

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 агрегатов Западносибирского металлургического комбината

УДК 621.31.031:669.013(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5A2ГС1	Куценко Дмитрий Константинович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2016 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего 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	Куценко Дмитрий Константинович

Тема работы:

Проектирование схемы электроснабжения агрегатов Западносибирского металлургического комбината

Утверждена приказом директора (дата, номер)

12.02.2016, 1029/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

06.06.2016

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

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

Однолинейная схема подстанции 220/35 Опорная 25; параметры оборудования.

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).	Поиск источников по теме исследования; аналитический обзор источников по теме исследования; описание объекта, цели и постановка задач исследования; расчет электрических нагрузок и общей мощности подстанции; выбор числа и общей мощности трансформаторов; расчет токов короткого замыкания; выбор и проверка оборудования и аппаратуры; технико-экономические расчеты; производственная и экологическая безопасность; анализ результатов и перспектив выполненного исследования, заключение.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	Схема проектируемой подстанции
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент Л.А. Коршунова
Социальная ответственность	Доцент М.Э. Гусельников

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5A2ГC1	Куценко Дмитрий Константинович		

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

Институт Энергетический

Направление подготовки 140400 Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электрических сетей и электротехники

Уровень образования Бакалавриат

Период выполнения Весенний семестр 2015/2016 учебного года

Форма представления работы:

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

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

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
25.03.2016г	Общая часть. Характеристика потребителей. Выбор схемы электроснабжения	30
02.04.2016г	Специальная часть. Расчёт электрических нагрузок. Выбор электрооборудования. Расчёт токов короткого замыкания. Релейная защита. Конструктивное исполнение подстанции.	30
11.04.2016г	Организация производства. Организация труда. Расчёт заработной платы.	15
23.04.2016г	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	15
10.05.2016г	Социальная ответственность	5
27.05.2016г	Оформление работы	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент 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 РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5A2ГС1	Куценко Дмитрий Константинович

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

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	- планирование выполнения проекта
2. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	- расчёт затрат на проектирование, определение стоимости проекта; - расчёт капитальных вложений и эксплуатационных издержек вариантов с компенсирующим устройством и без него
3. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	- определение технико-экономической эффективности внедрения установки компенсации реактивной мощности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. График выполнения проектных работ

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5A2ГС1	Куценко Дмитрий Константинович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5A2ГС1	Куценко Дмитрий Константинович

Тема работы:

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

ЗАДАНИЕ

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	-Предмет исследования – подстанция ОП-25. Западно-сибирского металлургического комбината. Данная ПС по степени опасности поражения электрическим током относится к особо опасным помещениям -вредные проявления (сильные электромагнитные поля, повышенный уровень шума на рабочем месте, повышенная температура воздуха на рабочем месте) -опасные проявления (; опасные уровни напряжения в электрических цепях, замыкание которых может пройти через тело человека).
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	ПУЭ, ПТЭЭП, МПОТЭЭ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	– В данном разделе будет рассмотрена: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);	– Данная глава посвящается изучению: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)

– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	ния)
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Охрана окружающей среды: – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	М. Э. Гусельников	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А2ГС1	Куценко Дмитрий Константинович		

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 95 страниц, 17 рисунков, 26 таблиц, 2 приложения.

В данной работе представлен проект электроснабжения агрегатов "печь—ковш" (АПК) в расширяемой части кислородно-конвертерных цехов № 1 и № 2, где предусматривалась установка соответственно двух и одного таких агрегатов.

Цель работы – разработать проект электроснабжения для вновь устанавливаемых АПК.

В дипломном проекте определяется расчетная нагрузка, выбираются и проверяются токопроводы, трансформаторы, коммутационное, измерительное и другое оборудование с учётом режимов работы АПК, характера нагрузки.

Бакалаврская работа выполнена в текстовом редакторе MicrosoftOfficeWord, Excel, Visio.

Содержание

	с.
Реферат	8
Введение	12
1 Общие сведения о предприятии	14
1.1 Обоснование строительства подстанции для электроснабжения вновь вводимых производственных мощностей	11
1.2 Характеристика вновь подключаемых потребителей	12
2 Выбор основного силового оборудования	13
2.1 Расчёт нагрузок и выбор печных трансформаторов	13
2.2 Выбор силовых трансформаторов подстанции 220/35 кВ	15
3 Режимы работы нейтралей	18
3.1 Выбор способа заземления нейтрали сети 35 кВ	19
3.2. Расчёт дугогасящего реактора	20
4 Компенсация реактивной мощности и фильтрация электромаг- нитных помех	22
4.1 Выбор фильтр компенсирующих устройств	23
5 Описание принципиальной схемы, оборудования, исполнения подстанции 220 кВ ОП-25	25
6 Выбор сечения проводов питающих воздушных линий 220 кВ	28
7 Электрический расчёт	30
7.1 Определение токов нормального и утяжеленного режимов	30
7.2 Расчет токов КЗ для выбора электрических аппаратов и токо- ведущих частей	31
7.3 Расчет параметров схемы замещения	32
8 Выбор коммутационной аппаратуры	34
8.1 Критерии выбора выключателей	34
8.2 Выбор выключателей 220 кВ	35
8.3 Выбор выключателей 35 кВ	36
8.4 Выбор разъединителей на стороне 220 кВ	38

8.5 Выбор разъединителей на стороне 35 кВ	39
9 Выбор шинопроводов 220 кВ	40
10 Выбор кабельных линий на стороне 35 кВ	42
11 Выбор ограничителей перенапряжения	45
12 Выбор измерительных приборов, трансформаторов тока и Напряжения	46
12.1 Выбор трансформаторов напряжения	46
12.2. Выбор трансформаторов тока	47
13 Выбор системы электроснабжения собственных нужд	48
14 Релейная защита	49
14.1 Введение	49
14.2 Дифференциальная защита	51
14.3 Максимальная токовая защита	52
14.4 Защита от перегрузки	53
14.5. Защита от повреждений и понижений уровня масла внутри баков маслонаполненных трансформаторов	54
15 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	56
15.1 Введение	56
15.2 Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости	56
15.3 Расчет затрат на проектирование	57
15.3.1 Расходные материалы	57
15.3.2 Расчет заработной платы и отчислений на социальные нужды	58
15.3.3 Амортизационные отчисления	59
15.3.4 Прочие расходы	60
15.4 Расчёт капиталовложений	61
15.5 Расчет эксплуатационных затрат	67
15.6 Расчет показателей эффективности двух вариантов	69

16 Социальная ответственность	69
16.1 Введение	69
16.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов	70
16.3 Техника безопасности	74
16.4 Защитное заземление оборудования подстанции	77
16.5. Расчет заземляющих устройств	80
16.6 Производственная санитария	80
16.6.1 Микроклимат	82
16.6.2 Шум	83
16.6.3 Освещение	84
16.6.4 Электромагнитные поля	85
16.7 Противопожарные мероприятия и пожарная защита	87
16.8 Охрана окружающей среды	88
16.9 Чрезвычайные ситуации	93
Заключение	95
Список использованных источников	

Введение

Согласно Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [1,с.4] энергосистемам предписывается осуществлять:

- эффективную работу электростанций и сетей путём снижения производственных затрат, повышения эффективности, мощности установленного оборудования;
- обновление основных производственных фондов путём технического перевооружения и реконструкции электростанций и сетей и модернизацию оборудования;
- внедрение и освоение новой техники, технологии эксплуатации и ремонта, эффективных и безопасных методов ремонта.

Эффективность любого производства напрямую зависит от планомерно проводимой реконструкции оборудования с целью снижения производственных затрат, возможности расширения производства.

В том числе и на Западносибирском металлургическом комбинате (ЗСМК) потребовалось расширить производство стали, для чего необходимо установить дополнительно 3 печных агрегата. Печные агрегаты обладают значительной мощностью и для электроснабжения требуется сооружать отдельную подстанцию 220 кВ.

В последнее время, благодаря техническому прогрессу в производстве оборудования для электроэнергетики, появились новые типы высоковольтных выключателей, измерительных трансформаторов тока и напряжения; разработаны и выпускаются нелинейные ограничители перенапряжения, новые микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики.

Внедрение современного оборудования при проектировании новых и реконструкции существующих подстанций вносит новые требования в части электромагнитной совместимости, внедрения быстродействующих защит.

Новые экономические условия в нашей стране ставят вопрос о повыше-

нии надёжности электроснабжения потребителей. Энергосистемы вынуждены заниматься вопросами качества и сертификацией своей продукции – электроэнергии. Потребители, особенно такие крупные, как ЗСМК, обязаны строить надёжные энергообъекты собственного энергоснабжения, участвовать в модернизации сетевого электрооборудования. Порой, для осуществления необходимо объёма строительства производственных мощностей, большая часть затрат требуется на создание необходимых резервов мощности в энергосистеме, оборудования для подключения электрических нагрузок.

Таким образом, решение вопросов строительства/реконструкции энергетического оборудования является комплексной задачей, которая затрагивает все аспекты производственной деятельности.

Целью бакалаврской работы является разработать проект электроснабжения для вновь устанавливаемых АПК с решением следующих задач:

- выбор печных трансформаторов;
- выбор силовых трансформаторов;
- выбор установок компенсации реактивной мощности;
- описание электрической части подстанции;
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор коммутационной аппаратуры;
- выбор трансформаторов тока и напряжения;
- выбор сечения токопроводов, и проверка сечения подводящей ЛЭП;
- выбор и расчёт релейной защиты;
- технико-экономические расчёты;
- производственная и экологическая безопасность.

1 Общие сведения о предприятии

ОАО «ЗСМК»– Западносибирский металлургический комбинат в городе Новокузнецке Кемеровской области. Один из крупных металлургических комбинатов СНГ, пятый по величине металлургический комбинат в России. Предприятие имеет на балансе множество цехов и производственных площадок для коксохимического, аглоизвесткового, сталеплавильного и прокатного производств. Завод оборудован современным оборудованием и постоянно проводит модернизации производств в рамках общей стратегии развития производства, а также в соответствии со сложившейся конъюнктурой рынка черной металлургии [2. с. 11].

Так на предприятии активно ведется расширение сталеплавильного производство, и для сбалансированности производительности отдельный цепей производства цикла. Необходимо ввести в работу дополнительные агрегаты «печь-ковш» (АПК).

Обеспечение качества стали для изготовления отливок в условиях жесткой конкуренции на мировых рынках является первостепенной задачей. Эта задача решается, в основном, с помощью внепечной обработки стали, в частности на агрегатах ковш-печь.

АПК предназначен для обработки жидкой стали в сталеразливочном ковше как с использованием комбинированной установки вакуумирования стали, так и без нее.

На установке осуществляются следующие технологические операции:

- нагрев металла электрической дугой;
- продувка металла аргонem для усреднения химического состава металла и его температуры по объему сталеразливочного ковша;
- коррекция химического состава металла;
- десульфурация металла белым основным шлаком;
- измерение температуры и отбор проб металла и шлака;

- микролегирование или получение металла с узкими пределами содержания элементов путем ввода порошковой проволоки с различными видами наполнителей [3. с. 52].

1.1. Обоснование строительства подстанции для электроснабжения вновь вводимых производственных мощностей.

Возможность подогрева металла вне плавильного агрегата значительно повысила гибкость всего производственного цикла выплавки стали: использование АПК сделало участок внепечной обработки металла «временным буфером», позволяющим демпфировать рассогласование стадий выплавки и разливки. К тому же на этой стадии выполняется процесс рафинирования стали, дополнительная обработка стали, что существенно повышает её качество.[3]

Поэтому с целью повышения производительности и эффективности сталеплавильного производства, была разработана программа реконструкции сталеплавильного производства на ОАО «ЗСМК». В рамках которой и возникла необходимость в проекте электроснабжения вновь вводимых АПК.

В расширяемой части ККЦ № 2 установлен новый двухпозиционный АПК ёмкостью 320 т, в расширяемой части ККЦ № 1 предусмотрены два агрегата ёмкостью по 140 т.

Для питания нагрузок вновь сооружаемых объектов в ККЦ № 1 и ККЦ № 2, в связи большой мощностью вновь подключаемых потребителей и отсутствия необходимых резервов потребовалось сооружение новой опорной подстанции 220/35 кВ ОП-25. К тому же, на расстоянии двух километров от объекта строительства имеется ПС-220 кВ «Евразовская» с возможностью подключения новой подстанции.

1.2. Характеристика вновь подключаемых потребителей

Металлургическое производство - очень энергоёмкая отрасль народного хозяйства. Так энергозатраты для производства 1 т стали в России в среднем составляют 36 ГДж. Дуговые электрические печи применяют главным образом для получения высоколегированных и других дорогих сортов стали, предназначенных для ответственных изделий. Другие виды сталей можно выплавлять и в доменных печах на газообразном топливе или коксе. После плавления в печи металл сливают в сталь-ковш, где происходит дополнительная обработка расплавленного металла. Подогрев металла осуществляется с помощью электродуговой установки.

Нагрев металла на АПК осуществляется также, как и в дуговых печах, но мощность трансформаторов установок ковш-печь значительно меньше, чем используется на дуговых печах и составляет 100—160 кВА/т. Это объясняется отсутствием такой энергозатратной стадии, как расплавление лома, тепло затрачивается только на расплавление вводимых материалов и поддержание температуры металла. Удельный расход электроэнергии на АКП составляет примерно 10 % от суммы всех энергозатрат на выплавку стали [4, с.56].

АПК (в соответствии с требованиями к надежности электроснабжения) формально относятся ко второй категории, однако, учитывая их высокую производительность и технологическую значимость, все решения по схеме электроснабжения приняты как для потребителей первой категории. Агрегаты получают питание от двух независимых источников со взаимным автоматическим переключением питающих цепей при исчезновении напряжения на одной из них. Нагрузка имеет ударный характер (но более спокойный, чем у дуговых печей) и достаточно низкий коэффициент мощности (0,8), вследствие нелинейности дуги агрегаты являются источниками высших гармоник тока и напряжения. Для компенсации реактивной мощности в схеме электроснабжения печи установлены устройства компенсации реактивной мощности.

2. Выбор основного силового оборудования

2.1. Расчёт нагрузок и выбор печных трансформаторов

Мощности АПК можно определить по удельным затратам на подогрев 1 т стали, которые составляют от 100—160 кВА/т в зависимости от объёма загрузки ковша, стадии производства.

Для определения графика нагрузки АПК необходимо чётко представлять себе последовательность технологических операций, производимых на нём их длительность.

Полная продолжительность обработки на позиции нагрева складывается из периода подвода энергии и времени выдержки.

Максимальный рекомендуемый подвод энергии к ковшу зависит от площади зеркала расплавленной стали, интенсивности перемешивания и длины дуги. На опыте ряда подобных систем получены следующие размерные соотношения: удельный подвод энергии: $q=2,1-2,5$ МВт/м², длина дуги 9 см $>L_d >6$ см [4.с.89].

Для АПК площадь зеркала стали ёмкостью: 320 т: $S_{ПК1} = 16$ м²

140 т: $S_{ПК2} = S_{ПК3} = 8,5$ м²

При использовании надлежащей скорости вдувания аргона для перемешивания и надлежащего количества и состава шлака, допустимый максимальный подвод энергии составит для печей:

320 т: $P_1 = 16 \cdot 2,3 = 36,8$ МВт

140 т: $P_2 = P_3 = 8,5 \cdot 2,3 = 19,55$ МВт

Коэффициент мощности АПК: $\cos\phi = 0,8$

Номинальная мощность трансформатора может быть выбрана с учетом периодического характера обработки. Поскольку типичное время подвода мощности составляет 25-40 минут, в то время как плавка поступает через каждые 55 минут, коэффициент использования равняется $40/55=0,7$, и трансформатор может быть спроектирован с учетом коэффициента перегрузки.

Необходимо определить число часов максимума в сутки. Для этого найдем количество циклов (плавов) за сутки:

$N_{пл} = 24 \cdot 60 / 55 = 26,2$ цикла за сутки.

Длительность нагрева в цикле $T_{нагр}$ составляет 40 мин или 0,667 часа.

Тогда число часов максимума:

$$T_{\max} = N_{\text{пл}} \cdot T_{\text{нагр}} = 26,2 \cdot 0,667 = 17,5 \text{ часа.}$$

Рисунок 2.1 -

По кривым кратностей допустимых загрузок силовых трансформаторов (рис.2.1) определяем, что $k_{\text{пер}} = 1,03$. Печные трансформаторы рассчитаны на режим работы с периодической перегрузкой на 20% в течение 2 ч и последующей работой на номинальной силе тока в течение 2,5 ч. Поэтому можно принять, что $k_{\text{пер}} = 1,2$

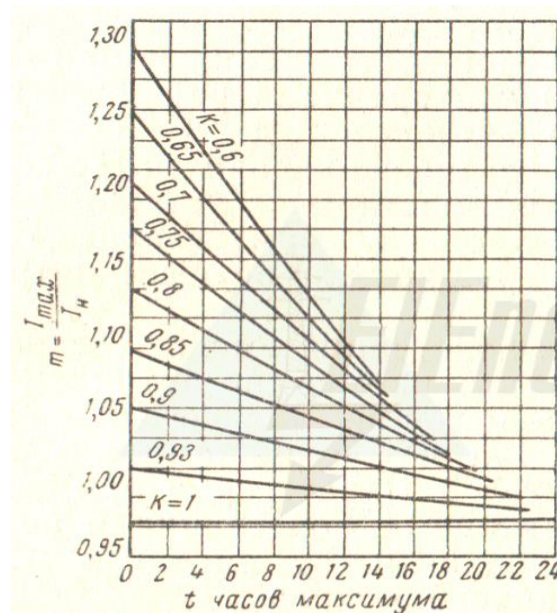


Рис. 2.1 - Кривые кратностей допустимых загрузок силовых трансформаторов.

Тогда расчётные максимальные мощности печных трансформаторов:

$$S_{\text{расчТ1}} = \frac{P_1}{k_{\text{пер}} \cdot \cos \varphi} = \frac{36,8}{1,2 \cdot 0,8} = 38,33 \text{ МВА} \quad (1)$$

$$S_{\text{расчТ2}} = S_{\text{расчТ3}} = \frac{P_2}{k_{\text{пер}} \cdot \cos \varphi} = \frac{19,55}{1,2 \cdot 0,8} = 20,36 \text{ МВА} \quad (2)$$

Понизительные печные трансформаторы вследствие особых условий работы характеризуются рядом особенностей, отличающих их от прочих силовых

трансформаторов. К ним относятся:

- большая величина номинальной силы тока на стороне низкого напряжения, составляющая десятки тысяч ампер;
- повышенное индуктивное сопротивление обмоток (встроен дополнительный дроссель), необходимое для ограничения силы токов короткого замыкания до 2,5—3,5-кратной величины по отношению к номинальной силе тока;
- повышенная механическая прочность крепления обмоток и отводов, рассчитанных на частые толчки токов и короткие замыкания;
- возможность регулирования напряжения под нагрузкой в широких пределах.

В связи с тем, что в современном сталеплавильном цехе печной пролет размещен в середине цеха, а трансформатор устанавливают не далее 1—1,5 м от печи, естественное охлаждение его осуществить затруднительно. Для охлаждения применяют принудительную циркуляцию масла, пропускаемого через водяной маслоохладитель. Система охлаждения состоит из двух комплектов маслоохладителей и насосов, работающих независимо один от другого.

На основании расчётов мощности трансформаторов их особенностей работы выбираем трансформаторы:

Для АПК 320 т: ЭТЦНКВ-40000/35

Для АПК 140 т: ЭТЦНКВ-72000/35

Э – для питания электропечей;

Т – трехфазный;

Ц - с охлаждением с помощью принудительной циркуляции воды и масла с ненаправляемым потоком масла;

Н - с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН);

К - комплектный (состоящий из регулировочного автотрансформатора и электропечного трансформатора, размещенных в одном баке);

В - для вакуумных дуговых печей;

Данные печных трансформаторов представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Каталожные данные печных трансформаторов

Тип трансформатора	$S_{\text{ном}},$ кВ·А	$U_{1\text{ном}},$ кВ	$U_{2\text{ном}},$ кВ	Схема и группа соединения об- моток	$\Delta P_{\text{xx}},$ кВт	$\Delta P_{\text{кз}},$ кВт	$\eta_{\text{кз}},$ %	$I_{\text{xx}},$ %
ЭТЦНКВ- 40000/35-У3	26000	35	421- 289,5	Уавто +Д/Д-0	56	155	10	0,5
ЭТЦНКВ- 72000/35-У3	40000	35	530,3- 294,6	Давто +Д/Д-0	72	225	10	0,45

2.2. Выбор силовых трансформаторов подстанции 220/35 кВ.

Перед выбором трансформаторов необходимо определить характеристики наиболее нагруженной смены в режиме, когда один из трансформаторов на подстанции выведен в ремонт.

Включение фазы нагрева в установках АПК может быть распределено так, чтобы времён, когда в работе все три печи, было как можно меньше. Это снизит число максимумов нагрузки, что улучшит эффективность использования энергоресурсов.

Как определено раньше, производственный цикл плавки в печь-ковше составляет 55 минут, из которых продолжительность нагрева составляет 40 минут.

При таких производственных циклах на всех печах наиболее эффективно было бы производить запуск нагрева печей меньшей мощности с интервалом в 15 минут (рис. 2.2.). Тогда в течение одного цикла максимум мощности (включены нагревы всех печей) возникает только на 10 минут. При численности циклов в сутки $N_{\text{пл}} = 26,2$, Тогда число часов максимума : $T_{\text{мах}} = 26,2 \cdot 10 / 60 = 4,37$ часа.(рис.2.3.)

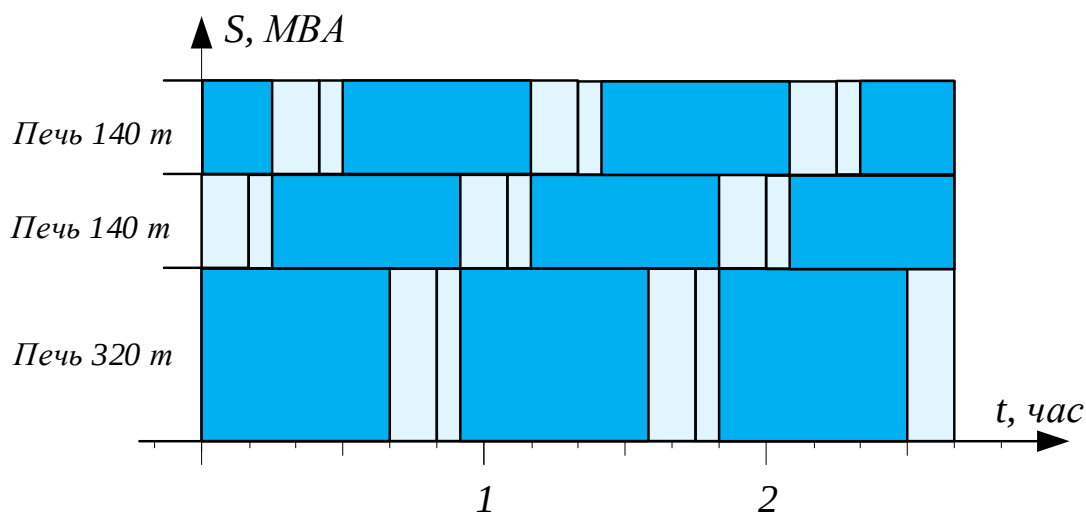


Рис.

2.2. Оптимальный порядок включения АПК (период плавки затемнён).

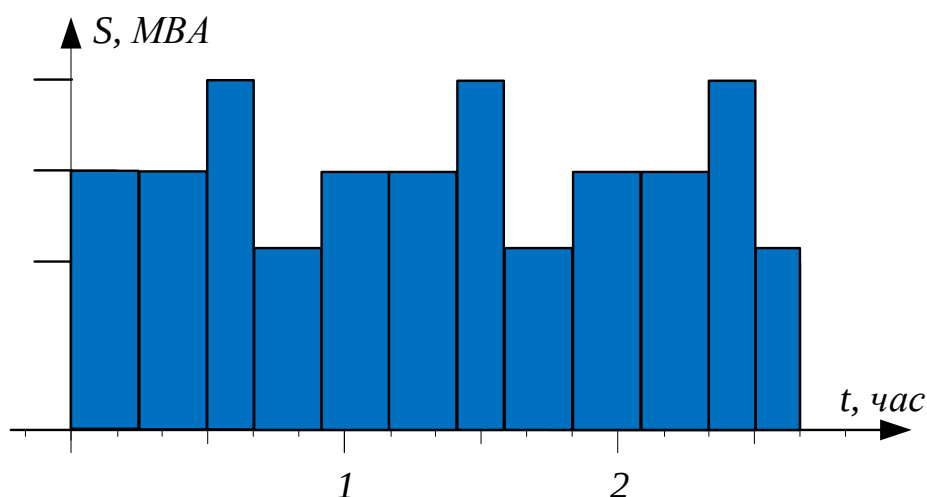


Рис. 2.3. Фрагмент оптимального суточного графика нагрузки

Конечно, возможны и другие формы графика, например, иная последовательность включения печей, различные периоды нагрева печей от 25 до 40 минут, увеличение длительности цикла из-за более длительной подачи стали в обработку. Однако, возможен и режим, когда при одинаковом цикле одновременно включаются все печи, тогда число часов максимума: $T_{\max} = N_{\text{пл}} \cdot T_{\text{нагр}} = 26,2 \cdot 0,667 = 17,5$ часа.

Выбор трансформатора, конечно, нужно для вести именно для такого режима нагрузки, т.к. такой режим, или близкий к нему (поминутное включение печей, например) может быть возможен.

Тогда расчётные максимальные мощности трансформаторов рассчитаем

по аналогии с печными трансформаторами, с $k_{пер} = 1,03$, определённым по кривым кратностей (рис. 1.1.) допустимых загрузок силовых трансформаторов:

$$S_T = \frac{P_1 + P_2 + P_3}{k_{пер} \cdot \cos \varphi} = \frac{36,8 + 19,55 + 19,55}{1,03 \cdot 0,8} = \frac{75,9}{1,03 \cdot 0,8} = 92,111 \text{ МВА} \quad (3)$$

На основании расчётов мощности трансформаторов их особенностей работы выбираем трансформаторы ТДНМ-100000/200000/220

Данные трансформатора представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Каталожные данные трансформаторов 220/35 кВ.

Тип трансформатора	$S_{ном}/S_{пик}$ кВ·А	$U_{1ном}$, кВ	$U_{2ном}$, кВ	Схема и группа соединения обмоток	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	$u_{кз}$, %	I_{xx} , %
ТДНМ-100000/200000/220-У1	100000/200000	220	35	УН/У	115	326	12,5	0,7

Т — трансформатор трехфазный;

Д — масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла;

Н — регулирование напряжения под нагрузкой (РПН);

М — предназначен для питания главных приводов прокатных станов и трансформаторных агрегатов дуговых сталеплавильных печей металлургических предприятий (пиковая динамическая нагрузка).

3 Режимы работы нейтралей

В электрических сетях РАО ЕЭС приняты следующие режимы работы нейтралей:

- ☐ электрические сети с номинальными напряжениями 6...35 кВ работают с малыми токами замыкания на землю (изолированная нейтраль);
- ☐ электрические сети выше 110 кВ являются сетями с эффективно заземленной нейтралью;
- ☐ электрические сети с номинальным напряжением 0,4...0,66 кВ являются сетями с глухозаземленной нейтралью.

Если в одной из фаз трехфазной системы, работающей с изолированной нейтралью, произошло замыкание на землю, то напряжение ее по отношению к земле станет равным нулю, а напряжение остальных фаз по отношению к земле станет равным линейному. Ток замыкания на землю будет небольшим, поскольку вследствие изоляции нейтрали отсутствует замкнутый контур для его прохождения, и не вызовет аварийного отключения линии. Таким образом, изоляция нейтрали источника питания обеспечивает надежность электроснабжения, так как не отражается на работе потребителей.

Однако в сетях с большими емкостными токами на землю (особенно в кабельных сетях) в месте замыкания возникает перемежающаяся дуга, которая периодически гаснет и вновь зажигается, что наводит в контуре с активными, индуктивными и емкостными элементами ЭДС, превышающие номинальные напряжения в 2,5...3 раза. Такие напряжения в системе при однофазном замыкании на землю недопустимы.

Также возможны явления феррорезонанса, от которых чаще всего выходят из строя трансформаторы напряжения. Иногда повреждаются и слабо нагруженные силовые трансформаторы, работающие в режиме, близком к холостому ходу [5].

Повышение напряжения по отношению к земле в неповрежденных фазах при наличии слабых мест в изоляции этих фаз может вызвать междуфазное короткое замыкание. Кроме того, напряжение в неповрежденных фазах повышается, следовательно, требуется выполнять изоляцию всех фаз на линейное напряжение, что приводит к удорожанию машин и аппаратов. Поэтому, хотя и разрешается работа сети с изолированной нейтралью при замыкании фазы на землю, его требуется немедленно обнаружить и устранить.

Чтобы предотвратить возникновение вышеперечисленных явлений, между нейтралью и землей включают индуктивную катушку с регулируемым сопротивлением.

3.1 Выбор способа заземления нейтрали сети 35 кВ.

В настоящее время в России используются три способа заземления нейтрали в рассматриваемых сетях: изолированная, компенсированная и резистивно-заземлённая, начинает применяться и четвёртый – с резистором и дугогасящим реактором в нейтрали.

Также следует учитывать, что дуговые печи являются нелинейной нагрузкой и могут выдавать в сеть различные гармоники, оказывая тем самым влияние на процессы при однофазном дуговом замыкании. Соединение низших обмоток печных трансформаторов в виде Δ/Δ , следовательно, токи нулевой последовательности в нагрузку не попадают.

Устанавливаем в нейтраль дугогасящий реактор (ДГР). При этом способе нейтральную точку сети получают, используя специальный трансформатор.

В России режим заземления нейтрали через ДГР применяется в основном в разветвленных кабельных сетях с большими емкостными токами. Кабельная изоляция из сшитого полиэтилена в отличие от воздушной не является самовосстанавливающейся. То есть, однажды возникнув, повреждение не устранится, даже несмотря на практически полную компенсацию (отсутствие) тока в месте повреждения. Соответственно для этих кабельных сетей самоликвидация однофазных замыканий как положительное свойство режима заземления нейтрали через ДГР не существует[6].

Достоинствами этого метода заземления нейтрали являются:

- отсутствие необходимости в немедленном отключении первого однофазного замыкания на землю;
- малый ток в месте повреждения (при точной компенсации ДГР);
- исключение феррорезонансных процессов, связанных с насыщением трансформаторов напряжения и неполнофазными включениями силовых трансформаторов.

Недостатками этого режима заземления нейтрали являются:

- возникновение дуговых перенапряжений при расстройке ДГР и возможность возникновения многоместных повреждений при длительном су-

существовании дугового замыкания в сети или перехода однофазного замыкания в двухфазное при значительной расстройке компенсации;

- сложность обнаружения места повреждения;
- опасность электропоражения персонала и посторонних лиц при длительном существовании замыкания на землю в сети;
- сложность обеспечения правильной работы релейных защит от однофазных замыканий, так как ток поврежденного присоединения очень незначителен[6].

3.2. Расчёт дугогасящего реактора

Для выбора ДГР необходимо определить ёмкостный ток кабельной сети 35 кВ.

Удельная ёмкость одножильного кабеля из сшитого полиэтилена сечением 300 мм² – $C_0 = 0,25$ мФ/км, 150мм² – $C_0 = 0,20$ мФ/км

Длина кабельных линий от ЗРУ-35 до печного трансформатора $L_1=L_2=L_3=800$ м, от выводов трансформатора 220/35 до вводных выключателей – 50 м.

$$I_C = 3 \cdot U_\phi \cdot 2 \cdot \pi \cdot f_C \cdot C_0 \cdot L = 3 \cdot \frac{35}{\sqrt{3}} \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 10^{-6} \cdot (0,25 \cdot (0,8 + 2 \cdot 0,05) + 0,2 \cdot 2 \cdot 0,8) = 10,4 \text{ А}$$

Т.к. $I_C > 10$ А, то установка компенсации ёмкостных токов необходима[8].

При проектировании системы компенсации емкостных токов необходимо обратить внимание на влияние сопротивления нейтралеобразующего трансформатора на выбор величины тока ДГР [7]. Истинное значение тока реактора можно рассчитать по формуле:

$$I_P = I_L \cdot \frac{X_L}{X_L + X_{T0}} \quad (4)$$

где I_L – максимальное паспортное значение тока реактора;

X_L – минимальное значение индуктивного сопротивления ДГР в заданном диапазоне регулирования;

X_{T0} – эквивалентное сопротивление TN токам нулевой последовательно-

сти.

Последнее рассчитывается по формуле:

$$X_{T0} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \quad (5)$$

где U_k , $U_{ном}$ и $S_{ном}$ – соответственно напряжение КЗ трансформатора (паспортное значение в %), номинальное напряжение и мощность трансформатора.

Расчётная мощность компенсации:

$$Q_{расч} = U_{ном} \cdot I_C / \sqrt{3} = 35 \cdot 10,4 / \sqrt{3} = 210 \text{ кВАр} \quad (6)$$

Выбираем управляемый реактор ЕКД 30/25/500/1000 максимальной мощностью $Q_p = 505$ кВАр, диапазоном регулирования тока от 5 до 25 А.

Выбираем силовой трансформатор ТМ-1000/35-У1 с $U_k=6,5$ %

$$X_{T0} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{35^2}{1} = 79,63 \text{ Ом}; \quad (7)$$

Сопротивление реактора при максимальном токе регулирования, т.е. при 25 А.

$$X_L = \frac{U_{ном}}{I} = \frac{35000}{25} = 1400 \text{ Ом} \quad (8)$$

Истинное значение тока реактора:

$$I_p = I_L \cdot \frac{X_L}{X_L + 0,33 \cdot X_{T0}} = 25 \cdot \frac{1400}{1400 + 0,33 \cdot 79,63} = 24,5 \text{ А} \quad (9)$$

4. Компенсация реактивной мощности и фильтрация электромагнитных помех

Целью внедрения фильтр компенсирующих устройств является уменьшение реактивного сопротивления LC-цепочек до значений, близких к нулю, и шунтирование главной электрической сети на частотах заданных гармоник.

Дуговые печи являются источниками мощных электромагнитных помех (ЭМП), которые отрицательно влияют на функционирование других электроприемников. Основными видами ЭМП, создаваемыми дуговыми печами, являются: отклонения, провалы и колебания напряжения, несинусоидальность и не-

симметрия токов и напряжений. При наличии ЭМП системы электроснабжения должны строиться с учетом электромагнитной совместимости (ЭМС) источников помех и других электроприемников, которые питаются от этих систем электроснабжения. Под ЭМС понимается способность устройства или системы удовлетворительно функционировать в его электромагнитном окружении, не создавая недопустимых помех другим устройствам, работающим в этом окружении.

В отличие от дуговых печей, установки печь-ковш, вследствие меньшей мощности и отсутствия стадии расплавления шихты, работают в более спокойном режиме, дуга устойчивее и создает существенно меньше ЭМП.

В соответствии с [8.п. 7.5.44] допускается подключать дуговые печи к электрическим сетям общего назначения без выполнения специальных расчетов колебаний напряжения и содержания высших гармоник, если соблюдается условие:

$$\frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n S_i^2}}{S_{K3}} \leq 0,01 \cdot D$$

Где S_i , – номинальная мощность i -ой печи, МВ·А; S_{K3} – мощность короткого замыкания в месте подключения к электрическим сетям общего назначения, МВ·А; n - число одновременно работающих печей.

D – коэффициент ($D = 1$ для ДП переменного и 2 для ДП постоянного тока).

Рассчитанный ток трёхфазного КЗ на шинах 35 кВ АПК $I_{K3} = 20,8$ кА.

Мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ АПК составляет:

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot U_{сет} \cdot I_{K3} = 1,732 \cdot 37 \cdot 20,8 = 1333 \text{ МВА.} \quad (10)$$

$$\frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n S_i^2}}{S_{K3}} = \frac{\sqrt{19,55^2 + 19,55^2 + 36,8^2 / 0,8^2}}{1333} = 0,043 > 0,01 \cdot 1 \quad (11)$$

Исходя из произведенных расчетов установка фильтр компенсирующего устройства необходима.

4.1. Выбор фильтр компенсирующих устройств

При выборе фильтр компенсирующего устройства (ФКУ) необходимо решить три задачи:

- какое должно быть ФКУ: групповое или индивидуальные?
- какое ФКУ наиболее надежное и экономичное (прямой или косвенной компенсации)?
- как выбрать параметры отдельных элементов ФКУ?

Сооружение индивидуальных ФКУ для каждого АКП позволит исключить излишние перетоки реактивной мощности по кабельным линиям, которые бы возникали при работе группового ФКУ.

Наибольшее распространение получили устройства прямой и косвенной компенсации. Статические ФКУ прямой компенсации осуществляют ступенчатое регулирование реактивной мощности с помощью включения и отключения батарей конденсаторов. Статические ФКУ косвенной компенсации состоят из двух частей: плавно регулирующего индуктивного элемента (реактора) и нерегулируемой части – батарей конденсаторов или фильтров высших гармоник.

Т.к. нагрузка АПК имеет более плавный характер по сравнению с электродуговыми печами, а также принимая во внимание большую стоимость и габариты управляющего реактора, наиболее оптимальным решением будет установка батарей статических конденсаторов со ступенчатым управлением, подключенных к шинам через фильтровый реактор, который настроен на основную частоту и ограничивает токи при включении/отключении ступеней конденсаторов.

Также желательно параллельно системе компенсации реактивной мощности подключить LC-фильтры, рассчитанные на резонанс с гармониками искажений. Для этого необходимо провести исследование сети на предмет наличия и амплитуд этих гармоник.

Определим мощность статического звена ФКУ. Эта мощность определяется по $\cos \varphi_{\text{эс}}$, который задается энергосистемой и, как правило, равен 0,95.

Рассчитаем, какая потребуется реактивная мощность конденсаторных батарей для достижения на шинах 35 кВ $\cos \varphi_0 = 0,95$.

$$Q_{расч} = P_1 \cdot (tg\varphi - tg\varphi_0) \quad (12)$$

Для УПК 320 т:

$$Q_{БСК1} = P_1 \cdot (tg\varphi - tg\varphi_0) = 36,8 \cdot (tg(\arccos 0,8) - tg(\arccos 0,95)) = 15,53 \text{ МВАр}$$

Для УПК 140 т:

$$Q_{БСК2} = Q_{БСК3} = P_2 \cdot (tg\varphi - tg\varphi_0) = 19,55 \cdot (tg(\arccos 0,8) - tg(\arccos 0,95)) = 8,25 \text{ МВАр} \quad (13)$$

Принимаем к установке батареи статических конденсаторов КБ-27,5/9600U_ф = 27,5 кВQ_{макс} = 9600 кВАр (8 ступеней по 1200 кВАр).

Для УПК 320 т используем две таких установки (Q_{БСКмакс1}=19200 кВАр) с реактором РФОС-1200/35-3У3 (Q_{Р1} = 1200 кВАр);

Для УПК 140 т используем одну установку (Q_{БСКмакс2}=9600 кВАр) с реактором РФОС-600/35-3У3 (Q_{Р2} = 600 кВАр);

Рассчитаем коэффициент мощности после установки БСК (при работе БСК на максимальной мощности) для каждой из печей:

$$\cos\varphi_{расч1} = \frac{P_1}{\sqrt{P_1^2 + (P_1 \cdot tg\varphi - Q_{БСКмакс1} + Q_{Р1})^2}} = \frac{36,8}{\sqrt{36,8^2 + (36,8 \cdot 0,75 - 19,2 + 1,2)^2}} = 0,968.$$

$$\cos\varphi_{расч2,3} = \frac{P_2}{\sqrt{P_2^2 + (P_2 \cdot tg\varphi - Q_{БСКмакс2} + Q_{Р2})^2}} = \frac{19,55}{\sqrt{19,55^2 + (19,55 \cdot 0,75 - 9,6 + 0,6)^2}} = 0,96$$

Расчетные значения cos φ больше рекомендованных значений, следовательно, ФКУ обладают резервом, который может быть использован на режимах работы печей выше расчётных.

5. Описание принципиальной схемы, оборудования, исполнения подстанции 220 кВ ОП-25

Опорная подстанция 220/35 кВ ОП-25 выполнена в виде открытого распределительного устройства (ОРУ) 220 кВ и отдельно стоящего здания закрытого распределительного устройства (ЗРУ) 35 кВ с щитовым блоком. На ОРУ-220 кВ установлены трансформаторы 220/35 кВ, 100/200 МВА, выключатели, разъединители, ограничители перенапряжения и трансформаторы напряжения 220 кВ.

Трансформаторы 220/35 кВ мощностью 100/200 МВА специального ме-

таллургического исполнения, имеют выносную систему охлаждения и отдельные фундаменты.

ОРУ-220 кВ выполнена по схеме мостика с неавтоматической переключкой на разъединителях (схема "4Н"), на стороне 35 кВ принята двухсекционная схема (35-9) на шесть отходящих присоединений.

Распредустройство 35 кВ (КРУЭ-35) и щитовое помещение ОПУ размещены в закрытом здании (здание ЗРУ двухэтажное, 6×42 м), ЗРУ и ОПУ расположены на втором этаже. Первый этаж выполняется без стен, с сетчатым ограждением, с размещением кабельных конструкций под перекрытием второго этажа, что облегчает условия эксплуатации и не требует выполнения пожарной автоматики и сигнализации.

На ОРУ-220 кВ предусмотрена установка элегазовых баковых выключателей типа HGF (пр-во Alstom) повышенной надёжности.

Распредустройство 35 кВ закрытого исполнения в виде КРУЭ-35 кВ состоит из ячеек Alstom с вакуумными выключателями с элегазовой изоляцией.

Релейная защита и автоматика всех присоединений выполнена на микропроцессорных устройствах серии Mikom. Устройства релейной защиты присоединений 35 кВ размещены в релейных отсеках ячеек КРУЭ-35 кВ. Комплекты защит присоединений 220 кВ и трансформаторов выполнены в отдельно стоящих шкафах новосибирской фирмы "КЭМОНТ"; в этих же шкафах размещены аппараты управления и контроля.

В качестве щита управления и сигнализации применена цифровая микропроцессорная система PSCN фирмы Ageva, которая позволяет осуществлять управление, наблюдение, диагностику всех элементов подстанции, передавать информацию на верхние уровни управления с распечаткой отчетных документов обо всех событиях рабочих и аварийных процессов. Вся информация по подстанции отображается на мониторе компьютера.

Система управления, автоматизации и представления данных ОП-25 состоит из трех уровней:

- нижний – устройства защиты присоединений;

- средний – устройства сбора информации от устройств защиты; осуществление автоматического включения резерва АВР, автоматического повторного включения АПВ, автоматической частотной разгрузки АЧР; управление работой секционного и вводных выключателей;
- верхний – автоматизированные рабочие места операторов, где осуществляют общее наблюдение, принятие решений и управление работой оборудования подстанции ОП-25.

Для оперативно-диспетчерской и технологической связи ОП-25 и передачи информации на диспетчерский пункт электроснабжения (ДПЭ) ЗСМК предусмотрены: диспетчерская связь с ДПЭ ЗСМК, диспетчерская связь с дежурным персоналом ОРУ-220 кВ; выход дежурного персонала подстанции в сеть АТС комбината и города; охранно-пожарная сигнализация с выдачей сигналов оповещения на ДПЭ ЗСМК и на пульт пожарного депо ЗСМК.

Для осуществления связи и передачи информации предусмотрены подвеска грозотроса ОКГТ-МТ со встроенным волоконно-оптическим кабелем на опорах ВЛ-220 кВ до подстанции 220 кВ «Евразовская», прокладка кабелей: 30-парного телефонного и волоконно-оптического от ОП-25 до АБК ККЦ № 1, 2.

В соответствии с техническими требованиями на передачу информации с ОП-25 на диспетчерские пункты ЗСМК на ОП-25 организованы две системы автоматизированного контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ): система коммерческого учета с передачей информации на центральный диспетчерский пункт ЗСМК; система технического учета с передачей информации на ДПЭ (диспетчерский пункт по учету электроэнергии) ЗСМК. Система коммерческого учета выполнена с применением счетчиков класса 0,2 типа СЭТ-4ТМ.022-12 и сетевого промышленного контроллера "СИКОН С1"; цифровой канал подключения использует интерфейс RS-485.

Система технического учета создана на базе счетчиков типа СЭТ-4ТМ.02.2-12 и комплекса технических средств КТС "Энергия". В состав комплекса входит устройство сбора данных (УСД) с памятью типа E443 M2-01.1 (EURO) на 32 канала, установленное на ОП-25.

Для подключения печных трансформаторов к ЗРУ 35 кВ ПС ОП-25 используют однофазные кабели 35 кВ из сшитого полиэтилена типа АпВВнГ с алюминиевыми жилами сечением 300 мм² для ККЦ № 2 и 150 мм² – для ККЦ № 1. Прокладка кабелей предусмотрена по проектируемым кабельным эстакадам с частичным использованием существующих кабельных тоннелей. Кабели не требуют защиты от солнечной радиации.

Поставленное Ровенским заводом высоковольтной аппаратуры (РЗВА) печное распредустройство 35 кВ принято комплектным и установлено в электротехнических помещениях ККЦ № 1, 2 в непосредственной близости от печных агрегатов.

Для коммутации печного трансформатора и ФКУ был применён вакуумный выключатель ВР-35 повышенной надёжности собственной разработки РЗВА. При номинальном токе до 3000 А механический ресурс на "включение-отключение" составляет 30000 циклов [2].

Однолинейная электрическая схема соединений подстанции приведена в приложении 1.

6 Выбор сечения проводов питающих воздушных линий 220 кВ

Подстанция 220/35 кВ «ОП-25» запитана от выносного ОРУ-220 кВ ПС "Евразовская-220" по двум одноцепным линиям ЛЭП 220кВ. Указанные линии выполнены проводом АС-300 протяженностью 1,9 м.

Сечение провода воздушной линии выбирают по нагреву.

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

где $I_{\text{дл.доп}}$ – длительно-допустимый 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.

В качестве максимального тока можно принять такой ток, который протекает по одной цепи и отключении второй. В работе все УПК, ФКУ УПК 320 ТН отключена.

$$I_{\text{мр}} = \frac{S_{\text{номт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номт}}}, \text{ А} \quad I_{\text{мр}} = \frac{1,4 \cdot 100000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 367 \text{ А} \quad (13)$$

Выбираем по справочной литературе [8] для провода АС-300

$$I_{\text{дл. доп}} = 690 \text{ А}$$

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

$$q_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \quad (14)$$

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.

$$I_p = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 262 \text{ А}$$

По справочной литературе [8] выбираем $j_{\text{эк}}, j_{\text{эк}} = 1,0 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$

$$q_{\text{эк}} = \frac{262}{1,0} = 262 \text{ мм}^2 < 300 \text{ мм}^2$$

Проверяем выбранное сечение по допустимым потерям напряжения $\Delta U, \%$, по формуле

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{мр}} (R_0 \cdot \ell \cdot \cos \varphi + X_0 \cdot \ell \cdot \sin \varphi)}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \leq 3\% \quad (15)$$

где ℓ – длина линии, км, $\ell = 1,9 \text{ км}$;

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

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

Проверяем по допустимым потерям напряжения $q = 300 \text{ мм}^2$.

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

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

$\cos\varphi$ и $\sin\varphi$ берем с учетом требований к качеству электроэнергии

$$\cos\varphi = 0,95; \sin\varphi = 0,31.$$

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 367 \cdot (0,097 \cdot 1,9 \cdot 0,95 + 0,4 \cdot 1,9 \cdot 0,31)}{220000} \cdot 100 = 0,1\% < 3\%$$

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

Окончательно подтверждаем правильность выбора провода марки АС сечением $q = 300 \text{ мм}^2$, так как он удовлетворяет всем требованиям.

7 Электрический расчет

7.1 Определение токов нормального и утяжеленного режимов

Режимами подстанции работы являются:

- нормальный режим, когда в цепи подстанции силовых трансформаторов характеризуются током. $I_{\text{НОРМ}}$ ($I_{\text{НОМ}}$). Оба трансформатора и все ФКУ в работе;
- утяжеленный режим, когда один из силовых трансформаторов 100 МВА отключен, а по цепям другого (других) протекает рабочий максимальный ток $I_{\text{РАБ.МАХ}}$. При этом считается, что все ФКУ в работе.
- утяжеленные режимы для линий потребителей, когда установка компенсации реактивной мощности отключена.

Для нормального режима:

$$\text{По стороне 35 кВ: } I_{\text{нормГ1}}^{\text{НН}} = \frac{P_1}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cos\varphi} = \frac{36,8}{1,732 \cdot 35 \cdot 0,95} = 639 \text{ А} \quad (15)$$

$$I_{\text{нормГ2}}^{\text{НН}} = \frac{P_2 + P_3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cos\varphi} = \frac{19,55 + 19,55}{1,732 \cdot 35 \cdot 0,95} = 679 \text{ А} \quad (16)$$

$$\text{По стороне 220 кВ: } I_{\text{нормГ1}}^{\text{ВН}} = \frac{P_1}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номВН}} \cos\varphi} = \frac{36,8}{1,732 \cdot 220 \cdot 0,95} = 101 \text{ А} \quad (17)$$

$$I_{\text{нормГ2}}^{BH} = \frac{P_2 + P_3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номBH}} \cos \varphi} = \frac{19,55 + 19,55}{1,732 \cdot 220 \cdot 0,95} = 108 \text{ A} \quad (18)$$

Для послеаварийного режима:

По стороне 35 кВ:
$$I_{\text{наб}}^{HH} = \frac{P_1 + P_2 + P_3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номHH}} \cos \varphi} = \frac{36,8 + 19,55 + 19,55}{1,732 \cdot 35 \cdot 0,95} = 1316 \text{ A} \quad (19)$$

По стороне 220 кВ:
$$I_{\text{наб}}^{BH} = \frac{P_1 + P_2 + P_3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номBH}} \cos \varphi} = \frac{36,8 + 19,55 + 19,55}{1,732 \cdot 220 \cdot 0,95} = 210 \text{ A} \quad (20)$$

Для потребителей:
$$I_{1\text{наб}}^{HH} = \frac{P_1}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номHH}} \cos \varphi} = \frac{36,8}{1,732 \cdot 35 \cdot 0,8} = 759 \text{ A}; \quad (21)$$

$$I_{2\text{наб}}^{HH} = I_{3\text{наб}}^{HH} = \frac{P_2}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номHH}} \cos \varphi} = \frac{19,55}{1,732 \cdot 35 \cdot 0,8} = 403 \text{ A}; \quad (22)$$

Так как $I_{\text{наб}}^{HH} = 1316 \text{ A} \leq 3200 \text{ A}$ то РУ допускается выполнять комплектным.

7.2 Расчет токов КЗ для выбора электрических аппаратов и токоведущих частей

Рассчитаем схему электроснабжения. Последовательность расчета токов короткого замыкания следующая:

- составляется расчетная схема замещения установки;
- выбираются места условных коротких замыканий;
- задаемся базисными условиями, выражаем сопротивления всех элементов в относительных единицах и составляем схему замещения;
- преобразование расчетной схемы к простейшему виду;
- определяем токи короткого замыкания.

При расчетах принимаем следующие допущения:

- не учитывается насыщение магнитных систем, т.е. индуктивные сопротивления всех элементов постоянны и не зависят от тока;
- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают емкости всех элементов короткозамкнутой цепи;
- считают, что трехфазная система является симметричной;
- активные сопротивления в расчёте не учитываем.

Все сопротивления подсчитываем в относительных единицах. Для рас-

чета сопротивлений задаются базовыми величинами: напряжением, мощностью, током.

Принимаем базисные единицы:

$$S_{\delta} = 1000 \text{ МВА};$$

$$U_{\delta}^{35} = 37 \text{ кВ на ступенях схемы с } U_H = 35 \text{ кВ};$$

$$U_{\delta}^{220} = 230 \text{ кВ на ступенях схемы с } U_H = 220 \text{ кВ};$$

$$I_{\delta BH} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta BH}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51 \text{ кА}; \quad (23)$$

$$I_{\delta HH} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta HH}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА}; \quad (24)$$

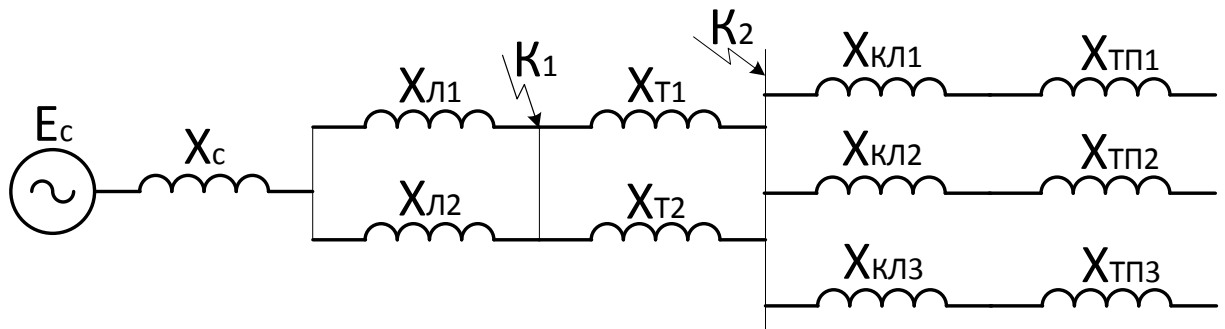


Рисунок 7.1 – Схема замещения

7.3 Расчет параметров схемы замещения

Двухобмоточные трансформаторы ТДНМ-1000000/2000000/220-У1:

$$U_k = 12,5 \% \quad x_{*T1} = x_{*T2} = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}} = \frac{12,5}{100} \cdot \frac{1000}{100} = 1,25 \text{ о.е.} \quad (25)$$

Энергосистема:

$$x_C = 4,25 \text{ Ом} \quad x_{*C} = x_C \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = 4,25 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,081 \text{ о.е.} \quad (26)$$

Линии электропередач 220 кВ (провод АС-300 протяженность 1,9 м):

$$x_{y\delta} = 0,429, \text{ Ом / км} - \text{удельное индуктивное сопротивление провода АС-}$$

300 на напряжении 220 кВ;

$$x_{*Л1} = x_{*Л2} = x_{y\partial} \cdot l \cdot \frac{S_{\partial}}{U_{\partial}^2} = 0,429 \cdot 1,9 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,015 \text{ о.е.} \quad (27)$$

Кабельные линии 35 кВ от трансформаторов 220/35 кВ до ЗРУ-35 (АПВВнг 3х4х(1х300) - 50 м), от ЗРУ-35 до РУ-35 печных трансформаторов (АПВВнг 3х3(1х300) и АПВВнг 3х3(1х150) - по 800 м) из-за малой длины в расчёте могут не учитываться.

Например, для кабельной линии от ЗРУ-35 кВ до РУ-35 печного трансформатора печи 320 т. (n=3 – количество параллельных кабелей):

$$x_{*КЛ1} = (2 \cdot \pi \cdot f \cdot L_{y\partial 1} \cdot l \cdot \frac{S_{\partial}}{U_{\partial}^2}) / n = (3,14 \cdot 50 \cdot 0,65 \cdot 10^{-3} \cdot 1,9 \cdot \frac{1000}{230^2}) / 3 = 0,0006$$

Рассчитываем такие режимы, когда токи КЗ максимальны. Такой режим достигается при наименьшем эквивалентном сопротивлении сети.

Точка КЗ №1 – на вводах 220 кВ трансформатора 220/35. Максимальный ток КЗ в этом режиме достигается при параллельной работе ВЛ-220. При этом по каждой ВЛ будет протекать по половине тока КЗ, т.к. цепи симметричны. Поэтому по полному току этого КЗ проверяем оборудование вводов трансформатора 220 кВ. Линейные разъединители при этом будут обтекаться половиной тока КЗ.

Точка КЗ №2 – на вводах 35 кВ печного трансформатора, нормальная схема электроснабжения, но СВ-35 кВ включен. При этом по каждой цепи ВЛ-220 – Трансформатор 220/35 кВ будет протекать по половине тока КЗ, т.к. цепи симметричны. Поэтому по полному току этого КЗ проверяем оборудование ячеек подключения печных трансформаторов, а также оборудование собственно печных трансформаторов. Ввода 35 кВ трансформаторов 220/35 кВ, ошиновка секций ЗРУ-35 кВ проверяются половиной тока.

Эквивалентные сопротивления токов КЗ:

$$x_{*ЭКВ}^{K1} = x_{*C} + 0,5 \cdot x_{*Л1} = 0,088 + 0,5 \cdot 0,015 = 0,0955$$

$$x_{*ЭКВ}^{K2} = x_{*C} + 0,5 \cdot x_{*Л1} + 0,5 \cdot x_{*Т1} = 0,088 + 0,5 \cdot 0,015 + 0,5 \cdot 1,25 = 0,721$$

Определим токи КЗ:

$$I^{K1} = \frac{E}{x_{*ЭKB}^{K1}} \cdot I_{бВН} = \frac{1}{0,0955} \cdot 2,51 = 26,3 \text{ кА}; \quad (28)$$

$$I^{K2} = \frac{E}{x_{*ЭKB}^{K2}} \cdot I_{бНН} = \frac{1}{0,721} \cdot 15,6 = 20,8 \text{ кА} \quad (29)$$

Ударные токи:

$$\text{Сторона ВН: } i_{yдВН} = I^{K1} \cdot \sqrt{2} \cdot k_{yд} = 26,3 \cdot 1,41 \cdot 1,78 = 66 \text{ кА};$$

где k_y - ударный коэффициент зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, для системы связанной с воздушными линиями напряжением 220 кВ, $k_y = 1,78$ [9. с.33].

$$\text{Сторона НН: } i_{yдНН} = I^{K2} \cdot \sqrt{2} \cdot k_{yд} = 20,8 \cdot 1,41 \cdot 1,92 = 56,31 \text{ кА}$$

где $k_y = 1,92$ [9. с.33] - для сборных шин вторичного напряжения подстанций с трансформаторами мощностью 100 МВА и выше.

8 Выбор коммутационной аппаратуры

8.1. Критерии выбора выключателей

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования:

- надежное отключение любых токов;
- наименьшее время отключения, т. е. быстрота действия;
- быстрое включение выключателя после отключения;
- легкость ревизии;
- пожаро - и взрывобезопасность;
- удобство эксплуатации и транспортировки.

В соответствии с ГОСТ 687–РВЕ выключатели характеризуются следующими параметрами:

- Номинальный ток отключения $I_{отк.ном}$ - наибольший ток КЗ. Номинальный ток отключения является периодической составляющей действующего значения в момент расхождения контактов.

- Содержание апериодической составляющей тока в токе отключения β_n , %. Нормированное значение β_n определяется для момента расхождения контактов

- Цикл операций – последовательность выполняемая выключателем коммутационных операций с заданными между ними интервалами.

- Стойкость при сквозных токах, характеризуется электродинамической стойкости $I_{дин}$ и термической стойкости $I_{тер}$ – выключатель эти токи выдерживает во включенном положении без повреждений.

- Номинальный ток включения – ток короткого замыкания, который выключатель без повреждений способен включить при $U_{ном}$ и заданном цикле.

- Собственное время отключения $t_{с.в}$ – это время от момента подачи команды на отключение до момента прекращения соприкосновения дугогасительных контактов.

Элегазовые и вакуумные выключатели начали быстро заменять масляные и воздушные выключатели. Они также имеют свои положительные стороны:

- взрыво- и пожаробезопасность;
- быстрое действие и пригодность для работы в любом цикле АПВ;
- возможность, непосредственно перед переходом тока через нуль, синхронного размыкания контактов;
- высокая отключающая способность при отключении удаленных коротких замыканий и др;
- надежное отключение емкостных токов холостых линий; небольшой износ дугогасительных контактов; к дугогасителям легкий доступ, а также простота их ревизии; небольшой вес;
- возможность для наружной и внутренней установки.

8.2 Выбор выключателей 220 кВ

На стороне ВН (ОРУ-220) установлены трёхполюсные выключатели – HGF-1014 (пр-во Alstom). Выключатель элегазовый трёхполюсной, баковый,

наружной установки номинальное/наибольшее напряжение 220/252 кВ на номинальный ток 1200 А.

Номинальное напряжение: $U_{\text{ном}}=220$ кВ;

Номинальный ток отключения: $I_{\text{откл.ном}} = 31,5$ кА;

Номинальный ток: $I_{\text{ном}} = 1200$ А;

Параметры сквозного тока КЗ:

Ток электродинамической стойкости наибольший пик (амплитудное значение) $i_{\text{дин}}=170$ кА;

Ток термической стойкости $I_{\text{тер}}=40$ кА;

Ток электродинамической стойкости $I_{\text{дин}}=170$ кА;

Время протекания тока термической стойкости: $t_{\text{тер}}= 3$ с;

Собственное время отключения: $t_{\text{с.в}}= 0,042$ с;

К расчёту принимаем:

Время работы основного комплекта защит: $t_{\text{ОЗ}} = 0,01$

Время работы резервного комплекта защит: $t_{\text{РЗ}} = 0,5$

Проверка выключателя по параметрам

Номинальное напряжение (уровень изоляции): $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; 220 \text{ кВ} = 220 \text{ кВ};$

Номинальный ток: $I_{\text{пав}}^{BH} \leq I_{\text{ном}}; 210 \text{ А} \leq 1200 \text{ А};$

Отключающая (коммутирующая) способность: $I_{\text{откл.ном.}} \geq I_{K1} \quad 40 \text{ кА} > 26,3 \text{ кА};$

Содержание апериодической составляющей тока:

$$\beta_n = \frac{i_{a,\text{ном}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}}} \cdot 100 < 50\%;$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I^{K1} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = 1,41 \cdot 26,3 \cdot e^{\frac{-0,052}{0,04}} = 10,11 \text{ кА};$$

где $\tau = t_{\text{ОЗ}} + t_{\text{с.в.}} = 0,01 + 0,042 = 0,052$ с - расчетное время отключения.

$T_a = 0,04$ с – значение постоянной времени затухания апериодической составляющей для системы, связанной с шинами, где рассматривается КЗ, воздушными линиями 220 кВ[9. с.33]

$$\beta_n = \frac{10,11}{\sqrt{2} \cdot 26,3} \cdot 100 = 27\% < 50\%$$

Электродинамическая стойкость: $I_y \leq I_{\text{дин}}$; $66 \text{ кА} < 170 \text{ кА}$;

Термическая стойкость: $B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$

$$B_{k, \text{расч}} = (I^{K1})^2 \cdot (t_{\text{рз}} + T_a) = 26,3^2 \cdot (0,5 + 0,04) = 373,51, \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad 373,51 < 40^2 \cdot 3 = 4800, \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

8.3 Выбор выключателей 35 кВ

На стороне НН (ЗРУ-35) установлено комплектное распределительное устройство производства Alstom КРУЭ с ячейками ГНА. Выключатель вакуумный с элегазовой изоляцией трёхполюсной, баковый, номинальное/наибольшее напряжение 35 кВ на номинальный ток до 2500 А. Для ячеек вводов и секционной выбираем выключатели с номинальным током 1600 А, для кабельных ячеек – 1000 А.

Номинальное напряжение: $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$;

Номинальный ток отключения: $I_{\text{откл. ном}} = 31,5 \text{ кА}$;

Номинальный ток: $I_{\text{ном}} = 800\text{--}2500 \text{ А}$;

Параметры сквозного тока КЗ:

Ток электродинамической стойкости наибольший пик $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$;

Ток термической стойкости $I_{\text{тер}} = 31,5 \text{ кА}$;

Ток электродинамической стойкости $I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$;

Время протекания тока термической стойкости: $t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$;

Собственное время отключения: $t_{\text{с.в}} = 0,05 \text{ с}$;

Время работы основного комплекта защит: $t_{\text{ОЗ}} = 0,01$

Время работы резервного комплекта защит: $t_{\text{рз}} = 0,5$

Проверка выключателя по параметрам:

Номинальное напряжение (уровень изоляции): $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$; $35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$;

Номинальный ток:

- для вводных и секционных выключателей $I_{\text{пав}} \leq I_{\text{ном}}$; $1316 \text{ А} < 1600 \text{ А}$;

- для выключателей кабельных линий (печей) $I_{\text{пав}} \leq I_{\text{номмах}}$; $759 \text{ А} < 1000 \text{ А}$;

Отключающая способность: $I^{K2} \leq I_{\text{откл. ном}}$; $20,8 \text{ кА} < 31,5 \text{ кА}$;

Содержание апериодической составляющей тока в токе отключения β_n

$$\beta_n = \frac{i_{a,ном}}{\sqrt{2} \cdot I_{откл,ном}} \cdot 100 < 50\%;$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I^K \cdot e^{\frac{-\tau}{Ta}} = 1,41 \cdot 20,8 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,08}} = 13,9 \text{ кА};$$

$$\tau = t_{O3} + t_{c.в.} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с} - \text{расчетное время.}$$

$$\beta_n = \frac{13,9}{\sqrt{2} \cdot 20,8} \cdot 100 = 47\% < 50\%$$

Для коммутации печного трансформатора был применён вакуумный выключатель ВР-35 собственной разработки РЗВА особой надёжности. Выбираем вакуумный выключатель ВР-35-20 с номинальным током 1000 А.

Номинальное напряжение: $U_{ном} = 35 \text{ кВ};$

Номинальный ток отключения: $I_{откл,ном} = 25 \text{ кА};$

Номинальный ток: $I_{ном} = 800-2000 \text{ А};$

Ток электродинамической стойкости наибольший пик $i_{дин} = 52 \text{ кА};$

Ток термической стойкости $I_{тер} = 25 \text{ кА};$

Ток электродинамической стойкости $I_{дин} = 64 \text{ кА};$

Время протекания тока термической стойкости: $t_{тер} = 3 \text{ с};$

Собственное время отключения: $t_{c.в.} = 0,05 \text{ с};$

Время работы основного комплекта защит: $t_{O3} = 0,01$

Время работы резервного комплекта защит: $t_{p3} = 0,5$

Проверка выключателя по параметрам

Номинальное напряжение (уровень изоляции): $U_{уст} \leq U_{ном}; 35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ};$

Номинальный ток:

- для АПК 320 т: $I_{1пав} \leq I_{ном}; 759 \text{ А} < 1000 \text{ А};$

- для АПК 140 т: $I_{2пав} \leq I_{ном}; 403 \text{ А} < 1000 \text{ А};$

Отключающая способность: $I^{K2} \leq I_{откл,ном}; 20,8 \text{ кА} < 25 \text{ кА};$

Содержание апериодической составляющей тока в токе отключения β_n

$$\beta_n = \frac{i_{a,ном}}{\sqrt{2} \cdot I_{откл,ном}} \cdot 100 < 50\%;$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I^K \cdot e^{\frac{-\tau}{Ta}} = 1,41 \cdot 20,8 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,08}} = 13,9 \text{ кА};$$

$\tau = t_{O3} + t_{c.g.} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с}$ - расчетное время.

$$\beta_n = \frac{13,9}{\sqrt{2} \cdot 20,8} \cdot 100 = 47\% < 50\%$$

Для подключения ФКУ выбираем выключатели на номинальный выключателя АПК.

8.4 Выбор разъединителей на стороне 220 кВ

На ОРУ - 220 кВ к установке принимаем разъединители РГН.1-220 П/1000УХЛ1- разъединитель наружной установки двухколонковый, с одним заземляющим ножом, напряжение 220 кВ, усиленная изоляция, номинальный ток 1000 А, для работы в умеренном холодном (ХЛ) климате, категория размещения (1) на открытом воздухе.

Номинальное напряжение: $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$;

Номинальный ток: $I_{ном} = 1000 \text{ А}$;

Амплитуда предельного сквозного тока: $i_y = 80 \text{ кА}$;

Ток термической стойкости главных (заземляющих) ножей/допустимое время $I_{тер} = 31,5 \text{ кА/3(1)с}$;

Проверка разъединителя по параметрам.

В целях унификации используемого оборудования выбор и проверку разъединителей ведем для наиболее тяжёлых условий. т.е. для шинного разъединителя

Номинальное напряжение (уровень изоляции): $U_{уст} \leq U_{ном}$; $220 \text{ кВ} = 220 \text{ кВ}$;

Номинальный (длительно продолжительный)ток: $I_{утеж} \leq I_{ном}$; $210 \text{ А} < 1000 \text{ А}$;

Электродинамическая стойкость: $I_y \leq I_{дин}$; $66 \text{ кА} < 80 \text{ кА}$;

Термическая стойкость: $B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$;

$$B_{k,расч} = (I^{K1})^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 26,3^2 \cdot (0,052 + 0,04) = 63,64, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$63,64 < 31,5^2 \cdot 3 = 2976, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

8.5 Выбор разъединителей на стороне 35 кВ

Распределительное устройство 35кВ выполнено комплектным, соответственно завод-изготовитель коммутационное оборудование, изоляцию и шинно-проводы устанавливает с теми же номинальными, предельными токами как и у выключателей.

9 Выбор шинопроводов 220 кВ

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

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

$$I_{\text{мр}} = 367 \text{ А (см. раздел 5.1.)}$$

Шинный мост ОРУ-220 подстанции смонтирован из:

круглых алюминиевых шин с наружным диаметром 40 мм. По [8] $I_{\text{дл. доп.}} = 935 \text{ А}$;

- сталеалюминиевых проводов АС-300. По [8] $I_{\text{дл. доп.}} = 690 \text{ А}$.

Выбранные шины проверяем на термическую устойчивость к токам КЗ:

$$Q_{\text{min}} = \alpha \cdot I_{\infty} \cdot \sqrt{t_{\text{п}}},$$

где α – температурный коэффициент, для алюминия $\alpha = 11$;

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

I_{∞} - ток короткого замыкания (для шин 220 кВ – ток в точке К-1)

Определяем приведенное время короткого замыкания $t_{\text{п}}$, 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 КЗ резервным комплектом защит, с. Принимаем $t_{\text{пп}} = 0,5 \text{ с}$

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

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

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

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

$$q_{\text{min}} = 11 \cdot 26,3 \cdot \sqrt{0,505} = 206 \text{ мм}^2$$

Сечение круглых алюминиевых шин с наружным/внутренним диаметром 35/40 мм. $q_{\text{ВН1}} = \pi \cdot (d_1^2 - d_2^2)/4 = 3,14 \cdot (40^2 - 35^2)/4 = 294,4 \text{ мм}^2$

$$\text{Сечение провода АС-300 } q_{\text{ВН2}} = 300 \text{ мм}^2$$

$$q_{\text{ВН}} > q_{\text{min}} \quad 300 \text{ мм}^2 > 206 \text{ мм}^2; 294,4 \text{ мм}^2 > 206 \text{ мм}^2$$

Проверяем шины на механическую прочность: $\delta_{\text{расч}} \leq \delta_{\text{доп}}$, МПа,

где $\delta_{\text{доп}} = 40$ МПа – допустимое механическое напряжение, МПа

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

$$\delta_{\text{расч}} = \frac{F_{\text{расч}} \cdot L^2}{10 \cdot W},$$

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

$$F_{\text{расч}} = 1,76 \cdot 10^{-7} \cdot i_y^2 \cdot \frac{\ell}{a},$$

где ℓ – максимальная длина пролета между изоляторами, равная 10 м

$a = 1$ м – расстояние между фазами.

$$F_{\text{расчНН}} = 1,76 \cdot 10^{-7} \cdot (66 \cdot 10^3)^2 \cdot \frac{10}{1} = 7,7 \text{ кН},$$

W – момент сопротивления шины, определяется по формуле

$$W_{\text{ВН}} = 0,1 \cdot \frac{d_1^4 - d_2^4}{d_1}, \text{ мм}^3 \quad \text{– для алюминиевой трубы;}$$

$$W_{\text{ВН}} = 0,1 \cdot \frac{40^4 - 35^4}{40} = 6,4 \cdot 10^3, \text{ мм}^3$$

$$\delta_{\text{расч}} = \frac{F_{\text{расч}} \cdot L^2}{10 \cdot W} = \frac{7,7 \cdot 10^3 \cdot 10^2}{10 \cdot 6,4 \cdot 10^3} = 12,03 \text{ МПа} < 40 \text{ МПа}$$

Выбранные сечение шин удовлетворяет условию электродинамической устойчивости.

10 Выбор кабельных линий на стороне 35 кВ

Кабельные линии вводов 35 кВ от силовых трансформаторов 220/35 кВ, от РУ-35 печных трансформаторов выполнен одножильными кабелями из сшитого полиэтилена марки АПВВнг. Длина кабелей вводов – 40 м, печных РУ-35 кВ – 800 м. Кабели проложены горизонтальной раскладкой по эстакадам.

От трансформаторов 220/35 кВ до ЗРУ-35: АПВВнг-4х3х(1х300).

от РУ-35 печного трансформатора АПК140 тн: АПВВнг- 3х3х(1х150)

от РУ-35 печного трансформатора АПК 320 тн: АПВВнг- 3х3х(1х300)

от ЗРУ-35 до токоограничивающих реакторов: АПВВнг- 3х(1х150)

Согласно [8] сечения таких линий выбираются по экономической плотности тока $J_{\text{эк}}$

$J_{\text{эк}}$ - нормированное значение экономической плотности тока, А/мм²

Экономическая плотность тока выбирается в зависимости от числа часов использования максимальной нагрузки T_{max} , конструкции линии и материала токоведущей жилы.

Определим число максимумов нагрузки:

При возможной длительности работы 40 мин и длительности цикла 55 минут число часов использования мощности печи: $T_{\text{max}} = \frac{40}{55} \cdot 24 \cdot 365 = 6371 \text{ час.}$

Для кабелей вводов можно также принять, что $T_{\text{max}} > 5000 \text{ часов/год}$

$$J_{\text{эк}} = 1,2 \text{ А/мм}^2$$

АПК 140 тн:

$$P_2 = 19,55 \text{ МВт}; I_{\text{пав}2} = 403 \text{ А}; I_{\text{расчКЛ}2} = I_{\text{расчКЛ}3} = I_{\text{2пав}} / J_{\text{эк}} = 403 / 1,2 = 335 \text{ мм}^2$$

$$\text{Сечение фазы АПВВнг } 3 \times 3 \times (1 \times 150): S_{\phi} = 3 \times 150 = 450 \text{ мм}^2 > 335 \text{ мм}^2$$

Для АПК 320 тн:

$$P_1 = 36,8 \text{ МВт}; I_{\text{пав}1} = 759 \text{ А}; I_{\text{расчКЛ}1} = I_{\text{1пав}} / J_{\text{эк}} = 759 / 1,2 = 632,5 \text{ мм}^2$$

$$\text{Сечение фазы АПВВнг } 3 \times 3 \times (1 \times 300): S_{\phi} = 3 \times 300 = 900 \text{ мм}^2 > 632,5 \text{ мм}^2$$

Для токоограничивающих реакторов:

$$I_P = \frac{Q_{P_{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}} = \frac{0,505}{1,732 \cdot 35} = 8 \text{ A}$$

$$I_{расчКЛ4} = I_{расчКЛ5} = I_P / J_{эк} = 8 / 1,2 = 6,7 \text{ мм}^2$$

$$\text{Сечение фазы АПВВнг 3х1х(1х150)} : S_{\phi} = 1 \times 150 = 150 \text{ мм}^2 > 6,7 \text{ мм}^2$$

Для вводов:

$$I_{потр.мах} = 1316 \text{ A}; I_{расчКЛ1} = I_{потр} / J_{эк} = 1316 / 1,2 = 1097 \text{ мм}^2$$

$$\text{Сечение фазы АПВВнг 4х3х(1х300)}: S_{\phi} = 4 \times 300 = 1200 \text{ мм}^2; 1200 \text{ мм}^2 > 1097 \text{ мм}^2$$

Проверяем выбранные сечения кабелей по допустимым потерям напряжения ΔU , %, по формуле:

$$\Delta U \% = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{max} (R_0 \cdot \ell \cdot \cos \varphi + X_0 \cdot \ell \cdot \sin \varphi)}{U_{ном} \cdot N} \cdot 100 \leq 3 \%$$

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

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

$X_0 = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L_0$ – удельное индуктивное сопротивление линии, $\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$.

I_{max} – максимальный ток послеаварийного режима

N – количество жил в фазе

Параметры алюминиевых кабелей из сшитого полиэтилена АПВВнг:

С сечением фазы 300 мм²: $R_0 = 0,1 \text{ Ом/км}$; $L_0 = 0,59 \text{ мГн/км}$

С сечением фазы 150 мм²: $R_0 = 0,206 \text{ Ом/км}$; $L_0 = 0,65 \text{ мГн/км}$

Для АПК 140 тн:

$$\Delta U \% = \frac{\sqrt{3} \cdot 403 \cdot (0,206 \cdot 0,8 \cdot 0,8 + 2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 0,65 \cdot 10^{-3} \cdot 0,8 \cdot 0,6)}{35000 \cdot 3} \cdot 100 = 0,1 \% < 3 \%$$

Для АПК 320 тн:

$$\Delta U \% = \frac{\sqrt{3} \cdot 759 \cdot (0,1 \cdot 0,8 \cdot 0,8 + 2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 0,59 \cdot 10^{-3} \cdot 0,8 \cdot 0,6)}{35000 \cdot 3} \cdot 100 = 0,2 \% < 3 \%$$

Как видим, потери напряжения на кабельных линиях печных трансформаторов очень малы, поэтому производить расчеты потерь напряжения для ка-

белых линии вводов и реакторов нецелесообразно из-за того, что их длины значительно меньше длин кабелей до АПК.

Проверка кабельных линий на термическую стойкость.

Минимальное термически устойчивое сечение определяется по формуле:

$$S_{\min} = \alpha \cdot I^{K2} \cdot \sqrt{t_{\phi}} \leq S$$

Где α – коэффициент термической устойчивости, для алюминия $\alpha = 11$

I^{K2} – установившийся ток трехфазного КЗ на шинах 35 кВ;

t_{ϕ} – фиктивное время КЗ

$$t_{\phi} = t_a + t_{\pi}$$

t_a – апериодическая составляющая фиктивного времени $t_a = 0,05 \cdot \beta^2$

t_{π} – периодическая составляющая фиктивного времени $t_{\pi} = t_{\text{откл.КЗ}}$

$\beta = \frac{I''}{I_{\infty}}$ – сверхпереходный коэффициент. Принимаем токи КЗ сверхпереходного и установившегося режимов одинаковыми, тогда $\beta = 1$ и $t_a = 0,05$ с

$t_{\text{откл.КЗ}}$ – время отключения КЗ, складывается из времени срабатывания защиты, времени вторичной коммутации (промежуточное реле) и собственно времени отключения выключателя. Считая, что срабатывание токовой защиты произойдет за 0,1с, 0,04с на срабатывание промежуточного реле и 0,05с на отключение получим $t_{\text{откл.КЗ}} = 0,1 + 0,04 + 0,05 = 0,19$ с

Тогда фиктивное время КЗ: $t_{\phi} = t_a + t_{\pi} = 0,05 + 0,19 = 0,24$

Минимальное термически устойчивое сечение:

$$S_{\min} = \alpha \cdot I^{K2} \cdot \sqrt{t_{\phi}} = 11 \cdot 20,8 \cdot \sqrt{0,24} = 112,1 \text{ мм}^2$$

Минимальное сечение у кабельной линии к дугогасящему реактору 150 мм², соответственно условие термической стойкости выполняется для всех кабельных линий.

11 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжений нелинейные предназначены для защиты электрооборудования переменного тока частоты 50 Гц от грозовых и коммута-

ционных перенапряжений.

В сетях 3-35 кВ, работающих с изолированной нейтралью или компенсацией емкостного тока замыкания на землю и допускающих неограниченно длительное существование однофазного замыкания на землю, наибольшее рабочее длительно допустимое напряжение ограничителя выбирается равным наибольшему рабочему напряжению электрооборудования для данного класса напряжения по ГОСТ 1516.3-96.

В сетях 110-500 кВ, работающих с эффективно заземленной нейтралью (коэффициент замыкания на землю не выше 1,4), наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя должно быть не ниже:

$$U_{нс.опн} > \frac{U_{нс}}{\sqrt{3}}$$

На стороне ВН: ОПН-220/200-10(I) УХЛ1 (ограничитель перенапряжения нелинейный классом напряжения 220 кВ, для работы в умеренном и холодном климате, 1 – для работы на открытом воздухе.)

Номинальное напряжение: $U_{ном}=220$ кВ;

Наибольшее рабочее напряжение (действующее значение): $U_{доп}=176$ кВ;

На стороне НН:

ЗРУ-35 кВ: ОПН-35 У1 (ограничитель перенапряжения нелинейный классом напряжения 35 кВ, для работы в умеренном и холодном климате, 1 – для работы на открытом воздухе.)

Номинальное напряжение: $U_{ном}=35$ кВ;

Наибольшее допустимое напряжение: $U_{доп}=42$ кВ;

РУ-35 кВ печного трансформатора: MWK-41 (аналог ОПН-35)

12 Выбор измерительных приборов, трансформаторов тока и напряжения

12.1 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

по напряжению установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$;

по конструкции и схеме соединения обмоток:

по классу точности:

по вторичной нагрузке: $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$;

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА.

На секциях шин 220 кВ установлены трансформаторы напряжения НАМИ-220-УХЛ1. НАМИ – трансформатор измерительный напряжения с масляным охлаждением, номинальным напряжением $U_{ном} = 220 \text{ кВ} / \sqrt{3}$, $S_{2ном} = 400$ ВА в классе точности 0,5. Имеет две вторичные обмотки: звезда ($U_{вт1} = 100 \text{ В}$), разомкнутый треугольник ($U_{вт2} = 100 / \sqrt{3} \text{ В}$).

К первой обмотке подключаются цепи вольтметра, счётчик активной и реактивной энергии СЭТ-4ТМ, во второй – цепи токовой защиты нулевой последовательности. Оценим нагрузку вторичных обмоток. Параллельная обмотка счётчика, согласно паспортным данным, потребляет не более 10 ВА, стрелочный вольтметр – 3 ВА, что суммарно намного ниже мощности вторичной обмотки. Токовая цепь защиты нулевой последовательности потребляет не более 0,1 ВА.

На секциях шин 35 кВ ЗРУ-35 установлены трансформаторы напряжения НАМИ-35-У1. НАМИ – трансформатор измерительный напряжения с масляным охлаждением, номинальным напряжением $U_{ном} = 35 / \sqrt{3} \text{ кВ}$, $S_{2ном} = 200$ ВА в классе точности 0,5. Имеет две вторичные обмотки: звезда ($U_{вт1} = 100 \text{ В}$), разомкнутый треугольник ($U_{вт2} = 100 / \sqrt{3} \text{ В}$).

К первой обмотке подключаются цепи вольтметра, счётчики активной и реактивной энергии СЭТ-4ТМ, во второй – цепи токовой защиты нулевой последовательности. Оценим нагрузку вторичных обмоток.

Счётчик СЭТ-4ТМ ($S_{max} = 10 \text{ ВА}$) – 3 шт;

Вольтметр стрелочный ($S_{max} = 3 \text{ ВА}$) – 1 шт;

Ваттметр стрелочный($S_{\max} = 3\text{BA}$) – 1 шт;

Варметр стрелочный ($S_{\max} = 3\text{BA}$) – 1 шт;

Суммарно нагрузка составляет $3 \cdot 10 + 3 + 3 + 3 = 39\text{ BA} < S_{2\text{ном}} = 200\text{ BA}$

Токовая цепь защиты нулевой последовательности потребляет не более 0,1 BA.

12.2. Выбор трансформаторов тока

Выбираем трансформаторы тока на стороне ВН:

ТТВ -220-II 1000/5(трансформатор тока встроенный, во ввода 220 кВ силового трансформатора)

Номинальное напряжение: $U_{\text{ном}} = 220\text{ кВ}$;

Номинальный ток:

первичный $I_{\text{ном}} = 1000\text{ A}$;

вторичный $I_{\text{ном}} = 5\text{ A}$;

Ток термической стойкости $I_{\text{тер}} = 40\text{ кА}$;

Время протекания тока термической стойкости: $t_{\text{тер}} = 3\text{ с}$;

Нагрузка измерительной обмотки $S_{2\text{ном}} = 20\text{ BA}$;

Трансформаторы тока, встроенные в выключатели 35, 220 кВ выбирать и проверять не требуется, т.к. производитель ячеек установит трансформаторы тока по номинальным характеристикам выключателя.

13 Выбор системы электроснабжения собственных нужд

К нагрузкам собственных нужд относятся:

- сеть оперативного тока;
- сеть освещения и вентиляции;
- электродвигатели обдува радиаторов трансформаторов 220/35 кВ;
- насосы и вентиляторы маслоохладителей печных трансформаторов;
- электрическое отопление (если нет других источников тепла)

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов. Производственные цеха, в которых устанавливаются АПК,

имеют свою мощную, разветвлённую сеть 0,4 кВ с достаточными резервами и надёжностью для подключения вышеперечисленных потребителей. Поэтому установка трансформаторов собственных нужд, в нашем случае 35/кВ, нецелесообразна.

Таблица 3.4 - Нагрузка собственных нужд.

Электроприемники	Установленная мощность, кВт.	Количество приемников	Суммарная мощность, кВт.
электродвигатели обдува	1,5	16	24
Установка водяного охлаждения печного трансформатора	30	3	90
Сеть оперативного тока	5	1	5
Освещение помещений	5	1	5
Наружное освещение	4	1	4
Итого			128

14 Релейная защита

14.1 Введение

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

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

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

В качестве защиты силовых трансформаторов от повреждений применяются:

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

Принимаем для защиты трансформатора микропроцессорное устройство защиты и автоматики MICOM серии P-123 производства фирмы «AREVA». Серия защит MICOM обеспечивает лучшую защиту для наиболее требовательных применений. Каждое реле имеет целый ряд функций управления и сбора данных. Это может создать часть полностью объединенной системы, управления, средств измерений, сбора данных и регистрации аварий, событий и повреждений. Передняя панель защит снабжена дисплеем на жидких кристаллах с двумя строчками по 16 буквенно-цифровых символа в каждой; с задней подсветкой; состоящей из 7 клавиш клавиатурой (для обеспечения доступа ко всем параметрам, сигналам, измерениям) и 8 светодиодами, просто отражающими состояние защит MICOM. Кроме этого, использование порта связи RS485 дает возможность считывать, устанавливать в исходное положение и изменять уставки реле при необходимости от местного или удаленного персонального компьютера, с соответствующим программным обеспечением.

Все устройства комплекса отличаются существенно сниженным потреблением мощности от измерительных трансформаторов.

Надежность функционирования достигается, рядом мер и в том числе применением постоянного функционального автоматического контроля, охва-

тывающего значительную часть элементов, принятым для релейной защиты.

Для снижения трудозатрат на профилактическое обслуживание сложных устройств нового комплекса предусматривается автоматизированный тестовый контроль.

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

Защита MICOM серии P-123 обладает следующими возможностями:

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

др.

14.2 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 MICOMP632 предназначены для быстрой и селективной защиты от коротких замыканий в трансформаторах, электродвигателях, генераторах, а также прочих объектов подключаемых к энергосистеме с двух сторон.

Устройства дифференциальной защиты P632 обладают следующими ос-

новными функциями, позволяющими осуществлять:

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

Расчет дифференциальной защиты не приводим.

14.3 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита (МТЗ) с пуском по напряжению защищает трансформатор и вводные токопроводы 35 кВ от внешних КЗ, служит резервной защитой к дифференциальной, газовой и максимальной токовой защите фидеров 35 кВ.

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

$$I_{сз} = \frac{K_H}{K_B} I_{\text{раб макс}},$$

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

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

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

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

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

$$I_{ср} = \frac{K_{сх} \cdot I_{сз}}{K_T},$$

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

K_T – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Сторона 220 кВ:

$$I_{\text{раб макс}} = \frac{1,4 \cdot 100000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 367 \text{ А}$$

$$I_{сз} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 367 = 464 \text{ А}$$

На стороне 220 кВ установлены трансформаторы тока $\frac{800}{5}$, $K_T = 160$

$$I_{ср} = \frac{1 \cdot 464}{160} = 2,9 \text{ А}$$

Сторона 35 кВ:

$$I_{\text{раб макс}} = \frac{1,4 \cdot 100000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 2309 \text{ А}$$

$$I_{сз} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 2309 = 2917 \text{ A}$$

На стороне 35 кВ установлены трансформаторы тока $\frac{1500}{5}$, $K_T = 300$

$$I_{ср} = \frac{1 \cdot 2917}{300} = 9,7 \text{ A}$$

14.4 Защита от перегрузки

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

$$I_{сз} = \frac{K_H}{K_B} I_{ном.т.},$$

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

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

Сторона 220 кВ

$$I_{ном.т.} = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 262 \text{ A} \quad I_{сз} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 262 = 290 \text{ A}$$

На стороне 220 кВ установлены трансформаторы тока $\frac{1000}{5}$, $K_T = 200$

$$I_{ср} = \frac{1 \cdot 290}{200} = 1,45 \text{ A}$$

Сторона 35 кВ

$$I_{ном.т.} = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1650 \text{ A} \quad I_{сз} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 1650 = 1823 \text{ A}$$

На стороне 35 кВ установлены трансформаторы тока $\frac{1500}{5}$, $K_T = 300$

$$I_{ср} = \frac{1 \cdot 1823}{300} = 6,08 \text{ A}$$

15 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

15.1 Введение

Технико-экономическое обоснование необходимости компенсации реактивной мощности. Основной задачей компенсации реактивной мощности является снижение перетоков реактивной мощности в энергосистеме, что способствует снижению потерь активной мощности, увеличению узловых напряжений. Сравнение экономической эффективности двух вариантов электроустановки с равной степенью надёжности с установкой компенсации реактивной мощности и без неё. Установка компенсации реактивной мощности снижает величину полной мощности, потребляемой из сети, обеспечивает снижение издержек за счёт снижения расходов на оплату потерь мощности в трансформаторах, повышает пропускную способность подстанции, уменьшает объём выплат за потреблённую реактивную мощность.

Расчётом покажем экономическую эффективность работы, например ФКУ установки печь-ковш 320 тн.

15.2 Планирование работ по проектированию и определение трудо-

емкости

Для расчета основной заработной платы сотрудников отдела проектирования составляем график выполнения работ (приложение 2). Для определения трудоемкости выполнения проекта сначала составим перечень основных этапов и видов работ, которые должны быть выполнены. Для определения ожидаемого значения продолжительности работ $t_{о.ж.}$ применим вариант, основанный на использовании трех оценок: t_{max} , t_{min} , $t_{н.в.}$.

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

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

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

t_{max} – самая длительная продолжительность работы.

По графику работ (приложение 2) определим трудозатраты:

Таблица 15.1 – Трудозатраты на выполнение проектно-сметных работ

Работник	Кол-во дней
Руководитель	8
Ведущий инженер	13
Инженер	63

15.3 Расчет затрат на проектирование

Затраты, образующие себестоимость продукции группируются в соответствии с их экономическим содержанием по следующим элементам: материальные затраты, оплата труда, отчисления на социальные нужды, амортизация основных фондов, прочие затраты, накладные расходы.

Материальные затраты включают в себя:

15.3.1 Расходные материалы

К расходным материалам относятся: бумага, картриджи для принтера, плоттера, ручки, изготовление слайдов), сведенные в приведенную ниже табли-

цу 15.2.

Таблица 15.2 – Материальные затраты

Материал	Ед. изм.	Ко л-во	Стоимость, руб	Итого, руб
Печатная бумага А4	Пач-ка	2	200	400
Печатная бумага А3	Пач-ка	1	400	400
Печатная бумага для плоттера А0	шт	50	150	7500
Диск CD-RW	шт.	2	80	160
Канц. товары	КОМП л.	6	200	1200
				9660

15.3.2 Расчет заработной платы и отчислений на социальные нужды

Расчёт заработной платы:

$$З_n = \frac{O \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot X}{21}$$

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

Таблица 15.3 – Оклады исполнителей.

Работник	Группа	Оклад, руб
Руководитель	4	30000
Ведущий инженер	3	25000
Инженер	2	20000

Руководитель:

$$З_{н_{рук}} = \frac{30000 \cdot 1,16 \cdot 1,3}{21} \cdot 8 = 17531,4 \text{ руб}$$

Ведущий инженер:

$$3n_{в.инж} = \frac{25000 \cdot 1,1 \cdot 1,3}{21} \cdot 13 = 22131 \text{руб}$$

Инженер:

$$3n_{инж} = \frac{20000 \cdot 1,08 \cdot 1,3}{21} \cdot 63 = 84240 \text{руб}$$

Фонд заработной платы:

$$\Phi ЗП = 3п_{рук} + 3п_{в.инж} + 3п_{инж} = 17531,4 + 22131 + 84240 = 123902,4 \text{руб}$$

Размер отчислений на социальные нужды составляет 30% от ФЗП.

Сумма начислений на социальные нужды составляет:

$$И_{сн} = 123902,4 \cdot 0,30 = 37170,7 \text{руб.}$$

15.3.3 Амортизационные отчисления

Амортизационные отчисления считаем по следующей формуле. Специальное оборудование учитывается в сметной стоимости в виде амортизационных отчислений по формуле:

$$И_{ам} = \frac{T_{и}}{T} \cdot H_{а} \cdot \Phi_{п}$$

где $\Phi_{п}$ - первоначальная стоимость оборудования; $H_{а}$ - норма амортизации; $T_{и}$ - количество дней использования оборудования. Принимаем общую продолжительность проектирования 68 дней; T – количество календарных дней в году.

Таблица 15.4 – Амортизационные отчисления

Наименование	Количество	$\Phi_{п}$, руб	$H_{а}$, %	$И_{ам}$, руб
Компьютер	3	500 00	20	5589
Принтер	1	250 00	10	466
Стол	3	100 00	10	559
Стул	3	400 0	10	224
Плоттер A0	1	150 000	10	2795

Итого	9632
-------	------

Амортизационные затраты составляют $I_{ам} = 9632$ рубля.

15.3.4 Прочие расходы

Прочие неучтенные прямые затраты включают в себя все расходы связанные с налоговыми сборами (не предусмотренными в предыдущих статьях), отчисления внебюджетные фонды, платежи по страхованию, оплата услуг связи, представительские расходы, затраты на ремонт и прочее. Принимаем размер прочих затрат как 10% от суммы расходов на материальные затраты, услуги сторонних организаций, амортизации оборудования, затрат на оплату труда, отчисления на социальные нужды.

$$I_{пр} = 0,1 \cdot (I_{фзп} + I_{сн} + I_{ам} + I_{мз}) = 0,1 \cdot (123902,4 + 37170,7 + 9632 + 9660) = 18036,5 \text{ руб}$$

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

$$I_{накл} = 2 \cdot I_{фзп} = 2 \cdot 123902,4 = 247804,8 \text{ руб.}$$

Себестоимость проекта:

$$И = \sum И = 123902,4 + 37170,7 + 9632 + 9660 + 18036,5 + 247804,8 = 446206,4 \text{ руб}$$

Принимаем рентабельность 20%, тогда прибыль:

$$Пр = 0,2 \cdot И = 0,2 \cdot 446206,4 = 89241,3 \text{ руб}$$

Стоимость проекта:

$$Ц_{пр} = Пр + И = 89241,3 + 446206,4 = 535447,7 \text{ руб}$$

Смета затрат на проектирование представлена в таблице 15.5

Таблица 15.5 – Смета затрат

Вид расходов	Обозначение	Сумма, р.
Материальные затраты	I_m	9660
Заработная плата	$I_{зп}$	123902,4
Отчисления на социальные нуж-	$I_{сн}$	37170,7

ды		
Амортизация	$I_{ам}$	9632
Прочие расходы	$I_{пр}$	18036,5
Накладные расходы	$I_{накл}$	247804,8
Себестоимость проекта	I	446206,4
Прибыль	$Пр$	89241,3
Стоимость проекта	$Ц_{п}$	535447,7

15.4 Расчёт капиталовложений

Капитальные вложения K включают затраты на основные фонды и оборотные средства. Оборотные средства в системе электроснабжения невелики и составляют около 1% от капвложений, поэтому ими можно пренебречь. Основные фонды включают стоимость оборудования, затраты на установку, монтаж, наладку и пробный пуск оборудования и аппаратуры, затраты на транспортировку. При расчетах принимаем средние значения начисления по видам дополнительных затрат в % к стоимости оборудования:

транспортировка	3 - 10 %	принимаем 5%
заготовительно-складские	1,2 – 1,5 %	принимаем 1,5%
установка и монтаж	5 - 20 %	принимаем 10%
пуск и регулировка	2 – 3 %	принимаем 2,5%
итого 19%		

Таблица 15.6 – Расчёт капиталовложений на оборудование

Наименование электрооборудования	Количество шт.	Цена 1 ед. тыс. руб.	Доп. затраты тыс. руб.	Итого, тыс. руб.
Вариант 1 (ФКУ у печных трансформаторов)				
ОРУ-220 кВ в комплекте	1	14200	2698	16898
Трансформатор силовой ТДНМ-100000/200000/220	2	100000	19000	238000
ЗРУ-35 кВ в комплекте	1	12300	2337	14637
Трансформатор ЭТЦНКВ-40000/35 с установкой охлаждения масла в комплекте	2	60000	11400	142800
Трансформатор ЭТЦНКВ-72000/35 с уста-	1	80000	15200	95200

новойкой охлаждения масла в комплекте				
РУ-35 печных трансформаторов	3	1500	285	5355
ФКУ-35 для печи 320 тн	1	20000	3800	23800
ФКУ-35 для печи 140 тн	2	12000	2280	28560
Комплекс АСУ ТП	1	3600	684	4284
Стоимость проекта				535,4
Вариант 2 (без ФКУ у трансформатора печи 320 т)				
ОРУ-220 кВ в комплекте	1	14200	2698	16898
Трансформатор силовой ТДНМ 100000/200000/220	2	100000	19000	238000
ЗРУ-35 кВ в комплекте	1	12300	2337	14637
Трансформатор ЭТЦНКВ-40000/35 с установкой охлаждения масла в комплекте	2	60000	11400	142800
Трансформатор ЭТЦНКВ-72000/35 с установкой охлаждения масла в комплекте	1	80000	15200	95200
РУ-35 печных трансформаторов	3	1500	285	5355
ФКУ-35 для печи 140 тн	2	12000	2280	28560
Комплекс АСУ ТП	1	3600	684	4284
Стоимость проекта				535,4

Затраты на проектирование ничтожно малы по сравнению с объёмом капитальных вложений и ими можно пренебречь.

15.5 Расчет эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затраты определяются из следующей формулы:

$$C = C_a + C_{po} + C_э$$

где C_a — ежегодные амортизационные отчисления, руб.

C_{po} — годовые расходы на обслуживание и текущий ремонт электрооборудования, руб.

$C_э$ — стоимость потребления электроэнергии, руб.

Ежегодные амортизационные отчисления

$$C_a = P_a \cdot K$$

где P_a — норма амортизационных отчислений, % (для силового электрооборудования $P_a = 6,4\%$)

Вариант 1: $C_{a1} = 6,4 \cdot 569534 / 100 = 36450$ тыс. руб.

Вариант 2: $C_{a2} = 6,4 \cdot 545734 / 100 = 34927$ тыс. руб.

Годовые расходы на обслуживание и текущий ремонт электрооборудования C_{po} включают зарплату ремонтного и обслуживающего персонала и затраты на материалы необходимые для ремонта и обслуживания электрооборудования.

$$C_{po} = (C_{зр} + C_{зо}) \cdot \lambda_1 \cdot \lambda_2 + C_{мр} + C_{мо}$$

где $C_{зр}$ - основная зарплата ремонтного персонала за год;

$C_{зо}$ - основная зарплата обслуживающего персонала за год;

$\lambda_1 = 1,1$ - коэффициент, учитывающий дополнительную зарплату

$\lambda_2 = 1,34$ - коэффициент, учитывающий отчисления на соцстрахование;

$C_{мр}$ - затраты на материалы, необходимые для ремонта;

$C_{мр} = 75\%$ от основной зарплате ремонтных рабочих;

$C_{мо}$ — затраты на материалы, необходимые для обслуживания.

$C_{мо} = 15\%$ от основной зарплате обслуживающего персонала.

К расчёту принимаем:

Для проведения ремонтных работ требуется бригада из мастера и двух электромонтёров, а для оперативного обслуживания – четырёх дежурных электромонтёров.

Годовая заработная плата мастера составляет 450 т.руб, электромонтёра – 270 т.руб, дежурных электромонтеров 330 т.руб.

$$C_{po} = (C_{зр} + C_{зо}) \cdot \lambda_1 \cdot \lambda_2 + C_{мр} + C_{мо} = (C_{мастер} + 2 \cdot C_{эм} + 4 \cdot C_{дэм}) \cdot \lambda_1 \cdot \lambda_2 + (C_{мастер} + 2 \cdot C_{эм}) \cdot 0,75 + 4 \cdot C_{дэм} \cdot 0,15 = (450 + 2 \cdot 270 + 4 \cdot 330) \cdot 1,1 \cdot 1,34 + (450 + 2 \cdot 270) \cdot 0,75 + 4 \cdot 330 \cdot 0,15 = 4345,4 \text{ т.руб}$$

Расходы на ремонт и обслуживание электрооборудования для двух вариантов считаем одинаковыми, т.к. различия в составе электрооборудования незначительны.

Определим стоимость годовых потерь электроэнергии, а также потребление электроэнергии для двух вариантов.

Считаем, что потери электроэнергии имеют место только в силовых трансформаторах, (потери в токопроводах и кабельных линиях из-за их малой длины не учитываем), коммерческий учёт ведётся по шинам 220 кВ.

Ранее было определено, что производственный цикл плавки составляет 55 минут, в котором максимум 40 минут составляет непосредственно плавка. Т.к в реальности печам задаются различные графики нагрузки в зависимости от производственной задачи и типа выплавки (меньший цикл плавки, меньшая подводимая мощность), принимаем коэффициент использования установленной мощности печи меньше чем $40/55=0,7$. Принимаем $K_{\text{Ипт}} = 0,5$. Тогда для силового трансформатора 220/35 Т-1, который в нормальном режиме питает пещковш 320 т, $K_{\text{Ит1}} = 0,5$. Силовой трансформатор Т-2 питает сразу два пещковша производительностью 140 т каждый. Для Т-2 также можно считать коэффициент использования установленной мощности $K_{\text{Ит2}} = 0,5$.

Также в расчёте необходимо учитывать время на вынужденные и плановые простои, связанные, например, в плановом ремонте электрооборудования печного трансформатора, технологических систем самой печи, после определенного количества плавов. Принимаем, что в год каждая из печей находится в простое 15 суток.

Расчёт коэффициентов загрузки печных трансформаторов:

$$\beta_{nm1} = \frac{K_{\text{Ипт1}} \cdot P_1}{S_{nm1} \cdot \cos \varphi} = \frac{0,5 \cdot 36,8}{40 \cdot 0,8} = 0,575$$

$$\beta_{nm2} = \beta_{nm3} = \frac{K_{\text{Ипт2}} \cdot P_2}{S_{nm2} \cdot \cos \varphi} = \frac{0,5 \cdot 19,55}{26 \cdot 0,8} = 0,47$$

Расчёт потерь мощности в печных трансформаторах:

Потери активной мощности:

$$\Delta P_{\text{Т}} = \Delta P_{\text{xx}} + \Delta P_{\text{кз}} \cdot \beta^2, \text{ кВт}$$

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

Потери реактивной мощности:

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{xx} + \Delta Q_{K3} \cdot \beta^2, \text{ квар}$$

$$\Delta Q_{xx} = S_H \cdot I_{xx} \% \cdot 1/100$$

где ΔQ_{xx} - постоянная составляющая потерь реактивной мощности, квар.

$$\Delta Q_{K3} = S_H \cdot U_K \% \cdot 1/100$$

где ΔQ_{K3} - реактивная мощность, потребляемая трансформатором при полной нагрузке, квар.

$I_{xx} \%$ - ток холостого хода, %.

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

Расчет потерь мощности печных трансформаторов сведем в таблицу

Таблица 15.7 - Потери печных трансформаторов.

Трансформатор	S_H , кВА	U_K , %	P_k , кВт	P_x , кВт	I_x , %	β , о.е.	ΔP , кВт	ΔQ , кВАр
Печной трансформатор 1	400 00	1 0	2 25	7 2	0 ,45	0, 575	14 6,39	150 2,5
Печной трансформатор 2	260 00	1 0	1 55	5 6	0 ,5	0, 47	90, 24	704, 34
Печной трансформатор 3	260 00	1 0	1 55	5 6	0 ,5	0, 47	90, 24	704, 34

Расчёт коэффициентов загрузки силовых трансформаторов 220/35 кВ (с учётом транзита потерь мощность печных трансформаторов):

без компенсации реактивной мощности:

$$\beta_{T1} = \frac{K_{HT1} \cdot P_1}{S_{T1} \cdot \cos \varphi} + \frac{\sqrt{\Delta P_{nm1}^2 + \Delta Q_{nm1}^2}}{S_{T1}} = \frac{0,5 \cdot 36,8}{100 \cdot 0,8} + \frac{\sqrt{0,146^2 + 1,502^2}}{100} = 0,245$$

с компенсацией реактивной мощности:

$$\beta_{T1K} = \frac{K_{HT1} \cdot P_1}{S_{T1} \cdot \cos \varphi} + \frac{\sqrt{\Delta P_{nm1}^2 + \Delta Q_{nm1}^2}}{S_{T1}} = \frac{0,5 \cdot 36,8}{100 \cdot 0,95} + \frac{\sqrt{0,146^2 + 1,502^2}}{100} = 0,219$$

Т-2 с компенсацией реактивной мощности:

$$\beta_{T2} = \frac{K_{HT2} \cdot (P_2 + P_3)}{S_{T2} \cdot \cos\varphi} + \frac{2 \cdot \sqrt{\Delta P_{nm2}^2 + \Delta Q_{nm2}^2}}{S_{T2}} = \frac{0,5 \cdot (19,55 + 19,55)}{100 \cdot 0,95} + \frac{2 \cdot \sqrt{0,09^2 + 0,704^2}}{100} = 0,22$$

Расчёт потерь мощности в трансформаторах:

Потери активной мощности:

$$\Delta P_T = \Delta P_{xx} + \Delta P_{k3} \cdot \beta^2, \text{ кВт}$$

где ΔP_{xx} , ΔP_{k3} — номинальные активные потери в стали и обмотках трансформатора, кВт.

Потери реактивной мощности:

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{xx} + \Delta Q_{k3} \cdot \beta^2, \text{ квар}$$

$$\Delta Q_{xx} = S_N \cdot I_{xx} \% \cdot 1/100$$

где ΔQ_{xx} — постоянная составляющая потерь реактивной мощности, квар.

$$\Delta Q_{k3} = S_N \cdot U_K \% \cdot 1/100$$

где ΔQ_{k3} — реактивная мощность, потребляемая трансформатором при полной нагрузке, квар.

$I_{xx} \%$ — ток холостого хода, %.

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

Расчет потерь мощности силовых трансформаторов сведем в таблицу.

Таблица 15.8. — Потери мощности в силовых трансформаторах 220/35.

Трансформатор	S_N , кВА	U , к, %	P , к, кВт	P , х, кВт	I , х, %	β , о.е.	ΔP , кВт	ΔQ , кВАр
Силовой трансформатор Т-1 без компенсации реактивной мощности	100 000	1 2,5	3 26	1 15	0 ,7	0, 245	13 5	1450
Силовой трансформатор Т-1 с компенсацией реактивной мощности	100 000	1 2,5	3 26	1 15	0 ,7	0, 219	13 0,64	1300
Силовой трансформатор Т-2 с компенсацией реактивной мощности	100 000	1 2,5	3 26	1 15	0 ,7	0, 22	13 0,78	1305

Зная потери мощности в трансформаторах, коэффициенты использования мощности печей, определим мощности потребления по стороне 220 кВ, где установлены узлы коммерческого учёта электроэнергии.

$$P_T = K_H \cdot P_H + \Delta P; Q_T = K_H \cdot P_H \cdot \operatorname{tg} \varphi + \Delta Q$$

Здесь ΔP и ΔQ – суммы потерь силовых трансформаторов и подключенных к ним печных трансформаторов.

Таблица 15.9. – Расчёт мощности потребления.

Трансформатор	S н, МВА	P н, МВт	Δ P, МВт	P Т, МВт	$\cos \varphi$	Q н, МВАр	Δ Q, МВАр	Q _Т , МВАр
Силовой трансформатор Т-1 без компенсации реактивной мощности	100	36,8	0,281	18,68	0,8	13,80	2,95	16,75
Силовой трансформатор Т-1 с компенсацией реактивной мощности	100	36,8	0,277	18,68	0,95	6,04	2,80	8,84
Силовой трансформатор Т-2 с компенсацией реактивной мощности	100	39,1	0,311	19,86	0,95	6,41	2,71	9,13

Для каждого из вариантов определим затраты на покупку электроэнергии.

Т.к. металлургические предприятия энергоёмкое, то плата за потреблённую электроэнергию по факту ведётся по двухставочному тарифу, т.е. плата по заявленной мощности плюс плата за потреблённый кВт·ч.

В целях упрощения расчётов стоимость потреблённой электроэнергии ведём по одноставочному тарифу. Тариф на потреблённую реактивную мощность принимаем равным 15% от тарифа за потреблённый кВт·ч.

$$C_{ЭР} = 2,06 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}; C_{ЭQ} = 0,15 \cdot 2,06 = 0,31 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$$

Т.к. каждая из печей за год находится в простое 15 суток, тогда годовое время включения составит $T_r = 8760 - 15 \cdot 24 = 8400$ ч.

Тогда затраты на приобретение электроэнергии, будут определяться по формуле:

$$C_{\varepsilon} = C_P + C_Q = (C_{\varepsilon P} \cdot \sum P_T + C_{\varepsilon Q} \cdot \sum Q_T) \cdot T_r$$

Расчёт затрат на приобретение электроэнергии представим в таблице.

Таблица 15.10 – затраты на приобретение электроэнергии.

	$P=P_{T1}+P_{T2}, \text{ МВт}$	$Q=Q_{T1}+Q_{T2}, \text{ МВАр}$	$C_p, \text{ т.руб}$	$C_q, \text{ т.руб}$	$C_{\varepsilon}, \text{ т.руб}$
Вариант 1 (без ФКУ печи 320 т)	38,54	25,88	666935	67389	734323
Вариант 2 (с ФКУ на всех печах)	38,54	17,96	666866	46776	713643

Эксплуатационные затраты по вариантам представим в таблице:

$$C_{\text{сумм}} = C_a + C_{po} + C_{\varepsilon}$$

Таблица 15.10 – эксплуатационные затраты.

	$C_a, \text{ т.руб}$	$C_{po}, \text{ т.руб}$	$C_{\varepsilon}, \text{ т.руб}$	$C_{\text{сумм}}, \text{ т.руб}$
Вариант 1 (без ФКУ печи 320 т)	36450	4345,4	734323	775118
Вариант 2 (с ФКУ на всех печах)	34927	4345,4	713643	752915

15.6 Расчет показателей эффективности двух вариантов

Сравнение экономической эффективности двух вариантов электроустановки с равной степенью надежности, в случае когда $K_{\text{расч1}} > K_{\text{расч2}}$ и $C_1 < C_2$, можно произвести традиционным методом сравнительных экономических оценок инвестиций.

Метод сравнительного срока окупаемости $T_{\text{ср}}$ дополнительных капиталовложений (инвестиций), сделанных в более капиталоемкий вариант по сравнению с менее капиталоемким, окупающихся за счет экономии годовых экс-

платационных расходов ΔC , достигаемой за счет этих дополнительных капиталовложений ΔK .

Срок окупаемости капиталовложений

$$T = \frac{K_{расч2} - K_{расч1}}{C_1 - C_2} = \frac{569534 - 545734}{775118 - 752915} = \frac{23800}{22203} = 1,072$$

где T — срок окупаемости капиталовложений, лет.

В настоящем проекте принимается что, капиталовложения осваиваются за один год, и полученном сроке окупаемости, равным чуть больше года, оценку экономической эффективности можно вести без учёта фактора времени.

Если $T < T_{нор}$, то экономически целесообразен вариант с большими капиталовложениями.

где E_n — коэффициент эффективности, 1 / год (для расчетов в электроэнергетике $E_{нор} = 0,12$ 1 / год);

$$T_{нор} = 1 / 0,12 = 8,3 \text{ лет}$$

Срок окупаемости:

$$T = 1,072 < T_{нор} = 8,3 \text{ лет}$$

Эффективность проекта:

$$E_{эф} = \frac{1}{T} = \frac{1}{1,072} = 0,932 > 0,12$$

Вывод

Результаты расчётов показали, что установка фильтр компенсирующих устройств экономически очень эффективна, особенно у таких потребителей, как металлургическое производство. Такие установки имеют высокий экономический эффект.

16 Социальная ответственность

Введение

В данной работе рассматривается проект электроснабжения установок «печь-ковш» Западно-Сибирского Metallургического комбината. Для правильной организации работ по борьбе с травматизмом, профессиональными и общими заболеваниями рассмотрены вопросы охраны труда: проанализированы условия труда с точки зрения наличия возможности появления вредных факторов и их воздействие на работающих, рассмотрены мероприятия по технике безопасности и производственной санитарии, мероприятия по противопожарной профилактике

16.1 Производственная безопасность

16.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

В рассмотренной подстанции имеются следующие опасные факторы:

- возможность поражения электрическим током;
- пожар (наличие открытого огня при проведении сварочных и других работ, короткое замыкание и другие причины);

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

- физические факторы: температура, влажность и подвижность воздуха, статическое, электрическое и магнитные поля, производственный шум;
- факторы трудового процесса, характеризующие тяжесть физического труда: физическая динамическая нагрузка, масса поднимаемого и перемещаемого груза;
- факторы трудового процесса, характеризующие напряженность труда;
- электромагнитное излучение.

Опасные факторы (ГОСТ 12.0.002 – 80):

- электрический ток;

- статическое электричество;

Перед началом работ в условиях производственного риска необходимо выделить опасные для людей зоны, в которых постоянно действуют или могут действовать опасные факторы, связанные или не связанные с характером выполняемых работ.

К зонам постоянно действующих опасных факторов относятся:

- места вблизи от неизолированных токоведущих частей электроустановок;
- места вблизи не огражденных перепадов по высоте 1,8 и более.

К зонам потенциально опасных производственных факторов следует относить:

- участки территории вблизи строящегося сооружения;
- зоны перемещения машин, оборудования или их частей, рабочих органов.

Места временного или постоянного нахождения работников должны располагаться за пределами опасных зон.

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

16.1.2 Техника безопасности

Электрические установки представляют для человека потенциальную опасность, так как в процессе эксплуатации или проведения профилактических работ человек может коснуться токоведущих частей.

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.

В электроустановках напряжением выше 1000 В с каждой стороны, с которой коммутационным аппаратом на рабочее место может быть подано напряжение, должен быть видимый разрыв.

Силовые трансформаторы и трансформаторы напряжения, связанные с выделением для работ участком электроустановки, должны быть отключены и схемы их разобраны также со стороны других своих обмоток для исключения возможности обратной трансформации, так как трансформаторы относятся к категории опасности по поражению электрическим током к особо опасным.

В электроустановках напряжением выше 1000 В для предотвращения ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов, которыми может быть подано напряжение к месту работы, должны быть приняты следующие меры:

- у разъединителей, отделителей, выключателей нагрузки ручные приводы в отключенном положении должны быть заперты на механический замок;
- у разъединителей, управляемых оперативной штангой, стационарные ограждения должны быть заперты на механический замок;
- у приводов коммутационных аппаратов, имеющих дистанционное управление, должны быть отключены силовые цепи и цепи управления, а у пневматических приводов, кроме того, на подводящем трубопроводе сжатого воздуха должна быть закрыта и заперта на механический замок задвижка и выпущен сжатый воздух, при этом спускные клапаны должны быть оставлены в открытом положении;
- у грузовых и пружинных приводов включающий груз или включающие пружины должны быть приведены в нерабочее положение;
- должны быть вывешены запрещающие плакаты.

Проверять отсутствие напряжения необходимо указателем напряжения, исправность которого перед применением должна быть установлена с помощью предназначенных для этой цели специальных приборов или приближением к токоведущим частям, заведомо находящимся под напряжением.

В электроустановках напряжением выше 1000 В пользоваться указателем напряжения необходимо в диэлектрических перчатках.

В электроустановках напряжением 35 кВ и выше проверки отсутствия напряжения можно пользоваться изолирующей штангой, прикасаясь ею несколько раз к токоведущим частям. признаком отсутствия напряжения является отсутствие искрения и потрескивания.

Установка и снятие переносных заземлений должны выполняться в диэлектрических перчатках с применением в электроустановках напряжением выше 1000 В изолирующей штанги. Закреплять зажимы переносных заземлений следует этой же штангой или непосредственно руками в диэлектрических перчатках.

В электроустановках напряжением выше 1000 В заземляться должны токоведущие части всех фаз (полюсов) отключенного для работ участка со всех сторон, откуда может быть подано напряжение, за исключением отключенных для работы сборных шин, на которые достаточно установить одно заземление.

16.1.3 Технические мероприятия

Защитное заземление – преднамеренное электрическое соединение с землей или её эквивалентом механических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением (ГОСТ 12.1.030 – 81). Цель защитного заземления - устранение опасности поражения людей электрическим током при появлении напряжения на конструктивных частях электрооборудования, т.е. при замыкании на корпус.

Зануление – преднамеренное электрическое соединение с нулевым защитным проводником металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением. Нулевой защитный проводник - это проводник, соединяющий зануляемые части с глухозаземлённой нейтральной точкой обмотки источника тока или её эквивалентом (ГОСТ 12.1.009 – 76*).

Защитное отключение – быстродействующая защита, обеспечивающая автоматическое отключение электроустановки при возникновении в ней опас-

ности поражения электрическим током. Устройства защитного отключения должны обеспечивать отключение неисправной электроустановки за время не более 0,2 с.

16.1.4 Защитное заземление оборудования 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. Для выполнения этого требования корпуса и части всего электрооборудования, нормально не находящегося под напряжением, должны быть надежно подключены к заземляющему устройству.

Заземлению подлежит оборудование, отдельные части и конструкции:

- корпуса трансформаторов, аппаратов, светильников;
- приводы электрических аппаратов;
- вторичные обмотки измерительных трансформаторов;
- каркасы распределительных щитков, щитов управления, а так же съемные и открывающиеся части, если на них установлено оборудование напряжением выше 42 В переменного или 110 В постоянного тока;
- металлические конструкции распределительных устройств, металлические кабельные соединительные муфты, металлические оболочки и броня силовых и контрольных кабелей, стальные трубы электропроводки, лотки, короба, стальные полосы, на которых укреплены кабели и провода, а так же другие металлические конструкции, связанные с установкой электрооборудования.

Требование заземлять все металлические части оборудования предопределило прокладку заземляющих магистралей вдоль его рядов. Эти магистрали, расположение которых задается планом подстанции, и составляют основу выравнивающих сеток.

Основное назначение сетки заключается в создании на всей территории подстанции и непосредственно около нее, по внешнему периметру, такого рас-

пределения потенциалов, которое обеспечило бы необходимую степень безопасности. Распределение потенциалов у одиночных заземлителей, особенно в их начальной части, носит не очень плавный характер.

Вдоль фронта оборудования, на каждой линии его установки, прокладывают систему параллельных полос, служащих для подключения заземляющей проводки, идущей к заземляемому оборудованию. Если их недостаточно для выравнивания потенциалов, прокладывают дополнительные.

Учитывая основное назначение этих заземляющих полос, их следует укладывать не ближе 0,8 – 1 м от оборудования и от стен, чтобы человек мог коснуться этого оборудования, находясь только за полосой, а не перед ней.

Человек, находящийся в зоне растекания тока, оказывается под воздействием разности потенциалов, величина которой зависит от длины шага (0,8 м) и расстояния человека от точки растекания тока.

По мере удаления от заземлителя объем грунта, в котором растекается ток, увеличивается, и плотность тока в грунте уменьшается. Потенциал снижается и на расстоянии 20 м от точки растекания тока становится равным нулю. Крутизна кривой распределения потенциалов в грунте зависит от проводимости грунта: чем больше его проводимость, тем дальше удалены точки нулевого потенциала.

Конструктивное выполнение сети заземления подстанции.

Различают естественные и искусственные заземлители

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

На проектируемой подстанции 220/35 кВ 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 изготовлены из круглой стали диаметром 16 мм. Соединительная полоса выполняется из полосовой стали размером 40 × 4 мм.

Каждый заземляемый элемент подключается к сети заземления отдельным ответвлением. Внутренние магистрали заземления соединяются с наружным контуром в нескольких местах.

Чтобы избежать большой разности потенциалов во внешней части контура, особенно в местах входа и въезда в подстанцию, закладывают дополнительно две – три стальные полосы (в форме козырька) с настенным заглублением до 1,5 – 2 м; этим достигается более пологий спад потенциала и снижение напряжения шага.

Иногда может возникнуть необходимость дополнительного выравнивания потенциалов по всему периметру подстанции за пределами ее территории. Эта последняя мера во многом определяется тем, из какого материала сооружен забор подстанции и на каком расстоянии он находится от заземляющего контура.

Чтобы улучшить распределение потенциалов по углам контура, рекомендуется либо создать там дополнительную проводимость путем забивки какого-то количества труб, либо, что еще проще, округлить углы контура.

Дополнительным защитным средством, повышающим безопасность обслуживания, является окраска металлических частей, которые могут оказаться под напряжением вследствие повреждения изоляции оборудования.

16.1.6 Производственная санитария

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:

В санитарно-гигиеническом отношении система водяного отопления наиболее эффективна. Кроме того, она требует минимальных затрат на обслу-

живание и обеспечивает возможность регулирования температуры в широких пределах.

- Температура воздуха, $t^{\circ}\text{C}$;
- Относительная влажность, φ , %
- Скорость движения воздуха, v , м/с
- Предельно допустимая концентрация веществ ПДК;
- Интенсивность теплового излучения, I , Вт/м².

Оптимальные и допустимые нормы параметров микроклимата в рабочей зоне производственного помещения, таблица 6.1.

Интенсивность теплового облучения работающих от нагретых поверхностей технологического оборудования не должна превышать 100 Вт/м² при облучении не более 25 % поверхности тела.

Таблица 6.1 -Оптимальные и допустимые нормы параметров микроклимата.

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 IIб	23-25	17-19	15-75	60-40	0,4	0,3
Теплый	Средней тяжести IIб	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 ОСТ 36-108-83(93). На рабочем месте предусматривается искусственная приточно-вытяжная общеобменная вентиляция с расходом воздуха на одного работающего не менее $60 \text{ м}^3 / \text{час}$.

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.

Отопление

Целью отопления помещения является поддержание в них в холодное время года заданной температуры воздуха, а также обеспечить безопасность в отношении пожаров и взрывов. В зависимости от теплоносителя системы отопления бывают водяные, паровые, воздушные и комбинированные.

Шум

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

В проектируемой подстанции источником шума являются: трансформа-

торы и высоковольтное оборудование подстанции.

Согласно ГОСТ 12.1.003 – 83 для подстанции допустимый уровень звукового давления на рабочих местах равен 85 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.

К современному производственному освещению предъявляют высокие требования гигиенического и технико – экономического характера.

Правильно спроектированное и выполненное освещение обеспечивает высокий уровень работоспособности, оказывает положительное психологическое воздействие на рабочих, содействует повышению производительности труда.

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;
- на рабочей поверхности должны отсутствовать резкие тени;

-в поле зрения должна отсутствовать прямая и отраженная бликость - повышенная яркость светящихся поверхностей;

-величина освещенности должна быть постоянной во времени;

-следует выбирать необходимый спектральный состав света;

-следует выбирать оптимальную направленность светового потока;

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

-установка должна быть удобной и простой в эксплуатации, отвечать требованиям эстетики.

На проектируемой подстанции предусмотрено четыре системы освещения: общее, аварийное, эвакуационное, ремонтное.

Нормирование естественного освещения производится при помощи коэффициента естественной освещённости (КЕО)

$$e = (E_v/E_n) \cdot 100\%$$

где e - коэффициент освещённости;

E_v - освещённость внутри помещения,

E_n - одновременная освещённость рассеянным светом снаружи.

Минимальный КЕО в зависимости от точности работы при верхнем и комбинированном освещении нормируется в пределах от 2 до 10, а при одном боковом освещении - от 3,5 до 0,5. Разряд зрительной работы: II б

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–016–2001 РД 153 – 34.0 – 03.150 – 00 электромагнитного поля на рабочих местах 500 В/м, для защиты от повышенного уровня электромагнитных излучений предусматриваются следующие меры:

- для ослабления мощности электромагнитного излучения на рабочем месте увеличиваем расстояние между источником и рабочим местом;

- для ослабления мощности электромагнитного излучения от источников применяется различные виды экранов и поглотителей мощности (металлические экраны и сетки);

- для защиты самих рабочих мест они тоже экранизируются;

- применение индивидуальных средств защиты (экраны изготовленные из металлизированных материалов).

16.2 Экологическая безопасность

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

В работе проектируемый объект сооружается для передачи и распределения электроэнергии на напряжение 35кВ.

Указанный технологический процесс является безотходным и не сопро-

вождается вредными выбросами в окружающую природную среду (как воздушную, так и водную).

Вырубка зелёных насаждений при строительстве ВЛ-220 кВ не требуется, за исключением отдельных деревьев, растущих непосредственно по оси трассы ВЛ и чья высота превышает 10 м, а также деревьев, растущих непосредственно на пикете установки опоры. В отдельных случаях выполняется обрезка ветвей деревьев.

16.3 Чрезвычайные ситуации

В настоящее время на территории СНГ действует 15 атомных станций, более 2 тысяч химически опасных объектов. В России около 30 реакторов, свыше 85 тысяч километров магистральных нефтепроводов, свыше 2400 километров аммиакопроводов.

В отрасли 73 объекта отнесены к радиационно- и химически опасным. В числе радиационно-опасных 46 энергетических, 8 промышленных, 30 опытных и исследовательских реакторов.

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.

Современное высокоразвитое индустриальное общество требует все большего усложнения технологии производства, что неизбежно ведет к росту возможностей возникновения аварий и катастроф. Каждый год на территории России возникают сотни чрезвычайных ситуаций.

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 меро-

приятий, 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, возникающие в мирное время в результате производственных аварий, катастроф, стихийных бедствий, сопровождаются разрушением зданий, сооружений, инженерных коммуникаций, промышленных и энергетических объектов, гибелью и поражением людей, оборудования, материальных ценностей. Уменьшить потери, спасти пострадавших, восстановить нормальные условия жизнедеятельности людей, предприятий, учреждений можно только принятием экстренных мер.

16.3 Техногенные чрезвычайные ситуации:

1. Пожары, взрывы, внезапные выбросы газа.

Аварии на пожаро- и взрывоопасных объектах могут вызвать разрушения, нанести материальный ущерб, нарушить нормальный ход производственной деятельности предприятия.

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.

При авариях возможно заражение территории и объектов ВЭС, а также

поражения людей, степень и опасность заражения радиоактивными веществами и поражения людей будет зависеть от объемов и степени зараженности атмосферы РВ, направления и скорости ветра, удаление радиоактивного опасного объекта от ВЭС, времени года и суток, состояния погоды.

Исходя из известных характеристик радиоактивных опасных объектов, степень заражения территории и объектов ВЭС и поражения людей может колебаться от допустимых норм (в том числе однократных) до опасных, что вызовет необходимость не только проведения в больших объемах защитных мер и специальной обработки, но и больших объемов работ по ликвидации последствий радиоактивного заражения зданий, оборудования, проведения дезактивационных работ по удалению (снижению степени заражения) РВ с поверхностями техники, оборудования, инструмента, подъездных путей, территории ВЭС и т.д.

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.

В результате значительного понижения и резких перепадов температур воздуха в зимнее время возможны обрывы высоковольтных проводов, короткие замыкания, нарушения работы трансформаторов и распределительных устройств, в результате чего могут произойти отключения объектов, важных в обеспечении жизнедеятельности населения.

Последствием сильных ветров, ураганов и смерчей может стать обрыв проводов, разрушение опор линий высоких напряжений, различного масштаба короткие замыкания, в результате чего могут произойти пожары и даже взрывы.

Из-за паводковых вод или ливневых дождей может произойти подтопление участков линий электропередач, проходящих по поймам рек, отдельных трансформаторных подстанций, расположенных в низких местах. В результате затоплений могут произойти просадки фундаментов ТП, нарушена устойчивость опор ЛЭП, образоваться промоины на дорогах, прерывающие или затрудняющие транспортное сообщение.

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.

16.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ в электроустановках регламентированы ПОТ РМ – 016 – 2001.К Данными мероприятиями являются:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

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.

При подготовке места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

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

Заключение

В настоящей работе был произведен необходимый объём расчётов для выбора электрооборудования, необходимого для электроснабжения трёх вновь монтируемых агрегатов «печь-ковш». Так как агрегаты обладают достаточно большой мощностью и переменным характером нагрузки, для их электроснабжения спроектирована подстанция 220/35 кВ с установкой специальных силовых трансформаторов, рассчитанных для работы в металлургической промышленности.

Выключатели выбраны элегазовые со стороны 220 кВ и вакуумные со стороны 35 кВ, т.к. именно такое коммутационное оборудование соответствует современным требованиям и обеспечивает максимальную надёжность на сегодняшний день.

Для питания электрической дуги АПК установлены специальные печные трансформаторы, позволяющие выдерживать резкопеременные нагрузки и регулирование напряжения дуги в процессе плавки. Для повышения надёжности электроснабжения в нейтраль сети 35 кВ включен дугогасящий реактор, который позволит осуществлять электроснабжение печей даже при возникновении однофазного КЗ в сети до самоустранения КЗ или

АПК обладают низким коэффициентом мощности, поэтому непосредственно к каждому печному трансформатору подключена установка компенсации реактивной мощности. Так как АПК обладают более сглаженной нагрузочной характеристикой, регулирование мощности конденсаторных батарей выполнено ступенчатым через дугогасящий реактор для ограничения бросков тока при коммутации ступеней батареи.

Настоящим проектом выполнен расчёт экономической эффективности установки компенсации реактивной мощности и было определено, что установка таких устройств очень эффективна.

Однако, для обеспечения надлежащего качества электроэнергии, необходима установка дополнительных устройств, которые бы компенсировали возникающие при

работе печей гармоника возмущений. Для этого необходимо провести исследование сети и установить LC-фильтры высших гармоник.

В разделе социальная ответственность были рассмотрены опасные и вредные производственные факторы меры предотвращения этих вредных факторов. Проанализирована техника безопасности и рассчитано защитное заземление подстанции. В производственной санитарии рассмотрены были микроклимат, шум и электромагнитные поля и их влияния на человеческий организм и нормы установленные СанПиН.

Список использованных источников

1. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности электроустановок потребителей. – 4-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 424 с: ил.
2. Журнал «Электрика» – 2006. – № 2.
3. <https://ru.wikipedia.org/wiki/Arperat> «ковш-печь»
4. Егоров А. В. «Расчет мощности и параметров электропечей черной металлургии» учебное пособие для вузов М; Металлургия, 1990, 280 с.
5. <http://www.gorod812.com/blog/seti-6-35-kv-rezhimy-zazemleniya-nejtrali>.
6. <http://www.news.elteh.ru/arh/2003/23/05.php>
7. <http://www.news.elteh.ru/arh/2012/74/08.php>
8. Правила устройства электроустановок Минэнерго России. – 6-е. изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 342 с: ил.
9. В.И.Готман. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах.– Томск: изд. ТПУ, 2013. – 117 с.
10. Дашковский А.Г. Вопросы охраны труда. Учебное пособие. – Томск: изд. ТПУ, 2002. – 192 с.
11. Елгазин В.И. Расчёт защитного заземления. – Томск: изд. ТПУ, 1998. – 356 с.
12. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для ВУЗов.- М. Энергоатомиздат, 1989г.-252с.
13. Князевский Б.А. Охрана труда в электроустановках. – М., Энергоатомиздат. 1983. – 336 с.
14. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового проектирования: Учебное пособие для вузов. 4-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989.-608 с: ил.
15. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. Учебник для техникумов. 3-е изд., перераб. и доп. – М.
16. Рокотян С.С., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических систем. – М., Энергия, 1971. – 247 с

17. Усатенко С.Т., Каченюк Т.К., Терехов М.В. Выполнение электрических схем по ЕСКД: М. Издательство стандартов 1989.
18. Фабисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей – М. :Изд-во НЦ ЭНАС,2006. – 352 с Дорошев К.И. Комплектные распределительные устройства 6-35 кВ. – М. Энергоиздат 2003.
19. Шабад М.А. Расчёт релейной защиты и автоматики. – Л., Энергоатомиздат, 1985. – 296 с