мм}^2 > q_{\text{minВН}} = 23,9 \text{ мм}^2$$

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

$$q_{\text{ВН}} = 480 \text{ мм}^2 > q_{\text{minВН}} = 54,6 \text{ мм}^2$$

Проверяем шины на механическую прочность:

$$\delta_{\text{расч}} \leq \delta_{\text{доп}}, \text{ МПа}, \quad (29)$$

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

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

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

$$\delta_{\text{расч}} = \frac{F_{\text{расч}} \cdot L}{10 \cdot W}, \text{ МПа}, \quad (30)$$

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

$$F_{\text{расч}} = 1,732 \cdot 10^{-7} \cdot i_y^2 \cdot \frac{L}{a}, \quad (31)$$

где L – максимальная длина пролета между изоляторами, для шин 6 кВ равная 1 м, и 8 м - для шин 35 кВ;

a – расстояние между фазами, $a_{\text{НН}} = 0,25$ м; $a_{\text{ВН}} = 0,8$ м ;

$$F_{\text{расчНН}} = 1,732 \cdot 10^{-7} \cdot (15,889 \cdot 10^3)^2 \cdot \frac{1}{0,25} = 174,9 \text{ Н},$$

$$F_{\text{расчВН}} = 1,732 \cdot 10^{-7} \cdot (6,943 \cdot 10^3)^2 \cdot \frac{8}{0,8} = 83,5 \text{ Н},$$

W – момент сопротивления шины, определяется по формуле:

$$W_{\text{НН}} = \frac{b \cdot h^2}{6}, \text{ мм}^3 - \text{ для прямоугольной шины}; \quad (32)$$

$$W_{\text{ВН}} = \pi \cdot \frac{d_1^4 - d^4}{32 \cdot d_1}, \text{ мм}^3 - \text{ для алюминиевой трубы}; \quad (33)$$

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

$$W_{\text{ВН}} = 3,14 \cdot \frac{40^4 - 35^4}{32 \cdot 40} = 2,6 \cdot 10^3 \text{ мм}^3 = 2,6 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$$

$$\delta_{\text{расчНН}} = \frac{174,9 \cdot 1}{10 \cdot 6,4 \cdot 10^{-6}} = 2,73 \text{ МПа} < 40 \text{ МПа}$$

$$\delta_{\text{расчВН}} = \frac{83,5 \cdot 8}{10 \cdot 2,6 \cdot 10^{-6}} = 25,69 \text{ МПа} < 40 \text{ МПа}$$

Выбранные сечение шин удовлетворяет условию электродинамической устойчивости.

2.8.2 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 2.6. Т.к. подключение силового трансформатора выполняется в существующую резервную ячейку 35 кВ, выбираем опорные изоляторы для распределительного устройства 6 кВ.

Таблица 2.6 – Каталожные данные и результаты расчетов

Тип	Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
ИО-6-3,75	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$ $F_{\text{доп}} = 2250 \text{ Н}$ $F_{\text{разр}} = 3750 \text{ Н}$	$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$ $F_{\text{расч}} = 174,9 \text{ Н}$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}}, \quad (34)$$

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

$$F_{\text{разр}} – \text{разрушающее усилие, Н, } F_{\text{разр}} = 3750 \text{ Н.} \quad (35)$$

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

2.8.3 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 принимаем к установке вакуумные выключатели ВВС-35.

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.

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 2.7, 2.8.

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

Для линейного и секционного выключателя:

$$I_{p35} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165 \text{ А.} \quad (36)$$

С учётом возможной перегрузки линейного или секционного выключателя:

$$I_{p35Лmax} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 230,9 \text{ А.} \quad (37)$$

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

$$I_{p35.2Лmax} = \frac{2 \cdot 1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 462 \text{ А.} \quad (38)$$

Принимаем к установке на ОРУ-35 кВ выключатели типа ВВС-35П-20/630У1 с $I_{\text{НОМ}} = 630$ А как для линии, так и для секционного выключателя с исполнением полюсов 35 кВ, с электромагнитным приводом ПЭМУ-500, для работы в районах с умеренным климатом (У).

Таблица 2.7 – Каталожные данные и результаты расчетов на 35 кВ

Тип	Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
ВВС35П-20/630У1	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{МР}}$ $U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$ $I_{\text{НОМ ТС}} \geq I_{\infty} \sqrt{\frac{t_{\text{П}}}{t_{\text{ТС}}}}$ $I_{\text{М}} \geq i_{\text{У}}$ $I_{\text{Н ОТК}} \geq I_{\text{Т}}$	$I_{\text{НОМ}} = 630$ А $U_{\text{НОМ}} = 35$ кВ $I_{\text{Н.ТУ}} = 20$ кА $I_{\text{Н.ДУ}} = 52$ кА $I_{\text{Н.ОТК}} = 20$ кА $S_{\text{Т1}} = 1211$ МВА	$I_{\text{МР}} = 462$ А $U_{\text{УСТ}} = 35$ кВ $I_{\infty} = 3,053$ кА $t_{\text{П}} = 0,2$ с $i_{\text{У}} = 11,14$ кА $I_{\text{Т}} = 3,053$ кА $S_{\text{Т1}} = 195$ МВА

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

$$I_{\text{р6}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 962,3 \text{ А.} \quad (39)$$

С учётом возможной перегрузки трансформатора:

$$I_{\text{мак6}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1347,2 \text{ А.} \quad (40)$$

Выбираем выключатель типа ВВЭ-10-20/1600У2, с исполнением полюсов 10 кВ, $I_{\text{НОМ}} = 1600$ 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. ВВЭ-10-20/630У2.

Допустимая передаваемая мощность отходящей ячейки:

$$S_{\text{я}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}} \cdot U = 1,732 \cdot 630 \cdot 6 = 6546 \text{ кВА.} \quad (41)$$

Как видим, передаваемая отходящим выключателем мощность существенно выше любой из нагрузок подстанции, представленных в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Каталожные данные и результаты расчетов на 6 кВ

Тип	Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
ВВЭ-10-20/1600У2	$I_{НОМ} \geq I_{Мр}$ $U_{НОМ} \geq U_{уст}$ $I_{НОМ\ TC} \geq I_{\infty} \sqrt{\frac{t_{п}}{t_{TC}}}$ $I_M \geq i_y$ $I_{н\ отк} \geq I_{\tau}$	$I_{НОМ} = 1600\ А$ $U_{НОМ} = 10\ кВ$ $I_{н.ту} = 20\ кА$ $I_{н.ду} = 52\ кА$ $I_{н.отк} = 20\ кА$ $S_{\tau 1} = 346\ МВ \cdot А$	$I_{Мр} = 1347\ А$ $U_{уст} = 6\ кВ$ $I_{\infty} = 6,987\ кА$ $t_{п} = 0,2\ с$ $i_y = 15,889\ кА$ $I_{\tau} = 6,987\ кА$ $S_{\tau 2} = 76\ МВ \cdot А$
ВВЭ-10-20/630У2	$I_{НОМ} \geq I_{Мр}$ $U_{НОМ} \geq U_{уст}$ $I_{НОМ\ TC} \geq I_{\infty} \sqrt{\frac{t_{п}}{t_{TC}}}$ $I_M \geq i_y$ $I_{н\ отк} \geq I_{\tau}$	$I_{НОМ} = 630\ А$ $U_{НОМ} = 10\ кВ$ $I_{н.ту} = 20\ кА$ $I_{н.ду} = 52\ кА$ $I_{н.отк} = 20\ кА$ $S_{\tau 1} = 346\ МВ \cdot А$	$I_{Мр} = 235\ А$ $U_{уст} = 6\ кВ$ $I_{\infty} = 6,987\ кА$ $t_{п} = 0,2\ с$ $i_y = 15,889\ кА$ $I_{\tau} = 6,987\ кА$ $S_{\tau 2} = 76\ МВ \cdot А$

2.8.4 Выбор высоковольтных разъединителей

Разъединители – это электрические аппараты, предназначенные для создания видимого разрыва электрической цепи, что необходимо по условиям подготовки рабочих мест при выводе электрооборудования в ремонт. Производить включение и отключение высоковольтных разъединителей допускается только без нагрузки. Причем при отключении разъединителя оперативный дежурный должен действовать крайне осторожно: сначала необходимо слегка вывести ножи из захвата губок ответных контактов, но без возникновения воздушного промежутка, т.к. даже незначительный промежуток может спровоцировать зажигание дуги и повреждение контактов. Далее необходимо резким движением развести ножи разъединителя с плавным торможением движения к концу хода ножей, т.к. в противном случае можно повредить колонки разъединителя.

Условия выбора и проверки практически такие же, как и у выключателей, только без проверки на отключающую способность.

На ОРУ-35 кВ принимаем к установке разъединители типа РДЗ.1(2)-35П/1000 У1. Разъединитель с двумя опорно-поворотными изоляторами на полюс, с одним (двумя) заземлителями, номинальным напряжением 35 кВ, с размещением в атмосфере с II степенью загрязнения, номинальным током 1000 А

Таблица 2.9 – Каталожные данные разъединителя 35 кВ.

Тип	Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
РДЗ.1(2)-35П /1000 У1	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мр}}$ $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{м}} \geq i_{\text{у}}$ $I_{\text{н.отк}} \geq I_{\text{т}}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$ $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{н.ту}} = 20 \text{ кА}$ $I_{\text{н.ду}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{мр}} = 462 \text{ А}$ $U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$ $i_{\text{у}} = 15,889 \text{ кА}$ $I_{\text{т}} = 6,987 \text{ кА}$

2.8.5 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.

Выбор трансформаторов тока со стороны 35 кВ.

Определяем кратность динамической устойчивости $k_{\text{дин}}$ по формуле:

$$k_{\text{дин}} = \frac{i_{\text{у}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.т}}} \quad (42)$$

Определяем кратность термической устойчивости $k_{\text{ту}}$ по формуле:

$$k_{\text{ту}} \geq \frac{I_{\infty}}{I_{\text{ном.т}}} \sqrt{\frac{t_{\text{п}}}{t_{\text{ту}}}}, \quad (43)$$

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

Проверка трансформаторов тока на напряжение 35 кВ, установленных на стороне 35 кВ. Встроенные в выключатель трансформаторы тока ТВТ-35-1 600/5 для питания дифференциальной защиты и максимальной токовой защиты (МТЗ).

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

$$k_{дин} = \frac{6,943 \cdot 10^3}{\sqrt{2} \cdot 600} = 8,2$$

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

$$k_{ту} = \frac{3,053 \cdot 10^3}{600} \sqrt{\frac{0,4}{1}} = 3,21$$

Произведем расчет мощности электроприборов, подключаемых через трансформатор тока. Значения сопротивлений приборов и реле представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Сопротивления приборов и реле

Наименование приборов и реле	Сопротивление, $r_{приб}$, Ом
Токовые цепи УРЗА	0,05
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:

$$Z_2 = R_{приб} + R_{пров} + R_{конт}, \quad (44)$$

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

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

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

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} \text{ Ом}, \quad (45)$$

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

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

$$R_{пров} = \rho \frac{l}{q}, \text{ Ом}, \quad (46)$$

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

l – длина проводов, м, $l = 10$ м; q – сечение проводов, мм^2 , $q = 4 \text{ мм}^2$.

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

$$Z_2 = 0,05 + 0,125 + 0,06 + 0,004 + 0,07 + 0,1 = 0,409 \text{ Ом}$$

Таблица 2.11 – Каталожные данные и результаты расчетов выбора трансформатора тока на напряжение 35 кВ

Тип	Условия выбора	Каталожные данные	Результаты расчетов
ТВТ-35-І 600/5	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мр}}$ $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $k_{\text{дин}} \geq \frac{i_y}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.т}}}$ $k_{\text{ту}} \geq \frac{I_{\infty}}{I_{\text{ном.т}}} \sqrt{\frac{t_{\text{п}}}{t_{\text{ту}}}}$ $Z_{2\text{доп}} \geq Z_2$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$ $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$ $k_{\text{ту}} = 28$ $Z_{2\text{доп}} = 0,6 \text{ Ом}$	$I_{\text{мр}} = 462 \text{ А}$ $U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$ $i_y = 6,943 \text{ кА}$ $I_{\infty} = 3,053 \text{ кА}$ $k_{\text{дин}} = 8,2$ $k_{\text{ту}} = 3,21$ $Z_2 = 0,409 \text{ Ом}$

Выбор трансформаторов тока на стороне 6 кВ.

Принимаем к установке линейные шинные литые трансформаторы тока типа ТШЛ. Для выключателей вводов и секционного выключателя выбираем трансформаторы тока типа ТШЛ-10 1600/5, для отходящих линий - ТШЛ-10 600/5. Определяем кратность динамической устойчивости $k_{\text{дин}}$ и термической устойчивости.

Для трансформаторов тока вводов и секционного выключателя:

$$k_{\text{дин}} = \frac{15,889 \cdot 10^3}{\sqrt{2} \cdot 1600} = 7,02 \quad k_{\text{ту}} = \frac{6,987 \cdot 10^3}{1600} \sqrt{\frac{0,4}{1}} = 2,76$$

Для трансформаторов тока отходящих линий:

$$k_{\text{дин}} = \frac{15,889 \cdot 10^3}{\sqrt{2} \cdot 600} = 18,7 \quad k_{\text{ту}} = \frac{6,987 \cdot 10^3}{600} \sqrt{\frac{0,4}{1}} = 7,36$$

Таблица 2.12 – Сопротивления приборов и реле

Наименование приборов и реле	Сопротивление, $r_{\text{приб}}$, Ом
Токовые цепи УРЗА	0,05
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:

$$Z_2 = 0,05 + 0,125 + 0,06 + 0,004 + 0,07 + 0,1 = 0,409 \text{ Ом}$$

Таблица 2.13 – Каталожные данные и результаты расчетов выбора трансформатора тока на напряжение 6 кВ

Тип	Условия выбора	Каталожные данные	Результаты расчетов
ТШЛ-10 1600/5	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{МР}}$ $U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$ $K_{\text{ДИН}} \geq \frac{i_y}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ.Т}}}$ $K_{\text{ТУ}} \geq \frac{I_{\infty}}{I_{\text{НОМ.Т}}} \sqrt{\frac{t_p}{t_{\text{ТУ}}}}$ $Z_{2\text{ДОП}} \geq Z_2$	$I_{\text{НОМ}} = 1600 \text{ А}$ $U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $K_{\text{ДИН}} = 81$ $K_{\text{ТУ}} = 35$ $Z_{2\text{ДОП}} = 1,2 \text{ Ом}$	$I_p = 1347 \text{ А}$ $U_{\text{УСТ}} = 6 \text{ кВ}$ $i_y = 15,889 \text{ кА}$ $I_{\infty} = 6,987 \text{ кА}$ $K_{\text{ДИН}} = 7,02$ $K_{\text{ТУ}} = 2,76$ $Z_2 = 0,409 \text{ Ом}$
ТШЛ-10 600/5	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{МР}}$ $U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$ $K_{\text{ДИН}} \geq \frac{i_y}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ.Т}}}$ $K_{\text{ТУ}} \geq \frac{I_{\infty}}{I_{\text{НОМ.Т}}} \sqrt{\frac{t_p}{t_{\text{ТУ}}}}$ $Z_{2\text{ДОП}} \geq Z_2$	$I_{\text{НОМ}} = 600 \text{ А}$ $U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $K_{\text{ДИН}} = 81$ $K_{\text{ТУ}} = 35$ $Z_{2\text{ДОП}} = 1,2 \text{ Ом}$	$I_p < 600 \text{ А}$ $U_{\text{УСТ}} = 6 \text{ кВ}$ $i_y = 15,889 \text{ кА}$ $I_{\infty} = 6,987 \text{ кА}$ $K_{\text{ДИН}} = 18,7$ $K_{\text{ТУ}} = 7,36$ $Z_2 = 0,409 \text{ Ом}$

Окончательно 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.

2.8.6 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для подключения обмоток напряжения вольтметров, ваттметров и реле защиты.

Выбор трансформатора напряжения на стороне 35 кВ.

К установке на ОРУ-35 принимаем по одному на секцию трансформатору напряжения типа НАМИ-35 $\frac{35000}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / \frac{100}{3}$ напряжением первичной обмотки 35 кВ, вторичной обмотки 100 В, номинальной мощностью вторичной обмотки 75 В·А в классе точности 0,5.

Приведем проверочный расчет устанавливаемого 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.

Данные по подключаемым приборам представлены в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Характеристика приборов и реле

Прибор	Потребляемая мощность, S, В·А	Число приборов на секцию	Общая мощность, S _{2 расч} , В·А
Цепи напряжения УРЗА	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 2.15.

Таблица 2.15 – Распределение нагрузки по фазам

Наименование прибора	Полная нагрузка $S_{2 \text{ расч}}$ на фазы, ВА		
	АВ	ВС	АС
Счетчик активной и реактивной энергии	0,83	0,83	0,83
Цепи напряжения УРЗА	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:

$$I_a = I_c = \frac{S_{ac}}{U_{ac}} \quad (47)$$

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

Выбираем сечение проводов 2,5 мм².

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

$$\Delta U = I_a R + I_b R = R(I_a + I_b), \quad (48)$$

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

Следовательно,

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

соответствует ПУЭ.

Установленные трансформаторы напряжения 35 кВ соответствуют всем условиям.

Выбор трансформатора напряжения на стороне 6 кВ.

Принимаем к установке 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 ВА в классе точности 0,5.

Данные по подключаемым приборам приведены в таблице 2.16.

Таблица 2.16 – Характеристика приборов и реле

Прибор	Потребляемая мощность, S, В·А	Число приборов на секцию	Общая мощность, S _{2 расч} , В·А
Цепи напряжения УРЗА	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 2.17.

Таблица 2.17 – Распределение нагрузки по фазам

Наименование прибора	Полная нагрузка S _{2 расч} на фазы, ВА		
	АВ	ВС	АС
Счетчик активной и реактивной энергии	6,66	6,66	6,66
Реле напряжения МКОМ	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:

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

соответствует ПУЭ.

Окончательно выбираем на стороне 6 кВ трансформатор напряжения

$$\text{НАМИТ -10} \frac{6000}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / \frac{100}{3}.$$

2.8.7 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 0,4 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 ОПН-35 ($U_{н \text{ сети}} = 36 \text{ кВ}$, $U_{нро} = 41 \text{ кВ}$, амплитуда прямоугольного тока длительностью 2000 мкс = 550 А, I_n 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 ОПН-6 ($U_{н \text{ сети}} = 3,3...35 \text{ кВ}$, $U_{нро} = 4-24 \text{ кВ}$, I_n разрядный 10 кА).

2.9 Оперативный ток

На подстанции принят переменный оперативный ток 220 В. Для питания оперативных цепей и собственных нужд на подстанции выбираем два трансформатора ТМ-100/6, мощностью 100 кВА, напряжением 6/0,4 кВ, подключенные шинным мостом выводов 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.

2.10 Релейная защита

Релейная защита – совокупность специальных защитных устройств, контролирующая состояние всех элементов системы электроснабжения и реагирующая 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.

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.

2.10.1 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 предназначены для быстрой и селективной защиты от коротких замыканий в трансформаторах, электродвигателях, генераторах, а также прочих объектов подключаемых к энергосистеме с двух сторон.

Расчет дифференциальной защиты не приводим.

2.10.2 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:

$$I_{сз} = \frac{K_H}{K_B} I_{раб\ макс} , \quad (49)$$

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

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

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

$$I_{раб\ макс} = \frac{1,4 \cdot S_{номг}}{\sqrt{3} \cdot U_{номг}} , \quad (50)$$

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

$$I_{ср} = \frac{K_{сх} \cdot I_{сз}}{K_T} , \quad (51)$$

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

K_T – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Сторона 35 кВ

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

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

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

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

Сторона 6 кВ

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

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

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

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

Принимаем к установке реле типа MICOM P123.

2.10.3 Защита от перегрузки

Определяем ток срабатывания защиты от перегрузки $I_{\text{сз}}$, А, по формуле:

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_H}{K_B} I_{\text{НОМ.Т}}, \quad (52)$$

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

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

Сторона 35 кВ

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

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

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

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

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

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

$$I_{cp} = \frac{1 \cdot 1064}{320} = 3,33 \text{ A}$$

Принимаем к установке реле типа МІСОМ Р123.

2.10.4 Защита от повреждений и понижений уровня масла внутри баков маслonaполненных 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 трансформато-

ра 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.

2.11 Конструктивное исполнение подстанции

Любая подстанция состоит из распределительных устройств высокого и низкого напряжения, силовых трансформаторов.

Распределительным устройством (РУ) называется электрическая установка, служащая для приема и распределении электроэнергии.

Для энергетической системы распределительное устройство является узлом сети, оборудованным электрическими аппаратами и защитными устройствами.

По существу РУ – это конструктивное выполнение принятой электрической схемы, т.е. расстановка электрических аппаратов внутри помещений или на открытом воздухе с соединениями между ними голыми (редко изолированными) шинами или проводами строго в соответствии с электрической схемой.

Каждое РУ состоит из подходящих и отходящих присоединений, которые связаны между собой сборными шинами, перемычками, кольцевыми и многоугольными соединениями, с размещением различного числа выключателей, разъединителей, реакторов, измерительных трансформаторов и прочих электрических аппаратов, обусловленных принятой схемой.

Распределительные устройства сооружаются как закрытые, или внутренние (ЗРУ), так и открытые, или наружные (ОРУ). ЗРУ надежнее, удобнее, безопаснее, эксплуатация их не зависит от климатических условий и погоды, но они дороже и применяются преимущественно для схем генераторного напря-

жения и в установках собственных нужд, реже для напряжений 35 – 220 кВ. ОРУ применяются, главным образом для повышающих и понижающих подстанций напряжением 35 кВ и выше.

Кроме того, широко применяются распределительные устройства, выполненные в виде готовых блоков, шкафов, ящиков, собранных на специализированных заводах: сборные конструкции РУ (СБРУ), комплектные РУ внутренней и наружной установки (КРУ и КРУН), комплектные трансформаторные подстанции (КТП).

Позднее появились и считаются самыми современными новые комплектные РУ, в которых аппараты, коммутация и строительные (поддерживающие и опорные) конструкции совмещены и скомпонованы в общих фигурной формы тубах, в которых в качестве изоляции вместо масла применяются более новые изоляционные материалы: твердые, компаунды, жидкие и газообразные. Например, герметизированные элегазовые комплектные устройства (КРУЭ).

При строительстве подстанций руководствуются основными требованиями к РУ: надежность, удобство и безопасность обслуживания, пожарная безопасность, экономичность, простота расширения.

Надежность обеспечивает бесперебойное электроснабжение в нормальных условиях работы, при ремонтах и авариях. Надежность конструкций достигается высоким качеством проекта, строительных и монтажных работ, квалифицированной эксплуатацией.

При проектировании конструкций РУ, например, сборных шин, для выполнения требований надежности приводятся следующие рекомендации.

Сборные шины или отдельные фазы не должны располагаться друг над другом; ошиновка присоединений не должна располагаться над сборными шинами, особенно на ОРУ; выполнять коммутацию надо при минимальном числе изоляторов и соединений токоведущих частей; из зоны сборных шин желательно исключить такие элементы, как трансформаторы напряжения, разрядники и заземлители, и т. д.

Для удобства эксплуатации, т. е. для удобства осмотров, проверки, чистки, замены оборудования, а также его ремонта без нарушения нормальной работы соседних цепей, оборудование располагается рядами в камерах или ячейках, а вдоль фронта камер или оборудования с обеих сторон или с одной предусматриваются коридоры, проходы или проезды, достаточные как для ремонтных работ, так и для транспортировки оборудования, передвижения монтажно-ремонтных механизмов и аппаратуры лабораторий. При компоновке конструкций РУ необходимо предусматривать ремонтные зоны около выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов, сборных шин вместе с шинными разъединителями, аппаратов подключаемых линий.

Ремонтные зоны нужны для удобства ремонтных работ, они должны быть надежно отделены от находящихся под напряжением соседних участков коммутации. Для отделения от соседних участков либо выдерживаются ремонтные расстояния, либо устанавливаются заземленные защитные ограждения.

Внутри камер или ячеек электрические аппараты устанавливаются по возможности одинаково и на легкодоступных расстояниях от проходов и на доступной высоте. Из коридоров осмотра, проходов и проездов должны быть ясно видны все детали конструкций, соединения и крепления. Контролируются также наиболее часто повреждающиеся места на аппаратах и на коммутации: открытые контактные соединения, стыки шин, защиты кабельные воронки и муфты, кинематика механизмов приводов.

Приводы выключателей, рукоятки приводов разъединителей, реле, сигнальные лампы, панели аппаратов управления, зажимы оперативного тока и другие элементы располагаются в ЗРУ на полу и на стенках ячеек в центральном коридоре управления, на ОРУ в специальных металлических шкафах ячеек, причем обязательно одинаково у всех камер или ячеек РУ.

Для безопасности эксплуатации предусматриваются нормированные расстояния от проходов до оголенных токоведущих частей, постоянные защитные сплошные или смешанные ограждения, перила, сетки и т. п. При длине ко-

ридоров или проходов более 7 м должно быть обязательно два выхода. На полу ЗРУ укладываются деревянные решетки, резиновые коврики. Применяются блокировки безопасности, окраска шин.

С целью взрывной и пожарной безопасности строительная часть как ЗРУ, так и ОРУ выполняется из несгораемых материалов: металла, кирпича, железобетона, шлакоблоков. Здания и помещения ЗРУ сооружаются преимущественно без оконных проемов. Двери металлические, открываются наружу. Предпочтительны типовые, стандартные сборные и комплектные железобетонные строительные конструкции, допускающие быструю механизированную сборку, разборку и замену поврежденных частей конструкций.

Требование возможности расширения удовлетворяется не только тем, что предусматриваются свободный торец здания РУ и свободный участок территории для расширения открытой площадки. При увеличении числа станций и мощности объединяемых энергосистем увеличиваются токи короткого замыкания и мощности отключения при разрыве цепей. Следовательно, расширение должно предусматривать замену оборудования на более мощное, имеющее большие размеры, замену токопроводов (кабелей, шин, комплектных устройств) на токопроводы более крупных сечений и более мощных конструкций.

Существующее распределительное устройство 6 кВ (I и II системы шин) подстанции принимаем в виде комплектного распределительного устройства наружной установки в металлическом каркасно-модульном исполнении на 16 ячеек:

Распределительное устройство 35 кВ – открытое, схема ОРУ-35 – секционированный мостик с выключателями в сторону линий. Такая схема наиболее проста и надёжна для тупиковых подстанций, а также, при необходимости, может обеспечить транзит мощности из одной линии 35 кВ в другую. Также эта схема соединений позволяет быстро осуществить перевод нагрузки на одну линию 35 кВ, производя оперативные переключения только на стороне 35 кВ, когда схожая с принятой схема с выключателями со стороны трансформаторов

этого не позволяет – для отключения линейного разъединителя приходится переводить нагрузку по стороне 6 кВ на один трансформатор, отключать выключатель ненагруженного трансформатора, и только потом отключать линейный разъединитель, собирать схему секционирования по 35 кВ, включать отключенный трансформатор и возвращать нормальную схему по 6 кВ.

Однолинейная электрическая схема подстанции 35/6 кВ «Сибиргинская» представлена в приложении 1.

2.12 Выбор приключательных пунктов

Как было отмечено ранее, системы электроснабжения на разрезах должны отвечать ряду требований, регламентированных «Указаниями по проектированию электроснабжения угольных разрезов, шахт, брикетных фабрик». Приведем некоторые из них. Которые регламентируют применение приключательных пунктов:

- предусматривать питание от общих магистральных линий передвижных электроприемников напряжением 6/10 кВ;
- присоединение к передвижным воздушным линиям до 10 кВ независимо от расстояния, на котором находится передвижной электроприемник, производить с использованием передвижных приключательных пунктов;
- каждую внутрикарьерную ВЛ требуется секционировать, а длину секций принимать равной 400-600м.

Для обеспечения этих требований выбираем следующие приключательные пункты:

Для секционирования линий выбираем приключательные пункты типа ЯКНО-10У.

ЯКНО-10У – ячейка карьерная наружной установки отдельно стоящая. Состав оборудования определяется заказчиком. Для унификации электрооборудования оснащаем ячейку:

- вакуумным выключателем типа ВВЭ-10 с номинальным током с электромагнитным приводом с характеристиками, аналогичными выключателям линий на подстанции 35/6 кВ «Сибиргинская»

- воздушными вводом и выводом для подключения проводов воздушных линий;

- ограничителями перенапряжения ОПН-6 в каждой фазе с каждой из сторон подключения;

- разъединителями РВЗ-10 с каждой из сторон подключения;

- трансформатором напряжения НАМИТ-10;

- однофазным силовым трансформатором ОЛСП-1,25 для питания собственных нужд;

- трансформаторами тока типа ТШЛ-10 в фазах А и С со стороны ввода питания.

Проверку выбранного электрооборудования ячейки ЯКНО-10У не производим, т.к. оборудование выбрано аналогичное выбранному и проверенному для РУ-6 кВ питающей подстанции. При этом следует отметить, что токи КЗ, которыми следовало бы проверять оборудование ячейки будут ниже полученных в точке КЗ К-2, т.к. ячейки электрически более удалены от источника питания, чем РУ-6 кВ головной подстанции, а подпитка точки КЗ со стороны синхронных электродвигателей незначительна.

Для подключения экскаваторов выбираем приключательные пункты типа КРУПЭ-10.

КРУПЭ-10 – комплектное распределительное устройство передвижное для подключения экскаваторов

Состав оборудования принимаем аналогично ячейке ЯКНО-10У, только ввод – воздушный, а выход – кабельный с установкой трансформатора тока нулевой последовательности на кабеле.

2.13 Мероприятия по экономии электроэнергии

Важным мероприятием по экономии электроэнергии является исключение или уменьшение числа дополнительных устройств системах электроснабжения, расходующих значительное количество электроэнергии.

Другим важным мероприятием является установление рационального шага номинальных мощностей силовых трансформаторов. наличие ряда мощностей трансформаторов с шагом 1,35 обеспечивает при проектировании или реконструкции систем электроснабжения выбор трансформатора без значительного завышения номинальной мощности (с учетом перегрузки). В настоящее время применяется шаг 1,6.

Для уменьшения потерь в питающих линиях необходимо уменьшить протекающий через них ток. Это возможно, например, при использовании резервных и параллельно работающих линий, а также при повышении напряжения в распределительных сетях.

Потери электроэнергии возрастают при неравномерном распределении нагрузок по фазам трехфазной системы. Равномерность загрузки фаз обеспечивают за счет правильного распределении однофазных и двухфазных нагрузок по фазам.

Эффективность использования электроэнергии во многом зависит от структуры построения электроснабжения. При проектировании важно учитывать следующее:

- разбивать нагрузки по технологическим особенностям;
- определять центр электрических нагрузок технологических зон;
- размещать трансформаторные подстанции в центре электрических нагрузок технологических зон;
- магистральные шинопроводы соединять между собой перемычками с устройствами АВР и коммутационной аппаратурой для защиты от токов КЗ при параллельной работе трансформаторов;

Система электроснабжения, спроектированная с учетом технологического процесса, надежнее, чем система, спроектированная без учета технологии, кроме того, в ней устанавливается меньше силовых трансформаторов, а коэффициент их использования выше.

Существенным фактором снижения расхода электроэнергии является соблюдение графика межремонтного обслуживания, в котором определены проведение плановых осмотров и поддержание оборудования в работоспособном состоянии в межремонтный период.

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

3.1 Введение

В первой части данного раздела определим затраты на выполнение проекта электроснабжения Междуреченского угольного разреза, рассчитаем себестоимость, общую стоимость проекта. Итоги расчётов стоимости проекта представим в смете затрат.

Во второй части раздела ставится цель определить срок окупаемости капитальных вложений во внедрение системы автоматического управления системой возбуждения синхронных электродвигателей экскаваторов, которая позволит свести к минимуму перетоки реактивной мощности в распределительной сети, тем самым сократить потребление мощности из сети.

3.2 Планирование работ по проектированию и определение трудоёмкости проектных работ

Для расчета основной заработной платы сотрудников отдела проектирования составляем график выполнения проектных работ (см. приложение 2). Для оценки объёма работ и трудоёмкости выполнения проекта, составляем перечень основных этапов работ, которые должны быть выполнены для подготовки проекта. Для определения ожидаемого значения продолжительности работ $t_{о.ж.}$ применим вариант, основанный на использовании двух оценок: t_{max} , t_{min} . [4].

$$t_{о.ж.} = \frac{3 \cdot t_{min} + 2 \cdot t_{max}}{5} \quad (53)$$

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:

$$t_{эф} = 50 \text{ мин} \cdot 8 \text{ часов} / 60 \text{ мин} = 6,67 \text{ часа} \quad (54)$$

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

$$T_i = \frac{t_{ож}}{6,67} \quad (55)$$

По графику работ определим трудозатраты для каждого работника:

Таблица 3.1 – Трудозатраты на выполнение проектных работ

Работник	Кол-во дней
Руководитель	6
Ведущий инженер	12
Инженер	63

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:

$$Z_n = \frac{O \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot X}{21} \quad (56)$$

где: O – 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 14).

Для руководителя: Оклад – 25000 руб.

$$Зn_{Рук} = \frac{25000 \cdot 1,16 \cdot 1,3}{21} \cdot 6 = 10771,4 \text{ руб}$$

Для ведущего инженера: Оклад – 20000 руб.

$$Зn_{Вед.инж} = \frac{20000 \cdot 1,1 \cdot 1,3}{21} \cdot 12 = 16342,9 \text{ руб}$$

Для инженера: Оклад – 18000 руб.

$$Зn_{Инж} = \frac{18000 \cdot 1,08 \cdot 1,3}{21} \cdot 63 = 75816 \text{ руб}$$

Итого фонд заработной платы ФЗП = $\sum Зп = 10771,4 + 16342,9 + 75816 = 102930,3$ 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:

$$И_{сн} = \sum Зп \cdot 0,3 = 102930,3 \cdot 0,3 = 30879,1 \text{ руб.} \quad (57)$$

3.3.3 Материальные затраты

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

Таблица 3.2 – Материальные затраты

Материал	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость, руб	Итого, руб
Печатная бумага А4	Пачка	0,5	170	85
Печатная бумага А3	Пачка	0,05	350	17,5
Бумага А0 (ватман)	шт	2	100	200
CD-R 650 Мб	шт.	1	50	50
Канц. товары	набор	3	600	1800
				2152,5

3.3.4 Амортизационные отчисления

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

$$I_{AM} = \frac{T_{II}}{T} \cdot N_A \cdot \Phi_{II} \quad (58)$$

где Φ_{II} - первоначальная стоимость оборудования; N_A - норма амортизации; T_{II} - количество дней использования оборудования; T – количество календарных дней в году.

По графику выполнения проектных работ общая продолжительность проектирования составляет $T_{II} = 66$ дней.

Таблица 3.3 – Амортизационные отчисления

Наименование	Количество	Φ_{II} , руб	N_A , %	I_{AM} , руб
Компьютер	3	60000	20	7595
Принтер (МФУ)	1	25000	10	527
Брошюратор	1	8000	10	169
Светильник настольный	3	3000	10	190
Стол	4	8000	10	675
Стул	3	4000	10	253
Итого I_{AM}				9409

Амортизационные затраты составляют $I_{AM} = 9409$ 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, затраты на ремонт и прочее. Принимаем размер прочих затрат как 12% от суммы всех ранее рассчитанных расходов.

$$\begin{aligned} I_{IP} &= 0,12 \cdot (I_{ФЗП} + I_{СН} + I_{AM} + I_{МЗ}) = \\ &= 0,12 \cdot (102930,3 + 30879,1 + 9409 + 2152,5) = 17444,5 \text{ руб} \end{aligned} \quad (59)$$

3.3.6 Накладные расходы

Принимаем 200% от ФЗП и включают в себя затраты на хозяйственное обслуживание помещения, обеспечение нормальных условий труда, административные затраты, оплату за энергоносители и другие косвенные затраты.

$$I_{\text{накл}} = 2,0 \cdot I_{\text{ФЗП}} = 2,0 \cdot 102930,3 = 205860,6 \text{ руб.} \quad (69)$$

Себестоимость проекта:

$$I = \sum I = 102930,3 + 30879,1 + 9409 + 2152,5 + 17444,5 + 205860,6 = 368676 \text{ руб}$$

3.3.7 Составление сметы затрат на проектирование

Принимаем рентабельность 20%, тогда прибыль:

$$Pr = 0,2 \cdot I = 0,2 \cdot 368676 = 73735,2 \text{ руб} \quad (70)$$

Стоимость проекта:

$$Ц_{\text{пр}} = Pr + I = 73735,2 + 368676 = 442411,2 \text{ руб} \quad (71)$$

Смета затрат на проектирование представлена в таблице 3.4

Таблица 3.4 – Смета затрат

Вид расходов	Обозначение	Сумма, р.
Заработная плата	$I_{\text{ФЗП}}$	102930,3
Отчисления в социальные фонды	$I_{\text{сн}}$	30879,1
Материальные затраты	$I_{\text{м}}$	2152,5
Амортизация	$I_{\text{ам}}$	9409
Прочие расходы	$I_{\text{пр}}$	17444,5
Накладные расходы	$I_{\text{накл}}$	205860,6
Себестоимость проекта	I	368676
Прибыль	Pr	73735,2
Стоимость проекта	$Ц_{\text{пр}}$	442411,2

3.4 Оценка экономической эффективности внедрения автоматического управления системами возбуждения синхронных двигателей экскаваторов

3.4.1 Введение, постановка цели и методов её достижения

Главные сетевые двигатели применяемых в разработке карьера экскаваторов – синхронные электродвигатели с достаточно высоким диапазоном изменения реактивной мощности. За направление вектора реактивной мощности синхронного электродвигателя отвечает его система возбуждения. Двигатель. Находясь в режиме недовозбуждения потребляет реактивную мощность, а в режиме перевозбуждения – вырабатывает её. Таким образом, используя режим перевозбуждения, можно компенсировать потребляемую остальными потребителями сети реактивную мощность, а также добиться снижения потерь активной и реактивной мощности в сети. Так как карьерные экскаваторы работают с частыми изменениями потребляемой активной мощности, а остальные потребители карьера имеют иной характер нагрузок, то достаточно сложно добиться точной компенсации потребляемой реактивной мощности в каждый период времени суммарного графика нагрузок потребителей карьера. Система возбуждения сетевого двигателя имеет ручное управление, поэтому машинистом экскаватора как правило просто выставляется максимально возможный ток возбуждения для максимального покрытия реактивной мощности потребителей. Исходя из расчётов, представленных в таблице 2.3, в таком режиме перевозбуждения сетевых электродвигателей большая часть генерируемой ими реактивной мощности передаётся во внешнюю сеть. Конечно, при таком режиме отсутствует плата за потреблённую из сети реактивную мощность, но и прибыли от этого предприятие тоже не получает, т.к. расчёты с электроснабжающей организацией за генерацию реактивной мощности договором электроснабжения не предусматриваются. При этом, этот переток реактивной мощности порождает дополнительные потери мощности в линиях и трансформаторах, что увеличивает потребление активной мощности. Для исключения этих перетоков необходимо сделать так, чтобы в любой момент времени потребление/генерация реактивной мощности была максимально близка к нулю. Для этого необходимо выполнить следующий комплекс технических мероприятий:

- модернизировать систему возбуждения сетевых электродвигателей экскаваторов, установив электронные быстродействующие регуляторы тока в цепи ротора с выдачей сигнала в радиоканал о положении регулятора и обратной связью для подачи управляющих команд;

- установить в ячейках 6 кВ электронные варметры с возможностью передачи сигнала о уровне реактивной мощности в радиоканал.

- произвести наладку каналов связи, отрегулировать воздействия варметров на органы управления током возбуждения синхронного электродвигателя конкретного экскаватора.

3.4.2 Расчёт потерь активной мощности в силовых трансформаторах

Произведем расчёты потерь активной мощности в двух режимах:

Исходный режим (режим 1) – перетоки мощности через трансформаторы в режиме максимального возбуждения синхронных двигателей

Оптимальный режим (режим 2) – перетоки мощности через трансформаторы в режиме управляемого возбуждения.

При расчёте принимаем следующие упрощения и условия:

- потери напряжения в сети не учитываем, все узловые напряжения считаем отрегулированными и равными 6 кВ.

- потери мощности локализуем по расчётным участкам сети, без приращения их к перетокам мощности потребителей. Это допущение, конечно вносит некоторую погрешность в расчёты потерь мощности, но она пренебрежимо мала.

- расчёты производим по мощностям, которые являются среднегодовыми, определёнными по коэффициентам спроса для каждого из потребителей (Таблица 2.1)

Потери активной мощности в трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta P_T = \Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot \beta^2, \text{ кВт} \quad (72)$$

где $\Delta P_{\text{xx}} = 12$ кВт, $\Delta P_{\text{кз}} = 60$ кВт — номинальные активные потери в стали и обмотках трансформатора ТДНС-10000/35.

β – коэффициент загрузки трансформатора

С использованием таблицы 2.3 определим мощности перетоков через трансформаторы их коэффициенты загрузки для двух режимов. Результаты представим в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Расчёт коэффициентов загрузки трансформаторов

№ фидера	Нагрузка	Режим 1			Режим 2	
		Р _{расч} , кВт	Q _{расч} , кВАр	S _{расч} , кВА	Q _{расч} , кВАр	S _{расч} , кВА
1	ЗСБШ-200.60, ЭКГ-12,5, ТСН ЭКГ-12,5	1330,9	-199,4	1345,8	0,0	1330,9
2	ЭШ-20.90, ТСН ЭШ-20.90, Насосная	2126	-1208,4	2445,4	0,0	2126,0
3	ЗСБШ-200.60, ЭШ-20.90, ТСН ЭШ-20.90	2166	-1178,4	2465,8	0	2166,0
Итого по Т-1:		5622,9	-2586,2	6257,0	0	5622,9
		Коеф-т загрузки		0,626		0,562
4	ЭКГ-12,5, ТСН ЭКГ-12,5 - по 2 шт	1782,8	-1058,8	2073,5	0	1782,8
5	ЭКГ-6,3Ус, ТСН ЭКГ-6,3Ус, Освещение	1419	-758,7	1609,1	0,0	1419,0
Итого по Т-2:		3201,8	-1817,5	3682,6	0	3201,8
		Коеф-т загрузки		0,368		0,32

Определяем потери активной мощности:

Режим 1:

$$\text{Т-1: } \Delta P_{\text{т1.1}} = 12 + 60 \cdot 0,626^2 = 35,513 \text{ кВт}$$

$$\text{Т-2: } \Delta P_{\text{т1.2}} = 12 + 60 \cdot 0,368^2 = 20,125 \text{ кВт}$$

Режим 2:

$$\text{Т-1: } \Delta P_{\text{т2.1}} = 12 + 60 \cdot 0,562^2 = 30,95 \text{ кВт}$$

$$\text{Т-2: } \Delta P_{\text{т2.2}} = 12 + 60 \cdot 0,32^2 = 18,144 \text{ кВт}$$

Тогда сокращение потерь мощности в трансформаторах составит:

$$\Delta P_{\text{т}} = (\Delta P_{\text{т1.1}} + \Delta P_{\text{т1.2}}) - (\Delta P_{\text{т2.1}} + \Delta P_{\text{т2.2}}) = (35,513 + 20,125) - (30,95 + 18,144) = 6,544 \text{ кВт}$$

3.4.3 Расчёт потерь активной мощности в линиях 6 кВ

Активные потери мощности на участке линии рассчитываются по следующей формуле:

$$\Delta P_{i-j} = \frac{S_{i-j}^2}{1000 \cdot U_{ном}^2} \cdot R_{i-j} \quad (73)$$

Расчёт потерь активной мощности для участков линий 6 кВ для двух режимов работы систем возбуждения синхронных электродвигателей экскаваторов приведём в таблице 3.6

Таблица 3.6 – Расчёт потерь мощности в линиях 6 кВ

№ ф.	Участок	R, Ом	X, Ом	P _{расч} , кВт	Режим 1			Режим 2				
					Q _{расч} , кВАр	S _{расч} , кВА	dP, кВт	Q _{расч} , кВАр	S _{расч} , кВА	dP, кВт		
1	ПС - оп.5	0,235	0,130	1330,9	-199,4	1345,8	11,83	0,0	1330,9	11,57		
	оп.5 - оп.8	0,088	0,049	440	330	550	0,74	330	550,0	0,74		
	оп.8 - ТП 1.1	0,012	0,007	220	165	275	0,02	165	275,0	0,02		
	оп.8 - ТП 1.2	0,012	0,007	220	165	275	0,02	165	275,0	0,02		
	оп.5-ПП 1.2	0,071	0,039	891,4	-529,4	1036,8	2,11	-330	950,5	1,77		
2	ПС - оп.9	0,142	0,136	2126	-1208,4	2445,4	23,55	0,0	2126,0	17,80		
	оп.9-ПП-2.2	0,008	0,006	1946	-1343,4	2364,7	1,30	-135	1950,7	0,89		
	оп.9-ТП-2.1	0,294	0,163	180	135	225	0,41	135	225,0	0,41		
3	ПС- оп.12	0,194	0,186	2166	-1178,4	2465,8	32,72	0	2166,0	25,25		
	оп.12-ПП-3.2	0,050	0,038	1946	-1343,4	2364,7	7,83	-165	1953,0	5,34		
	оп.12-ТП-3.1	0,059	0,033	220	165	275	0,12	165	275,0	0,12		
4	ПС - оп.3	0,084	0,063	1782,8	-1058,8	2073,5	10,03	0	1782,8	7,42		
	оп.3-ПП-4.2	0,012	0,007	891,4	-529,4	1036,8	0,35	0	891,4	0,26		
	оп.3-ПП-4.3	0,153	0,085	891,4	-529,4	1036,8	4,56	0	891,4	3,37		
5	ПС- ПП-5.1	0,071	0,039	1419	-758,7	1609,1	5,07	0,0	1419,0	3,95		
	ПП-5.1-ТП-5.1	0,024	0,013	330	108,5	347,4	0,08	108,5	347,4	0,08		
	ПП-5.1-оп.9	0,141	0,078	1138	-817,2	1401,0	7,69	-48,5	1139,0	5,09		
	оп.9-ПП-5.2	0,029	0,016	569	-408,6	700,5	0,40	-30	569,8	0,27		
	оп.9 - ПП-5.3	0,082	0,046	569	-408,6	700,5	1,12	-30	569,8	0,74		
							$\Delta P_{л1}$	109,98			$\Delta P_{л2}$	85,11

Тогда сокращение потерь мощности в линии составит:

$$\Delta P_{л} = \Delta P_{л1} - \Delta P_{л2} = 109,98 - 85,11 = 24,87 \text{ кВт}$$

Общее сокращение потерь в рассматриваемой сети:

$$\Delta P = \Delta P_{т} + \Delta P_{л} = 6,544 + 24,87 = 31,414 \text{ кВт}$$

3.4.4 Определение выручки от сокращения потерь мощности в сети

Угледобывающее предприятие приобретает у электрических сетей электроэнергию по двухставочному тарифу: первый тариф – за заявленную мощность, второй – непосредственно за потреблённый кВт·ч. Однако, применение такого вида тарификации достаточно проблематично использовать в проводимых в настоящем разделе расчётах, т.к. они в течение года неустойчивы и ежемесячно (а иногда и чаще) изменяются. Отделом энергетики Междуреченского угольного разреза вычислен средний одноставичный тариф на потреблённый кВт·ч, который в 2015 году составлял $C_{\text{э}} = 2,45$ руб.

Тогда на основании рассчитанного сокращения потерь мощности в сети и среднего тарифа можно определить объём экономии денежных средств на приобретение электроэнергии в год:

Вычислим снижение объёмов приобретения электроэнергии в год:

$$\Delta W_p = \Delta P \cdot 8760 = 31,414 \cdot 8760 = 275187 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год} \quad (74)$$

Стоимость снижения приобретения электроэнергии от источников составит:

$$\Delta C = \Delta W_p \cdot C_{\text{э}} = 275187 \cdot 2,45 = 674,207 \text{ , тыс. руб/год} \quad (75)$$

Т.е. выручка предприятия увеличится на 674,207 тыс. руб/год

3.4.5 Расчёт капитальных вложений

Как было отмечено ранее, для исключения перетоков реактивной мощности необходимо выполнить следующий комплекс технических мероприятий:

- модернизировать систему возбуждения сетевых электродвигателей экскаваторов, установив электронные быстродействующие регуляторы тока в цепи ротора с выдачей сигнала в радиоканал о положении регулятора и обратной связью для подачи управляющих команд;

- установить в ячейках 6 кВ электронные варметры с возможностью передачи сигнала о уровне реактивной мощности в радиоканал.

- произвести наладку каналов связи, отрегулировать воздействия варметров на органы управления током возбуждения синхронного электродвигателя конкретного экскаватора.

После консультаций со специалистами в области автоматизированных систем управления и автоматики, было выявлено и определено следующее:

- Устанавливать варметры в ячейках нет необходимости, т.к. сигналы о приращении и направлении реактивной мощности можно получить с СОМ-порта счётчика электрической энергии СЭТ-4М, которые установлены в ячейках 6 кВ.

- В РУ-6 кВ установить многоканальный программируемый контроллер, модем и радиопередатчик (например, на базе tetra- ли GSM-связи), смонтировать линии из витых пар от счётчиков до контроллера.

- Установить на экскаваторах модули приёма радиосигнала, модемы, а также преобразователи полученного сигнала и исполнительные механизмы для воздействия на управляющие цепи систем возбуждения.

По примерным оценкам, разработка проекта, приобретение необходимого оборудования, наладка системы может обойтись примерно в 1,5 – 2 млн. рублей.

Структура капитальных вложений будет выглядеть следующим образом:

Таблица 3.7 - Структура капитальных вложений

Наименование	Кол-во	Стоимость единицы, руб	Итого, руб
Многоканальный программируемый контроллер	1	80000	80000
GSM - Модем	9	16000	144000
ЦАП (декодер) + усилитель сигнала	8	50000	400000
Модуль тиристорного управления током возбуждения	8	110000	880000
Затраты на монтаж и наладку (20%)			296000
Итого капитальных вложений:			1800000

3.4.6. Определение эксплуатационных затрат

Т.к. устанавливаемое оборудование является модульными электронными устройствами высокой степени надёжности, практически не требующими обслуживания, принимаем, что стоимость годового обслуживания, приобретение материалов для обслуживания, составит 2 % от капитальных вложений

$$I_{\text{обсл}} = K \cdot 0,02 = 1800 \cdot 0,02 = 36 \text{ тыс.руб} \quad (76)$$

Годовые амортизационные отчисления рассчитываем по формуле:

$$I_{\text{ам}} = \frac{K \cdot N_A}{100} = \frac{1800 \cdot 6,4}{100} = 115,2 \text{ тыс.руб} \quad (77)$$

где K – сумма затрат на приобретение и монтаж электрооборудования;

N_A - норма амортизационных отчислений, $N_A = 6,4 \%$

Так как на предприятии имеется собственная служба АСУ, а объём дополнительно устанавливаемого оборудования незначительный, то затраты на обслуживание и ремонт можно учесть, например, доплатой одному из работников этой службы в размере 10 тыс. руб в месяц. Таким образом. Затраты на заработную плату в год составят:

$$I_{\text{зп}} = 10 \cdot 12 = 120 \text{ тыс. руб/год.} \quad (78)$$

Социальные отчисления на доплату (30 % от $I_{\text{зп}}$):

$$I_{\text{сн}} = I_{\text{зп}} \cdot 0,3 = 120 \cdot 0,3 = 36 \text{ тыс. руб/год.} \quad (79)$$

Суммарные годовые затраты:

$$I = I_{\text{обсл}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{сн}} = 90 + 115,2 + 120 + 36 = 361,2. \quad (80)$$

3.4.7 Расчёт показателей эффективности проекта

Для определения экономической эффективности зададимся следующими условиями:

- капитальные вложения осваиваются с течение одного года;
- включение системы автоматического управления возбуждением экскаваторов осуществляется в конце года строительства;
- горизонт расчёта экономических показателей составляет 10 лет;

- ставка дисконтирования равна 10 % (несколько большая, чем годовая инфляция в РФ);

- налог на имущество - 2,2 %, налог на прибыль - 20%;

Расчёт показателей экономической эффективности работы УКРМ представлен в приложении 3.

По приложению 3 определяем:

Окупаемость инвестиций достигается на седьмой год эксплуатации системы, что приемлемо для энергетической отрасли, где нормативный срок окупаемости составляет $1/0,12 = 8,3$ года, где 0,12 – норма окупаемости в энергетике.

Определим индекс доходности или индекс рентабельности капитальных вложений:

Индекс доходности определяем из отношения дисконтированного дохода по истечению десяти лет эксплуатации к капитальным вложениям.

$ИД = 2235,6/1800 = 1,242 > 1$ – проект экономически эффективен.

4 Социальная ответственность

4.1 Введение

В данной дипломной работе рассматривается проектирование ПС 35/6кВ. Для правильной расстановки приоритетов при решении социальных задач, таких как борьба с травматизмом на производстве, общими и профессиональными заболеваниями, решение некоторых вопросов охраны труда: анализ условий труда с точки зрения наличия возможности появления вредных факторов и их воздействия на работающих, мероприятия по технике безопасности и производственной санитарии, мероприятия по противопожарной профилактике.

4.2 Производственная безопасность

4.2.1 Анализ опасных и вредных факторов на производстве

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

В данной рассмотренной обстановке имеются следующие опасные факторы:

- возможность поражения электрическим током;
- пожар (наличие открытого огня при проведении сварочных и других работ, короткое замыкание и другие причины);
- взрыв (наличие баллонов со сжатыми горючими газами, взрыв системы отопления).

Вредным производственным фактором называется такой производственный фактор, воздействие которого на рабочих определенных условиях может привести к заболеванию или снижению трудоспособности.

Вредные факторы при строительстве и производстве электромонтажных работ (ГОСТ 12.0.002 – 80):

- факторы, оказываемые на работника во время трудового процесса, характеризующие тяжесть физического труда: динамическая, физическая нагрузка, масса поднимаемого и перемещаемого груза;

- факторы, оказываемые на работника во время трудового процесса, характеризующие напряженность труда;

- физические факторы, оказывающие влияния на работника: температура, влажность и подвижность воздуха, статическое, электрическое и магнитные поля, производственный шум;

- электромагнитное излучение.

Опасные факторы (ГОСТ 12.0.002 – 80):

- электрический ток;

- статическое электричество;

К зонам постоянно действующих опасных факторов относятся:

- места вблизи от неизолированных токоведущих частей электроустановок;

- места вблизи не ограждённых перепадов по высоте 1,8 м и более.

К зонам потенциально опасных производственных факторов следует относить:

- участки территории вблизи строящегося сооружения;

- зоны перемещения машин, оборудования или их частей, рабочих органов.

На границах зон постоянно действующих производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов - сигнальные ограждения и знаки безопасности.

4.2.2 Техника безопасности на производстве

Электрические установки представляют для человека потенциальную опасность.

Устройство и эксплуатация электроустановок должны осуществляться в соответствии с требованиями правил устройства электроустановок, межотраслевых правил охраны труда при эксплуатации электроустановок потребителей, правил эксплуатации электроустановок потребителей.

Электробезопасность – это система организационных и технических мероприятий и механических средств, обеспечивающих защиту людей от воздействия электрического тока, электрической дуги электромагнитного поля и статического электричества.

4.2.3 Защитное заземление подстанции

Назначение защитного заземления состоит в том, чтобы обеспечить между корпусами защищаемого электрооборудования и землей электрическое соединение с достаточно малым сопротивлением и тем самым снизить до безопасного значения напряжение прикосновения во время замыкания на корпус электрооборудования. Заземлению подлежат оборудование, отдельные части и конструкции:

- корпуса трансформаторов, аппаратов, светильников;
- приводы электрических аппаратов;
- вторичные обмотки измерительных трансформаторов;
- каркасы распределительных щитков, щитов управления;
- металлические конструкции распределительных устройств, металлические кабельные соединительные муфты.

Различают естественные и искусственные заземлители.

Естественными являются находящиеся в земле металлические конструкции здания и свинцовые оболочки кабелей.

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

Искусственные заземлители выполнены из электродов, соединенных на глубине 0,7 м посредством сварки стальной полосой. Электроды длиной 5 м из-

готовлены из круглой стали диаметром 16 мм. Соединительная полоса выполняется из полосовой стали размером 40 × 4 мм.

4.2.4 Производственная санитария

Шум

Повышенное воздействие шума наносит ощутимый ущерб на организм человека и снижает производительность труда: снижается острота зрения и слуха, снижается внимание.

В данном проекте источником шума являются: трансформаторы и высоковольтное оборудование подстанции.

Согласно ГОСТ 12.1.003 – 83 для подстанции допустимый уровень звукового давления на рабочих местах равен 80 дБ. Для снижения уровня шума предусматриваются следующие общие меры:

- уменьшение уровня шума непосредственно в самом источнике шума применением шумопоглощающих кожухов, звуконепроницаемых камер;
- изменение направленности излучения путем применения экранов (защитных и направляющих);
- уменьшение механического шума путем совершенствования технологических процессов
- применение индивидуальных средств защиты (наушники, шлемы).

Освещение

Рабочее и аварийное освещение во всех помещениях, на рабочих местах и на открытой территории должно обеспечивать освещенность согласно ведомственным нормам и "Санитарным нормам проектирования промышленных предприятий" СП52.13330.2011.

Основные требования к рабочему освещению:

- освещенность на рабочем месте должна соответствовать характеру зрительных работ;
- необходимо обеспечить достаточно равномерное распределение

яркости на рабочей поверхности и в пределах окружающего пространства;

- величина освещенности должна быть постоянной во времени;

- все элементы осветительных установок должны быть достаточно долговечны, электробезопасны, а также не должны быть причиной возникновения пожара или взрыва;

Микроклимат

Нормы производственного микроклимата установлены системой стандартов безопасности труда «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» и СанПиН 2.2.4.584 – 96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».

Микроклимат в производственных условиях определяется следующими параметрами:

- Температура воздуха, t , °С;
- Относительная влажность, φ , %
- Скорость движения воздуха, v , м/с
- Предельно допустимая концентрация веществ ПДК;
- Интенсивность теплового излучения, I , Вт/м².

Таблица 5. – Оптимальные и допустимые нормы параметров микроклимата в рабочей зоне производственного помещения.

Период года	Категория работ	Температура воздуха, $t^{\circ}\text{C}$		Относительная влажность, φ %		Скорость движения воздуха, v м/с, не более	
		Допуст.	Оптим.	Допуст.	Оптим.	Допуст.	Оптим.
Холодный	Средней тяжести Пб	23-25	17-19	15-75	60-40	0,4	0,3
Теплый	Средней тяжести Пб	17-22	19-21	15-75	60-40	0,3	0,2

Мероприятия по созданию условий для нормальной терморегуляции организма:

- механизация и автоматизация технологических процессов;
- защита от источников теплового излучения с помощью теплозащитных экранов;
- устройство систем вентиляции;
- кондиционирование воздуха и отопления.

Мероприятия по борьбе с загрязненностью воздуха вредными газами, парами и аэрозолями:

- удаление из производства или ограничение использования вредных веществ;
- рационализация технологического процесса, устраняющая образование газов, паров и аэрозолей;
- максимальная герметизация оборудования;
- механизация и автоматизация производственных процессов;- увлажнение обрабатываемых материалов;
- устройство различных систем вентиляции от мест выделения газов, паров и аэрозолей;
- снабжение рабочих средствами индивидуальной защиты.

Производственная вентиляция

Нормы производственной вентиляции установлены системой стандартов безопасности труда ГОСТ 12.4.021 – 75.

Воздух, поступающий в помещение в зимнее время, подогревается, а в летнее время – охлаждается. Кроме того, поступающий воздух при необходимости может быть увлажнен или осушен. Механическая вентиляция обеспечивает очистку выбрасываемого наружу воздуха, что очень важно для воздушной среды окружающей предприятие.

Электромагнитные поля

Допустимые уровни напряженности и длительность пребывания работающих без средств защиты в электрическом поле таковы:

- 5 кВ/м – без ограничений;
- от 5 кВ/м до 10 кВ/м – не более 3,5 часов;
- от 10 кВ/м до 15 кВ/м – не более 1,5 часа;
- от 15 кВ/м до 20 кВ/м – не более 10 минут;
- от 20 кВ/м до 25 кВ/м – 5 минут.

Защита от воздействия электромагнитных полей промышленной частоты осуществляется экранированием источников.

Активная часть трансформатора помещена в металлический маслona-полненный бак, вся коммутационная аппаратура устанавливается в металлических шкафах. Шинопроводы прокладываются в металлических коробах, кабели прокладываются в полу.

Величина предельно допустимой напряженности по ПОТ РМ–016–2013 РД 153 – 34.0 – 03.150 – 00 электромагнитного поля на рабочих местах 500В/м.

4.3 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 проектируемый объект сооружается для передачи и распределения электроэнергии на напряжение 35/10-0.4 кВ.

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

Вырубка зелёных насаждений при строительстве ВЛ-0,4кВ не требуется, за исключением отдельных деревьев, растущих непосредственно по оси трассы ВЛ и чья высота превышает 4,0 м, а также деревьев, растущих непосредственно

на пикете установки опоры. В отдельных случаях выполняется обрезка ветвей деревьев.

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Статистика свидетельствует, что за последние 40 лет в мире в среднем в год происходит около 8 стихийных бедствий и от 9 до 23 аварий и катастроф, уносящих не менее 100 человеческих жизней.

Чрезвычайная ситуация- это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Необходимо предупреждение чрезвычайных ситуаций - комплекс мероприятий, проводимых заблаговременно и направленных на максимально возможное уменьшение риска возникновения чрезвычайных ситуаций, а также на сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба окружающей природной среде и материальных потерь в случае их возникновения.

Ликвидация чрезвычайных ситуаций - это аварийно-спасательные и другие неотложные работы, проводимые при возникновении чрезвычайных ситуаций и направленные на спасение жизни и сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба окружающей природной среде и материальных потерь, а также на локализацию зон чрезвычайных ситуаций, прекращение действия характерных для них опасных факторов.

Чрезвычайные ситуации классифицируются по следующим основным признакам:

1. По сфере возникновения (технологические, природные, экологические, социально-политические и т.д.).
2. По ведомственной принадлежности (в промышленности, строительстве, сельском хозяйстве, на транспорте и т.д.).

3. По масштабу возможных последствий (глобальные, региональные, местные).

4. По масштабу и уровням привлекаемых для ликвидации последствий сил, средств и органов управления.

5. По сложности обстановки и тяжести последствий.

6. По характеру лежащих в ее основе явлений и процессов.

Техногенные чрезвычайные ситуации:

1. Пожары, взрывы, внезапные выбросы газа.

В случае возгорания трансформатора опасность состоит в том, что баки трансформаторов наполнены маслом и при возгорании в любое время можно ожидать взрыва, а следовательно и поражения персонала ВЭС, находящегося на близком расстоянии от места взрыва.

2. Аварии с выбросом (сбросом) загрязняющих веществ, приводящие к экстремально высокому загрязнению окружающей среды.

4.4.1 Природные чрезвычайные ситуации

1. Опасные геологические, стихийные, гидрометеорологические и другие природные явления:

-землетрясения 3 балла и более;

-сильные дожди и ливни - 50 мм осадков и более за 12 часов и менее;

-снегопад - 150 мм и более за 12 часов и менее;

-гололед и ветер - скорость при порывах 25 м/сек и более;

-отложение льда и снега на проводах ЛЭП - 20 мм и более;

-значительное понижение и резкие перепады температур воздуха.

Стихийные бедствия могут вызвать разрушения, нанести материальный ущерб, внезапно нарушить нормальную жизнедеятельность людей, а зачастую привести к безвозвратным потерям определенной их части.

2. Природные лесные и торфяные пожары - крупные (25 Га и более) не контролируемые пожары на прилегающих к территории объекта энергетики площадях, а также на территории самого объекта.

4.4.2 Противопожарные мероприятия и пожарная защита

Пожарная безопасность ВЛ обеспечивается несгораемостью конструкций опор, их заземлением и автоматическим отключением ВЛ от токов короткого замыкания.

Маслоприемные устройства под трансформаторами и реакторами, маслоотводы должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения.

В пределах бортовых ограждений маслоприемника гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии.

Не допускается прокладка воздушных линий электропередачи над горячими кровлями, навесами, а также открытыми складами горючих веществ, материалов и изделий.

Вдоль линий электропередачи, проходящих по населенной местности, устанавливаются охранные зоны, определяемые параллельными прямыми, отстоящими от крайних проводов линии на расстоянии:

для линий до 20 кВ	10 м
для линий 35 кВ	15 м
для линий 110 кВ	20 м
для линий 150-220 кВ	25 м

Горизонтальные расстояния от крайних проводов ВЛЭП при наибольшем их отклонении до ближайших выступающих частей зданий и сооружений должны быть не менее:

Трасса линий электропередачи должна периодически расчищаться от поросли деревьев и пр.

Предприятие, эксплуатирующее линию электропередачи, обязано поддерживать ширину просек в размере, установленном "Правилами охраны высоковольтных электрических сетей", а также вырубать отдельные деревья, угро-

жающие падением на провода ЛЭП, с последующим уведомлением об этом организации, в ведении которой находится данное насаждение.

Средства пожаротушения:

Для быстрой локализации очагов возгорания служат ручные огнетушители, которые широко применяются на подстанции. Типы огнетушителей: ГОСТ 12.4.009-83, СНиП 31-03-2001, согласно МЮ РФ 27.06.2003г., № 4838, устанавливаются в количестве:

1 огнетушитель порошковый ОП — 10,

2 огнетушитель порошковый ОП — 20;

2 углекислотно — бромэтиловый огнетушитель ОУБ — 7.

Мероприятия по пожарной профилактике:

Организационные: включают в себя противопожарный инструктаж рабочих и служащих, издание приказов по пожарной безопасности и т.д.;

Технические: - соблюдение противопожарных правил, норм при проектировании помещений, при устройстве электропроводов и оборудования, отопления, вентиляции, освещения и правильное размещение оборудования;

Мероприятия режимного характера: запрещение курения в неустановленных местах, производства огневых работ в помещении;

4.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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.К Данными мероприятиями являются:

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

- получение разрешения на подготовку рабочего места от начальника смены;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Ответственными за безопасное ведение работ являются:

- выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;
- члены бригады.

Таким образом, в данном разделе рассмотрены социальные вопросы организации безопасности при выполняемых работах.

Заключение

В бакалаврской работе на тему «Проектирование схемы электроснабжения Междуреченского угольного разреза» был произведен анализ характеристик, режимов работы потребителей и расчёт нагрузок четвёртого участка Междуреченского угольного разреза, на основании которого был сделан выбор силовых трансформаторов, оборудования ОРУ-35 кВ и КРУН-6 кВ головной подстанции «Сибиргинская». При этом следует отметить, что главные приводные синхронные электродвигатели экскаваторов работают в режиме перевозбуждения, что полностью исключает потребление реактивной мощности из сети. Для построения сети электроснабжения потребителей участка произведен выбор приключающих пунктов, а также произведён расчёт сечений воздушных линий 6кВ. Всё выбранное оборудование прошло проверку на динамическую и термическую стойкость и может выдержать расчётные максимальные токи короткого замыкания. По результатам расчётов, силовые трансформаторы имеют достаточный запас по передаваемой мощности, их загрузка составила 0,626 для Т-1 и 0,37 для Т-2.

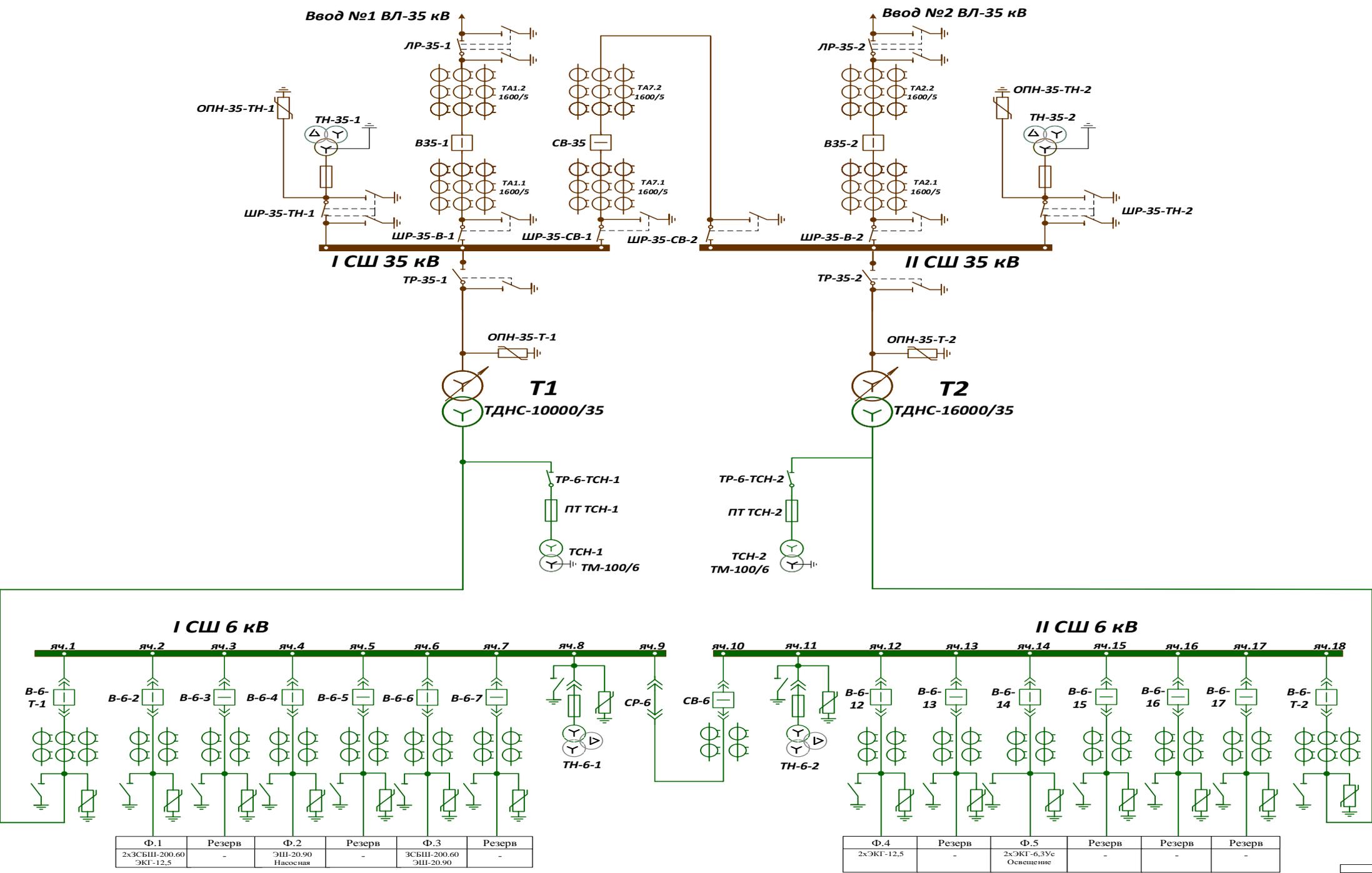
Также произведен расчет релейной защиты силовых трансформаторов.

В экономической части проекта был произведён расчёт стоимости выполнения проектных работ. Также произведена коммерческая эффективность внедрения системы автоматического регулирования системами возбуждения синхронными электродвигателями экскаваторов, которая позволит минимизировать перетоки реактивной мощности в сети и сократить потери активной мощности. Это снизит объём приобретения электроэнергии из сети, и, в рамках этой экономии, позволит получать предприятию дополнительную выручку. Окупаемость инвестиций достигается на седьмой год эксплуатации, инициатива может быть признана экономически эффективной.

По окончанию 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.

Список использованной литературы

1. 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.
2. Правила устройства электроустановок/ Минэнерго. - М.: «Энергоиздат», 1985. - 648 с.
3. В.И.Готман. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах. – Томск: изд. ТПУ, 2013. – 117 с.
4. Коршунова Л.А., Кузьмина Н.Г. Техничко-экономическое обоснование проекта. Методические указания по выполнению экономического раздела ВКР для студентов энергетических специальностей всех форм обучения. Изд. ТПУ, 2012
5. Чулков Н.Н., Чулков А.Н. Электрификация карьеров в задачах и примерах. – М.: Недра, 1976.
6. Голубев Н.В. Справочник энергетика карьера. – М.: Недра, 1988.
7. Князевский, Б.А., Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий: учеб. пособие для вузов. М.: “Высшая школа”, 1986.
8. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, 2002
9. 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.
10. Чечевицына, Л. Н. Экономика предприятия.: учеб. пособие / Л. Н. Чечевицына.
11. Самохин Ф.И., Маврицын А.М. Электрооборудование и электроснабжение ОГР. – М.: Недра, 1988
12. ПТЭ для угольных и сланцевых карьеров. – М.: Недра, 1972.



Приложение 1- Подстанция 35/6 кВ «Сибиргинская». Схема электрическая принципиальная однолинейная.