

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

Институт **Электронного образования**
Специальность **Электроэнергетические системы и сети**
Кафедра **Электрических сетей и электротехники**

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы	
ПРОЕКТ РЕКОНСТРУКЦИИ ПС «ЛУГИНЕЦКАЯ» 110/35/6 КВ	

УДК 621.311.4.006-044.922(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-9201	Кремешков Василий Евгеньевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологий и безопасности жизнедеятельности	Амелькович Ю.А.	к.т.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

Институт Электронного образования
Направление подготовки (специальность) Электроэнергетические системы и сети
Кафедра Электрических сетей и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

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

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

дипломного проекта

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-9201	Кремешков Василий Евгеньевич

Тема работы:

ПРОЕКТ РЕКОНСТРУКЦИЯ ПС «ЛУГИНЕЦКАЯ» 110/35/6 КВ

Утверждена приказом директора (дата, номер)

от 12.05.2016 № 3505/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

27.05.2016

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.).

ПС «Лугинецкая» 110/35/6:

**Схема электрических соединений
подстанций «Лугинецкая»;
Однолинейная схема электроснабжения
35/6 Лугинецкого нефтяного месторождения;
Контрольные замеры по системе
электроснабжения подстанций «Лугинецкая».**

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Расчет коротких замыканий открытого распределительного устройства; Перевод подстанции на проектное напряжение 220 кВ; Изменение схемы электрических соединений подстанции «Лугинецкая»; Расчет и анализ режимов электропотребителей; Выбор коммутационных аппаратов; Выбор релейной защиты и автоматики.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Получение данных по числу и мощности трансформаторов, коротких замыканий, выбор современного оборудования.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Л.А. Коршунова, доцент каф. Менеджмента
Социальная ответственность	Ю.А. Амелькович, доцент каф. Экологии и безопасности жизнедеятельности
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
На русском языке: описание объекта и постановка задачи, расчет и анализ режимов электропотребления, выбор коммутационных аппаратов, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, производственная и экологическая безопасность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.02.2016
---	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Готман В. И.	к.т.н., доцент		15.02.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9201	Кремешков Василий Евгеньевич		15.02.2016

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-9201	Кремешкову Василию Евгеньевичу

Институт	Электронного обучения	Кафедра	Электрических сетей и электротехники
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	Электроэнергетические системы и сети

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материалов и оборудования, стоимость электроэнергии.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы амортизации.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка отчислений в социальные фонды.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	<i>Расчет показателей для технико-экономического сравнения</i>
2. <i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	<i>Расчет затрат на проектирование</i>
3. <i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	<i>Расчёт капиталовложений на оборудование и строительно-монтажные работы.</i>
4. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	<i>Расчёт годовых эксплуатационных затрат.</i>
5. <i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	<i>Расчет эффективности инвестиций</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. *Этапы и график разработки и внедрения ИР*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Коршунова Л.А.	к.т.н.		15.03.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9201	Кремешков Василий Евгеньевич		15.03.2016

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-9201	Кремешкову Василию Евгеньевичу

Институт	Электронного обучения	Кафедра	ЭСиЭ
Уровень образования	специалитет	Направление/специальность	ЭСиС

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты).	<i>1. Поражение электрическим током:</i> - воздействие электрического тока вызывает сильные и быстрые сокращения мышц всего тела, в том числе и сердечной мышцы, что может вызвать остановку сердца, также этому сопутствует повреждение кожного покрова различной степени тяжести в месте прикосновения с токоведущими частями; - в электроустановках не допускается приближения людей, механизмов и грузоподъемных машин к находящимся под напряжением не огражденным токоведущим частям на расстояние установленное РД 153-34.0-03.150-00; - обязательно применение индикатора напряжения, диэлектрических перчаток, бот, изолированного инструмента, защитных касок и спецодежды. <i>2 Высокий уровень шума</i> - наблюдается в машинах РУ-3,3 кВ; - вызывает повреждение органов слуха, головную боль, тошноту; - согласно ГОСТ 12.1.003-88 допустимые уровни шума указаны в таблице №31; - для защиты от шума применяются шумопоглощающие кожухи, камеры, в качестве индивидуальных средств защиты - противошумовые наушники. <i>1 Вращающиеся части электрических машин (электродвигатели, генераторы должны быть оборудованы защитными кожухами);</i> <i>2 работа на высоте (ремонт электрооборудования с приставных лестниц и подъемных машин должен производиться с использованием защитного пояса и каски);</i> <i>3 Ожог электрической дугой (работы в РУ проводить с применением защитных средств и только на отключенных и заземленных токоведущих частях);</i>

	4 электрическим током (работы, связанные с электрическим током проводить строго по Межотраслевым правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок РД 153-34.0-03.150-00); 5 Пожаровзрывобезопасность (короткое замыкание в РУ, ежедневный осмотр электрооборудования и регулярное техническое обслуживание, огнетушители ОУ и ОП, песок).
2. Экологическая безопасность: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	- На предприятии имеется шлакоотстойник для нефтяного шлама, образующегося от очистки емкостей для хранения мазута; - при образовании отходов таких, как промышленных масел, они собираются в герметичные емкости, исключающие попадание искры и открытого огня; - новые люминесцентные лампы должны храниться в заводской упаковке на складе и выдаваться электромонтеру с разрешения старшего мастера, а сгоревшие необходимо хранить на складе в контейнере. Помещение склада должно быть удалено от бытовых помещений. Разбитые ртутьсодержащие лампы должны храниться в специальном контейнере с плотной крышкой, дно и стенки контейнера должны быть выставлены изоляционным материалом (полиэтилен).
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	Возгорание силового оборудования: - регулярный осмотр силами оперативного персонала и периодический осмотр силами административно-технического персонала для более тщательного выявления нарушений, своевременное техническое обслуживание и качественный ремонт; - при возникновении пожара необходимо немедленно сообщить об инциденте вышестоящему оперативному персоналу, вызвать пожарных, произвести необходимые отключения и приступить к тушению собственными силами до прибытия пожарной команды, по их прибытию произвести допуск, дальнейшее руководство пожаротушения передается командиру бригады пожаротушения.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые	К правовым нормам относятся: соблюдение работодателем и рабочим законов и должностных инструкций. К организационным мероприятиям относятся: - подготовка рабочего места;

нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	- допуск к работе; - проведение инструктажа (целевого, повторного, первичного, внепланового); надзор во время работы; - организация перерывов в работе и окончания работы.
---	---

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Амелькович Ю. А.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-9201	Кремешков Василий Евгеньевич		

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

Институт – Электронного обучения
 Специальность – Электроэнергетические системы и сети
 Уровень образования – специалист
 Кафедра электрических сетей и электротехники
 Период выполнения – весенний семестр 2014/2015 учебного года

Форма представления работы:

дипломный проект

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.16	<i>Анализ литературы, описание объекта, цели и постановка задач исследования.</i>	15
20.03.16	<i>Выбор основного оборудования</i>	15
23.03.16	<i>Выбор электрических аппаратов</i>	20
03.04.16	<i>Выбор коммутационных аппаратов</i>	10
10.04.16	<i>Выбор релейной защиты и автоматики</i>	15
24.04.16	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	15
8.05.16	<i>Социальная ответственность</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭСиЭ	Готман В.И.	к. т. н.		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭСиЭ	Прохоров А.В.	к. т. н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 153 с., 10 рис., __40 табл., 42 источников, 4 прил.

Ключевые слова: подстанция, трансформатор, выключатель, разъединитель, релейная защита, короткое замыкание.

Объектом исследования является ПС «Лугинецкая» 110/35/6 кВ.

Цель работы – Перевод ПС «Лугинецкая» на проектное напряжение 220 кВ с целью снижения дефицита мощности.

В процессе выполнения работы проведено: обоснование реконструкция ПС «Лугинецкая»; выбор главной схемы СП; расчёт режимов КЗ; выбор коммутационной аппаратуры; выбор релейной защиты трансформатора и автоматики ПС. Предложена полная замена старого оборудования на новое фирмы Siemens. Затраты на реализацию проекта составляют 387 мл. рублей. Рассмотрены вопросы социальной ответственности и финансового менеджмента.

					ФЮРА. 140205.005 ПЗ							
Изм.	Лист	№докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		В.Е.Кремешков			РЕФЕРАТ				Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		В.И. Готман									9	153
Реценз.												
Консульт												
Утвердил												
					ТПУ ИнЭО, гр. 3-9201						9	

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ

1 ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

ПРОЕКТИРОВАНИЯ 14

1.1 Общая характеристика объекта 14

1.2 Анализ существующей системы электроснабжения 15

1.3 Обоснование вариантов модернизации или реконструкции 17

2 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ 23

2.1 Обработка и определение расчётных графиков нагрузок потребителей ПС «Лугинецкая» 220/110/35 кВ 23

2.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ОРУ 220 кВ 25

2.3 Выбор главной схемы подстанции 28

2.4 Расчет тока трехфазного короткого замыкания 31

3 ВЫБОР КОММУТАЦИОННОЙ АППАРАТУРЫ 40

3.1 Выбор основного электрооборудования и токоведущих частей 40

3.2 Коммутационные аппараты 41

3.2.1 Выбор выключателей 43

3.2.2 Выбор разъединителей 48

3.2.3 Выбор и проверка измерительных трансформаторов 50

3.2.4 Выбор ОПН 60

3.2.5 Выбор жестких и гибких шин 61

3.3 Собственные нужды подстанции 65

3.3.1 Выбор трансформаторов собственных нужд 65

4 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА 68

4.1 Анализ и выбор микропроцессорных средств защиты систем электроснабжения 68

4.2 Выбор релейной защиты и автоматики 68

4.3 Расчёт уставок защиты трансформатора с применением устройства Сименс 7UT6 71

4.4 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора 73

4.5 Расчёт уставок токовой отсечки (МТЗ1) защиты трансформатора	80
4.6 Расчёт уставок максимальной токовой защиты (МТЗ 2) ТР	82
4.7 Расчёт уставок защиты от перегрузки (МТЗ 3) трансформатора	84
4.8 Газовая защита	88
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	89
5.1 Введение	89
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов	90
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов	103
5.2 Экологическая безопасность	115
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	118
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	124
6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	128
6.1 Введение	128
6.1.1 Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости проекта	128
6.1.2 Расчёт затрат на проектирование	130
6.1.3 Расчёт капитальных затрат на электрооборудование	133
6.2.1 Расчёт эксплуатационных затрат	134
6.2.2 Расчёт стоимости потребляемой электроэнергии	137
6.2.3 Расчёт эффективности инвестиций	137
7 ЗАКЛЮЧЕНИЕ	141
8 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	144
Приложение А Схема 1	
Приложение Б Схема 2	
Приложение В	
Приложение Г Дискотирующий множитель	

ВВЕДЕНИЕ

В связи с тем, что Западная Сибирь является основным нефтедобывающим регионом, к надежности электроснабжения технологических установок нефтедобычи предъявляются особые требования.

Согласно положению по проектированию схем электроснабжения объектов нефтяных месторождений и переработки попутного газа в Западной Сибири схемы внешнего электроснабжения (сети 110 кВ и выше) разрабатываются проектными организациями Минэнерго.

В целях обеспечения требуемой надежности электроснабжения объектов нефтедобычи и переработки попутного газа с учетом установленной их категоричности при разработке схем внешнего электроснабжения необходимо руководствоваться следующим: электроснабжение вновь вводимых нефтяных месторождений, как правило, осуществляется на напряжении 110 кВ; на нефтяных месторождениях с объемом добычи нефти до 2 млн. т в год включительно допускается предусматривать сооружение одной подстанции 110—220 кВ;

Присоединение подстанции рекомендуется в транзит ВЛ с двухсторонним питанием или двумя одноцепными ВЛ:

- при наличии обоснований допускается сооружение двухцепных ВЛ на металлических опорах;
- на месторождениях с объемом добычи нефти более 2 млн. т в год рекомендуется сооружение не менее двух подстанций 110—220 кВ с питанием их от независимых источников не менее, чем по двум ВЛ, прокладываемым по независимым трассам.

Значение и роль подстанций для энергосистемы. Подстанции могут

					ФЮРА. 140205.005 ПЗ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	ВВЕДЕНИЕ	Лит.		Лист	Листов
Разраб.		В.Е.Кремешков							
Провер.		В.И.Готман.						12	153
Реценз.						ТПУ ИнЭОгр.3-9201			
Н. Контр.									
Утверд.									

предназначаться как для питания отдельных потребителей так и крупного района, для связи частей энергосистемы или различных энергосистем. Шины высшего напряжения подстанций могут быть узловыми точками энергосистемы, осуществляя объединение на параллельную работу нескольких электростанций. В этом случае через шины происходит переток мощности из одной части энергосистемы в другую - транзит мощности. При выборе схем таких электроустановок в первую очередь учитывается необходимость сохранения транзита мощности. Подстанции могут быть тупиковыми, проходными, отпаечными, схемы таких подстанций будут отличаться даже при одном и том же числе трансформаторов одинаковой мощности.

Основной целью реконструкций электрических станций, подстанций, сетей и энергосистем является: производство, передача и распределение заданного количества электроэнергии; надёжность работы установки и энергосистемы в целом; заданное качество электроэнергии; понижение ежегодных издержек и ущербов при эксплуатации установок энергосистемы.

ПС «Лугинецкая» 110/35/6 кВ принадлежит ОАО «ТРК» Техническая Дирекция СЭС и находится на «Лугинецком» месторождения нефти с высоким уровнем потребления электрической энергии. В 2003 году на нефтяном месторождении Южного Васюгана ОАО «Томскнефть» поступил запрос связанный с увеличением добычи нефти на увеличение потребляемой мощности, что в данный момент невозможно из за кризисной ситуации ввиду недостаточной пропускной способности ЛЭП 110кВ «Парабель-Лугинецкая-Игольская-Крапивинская».

В дипломном проекте будет приведено обоснование увеличения мощности, повышения устойчивости работы нагрузок в ремонтных и послеаварийных режимах за счет реконструкции и перевода ОРУ ПС «Лугинецкая» 110/35/6 кВ на напряжение 220 кВ. А также выбор пуско - регулирующих устройств, выключателей, устройств компенсации реактивной мощности, рассмотрены вопросы защит и автоматизации электрооборудования ПС «Лугинецкая».

1 ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА И ПОСТАНОВКА. ЗАДАЧИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Общая характеристика объекта

ПС «Лугинецкая» 110/35/6 кВ находится в зоне расположения Лугинецкого месторождения нефти ОАО «Томскнефть» ВНК с высоким потребления электрической энергии.

В административном отношении ПС «Лугинецкая» расположена в Томской области, Парабельского района на территории Лугинецкого нефтяного месторождения. Ближайший населенный пункт г. Кедровый расположенный в 60 км.

Нефтяная промышленность относится к потребителям I-ой категории по электроснабжению, в связи с непрерывным технологическим процессом, в связи с этим на подстанции необходимо установить два трансформатора и обеспечить их питание от двух независимых линий энергосистемы. Повышенное внимание уделяется качеству электроэнергии, объясняемое главным образом значительными экономическими и экологическими ущербами, возникающими при пониженном качестве электроэнергии или полном его отсутствии.

По виду графиков нагрузки электроприемники нефтяного месторождения подразделяются на группы по сходству режимов работы:

- приемники, работающие в режиме продолжительно неизменной или мало меняющейся нагрузки. В этом режиме электрическая машина или аппарат могут работать продолжительное время без повышения установившейся температуры отдельных частей выше допустимой;

- приемники, работающие в режиме кратковременной нагрузки. В этом режиме рабочий период электрической машины или аппарата не настолько длителен, чтобы температура отдельных частей могла достигнуть установившегося значения.;

- приемники, работающие в режиме повторно-кратковременной нагрузки.

Потребители нефтяных месторождений относятся к группе электроприемников, работающих в режиме продолжительно неизменной или мало меняющейся нагрузки.

Основными потребителями электроэнергии, относительно которых решаются вопросы электроснабжения на нефтяных месторождениях являются:

- буровые установки;
- механизмы непосредственной добычи нефти;
- блочные кустовые насосные станции (БКНС) с двигателями единой мощности 800, 1250, 1600 кВт;
- установки предварительной сепарации (сброса) воды (УПСВ) с электродвигателем до 1000 В и выше;
- центральный пункт подготовки нефти (ЦППН);
- нефтеперекачивающие насосные станции (НПС) с электродвигателями единой мощности 400, 630 кВт;
- кусты эксплуатационных скважин с электродвигателем напряжением до 1000 В;
- промышленные зоны и жилые поселки.

Затем по фидерам 6 кВ электроэнергия поступает непосредственно к основным потребителям на подстанции 6/0,4 кВ.

1.2 Анализ существующей системы электроснабжения

Основным источником электроэнергии является Объединенной энергосистемы Сибири ОЭС Сибири напряжением 500, 220 кВ. Прием электроэнергии осуществляется по двухцепной ЛЭП 220 кВ, приходящим на ОРУ 220 кВ ПС Парабель 220/110/10 кВ. Далее напряжение понижается до 110 кВ и по двухцепной ЛЭП 110 кВ электроэнергия поступает на ОРУ 110 кВ ПС «Лугинецкая» 110/35/6 кВ, ЛЭП С-104 и ЛЭП-103. Длина транзита 110 кВ

Парабель – Двуреченская составляет 757 км. ВЛ 110 кВ Парабель – Лугинецкая и ВЛ 110 кВ Лугинецкая – Игольская выполнены в габаритах 220 кВ.

Основными коммутационными аппаратами подстанции ПС «Лугинецкая» являются масляные выключатели, разъединители, автоматические выключатели, предохранители. Подстанция «Лугинецкая» состоит из основного оборудования выпуска семидесятых годов.

На подстанции согласно (схеме 1, приложение А) установлены:

Два трансформатора – ТДТН-25000-110/35/6-76У1

На стороне 110 кВ трансформатор получает питания через систему шин от ВЛ С-104, ВЛ С-103 ПС «Парабель 220кВ».

Питание секции шин 35 и 6 кВ осуществляется от трансформатора ТДТН-25000-110/35/6-76У1

Регулирование напряжения на шинах подстанции осуществляется с помощью устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) трансформаторов 1Т, 2Т дистанционно.

В цепи линий установлены аппараты, необходимые для эксплуатационных включений и отключений линий, для их отключений при чрезмерных перегрузках и коротких замыканиях, а также для отсоединения аппаратов линий от сборных шин или от сети при их ремонтах.

Силовые выключатели рассчитаны на отключение рабочих токов и токов короткого замыкания. На стороне 6 кВ установлены выключатели: ВМП-10к-630.

На стороне ОРУ 110 кВ установлены разъединители: РНДЗ-16-110-1000У1 и РНДЗ-2-110-1000У1; на стороне ОРУ 35 кВ на линиях 1Т и 2Т установлены разъединители РНДЗ-2-35/1000.

В результате электромагнитных процессов, связанных с резким изменением режима работы электрических сетей внутри электроустановки, или внешних воздействий, например, молний, возникают перенапряжения. Для защиты от них на стороне 110 кВ применяют разрядники РВС – 110 и для защиты изоляции нейтралей трансформаторов РВС – 110 ; на стороне 35 кВ:

РВС – 35. Для обеспечения измерения токов и напряжений в электроустановках высокого напряжения применяют трансформаторы тока и трансформаторы напряжения.

Таблица 1.2 – Применяемые трансформаторы

U,кВ	Трансформатор тока	Трансформатор напряжения
35	ТВ-35	ЗНОМ-35
35	ТФН-35	
35	ТОЛ-35	

Схема ЗРУ-6 кВ две секции шин. В целях ограничения токов короткого замыкания применяется раздельная работа секций. В схеме предусмотрен секционный выключатель с устройством автоматического включения резерва (АВР).

Электроснабжение нефтяных месторождений (НМР) осуществляется сетями 35/6 кВ от ПС «Лугинецкая» 110/35/6 кВ(схема 2, приложение Б).

1.3 Обоснование вариантов модернизации или реконструкции

При модернизации схем электрических сетей должна обеспечиваться экономичность их развития и функционирования с учётом рационального сочетания сооружаемых элементов сети с действующими. Схема электрической сети должна быть гибкой и обеспечивать сохранение принятых решений её развитию при возможных небольших отклонениях: уровней электрических нагрузок и балансов мощности от планируемых; трасс ВЛ и площадок ПС от намеченных; сроков ввода в работу отдельных энергообъектов.

На всех этапах реконструкции сети следует предусматривать возможность её преобразования с минимальными затратами для достижения конечных схем и параметров линии ПС. При проектировании развития электрических сетей необходимо обеспечить уменьшение потерь электроэнергии до экономически обоснованного уровня.

Схема электрической сети должна допускать возможность эффективного применения современных устройств релейной защиты (РЗ), режимной и противоаварийной автоматики (ПА).

Основными требованиями при выборе количества и мощности трансформаторов являются: надежность электроснабжения потребителей (учет категории приемников электроэнергии в отношении требуемой надежности), а также минимум приведенных затрат на трансформаторы с учетом динамики роста электрических нагрузок.

Мощность силовых трансформаторов в нормальных условиях должна обеспечивать питание всех приемников электроэнергии данного узла.

Мощность силовых трансформаторов также выбирают с учетом экономически целесообразного режима работы и соответствующего обеспечения резервирования питания потребителей при отключении одного трансформатора и того, что нагрузка трансформаторов в нормальных и послеаварийных режимах не должна (по нагреву) вызывать сокращения естественного срока его службы.

Необходимость обеспечения требуемого качества напряжения у потребителей при изменяющейся нагрузке (ГОСТ 13109-97) требует применения на подстанциях 35 кВ и выше трансформаторов с встроенными устройствами для автоматического регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

Прежде всего поводом для реконструкции ВЛ 110 кВ Парабель – Лугинецкая – Игольская выстроена в габаритах 220 кВ с перспективой перевода указанных подстанций на напряжение 220 кВ. С конца 80-х годов в стране начинается «перестройка» и освоение месторождений замирает примерно до 2000 г. С появлением нового собственника ОАО «Томскнефть» ВНК вновь начинается активное освоение севера, в частности Северо-Васюанских нефтегазовых месторождений. Активно строятся сети 110–35 кВ, принадлежащие ОАО «Томскнефть» ВНК, при этом не учитывается износ

магистральных линий и их ограниченная пропускная способность, которая препятствует дальнейшему росту нагрузок в этом районе.

В настоящее время устойчивость работы нагрузок потребителей транзита ограничивается по условию обеспечения допустимых уровней напряжения. Существующая схема электроснабжения нагрузок нефтегазодобывающего комплекса, питающихся с ПС 220 кВ Парабель не позволяет подключать потребителей к транзиту 110кВ Парабель – Двуреченская и не обеспечивает без ограничений вывод в ремонт любой из ВЛ 110 кВ транзита Парабель – Двуреченская, отключение БСК 110 кВ и УШР 110 кВ, остановку агрегатов ГТЭС Игольская.

ВЛ 110 кВ Парабель – Лугинецкая и ВЛ 110 кВ Лугинецкая – Игольская выполнены в габаритах 220 кВ.

Вывод в ремонт любой из ВЛ 110кВ транзита Парабель – Двуреченская, отключение БСК 110 кВ и УШР 110 кВ, остановка агрегатов ГТЭС Игольская не возможны без ограничений потребителей нефтегазодобывающего комплекса.

Существующая схема электроснабжения нагрузок нефтегазодобывающего комплекса не позволяет подключать потребителей к транзиту 110 кВ.

Устойчивость работы нагрузок потребителей транзита ограничивается по условию обеспечения допустимых уровней напряжения.

Увеличение мощности БСК 110 кВ не позволит дополнительно подключать нагрузки, так как по реактивной мощности этот энергорайон избыточный. За время эксплуатации всё электротехническое оборудование практически выработало свой ресурс. Поэтому необходима реконструкция действующей подстанции, целью которого является замена устаревшего оборудования и автоматики.

С целью повышения надёжности работы оборудования ПС Лугинецкая, во избежание возникновения аварийных ситуаций необходимо выполнить реконструкцию подстанции в соответствии с проектом.

На ПС «Лугинецкая» разъединители 110 кВ и 35 кВ эксплуатировались с 1982 г., при этом морально и физически устарели, установленные разъединители и разрядники с фарфоровой изоляцией, повреждение которых происходит в процессе эксплуатации из-за разрушения армировочной заделки в период весна – осень при больших перепадах температур, что приводит к недоотпуску электроэнергии и большим затратам на ремонтно-восстановительные работы.

На данных приводах разъединителей нет возможности реализовать оперативную блокировку. Маломасляные выключатели ВМП-10 на ЗРУ-10 ПС «Лугинецкая» установлены в 1982 году. Устройства релейной защиты прямого действия, ремонт и установка вышедших из строя комплектующих не возможны, так как данное оборудование снято с производства. Данное оборудование отслужило свой срок службы, морально и физически устарело, эти факторы могут привести к отказу оборудования, устройств РЗА, повреждению кабелей и, как следствие, отказу или излишней работе защит присоединения с последующим прекращением подачи эл. энергии потребителям. В связи с чем необходима реконструкция действующей подстанции, целью которого является замена устаревшего оборудования и автоматики.

Необходимость перевод на напряжение 220 кВ ВЛ ПС "Лугинецкая" – ПС "Игольская". С сооружением ОРУ-220 кВ (с установкой трансформаторов 220 кВ) на ПС "Лугинецкая" – ПС "Игольская" реализации данного мероприятия приведет к повышению надежности электроснабжения объектов нефтедобывающей отрасли и других потребителей.

При отказе от реконструкции (увеличении мощности):

1). Уже сейчас возможны длительные перерывы в электроснабжении потребителей по причине отказов оборудования подстанции, в результате – снижение полезного отпуска электроэнергии и прибыли от реализации электроэнергии;

2). Возможно привлечение руководителей предприятия к ответственности за нарушение договорных обязательств в отношении

абонентов;

3). Невозможно удовлетворение запросов предприятий с высоким уровнем потребления электроэнергии на увеличение потребляемой мощности, следовательно – отказ от дополнительной прибыли.

В результате проведения реконструкции:

1. Обеспечивается надёжное электроснабжение потребителей. Техническим заданием на проектирование определена необходимость перевода подстанции ПС «Лугинецкая» на напряжение 220 кВ, что обеспечивает наличие технической возможности увеличения полезного отпуска электроэнергии и обеспечит транзит мощности Парабель – Двуречинская.

2. Создание имиджа ОАО «ТРК» ТД СЭС как надёжного и делового партнёра в отношениях с областной администрацией, крупными предприятиями, что позволит успешно вести и развивать бизнес в области.

Вывод

В данной главе были рассмотрена общая характеристика ПС «Лугинецкая» 110/35/6 Реконструируемая ПС находится в зоне Лугинецкого месторождения нефти с высоким уровнем потребления электроэнергии.

Основным источником электроэнергии является Объединенной энергосистемы Сибири ОЭС Сибири напряжением 500, 220 кВ. Прием электроэнергии осуществляется по двухцепной ЛЭП 220 кВ, приходящим на ОРУ 220 кВ ПС Парабель 220/110/10 кВ. Далее напряжение понижается до 110 кВ и по двухцепной ЛЭП 110 кВ электроэнергия поступает на ОРУ 110 кВ ПС «Лугинецкая» ЛЭП С-104 и ЛЭП-103.

В главе проведён анализ существующей системы электроснабжения до реконструкции, описано установленное на подстанции оборудование. Также проведён анализ вариантов реконструкции, отмечены основные требования, предъявляемые к электрическим сетям и возможные ситуации при отказе от реконструкции.

Была поставлена задача на реконструкцию ПС «Лугинецкая» на основании обоснования реконструкции с целью перспективного развития электроэнергетики Томской области.

2 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

2.1 Обработка и определение расчётных графиков нагрузок потребителей ПС «Лугинецкая» 220/110/35 кВ

Первым этапом проектирования системы электроснабжения является определение электрических нагрузок (ЭН). По значению электрических нагрузок выбирают или проверяют электрооборудование системы электроснабжения, определяют потери мощности и электроэнергии. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на систему электроснабжения. В случае излишнего увеличения расчётных электрических нагрузок увеличиваются капитальные затраты, что приводит к неполному использованию дефицитного оборудования и проводникового материала. Эксплуатационные расходы и надёжность работы электрооборудования также зависят от правильности выбора нагрузок, если в расчётах будут занижены электрические нагрузки, то величина потерь электроэнергии в электрической системе возрастает, что в конечном итоге приведёт к быстрому износу оборудования и увеличению эксплуатационных расходов.

Электрические нагрузки потребителей определяют выбор всех элементов системы электроснабжения: линий электропередачи, трансформаторных подстанций, питательных и распределительных сетей. Поэтому правильное определение электрических нагрузок является решающим фактором при реконструкции и эксплуатации электрических сетей.

Необходимость обеспечения требуемого качества напряжения у потребителей при изменяющейся нагрузке (ГОСТ 13109-97) требует применения на подстанциях 35 кВ и выше трансформаторов со встроенными

					<i>ФЮРА.140205.005 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>	<i>РАСЧЁТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>	<i>В.Е.Кремешков</i>							
<i>Провер.</i>	<i>В.И.Готман.</i>						23	53
<i>Реценз.</i>						<i>ТПУ ИнЭО гр. 3-9201</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>								

устройствами для автоматического регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

Из суточного графика нагрузок трансформаторов на основе зимних замеров, которые приведены в таблице 0.1.

Таблица 0.1 – Данные суточных зимних замеров Т-1 ПС «Лугинецкая»

Время t, ч	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
S _{max} , МВ·А	8,39	8,34	8,81	8,89	8,83	8,89	8,95	8,92	8,94	8,78	8,85	8,28

Время t, ч	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
S _{max} , МВ·А	8,38	8,48	27,28	8,27	8,50	8,38	8,32	8,36	8,36	8,33	8,21	8,38



Рисунок 0.1 – Суточный график нагрузки трансформатора.

Видим что в течений суток один час трансформатор ТДТН-25000/110-76 У1 работает с перегрузкой. Пользуясь данными суточных замеров определяем мощность потребляемую Лугинецким месторождением, она составляет 39 МВА
Таблица 0.2 – Данные суточных мощностей зимних замеров ПС «Лугинецкая»

Время t, ч	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
S _{max} , МВ·А	21,2	21,2	21,	21,1	20,9	2	21,1	21,8	21,0	20,6	20,5	20,6
	2	1	1	4	8	1	2	2	3	9	4	1

Время t, ч	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
S _{max} , МВ·А	20,7	20,9	39,8	20,7	20,9	20,8	20,8	20,9	20,9	20,8	20,7	20,9
A	5	1	1	7	1	4	6	9	8	7	1	6



Рисунок 0.2 – Суточный график нагрузки ПС Лугинецкая.

При реконструкции ОРУ 110 кВ изменится схема передачи мощность на ПС «Калиновая» с отпайкой на ПС «Останинская» и ПС «Мыльджино». На эти НМР напряжение и мощность будет передаваться с трансформаторов ПС «Лугинецкая» 220/110/35 кВ. Соответственно мощность потребляемая ПС «Лугинецкая» увеличится до 62 МВА.

2.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ОРУ 220 кВ

Выбор рациональной мощности силовых трансформаторов является одной из главных задач при оптимизации систем электроснабжения НМР. Выбор силовых трансформаторов следует осуществлять с учетом экономически целесообразного режима их работы и соответствующего обеспечения резервирования питания потребителей при отключении одного из трансформаторов. Мощность силовых трансформаторов в нормальных

условиях должна обеспечивать питание всех приемников электроэнергии промышленных предприятий.

Выбор количества, типа и мощности силовых трансформаторов для питания потребителей подстанции производят на основании расчетов и обоснований по графикам электрических нагрузок.

Для правильного выбора номинальной мощности трансформатора (автотрансформатора) необходимо располагать суточным графиком, отражающим как максимальную, так и среднесуточную активную нагрузки данной подстанции, а также продолжительность максимума нагрузки. В данном случае используется суточный график нагрузки, приведенный на рис. 0.1. Максимальная нагрузка при этом составляет $S_{\text{макс}} = 39,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

1). Определяем количество трансформаторов на подстанции, исходя из обеспечения надежности питания с учетом категории потребителей;

2). Намечаем возможные варианты номинальной мощности выбираемых трансформаторов с учетом допустимой нагрузки их в нормальном режиме и допустимой перегрузки в аварийном режиме;

3). С учетом возможности расширения или развития подстанции решаем вопрос о возможной установке более мощных трансформаторов.

Нефтяная промышленность относится к потребителям I-ой категории по электроснабжению, в связи с непрерывным технологическим процессом. Согласно ПУЭ потребители первой категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервируемых источников питания. Из этого следует, что на реконструируемой подстанции необходимо установить два трансформатора, мощностью достаточной для принятия всей нагрузки первой категории одним трансформатором в аварийном режиме, с учетом работы с допустимой перегрузкой в часы пик.

Перегрузка трансформаторов допускается сверх номинального тока до 40% общей продолжительностью не более 6 часов в сутки в течение 5 суток подряд, при условии что коэффициент загрузки в нормальном режиме не превышал 93%.

Выбор номинальной мощности трансформаторов ПС осуществляем по максимальной расчётной мощности (п. 2.1):

$$S_{\max} = 62 \text{ МВ А.}$$

При выборе трансформаторов учитывается:

1 категория надёжности электропотребителей. Для 1-й категории оптимальный коэффициент загрузки составляет $K_z=0,6-0,7$;

Исходя из величины полной нагрузки ТП $S_{\max}=62000$ кВ А., и учетом роста мощностей потребителей а так же программе развития электроэнергетики Томской области на период 2014 - 2018 годов примем к рассмотрению трансформаторы мощностью АТДТН-63000/220/110/35

Минимальное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N_T = \frac{S_{\max}}{K_z \cdot S_{\text{НТ}}} = \frac{62000}{0,7 \cdot 63000} = 5 \text{ шт} \quad (2.1)$$

где $S_{\max}$ – расчетная полная нагрузка подстанции, кВт; K_z - коэффициент загрузки трансформаторов, принимается в зависимости от категории надежности потребителей электроэнергии; $S_{\text{ном.т}}$ - номинальная мощность трансформатора, кВ А.

Коэффициент загрузки выбираем 0,7 с учетом категории надежности электропотребителей.

$$N_T=2 \text{ шт}$$

принимаем к установке 2 трансформатора.

Определим фактический коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме:

1. коэффициент загрузки автотрансформаторов в нормальном режиме работы должен удовлетворять следующему условию: $k_z=(0,5-0,75)$

$$K_{з.р} = \frac{S_{\max}}{N_T \cdot S_{\text{НТ}}} = \frac{62000}{2 \cdot 63000} = 0.4 \quad (2.2)$$

Коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме составит:

$$K_{з.пос} = \frac{S_{max}}{(N_T - 1) \cdot S_{HT}} = \frac{39900}{(2 - 1) \cdot 40000} = 0.9 \quad (2.3)$$

2. коэффициент загрузки трансформаторов в аварийном режиме работы должен удовлетворять следующему условию: $k_z = (1,4 \dots 1,5)$

Из проверочного расчета видно, что коэффициент загрузки в нормальном и аварийном режимах соответствует установленным нормам.

Данный трансформатор подходит для установки на модернизируемой подстанции, т.к. в аварийном режиме он способен полностью принять на себя нагрузку также учитывая заданные условия о будущем увеличении нагрузки потребителей.

Паспортные данные трансформатора АТДТН-63000/220/110/35 представлены в таблице 0.2.

Таблица 0.2 – Паспортные данные трансформатора ТДТН-63000/220

Тип	S _{ном} , МВА	Пределы регулирования U _{нн}	Каталожные данные						Расчетные данные									
			U _{ном} обмоток, кВ			U _{кз} , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом ВН	X _т , Ом СН	R _т , Ом НН	ΔQ _х , квар	X _т , Ом		
			ВН	СН	НН											ВН	СН	НН
ТДТН-63000/220	63	±1 2× 1,0 %	230	121	38,5	11	35,7	21,9	230	45	0,5	3,6	3,6	3,6	440	165	0	125

2.3 Выбор главной схемы подстанции

Основные требования к главным схемам.

Электрические подстанции обеспечивают потребителей электрической энергией.

Бесперебойное снабжение энергией может быть обеспечено только при правильно выбранной схеме подстанции. Основными требованиями, предъявляемыми к схемам, являются: надежность; удобство проведения ремонтных работ; оперативная гибкость; экономичность.

При выборе электрической схемы подстанций на стороне 110–500 кВ нельзя говорить о неответственных линиях, так как каждая линия имеет высокую пропускную способность по одной линии можно передавать 60–500 МВт, то есть обеспечивать питание целого предприятия или промышленного района. Линии 110–500 кВ могут являться линиями связи между отдельными частями энергосистемы или между различными энергосистемами. Отключение таких линий приведет к снижению устойчивости параллельной работы или к нарушению её, что может развиваться в крупную системную аварию.

Схема подстанции должна обладать достаточной гибкостью, т.е. позволять отключение аппаратов или части установки для ремонта, ревизий, обеспечивая при этом нормальную работу потребителей и не снижая общую надежность подстанции. Стойки зрелища удобства эксплуатации вывод в ремонт должен производиться при минимальном количестве операций коммутационной аппаратурой.

Оперативная гибкость определяется приспособленностью электрической схемы для создания необходимых эксплуатационных режимов и проведения оперативных переключений. Наибольшая оперативная гибкость схемы достигается, если оперативные переключения вне производятся посредством автоматики.

Гибкость схемы выражается также возможности деления установки на части, что широко практикуется для снижения токов короткого замыкания. Схема также должна предусматривать возможность расширения установки.

Экономичность схемы в основном определяется количеством ячеек высоковольтного оборудования в распределительном устройстве (РУ). Обычно принимаются во внимание ячейки выключателей.

Безусловно, увеличение числа разъединителей в схеме при одном и том же количестве выключателей увеличивает затраты на сооружение РУ.

Уменьшение числа установленных выключателей в схемах станции на стороне повышенного напряжения дает существенный экономический эффект,

но это не должно приводить к снижению надежности гибкости схемы. В противном случае экономия одной, двух ячеек РУ220–500кВ может привести к возможности аварийного отключения значительной генерирующей мощности.

Схему ОРУ ПС «Лугинецкая» 220кВ выполним с двумя рабочими обходной системой шин с обходным выключателем и шиносоединительным разъединителем (приложение А).

Обходная система шин предназначена для возможности ревизий и ремонтов выключателей без перерыва питания. Выводимый в ремонт (ревизию) выключатель заменяется обходным выключателем, который в нормальном режиме работы отключен. И следовательно, обходная система шин находится без напряжения, разъединители ШР-220 ОСШ, принадлежащие обходной системе шин, также отключены. К достоинствам данной схемы можно отнести:

- малое количество выключателей (один на одно присоединение);
- достаточно высокая надежность схемы;
- относительно малое время перерыва электроснабжения при авариях на одной из систем шин.

Для РУ ПС «Лугинецкая» 110 и 35 кВ применим схему с двумя секциями сборных шин и секционным выключателем. В низковольтных РУ секционный выключатель обычно остается отключенным, так что связанные между собой секции работают независимо друг от друга. В случае если по какой либо причине питание одной из секций пропадет, сработает устройство АВР которое отключит вводной выключатель секции и включит секционный выключатель. Потребитель секции с отключенным питанием будет получать электроэнергию от питания смежной секции через секционный выключатель.

Ответственные и проходные подстанции объединяют понятием промежуточные, которое определяет размещение подстанции между двумя центрами питания или узловыми подстанциями. Проходные и узловые подстанции, через шины которых осуществляются перетоки мощности между узлами сети, называют транзитными.

Так как через подстанцию осуществляется транзит мощности и среди потребителей в основном потребители первой категории, то необходим резерв по линиям, питающим подстанцию, откуда понятно, что количество питающих ВЛ должно быть не меньше двух, это ВЛ С-103 и ВЛ С-104 генерирующие мощность с ПС «Парабель» 220 кВ. Генерируемая мощность передается через СШ ОРУ «Лугинецкая» 220кВ передается дальше по транзиту до ПС «Игольское»

Число питающих линий требуется определять по пропускной способности ЛЭП для линий напряжением 220 кВ с сечением 240-500 мм², пропускная способность которых составляет от 100 до 200 МВт. ЛЭП ПС «Парабель» - ПС «Игольское» выполнено на проектное напряжение в габаритах 220 кВ проводом АС-240/32.

После надстройки ОРУ 220 кВ изменится и схема электроснабжения НМР ПС «Калиновая» и ПС «Мыльджино», оно будет осуществляться через ПС «Лугинецкая» 220/110/35 кВ трансформатор АТДТН-63000-220/110/35 кВ ОРУ 110 кВ.

2.4 Расчет тока трехфазного короткого замыкания

Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения является возникновение коротких замыканий в сети или в элементах электрооборудования вследствие повреждения изоляции или неправильных действий обслуживающего персонала. Для снижения ущерба, обусловленного выходом из строя электрооборудования при протекании токов КЗ, а также для быстрого восстановления нормального режима работы системы электроснабжения необходимо правильно определить токи КЗ и по ним выбрать электрооборудование, защитную аппаратуру и средства ограничения токов КЗ.

Места расположения точек КЗ выбирают таким образом, чтобы при КЗ проверяемое электрооборудование, проводники находились в наиболее

неблагоприятных условиях. Например, для выбора коммутационной аппаратуры необходимо выбирать место КЗ непосредственно на их выходных зажимах, выбор сечения кабельной линии производят по току КЗ в начале линии. Места расположения точек КЗ при расчётах релейной защиты определяют по ее назначению – в начале или конце защищаемого участка.

Выделим что место короткого замыкания в зависимости от назначения выбирается из следующих основных соображений:

1. Ток КЗ должен проходить по ветвям, для которых выбирается (проверяется) аппаратура или рассчитываются параметры релейной защиты;
2. Для определения наибольшего значения тока КЗ при данном режиме место короткого замыкания выбирается у места установки защиты (в начале линии, до трансформатора и т.д., считая от источника питания). Для определения наименьшего значения тока КЗ место короткого замыкания выбирается в конце защищаемого участка или в конце следующего (резервируемого) участка для проверки резервирующего действия защиты;
3. Для согласования чувствительности двух устройств релейной защиты место короткого замыкания выбирается в конце зоны действия того устройства, с которым ведётся согласование;
4. Для определения коэффициентов распределения место короткого замыкания выбирается в конце участка, следующего за узлом, в котором «происходит подпитка или распределение токов КЗ».

Исходя из вышесказанного произведём расчёт токов КЗ на шинах 220, 35, 6 кВ и на отходящих фидерах в дальнейшем для расчёта релейной защиты в точках начала и конца защищаемого участка.

Выбор вида КЗ в расчётах релейной защиты определяется её функциональным назначением и может быть трёх-, двух-, однофазным и двухфазным КЗ на землю. Для определения электродинамической стойкости аппаратов и жестких шин в качестве расчётного принимают трёхфазное КЗ; для определения термической стойкости аппаратов, проводников - трёхфазное или двухфазное КЗ в зависимости от тока. Проверку отключающей и включающей

способностей аппаратов проводят по трёхфазному или по однофазному току КЗ на землю (в сетях с большими токами замыкания на землю) в зависимости от его значения. Трёхфазные КЗ являются симметричными, так как в этом случае все фазы находятся в одинаковых условиях. Все остальные виды КЗ являются несимметричными, поскольку при каждом из них фазы находятся не в одинаковых условиях и значения токов и напряжений в той или иной мере искажаются.

В нашем случае необходимым и достаточным условием является расчёт трёх точек короткого замыкания Рисунок 3.3

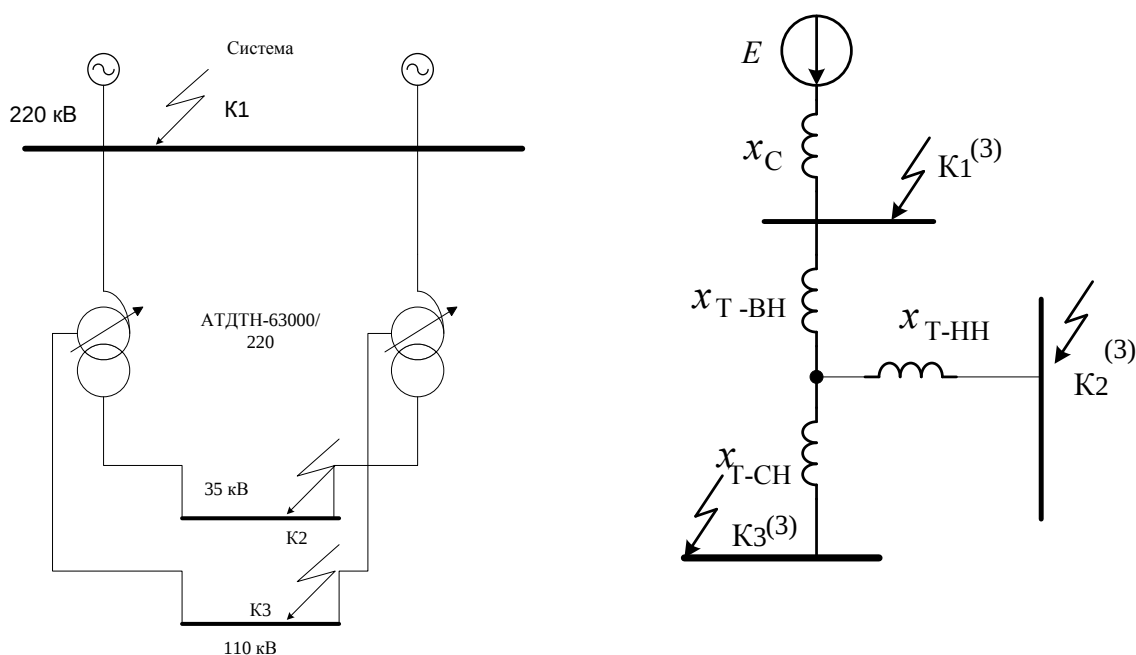


Рисунок 3.3 – Расчет трехфазного короткого замыкания

Сопротивление системы в относительных единицах определяем по формуле:

Исходные данные для расчета:

T1: трансформатор ТДТН-63000/220: $S_{\text{ном}}=63 \text{ МВ} \cdot \text{А}$,

T2: трансформатор ТДТН-63000/220: $S_{\text{ном}}=63 \text{ МВ} \cdot \text{А}$,

Л1: одноцепная ВЛ с проводом АС-240/32: $x_0=0,435 \text{ Ом/км}$, $L=177 \text{ км}$.

Л2: одноцепная ВЛ с проводом АС-240/32: $x_0=0,435 \text{ Ом/км}$, $L=177 \text{ км}$.

Определим параметры схемы замещения при приближенном приведении в относительных единицах.

Рассчитаем токи короткого замыкания в максимальном режиме.

Токи в максимальном режиме (взято из документации по контрольным замерам ПС «Лугинецкая»):

- на шинах ПС «Лугинецкая» $I_{\max}=137$ А;

- на шинах ПС «Лугинецкая» $I_{\max}=67$ А.

Перед тем как представить какие-либо величины в относительных единицах, надо выбрать *базисные единицы*.

Принимаем базисную мощность $S_B = 1000$ МВ·А, за базисное напряжение принимаем среднее номинальное напряжение $U_B = 230$ кВ.

Сопротивление системы в относительных единицах, определяем по формуле: $S_B = 1000$ МВА;

$$U_{B1} = 230 \text{ кВ};$$

$$U_{B2} = 121 \text{ кВ};$$

$$U_{B1} = 38,5 \text{ кВ};$$

Сопротивление системы:

$$X_{сб} = \frac{S_B}{S_{кз}} = \frac{1000}{2500} = 0,4 \text{ о, е} \quad (2.4)$$

где $S_{кз}$ – мощность короткого замыкания на шинах системы, МВА;

Сопротивление питающих линий

$$X_{лб}^{max} = \frac{X_0 \cdot 177 \cdot S_B}{U_B^2 \cdot (n-1)} = \frac{0,435 \cdot 177 \cdot 1000}{230^2 \cdot (2-1)} = 1,4 \quad (2.5)$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление провода, Ом;

l – длина провода, км;

что соответствует послеаварийному режиму работы линии.

$$X_{лб}^{мин} = \frac{X_{лб}^{max}}{2} = \frac{1,4}{2} = 0,727 \text{ о, е} \quad (2.6)$$

что соответствует нормальному режиму работы линии.

Сопротивление трансформаторов:

$$X_{T_B} = \frac{U_k \cdot S_B}{S_{ном} \cdot 100} = \frac{11 \cdot 1000}{100 \cdot 63} = 3,571 \text{ о, е} \quad (2.7)$$

где U_k – напряжение короткого замыкания обмоток трансформатора, %;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

Рассчитаем напряжение короткого замыкания обмоток трансформатора:

$$U_{кв}=0,5(U_{в-с}+U_{в-н}-U_{с-н})=0,5(11+35,7-21,9)=13,3 \quad (2.8)$$

где $U_{в-с}$; $U_{в-н}$; $U_{с-н}$ – напряжение короткого замыкания соответствующих обмоток.

$$U_{кс} = 0,5(U_{в-с}+U_{с-н}-U_{в-н}) = 0,5(11+21,9-35,7) = -2,3\%; \rightarrow 0\% \quad (2.9)$$

$$U_{кн} = 0,5(U_{в-н}+U_{с-н}-U_{в-с}) = 0,5(35,7+21,9-11) = 24,2\%; \quad (2.10)$$

$$X_{тб}^с = \frac{U_k^с \cdot S_б}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{0 \cdot 1000}{100 \cdot 63} = 0 \text{ о, е} \quad (2.11)$$

$$X_{тб}^н = \frac{U_{кн} \cdot S_б}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{24,2 \cdot 1000}{100 \cdot 63} = 3,841 \text{ о, е} \quad (2.12)$$

4. Определим результирующее сопротивление в точках короткого замыкания К1:

$$X_{резб}^{max} = X_{сб} + X_{лб}^{max} = 0,4 + 1,4 = 1,855 \text{ о, е}$$

$$X_{резб}^{мин} = X_{сб} + X_{лб}^{мин} = 0,4 + 0,7 = 1,127$$

Определим результирующее сопротивление в точках короткого замыкания К2:

$$X_{резб}^{max} = X_{сб} + X_{лб}^{max} + X_{тб}^в + X_{тб}^с = 0,4 + 1,4 + 3,571 + 0 = 5,061 \text{ о, е}$$

$$X_{резб}^{мин} = X_{сб} + X_{лб}^{мин} + \frac{X_{тб}^в + X_{тб}^с}{2} = 0,4 + 0,72 + (3,57 + 0)/2 = 2,948 \text{ о, е}$$

Определим результирующее сопротивление в точках короткого замыкания К3:

$$X_{резб}^{max} = X_{сб} + X_{лб}^{max} + X_{тб}^в + X_{тб}^с = 0,4 + 1,4 + 3,57 + 3,841 = 9,268 \text{ о, е}$$

$$X_{резб}^{мин} = X_{сб} + X_{лб}^{мин} + X_{тб}^в + X_{тб}^с = 0,4 + 0,727 + 3,57 + 3,841 = 8,540 \text{ о, е}$$

5. Определяют начальное значение периодической составляющей тока КЗ, затем ударный ток и при необходимости периодическую и апериодическую составляющие тока КЗ для заданного момента времени τ .

Рассчитываем базисные токи:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6} = \frac{1000}{397,9} = 2,51 \text{ кА}$$

$$I_{61} = 2,51 \text{ кА}$$

$$I_{62} = 4,7 \text{ кА}$$

$$I_{63} = 15,01 \text{ кА}$$

Определяем ток трехфазного короткого замыкания для всех расчетных точек короткого замыкания в начальный момент времени:

$$I_{\text{по}}^{(3)} = \frac{E_c \cdot I_6}{X_{\text{рез } 6}}$$

где E_c – ЭДС системы, о.е.;

$$I_{\text{п о к1}}^{(3)\text{мак}} = \frac{1 \cdot 2,51}{1,127} = 2,228 \text{ кА} \quad I_{\text{п о к1}}^{(3)\text{мин}} = \frac{1 \cdot 2,51}{1,855} = 1,354 \text{ кА}$$

$$I_{\text{п о к2}}^{(3)\text{мак}} = \frac{E_c \cdot I_6}{X_{\text{рез } 62}}$$

$$I_{\text{п о к2}}^{(3)\text{мак}} = \frac{1 \cdot 4,77}{2,948} = 1,620 \text{ кА}$$

$$I_{\text{п о к2}}^{(3)\text{мин}} = \frac{1 \cdot 4,77}{5,061} = 0,943 \text{ кА}$$

$$I_{\text{п о к3}}^{(3)\text{мак}} = \frac{E_c \cdot I_6}{X_{\text{рез } 63}}$$

$$I_{\text{п о к3}}^{(3)\text{мак}} = \frac{1 \cdot 15,01}{8,540} = 1,757 \text{ кА}$$

$$I_{\text{п о к3}}^{(3)\text{мин}} = \frac{1 \cdot 87,5}{9,268} = 1,619 \text{ кА}$$

Выбор и проверка оборудования на термическую и динамическую стойкость к токам короткого замыкания проводятся по макс значениям токов короткого замыкания. Минимальные значения используются проверке чувствительности РЗиА.

6. Проведем расчет результирующих активных сопротивлений:

Сопротивление системы: $R_{c6} = 0$

$$\text{Сопротивление линии: } X_{л6} = \frac{r_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2} = \frac{0,09747 \cdot 177 \cdot 1000}{230^2} = 0,326$$

где r_0 – удельное активное сопротивление провода, Ом;

l – длина провода, км;

Определяем общее активное сопротивление трансформатора:

$$r_{тб}^B = \frac{r_{тб}}{2} = \frac{0,326}{2} = 0,163$$

$$r_{тб}^C = 0,163$$

$$r_{тб}^H = 0,163$$

Определяем результирующие сопротивления К1:

$$r_{резб}^{max} = r_{сб} + r_{лб}^{max} = 0 + 0,326 = 0,326$$

$$r_{резб}^{мин} = r_{сб} + r_{лб}^{мин} = 0 + \frac{0,326}{2} = 0,163 \text{ о, е}$$

Определяем результирующие сопротивления К2:

$$r_{резб}^{max} = r_{сб} + r_{лб}^{max} + \left(\frac{r_{тб}^B + r_{тб}^C}{2} \right) = 0 + 0,326 + \frac{0,163 + 0,163}{2} = 0,489$$

$$r_{резб}^{мин} = r_{сб} + r_{лб}^{мин} + \left(\frac{r_{тб}^B + r_{тб}^C}{2} \right) = 0 + 0,163 + \frac{0,163 + 0,163}{2} = 0,326$$

Определяем результирующие сопротивления К3:

$$r_{резб}^{max} = r_{сб} + r_{лб}^{max} + r_{тб}^B + r_{тб}^H = 0,326 + 0,163 + 0,163 = 0,652$$

$$r_{резб}^{max} = r_{сб} + r_{лб}^{мин} + r_{тб}^B + r_{тб}^H = 0,163 + 0,163 + 0,163 = 0,489$$

7. Определяем эквивалентные постоянные времени для каждой точки

К3:

где $\omega = 2\pi f$.

$$T_a = \frac{X_{резб}}{(\omega \cdot r_{резб})}$$

$$T_{a\text{ вн}}^{max} = \frac{1,855}{3,14 \cdot 0,326} = 1,811$$

$$T_{a\text{ вн}}^{мин} = \frac{1,127}{3,14 \cdot 0,163} = 2,202$$

$$T_{a\text{ сн}}^{max} = \frac{5,061}{3,14 \cdot 0,489} = 9,076$$

$$T_{a\text{ сн}}^{мин} = \frac{2,948}{3,14 \cdot 0,326} = 2,879$$

$$T_{a \text{ нн}}^{\max} = \frac{9,268}{3,14 \cdot 0,652} = 4,525$$

$$T_{a \text{ нн}}^{\min} = \frac{8,540}{3,14 \cdot 0,489} = 5,559$$

8. Определяем ударные коэффициенты:

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1,9$$

$$K_{\text{уд вн}}^{\max} = 1 + e^{-\frac{0,01}{1,811}} = 1,9$$

$$K_{\text{уд вн}}^{\min} = 1 + e^{-\frac{0,01}{2,202}} = 1,9$$

$$K_{\text{уд сн}}^{\max} = 1 + e^{-\frac{0,01}{13,413}} = 1,9$$

$$K_{\text{уд сн}}^{\min} = 1 + e^{-\frac{0,01}{3,881}} = 1,9$$

$$K_{\text{уд нн}}^{\max} = 1 + e^{-\frac{0,01}{4,474}} = 1,9$$

$$K_{\text{уд сн}}^{\min} = 1 + e^{-\frac{0,01}{5,494}} = 1,9$$

9. Определяем ударные ток :

$$i_{\text{уд}}^{\max} = \sqrt{2} \cdot I^{(3)\max}_{\text{по}} \cdot K_{\text{уд}}^{\max}$$

$$i_{\text{уд вн}}^{\max} = \sqrt{2} \cdot 2,228 \cdot 1,9 = 5,927 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд сн}}^{\max} = \sqrt{2} \cdot 1,620 \cdot 1,9 = 4,309 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд нн}}^{\max} = \sqrt{2} \cdot 1,75 \cdot 1,9 = 4,67 \text{ кА}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 0.3.

Таблица 0.3 – Расчет токов КЗ

Параметр	Максимальный режим		
$I_{\text{КЗ}}$	2,228	1,620	1,757
$i_{\text{уд}}$	5,957	4,309	4,675
	Минимальный режим		
$I_{\text{КЗ}}$	1,354	0,943	1,619

Вывод

Так как первым этапом проектирования системы электроснабжения

является определение электрических нагрузок, в нашем случае в данной главе электрические нагрузки определены по данным суточных замеров.

Также в главе проведён выбор числа и мощности силовых трансформаторов. Мощность трансформаторов выбирается так, чтобы при отключении мощности одного из них на время ремонта или замены оставшиеся в работе, с учётом их допустимой (по техническим условиям) перегрузки и резерва по сетям СН и НН, обеспечивали питание полной нагрузки. К установке приняли силовой трансформатор АТДТН-63000/220 кВ.

В данной главе были выбраны и просчитаны точки короткого замыкания, т.е. такие точки, в которых электрооборудование, проводники находятся в наиболее неблагоприятных условиях. Произведены расчеты коротких замыканий с целью определения токов, протекающих по участкам сети в максимальном режиме и в минимальном режиме.

Токи короткого замыкания в дальнейшем необходимы для выбора электрооборудования, выбора средств ограничения токов короткого замыкания и для расчета уставок релейной защиты и противоаварийной автоматики.

3 Выбор коммутационной аппаратуры

3.1 Выбор основного электрооборудования и токоведущих частей

Токоведущие части со стороны 220 кВ выполним гибкими проводами АС-240/32. Сечение проверяем по экономической плотности тока.

$J_{\text{э}} = 1,1 \text{ А / мм}^2$ при $T_{\text{max}} = 3000-5000 \text{ ч}$ для неизолированных шин и проводов из алюминия.

$$q_{\text{э}} = \frac{I_{\text{н}}}{J_{\text{э}}}; \quad (0.1)$$

где $I_{\text{н}}$ - ток нормального режима, без перегрузок;

$J_{\text{э}}$ - нормированная плотность тока, А/мм^2

$$I_{\text{н}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}};$$

$$S_{\text{max}} = S_{\text{нагр.}} + S_{\text{транз.}};$$

$S_{\text{max}} = 49900 \text{ МВА}$ (максимальная нагрузка на суточном графике нагрузок),
 $S_{\text{транз.}} = 45900 \text{ МВА}$ (транзитная мощность проходящая через подстанцию, так как подстанция является проходной).

$$I_{\text{н}} = \frac{49900}{\sqrt{3} \cdot 220} = 131 \text{ А}$$

$$q_{\text{э}} = \frac{131}{1,1} = 119 \text{ мм}^2.$$

Выбранный провод марки АС-240/32, $I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$ так как проходит по экономической плотности тока.

Проверяем провод по длительно допустимому току

$$I_{\text{нагр. max}} < I_{\text{доп}}; \quad (0.2)$$

$$I_{\text{нагр. max}} = 1,5 \cdot I_{\text{н}}$$

$$I_{\text{нагр max}} = 1,5 \cdot 131 = 196 \text{ А};$$

$$196 \text{ А} < 605 \text{ А}$$

Проверка на термическое действие токов короткого замыкания не выполняется, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

3.2 Коммутационные аппараты

Выключатель – электрический аппарат, предназначенный для отключения и включения цепей высокого напряжения в нормальных и аварийных режимах.

Выключатели являются одним из наиболее ответственных аппаратов в электрических установках. Они должны обеспечивать четкую работу в любых режимах, так как отказ выключателя может привести к развитию аварии. Выключатель должен за минимальное время отключить цепь при коротком замыкании, он должен обладать достаточной отключающей способностью, т.е. надежно разрывать ток КЗ. Выключатель должен допускать возможно большее число отключений без ревизий и ремонтов.

Максимальный ток на питающих ВЛ:

$$I_{\max} = 196 \text{ A}$$

Максимальный ток на секционном и вводном выключатели ОРУ 220 кВ:

$$I_{\max} = 0,5 \cdot \frac{S_{\text{нн}} + S_{\text{транз}} + S_{\text{сн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 0,5 \cdot \frac{39800 + 45100 + 10,1}{\sqrt{3} \cdot 220} = 124,80 \text{ A}$$

Номинальный и максимальный ток в цепи трансформатора ОРУ 220 кВ:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{нн}} + S_{\text{сн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{т}}} = \frac{39800 + 10,1}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} = 65,5 \text{ A}$$

$$I_{\max} = \frac{1,5 \cdot S_{\text{ном}}^{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном вн}}} = \frac{1,5 + 63}{\sqrt{3} \cdot 220} = 169 \text{ A}$$

Максимальный ток в цепи секционного выключателя на ОРУ 110кВ:

$$I_{\max} = \frac{0,5 \cdot S_{\text{CH}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{0,5 \cdot 10,1}{\sqrt{3} \cdot 110} = 26,5 \text{ кА}$$

Номинальный ток на ОРУ 110 кВ в цепи отходящих линий:

где 1,5 – коэффициент учитывающий неравномерность нагрузки фидеров, n – число фидеров.

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{1,5 \cdot S_{\text{CH}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n} = \frac{1,5 \cdot 10,1}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 39,80 \text{ А}$$

Максимальный ток ОРУ 110 кВ в цепи отходящих линий:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{1,5 \cdot S_{\text{CH}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot (n - 1)} = \frac{1,5 \cdot 33440}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot (2 - 1)} = 79,6 \text{ А}$$

$$I_{\text{мах,транс}} = \frac{S_{\text{CH}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{10,1}{1,73 \cdot 110} = 53,07 \text{ А}$$

Максимальный ток в цепи секционного выключателя на РУ 35 кВ:

$$I_{\max} = \frac{0,5 \cdot S_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{0,5 \cdot 39800}{\sqrt{3} \cdot 35} = 328 \text{ А}$$

Номинальный ток ОРУ 35 кВ в цепи отходящих линий:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{1,5 \cdot S_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n} = \frac{1,5 \cdot 39800}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 9} = 109 \text{ А}$$

где 1,5 – коэффициент учитывающий неравномерность нагрузки фидеров, n – число фидеров.

Максимальный ток ОРУ 35 кВ в цепи отходящих линий:

$$I_{\max} = \frac{1,5 \cdot S_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n - 1} = \frac{1,5 \cdot 39800}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 8} = 123 \text{ А}$$

$$I_{\text{мах,транс}} = \frac{S_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{39800}{1,73 \cdot 35} = 657 \text{ А}$$

3.2.1 Выбор выключателей

Принимаем для ОРУ 220 кВ выключатели фирмы Сименс ЗАР1FG -245 (табл.4.1):

ЗАР1FG -245 – трехполюсный автоматический компрессионный выключатель в исполнении для наружной установки, производства акционерного общества Siemens. Опорные изоляторы заполнены элегазом, который служит изоляционной и дугогасительной средой, (рисунок 4.1).

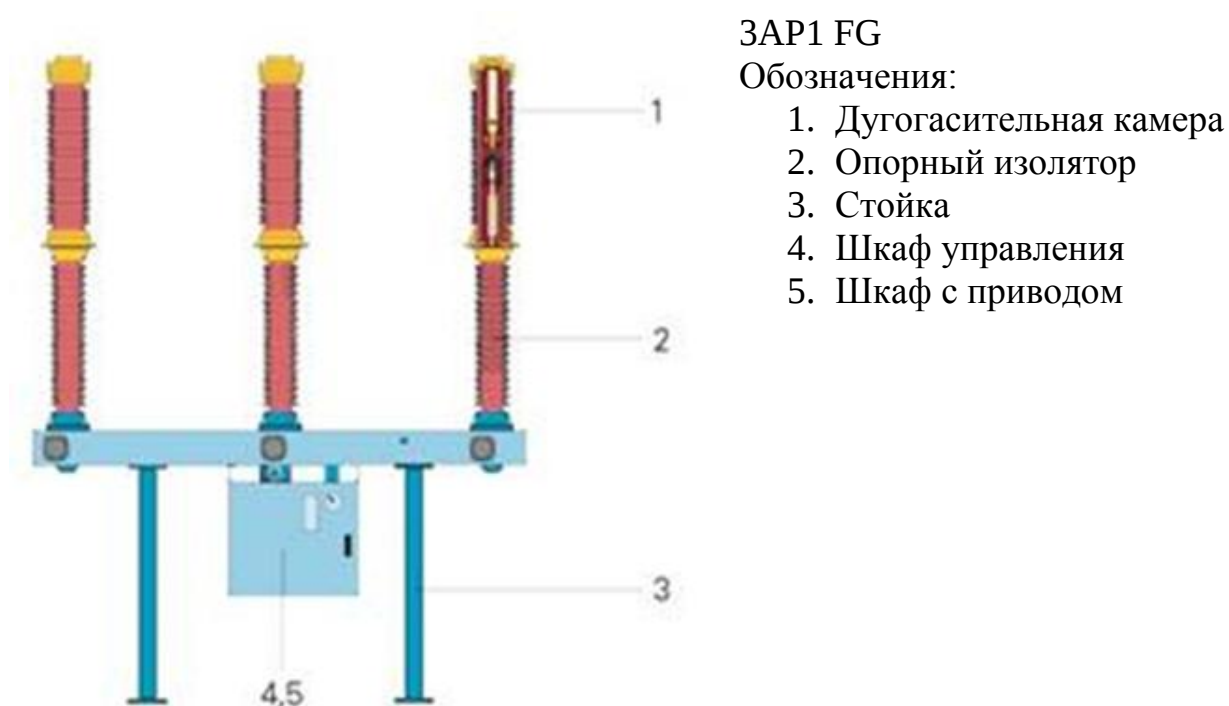


Рисунок 4.1- Высоковольтный выключатель ЗАР1FG -245

В выключателе ЗАР1FG -245 использован самокомпрессионный принцип гашения дуги, что сделало возможным снизить необходимую для коммутации энергию привода. Пружинный привод с цельным компактным корпусом, который не требует техобслуживания, экономичен и имеет длительный срок службы. Гарантируемый уровень утечки элегаза ниже 0,5% в год. Верхнее и нижнее значение температуры окружающего воздуха +40....-50 °С.

Каталожные данные выключателей высокого напряжения и расчетные параметры сети приведены и сопоставлены в таблице 4.2

Таблица 4.1- Параметры выключателя Сименс 3AP1FG -245

Номинальное напряжение.	кВ	220
Наиболее рабочее напряжение.	кВ	245
Номинальное кратковременное переменное напряжение 1 мин.	кВ	460
Номинальное напряжение грозового импульса 1,2/50 мкс	кВ	1050
Номинальный рабочий ток до	А	4000
Номинальный ток термической устойчивости I_T (1-3)с, до.	кА	50
Номинальный импульс тока, до	кА	135
Номинальный ток отключения	кА	50
Номинальный ток включения при кз, до	кА	135
Время отключения		3 периода
Частота	Гц	50/60
Тип привода		Пружинный
Напряжения управления	В пост. Ток.	48-250
Напряжения двигателя		48-250
При использовании прерывающего тока		120-240
Изоляционные расстояния в свету фаза/земля	мм	2200
Участок переключения	мм	1900
Минимальный ток скользящего разряда фаза/земля	мм	6150
Участок переключения	мм	6125
Габариты высота	мм	6570
длина	мм	6640
ширина	мм	880
Межполюсное расстояние	мм	2800
Масса выключателя	кг	2940
Средний ремонт спустя лет		25

а) Проверка по напряжению места установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$$

$$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$$

Таблица 4.2- Выбор выключателей на стороне 220 кВ

Расчетные данные	Табличные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{мах л} = 196 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{мах} \leq I_{ном}$
$I_{мах с в} = 173,05 \text{ А}$		
$I_{мах т} = 109 \text{ А}$		
$i_{уд} = 27,677 \text{ кА}$	$i_{уд} = 135 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$i_{ат} = 3,660 \text{ кА}$	$i_{а ном} = 31,05 \text{ кА}$	$i_{а ном} \geq i_{ат}$
$I_{по}^{(3)} = 10376 \text{ кА}$	$I_{ном откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{ном откл} \geq I_{по}^{(3)}$
$B_k = 7,500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к ном} = 17,22 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к ном} \geq B_k$

б) проверка по длительному току:

$$I_{мах} \leq I_{ном}$$

$$I_{мах} = 508 \text{ А}$$

$$196 \text{ А} < 4000 \text{ А}$$

в) проверка на электродинамическую стойкость

$$I_{по} \leq i_{дин}$$

$$2,228 \text{ кА} \leq 27,677 \text{ кА}$$

г) проверка на отключающую способность:

– по отключению периодической составляющей

$$I_{пт откл.ном.}$$

Определим периодическую составляющую тока короткого замыкания для заданного момента t .

В данном случае энергосистема связана с точкой короткого замыкания непосредственно, то есть независимо от генераторов, то действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания от системы при трехфазном коротком замыкании для любого момента времени можно считать равным:

$$I_{по}^{(3)} = I_{по}^{(3)} = const$$

– по отключению аperiodической составляющей

$$i_{ат .ном.}$$

Расчет апериодической составляющей тока короткого замыкания для заданного момента τ .

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}}^{(3)} \cdot e^{-\tau/T_a}$$

$$\text{Где } \tau = 0,01 + t_{\text{с.в. откл}}$$

где $t_{\text{с.в. откл}}$ – собственное время отключения выключателя, сек

$$t_{\text{с.в. откл}} = 0,03 \text{ сек}$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 2,228 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,027}} = 4,616 \text{ кА}$$

$$i_{a \text{ ном}} = \left(\frac{\beta}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}}$$

где β – предельное процентное содержание апериодической составляющей в токе отключения выключателя, определена из графика для времени $\tau = 0,05 \text{ с}$.

$$i_{a \text{ ном}} = \left(\frac{45}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot 50 = 31,5 \text{ кА}$$

$$4,616 \text{ кА} < 31,5 \text{ кА}$$

д) проверка на термическую стойкость:

$$B_k \leq B_{\text{ном}}$$

$$B_{k \text{ ном}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 50^2 \cdot 3 = 7,500 \text{ кА} \cdot \text{с}$$

$t_{\text{откл}}$ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов.

$t_{\text{п о в}}$ – время полного отключения выключателя, сек. – время полного отключения выключателя, сек.

где $t_{\text{р.з}}$ – время срабатывания релейной защиты, для ступени высокого напряжения принимаем 1,5 сек.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з}} + t_{\text{п о в}} = 1,5 + 0,05 = 1,55 \text{ сек}$$

$$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 2,228^2 \cdot (1,55 + 0,05) = 7,946 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания (для РУ повышенного напряжения подстанции). $T_a = 0,05 \text{ с}$

$$7,500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 7,946 \text{ кА} \cdot \text{с}$$

Вывод: вводные и секционные выключатели ОРУ 220 кВ принимается к установке.

Расчет выключателей ОРУ 110 кВ производится аналогично, принимаем выключатели фирмы Сименс ЗАР1FG -110 (табл.3,1).

Принимаем для ОРУ 110 кВ выключатели фирмы Сименс ЗАР1FG - 123 как вводной, секционный так и для отходящих ЛЭП.

Все расчетные данные сведены в табл. 4.3.

Таблица 4.3 - Выбор выключателей на стороне 110 кВ

Расчетные данные	Табличные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{уст}$
$I_{мах} = 26,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	
$I_{мах лин} = 79,6 \text{ А}$		
$I_{мах тр} = 53,07 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{мах}$
$i_y = 4,309$	$i_d = 108 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_y$
$I_{по}^{(3)} = 2,228$	$I_{ном откл} = 40000 \text{ кА}$	$I_{ном откл} \geq I_{по}^{(3)}$
$B_k = 7,80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кном} = 480 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кном} \geq B_k$

Вывод: выключатели принимается к установке.

Выбор выключателей на ОРУ 35 кВ. В ОРУ–35 кВ предусматриваем к установке элегазовые выключатели типа: Сименс ЗАР1FG -35 на отходящие линии, секционных выключателей, для ввода трансформатора.

Каталожные данные выключателей высокого напряжения и расчетные параметры сети приведены и сопоставлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Выбор выключателей на стороне 35 кВ

Расчетные данные	Табличные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{уст}$
$I_{мах} = 328 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	
$I_{мах лин} = 123 \text{ А}$		
$I_{мах тр} = 657 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{мах}$
$i_y = 4,675$	$i_d = 108 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_y$
$I_{по}^{(3)} = 1,757$	$I_{ном откл} = 40000 \text{ кА}$	$I_{ном откл} \geq I_{по}^{(3)}$
$B_k = 5,439 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кном} = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кном} \geq B_k$

3.2.2 Выбор разъединителей

Разъединитель – это коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток. При ремонтных работах разъединителем создается видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением, и аппаратами, выведенными в ремонт.

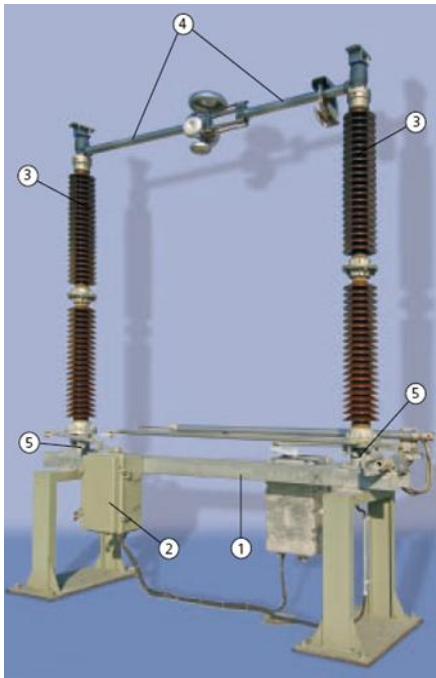
Разъединители могут быть внутренней и наружной установок. Заземляющие ножи могут быть расположены со стороны шарнирного или разъемного контакта или с обеих сторон. Заземляющие ножи имеют механическую блокировку, не разрешающую включать их при включенных главных ножах.

Включение и отключение разъединителей осуществляется электродвигательным приводом (ПДВ), позволяющим произвести эти операции дистанционно.

Выбор разъединителей производится: по напряжению установки, по току, по конструкции и роду установки. Их проверяют по электродинамической стойкости . термическую стойкость.

Принимаем одинаковые разъединители двухколонковые горизонтально-поворотные марки DBF4-220+AE2,(рисунок 4.2).

Он состоит из трех отдельных полюсов, соединенных между собой межполюсными тягами для передачи приводного момента. К каждому полюсу центрального разъединителя может быть подключен заземляющий разъединитель или заземляющий разъединитель (заземляющий нож). Разъединители оснащаются приводным механизмом типа МА-622N.



Обозначения:

1. Цоколь
2. Электропривод
3. Опорные изоляторы
4. Контакты
5. Поворотные механизмы

Рисунок 4.2 - Разъединитель горизонтально-поворотный.

- разъединитель типа DBF на 220 кВ (230 кВ по технической документации SiemensAG) номинальный ток 2500А, АЕ- 2заземлитель.

- 4 – количество пальцевых контактов на главном ноже

- 2 – количество пальцевых контактов на заземляющем ноже

Рассчитаем данные для главных ножей в таблице 4.5.

Таблица 4.5-Выбор разъединителей 220 кВ

Расчетные данные	Табличные данные
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{мах} = 169 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$
$i_y = 5,957 \text{ кА}$	$i_d = 108 \text{ кА}$
$B_k = 15,18 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор разъединителей на стороне ОРУ -110кВ. Принимаем одинаковые разъединители двухколонковые горизонтально-поворотные марки DBF4 - 110+АЕ2Рассчитаем данные для главных ножей таблица 4.6

Таблица 4.6 - Выбор разъединителей 110 кВ

Расчетные данные	Табличные данные
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{мах} = 32,8 \text{ кА}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$i_y = 4,67 \text{ кА}$	$i_d = 31,5 \text{ кА}$
$B_k = 20,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор разъединителей на стороне ОРУ -35 кВ. Принимаем одинаковые разъединители двухколонковые горизонтально-поворотные марки DBF4 - 35+AE2. Рассчитаем данные для главных ножей таблица 4.7

Таблица 4.7 - Выбор разъединителей 35 кВ

Расчетные данные	Табличные данные
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{мах} = 26,5 \text{ кА}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$i_y = 4,309 \text{ кА}$	$i_d = 100 \text{ кА}$
$B_k = 14,63 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

3.2.3 Выбор и проверка измерительных трансформаторов

Выбор трансформаторов тока. Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле 5 А, реже 1 или 2,5 , а также для отделения цепей управления и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы тока, применяемые в РУ, выполняют одновременно роль проходного изолятора (ТПЛ, ТПОЛ). В комплектных РУ применяются опорно-проходные (стержневые) трансформаторы тока - ТЛМ, ТПЛК, ТНЛМ, шинные - ТШЛ. в РУ 35 кВ и выше - встроенные, в зависимости от типа РУ и его напряжения.

-по напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;

- по току (первичному и вторичному) $I_{\max} \leq I_{\text{ном}}$;

При этом следует иметь в виду, что номинальный вторичный ток 1А применяется для РУ 500 кВ и мощных РУ 330 кВ, в остальных случаях применяют вторичный ток 5 А. Номинальный первичный ток должен быть как можно ближе к расчетному току установки, так как недогрузка первичной обмотки трансформатора приводит к увеличению погрешностей.

Выбранный трансформатор тока проверяют на динамическую и термическую стойкость к токам короткого замыкания. Кроме этого трансформаторы тока подбирают по классу точности, который должен соответствовать классу точности приборов, подключаемых ко вторичной цепи измерительного трансформатора тока (ИТТ) - Чтобы трансформатор тока обеспечил заданную точность измерений, мощность подключенных к нему приборов не должна быть выше номинальной вторичной нагрузки, указанной в паспорте трансформатора тока.

3) По вторичной нагрузке: $Z_2 \leq Z_{2 \text{ ном}}$

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $r_2 \sim r_{\text{ном}}$

Трансформаторы напряжения проверяются по вторичной нагрузке:

$$r_2 \leq r_{\text{ном}}$$
$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{к}}$$

где $r_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов;

$r_{\text{к}}$ –переходное сопротивление контактов.

$r_{\text{пр}}$ – сопротивление соединительных проводов;

$$r_{\text{приб}} = S_{\text{приб}} / I_{\text{ном}}^2,$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами.

Зная $r_{\text{пр}}$, определяется сечение соединительных проводов:

$$q = \rho \cdot l / r_{\text{пр}}$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода ($\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ – провода с алюминиевыми жилами, $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ – провода с медными жилами);

l – расстояния от трансформаторов тока до приборов.

Выбор трансформаторов тока на стороне ОРУ.

Выберем трансформаторы тока для высоковольтных вводов, отходящих линий и обходных выключателей на ОРУ 220 кВ.

Таблица 4.8 Вторичная нагрузка трансформатора тока для высоковольтных вводов, отходящих линий и обходных выключателей на ОРУ.

Таблица 4.8 - Вторичная нагрузка трансформатора тока

Измерительный прибор	Тип	Нагрузка по фазам В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	1.5	1.5	1.5
Ватметр	Д-335	-	0.5	0.5
Варметр	Д-335	-	0.5	0.5
Счетчик энергии	EA05RL	2	-	2
Итого		3.5	2.5	4.5

Принимаем ТТ фирмы Сименс SASSF6-220, рисунок 4.3

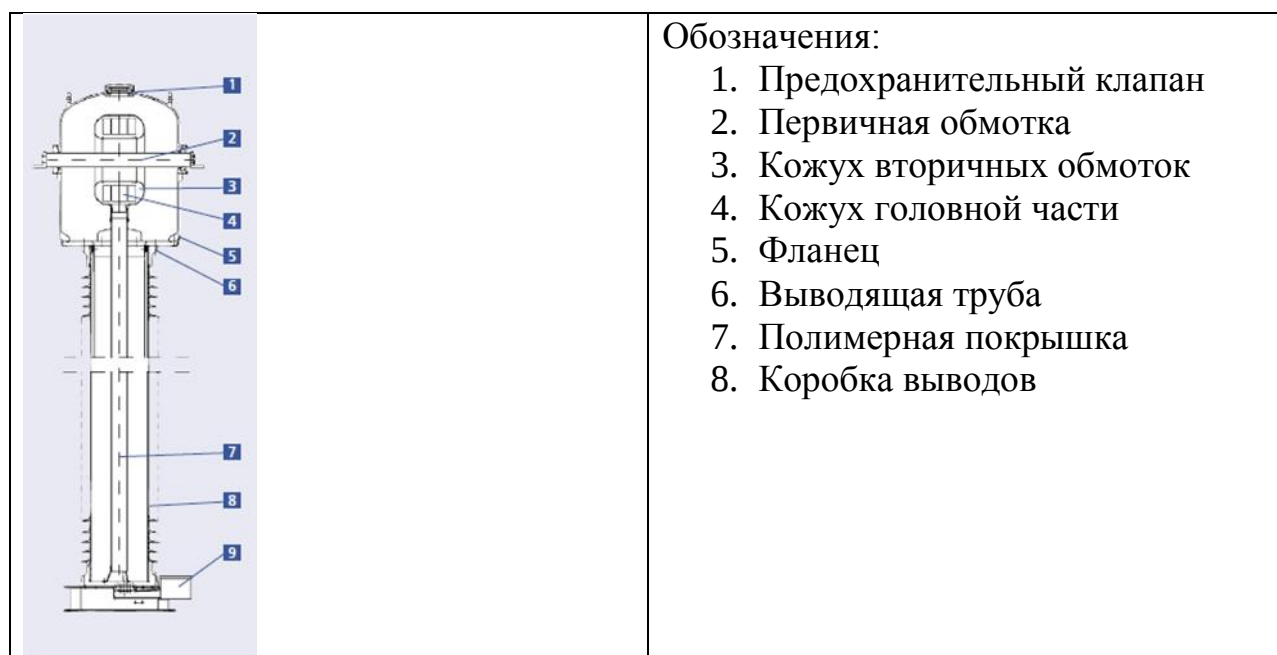


Рисунок 4.3 - Трансформатор тока Сименс SASSF6-220

SAS – конструкция головочного типа.

F6 – основная изоляция (элегаз), внешняя изоляция (полимер).

$$r_{\text{приб}} = \frac{4,5}{5^2} = 0,18 \text{ Ом}$$

$$r_k = 0,1 \text{ Ом при количестве приборов } \geq 3$$

$$r_{\text{приб}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k = 1,2 - 0,18 - 0,1 = 0,92 \text{ Ом}$$

$$l = 150 \text{ м} - \text{ОРУ } 220 \text{ кВ}$$

$$q = 0,0175 \cdot \frac{150}{0,92} = 2,8 \text{ мм}^2$$

По условиям прочности принимаем $q = 4 \text{ мм}^2$ и уточняем вторичную нагрузку:

$$r_n = \frac{\rho \cdot l}{q} = \frac{0,0175 \cdot 150}{4} = 0,66 \text{ Ом}$$

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_n + r_k = 0,18 + 0,66 + 0,1 = 0,94 \text{ Ом}$$

Выбор трансформатора тока сводится в таблица 4.9

Таблица 4.9 - Выбор трансформатора тока

Условия проверки	Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	220 кВ	220 кВ
$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$	196 А	600 А
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	5,975 кА	25 кА
$B_k \leq B_{k\text{ном}}$	7,500 кА ² с	1875 кА ² с
$Z_{2\leq} \leq Z_{2\text{ном}}$	0,94 Ом	1,2 Ом

Принимаем ТТ фирмы Сименс SASSF6 -220

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет требованиям динамической и термической устойчивости. Выберем трансформаторы тока для секционных выключателей и линий, отходящих на трансформатор.

В таблице 4.10 вторичная нагрузка трансформатора тока для секционных выключателей и линий к трансформаторам от ОРУ 220кВ

Таблица 4.10 - Вторичная нагрузка трансформатора тока

Измерительный прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	1,5	1,5	1,5
Итого	-	1,5	1,5	1,5

Принимаем трансформатор тока фирмы Сименс марки SASSF6-220

$$Z_{\text{приб}} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ Ом}$$

$Z_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$ при количестве приборов больше 3

$$r_{\text{пр}} = r_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,66 - 0,05 = 1,09 \text{ Ом}$$

1=150 м ОРУ 220 кВ

$$z = \frac{0.0175 \cdot 150}{1.09} = 2.4 \text{ мм}^2$$

По условиям механической прочности сечение должно быть не меньше $2,5 \text{ мм}^2$ для проводов с медными жилами. В качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель КРВГ с медными жилами сечением $2,5 \text{ мм}^2$. Выполняем проверку:

$$r_2 = z_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + z_{\text{к}} = 0,66 + \frac{0,175 \cdot 150}{2,5} + 0,05 = 1,16 \text{ Ом}$$

Выбор трансформатора тока сводится в табл. 5.9:

В таблице 4.11 выбор трансформатора тока для секционных выключателей и линий к трансформаторам от ОРУ 220 кВ.

Таблица 4.11 - Выбор трансформатора тока

проверки	Условия	Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$		220 кВ	220 кВ
$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$		124 А	600 А
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$		5,975 кА	25 кА
$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к ном}}$		7,500 кА ² с	1875 кА ² с
$Z_{2\leq} \leq Z_{2 \text{ ном}}$		1,16 Ом	2 Ом

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет требованиям динамической и термической устойчивости.

Выбор трансформаторов тока на стороне ОРУ 110кВ.

Выберем трансформаторы тока для секционных выключателей и линий, отходящих на трансформатор. В таблице 4.12 вторичная нагрузка трансформатора тока.

Таблица 4.12- Нагрузка трансформатора тока

Измерительный прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	1,5	1,5	1,5
Итого	-	1,5	1,5	1,5

Принимаем ТТ фирмы Сименс SASSF6

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ Ом}$$

$$r_k = 0,5 \text{ Ом при количестве приборов } \geq 3$$

$$r_{\text{приб}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k = 1,2 - 0,06 - 0,5 = 1,92 \text{ Ом}$$

$$I = 150 \text{ м – ОРУ } 110 \text{ кВ}$$

$$q = 0,0175 \cdot \frac{150}{0,92} = 2,4 \text{ мм}^2$$

По условиям механической прочности сечение должно быть не меньше 4 мм^2 для проводов с медными жилами. В качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель КРВГ с медными жилами сечением 4 мм^2 .

$$r_2 = z_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + z_k = 0,66 + \frac{0,175 \cdot 150}{2,5} + 0,05 = 1,16 \text{ Ом}$$

Выбор трансформатора тока сводится в таблицу 4.13.

Таблица 4.13 -Выбор трансформатора тока

Условия проверки	Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$	79,6 А	1500 А
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	4,309 кА	31 кА
$B_k \leq B_{k\text{ном}}$	7,80 кА ² с	43200 кА ² с
$Z_{2\leq} \leq Z_{2\text{ном}}$	1,6 Ом	1,7 Ом

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет требованиям динамической и термической устойчивости.

Выбор трансформаторов тока на стороне ОРУ 35 кВ. В таблице 4.13 вторичная нагрузка трансформатора тока.

Таблица 4.13 - Вторичная нагрузка трансформатора тока

Измерительный прибор	Тип	Нагрузка по фазам В· А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	1.5	1.5	1.5
Ваттметр	Д-335	-	0.5	0.5
Варметр	Д-335	-	0.5	0.5
Счетчик энергии	ЕА05RL	2	-	2
Итого		3.5	2.5	4.5

Принимаем SASSF6-35-50-5000

$$r_{\text{приб}} = \frac{3,5}{5^2} = 0,14 \text{ Ом}$$

$$r_k = 0,1 \text{ Ом при количестве приборов } \geq 3$$

$$r_{\text{приб}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k = 1 - 0,14 - 0,1 = 0,76 \text{ Ом}$$

$$I = 150 \text{ м –ОРУ 35 кВ [4,стр. 375]}$$

$$q = 0.0283 \cdot \frac{75}{0.76} = 2.79 \text{ мм}^2$$

По условиям механической прочности сечение должно быть не меньше 4 мм^2 для проводов с медными жилами. В качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель КРВГ с медными жилами сечением 4 мм^2 .

Выбор трансформатора тока сводится в таблицу 4.14

Таблица 4.14 - Выбор трансформатора тока

Условия проверки	Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	35 кВ	35 кВ
$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$	328 А	1500 А
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	4,675 кА	25 кА
$B_k \leq B_{k \text{ ном}}$	5,439 кА ² с	43200 кА ² с
$Z_{2\leq} \leq Z_{2 \text{ ном}}$	0,76 Ом	1,2 Ом

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет требованиям динамической и термической устойчивости.

Выбор и проверка измерительных трансформаторов напряжения.

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. В зависимости от назначения могут применяться трансформаторы напряжения с различными схемами соединения обмоток.

Трансформаторы напряжения выбираются:

1) по напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$$

2) по конструкции и схеме соединения обмоток;

3) по классу точности (в зависимости от классов точности подключаемых приборов);

Трансформаторы напряжения проверяются по вторичной нагрузке:

$$S_{\Sigma 2} \leq S_{\text{ном}}$$
$$S_{\Sigma 2} = \sqrt{\Sigma Q^2 + \Sigma P^2}$$

где $S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность трансформатора напряжения в выбранном классе точности;

$S_{\Sigma 2}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В·А;

Если вторичная нагрузка превышает номинальную мощность трансформатора напряжения в выбранном классе точности, то устанавливают второй трансформатор напряжения и часть приборов присоединяют к нему. Сечение проводов в цепях трансформаторов напряжения определяется по допустимой потере напряжения.

Для упрощения расчетов при учебном проектировании можно принимать сечение проводов по условию механической прочности: 1,5 мм² для медных жил и 2,5 мм² для алюминиевых.

При выборе марки трансформатора напряжения следует ориентироваться на те, трансформаторы, которые устанавливаются в ячейках

выбранного типа, а уже затем, выписав их каталожные данные, производить проверку по всем параметрам. На действие токов короткого замыкания трансформаторы напряжения не проверяются.

Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН

В ОРУ 220кВ принимаем к установке ТЕМР- 220

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения сводится в таблицу 4.15.

Таблица 4.15 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Тип	Мощность одной обмотки, В·А	Число катушек	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							Р, ват.	Q, вар.
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	3	6	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	5	15	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	5	15	-
Регистрирующий вольтметр	Н-393	1,5	2			5	15	
Фиксатор импульсного действия	ФИП	3,0	-	1		5	15	
Счетчик энергии	ЕА05RL-Р1-В-3	2.0	3	0	1	5	30	0
Итого:	-	-	-	-	-	-	96	0

Вторичная нагрузка трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\Sigma 2} = \sqrt{96^2 + 0^2} = 96 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Выбор трансформатора напряжения сводится в таблицу 4.16

Таблица 4.16 - Выбор трансформатора напряжения на стороне ОРУ 220 кВ

Условия выбора.	Расчетные данные.	Трансформатор напряжения.
Класс точности.	0,5	0,5
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{уст}}$	220 кВ	220 кВ
$S_{2\Sigma} \leq S_{2\Sigma}$	96 В·А	400 В·А

Окончательно принимаем SVSSF6- 220

Выбор трансформаторов напряжения на стороне ОРУ 110 кВ

В ОРУ 110кВ принимаем к установке ТЕМР- 110

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения сводится в таблицу 4.16

Таблица 4.16 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора.	Тип.	Мощность одной обмотки, В·А	Число катушек.	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов.	Общая потребляемая мощность.	
							Р, ват.	Q, вар.
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	3	6	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	5	15	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	5	15	-
Регистрирующий вольтметр	Н-393	1,5	2			5	15	
Фиксатор импульсного действия	ФИП	3,0	-	1		5	15	
Счетчик энергии	ЕА05R L-P1-B-3	2.0	3	0	1	5	30	0
Итого:	-	-	-	-	-	-	96	0

Вторичная нагрузка трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\Sigma 2} = \sqrt{96^2 + 0^2} = 96 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Выбор трансформатора напряжения сводится в таблицу 4.17

Таблица 4.17 - Выбор трансформатора напряжения на стороне ОРУ 110 кВ

Условия выбора.	Расчетные данные.	Трансформатор напряжения.
Класс точности.	0,5	0,5
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{уст}}$	110 кВ	110 кВ
$S_{2\Sigma} \leq S_{2\Sigma}$	96 В·А	400 В·А

Окончательно принимаем SVSSF6 – 110

Выбор трансформаторов напряжения на стороне ОРУ 35 кВ

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения сводится в таблицу 4.18

Таблица 4.18 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора.	Тип.	Мощность одной обмотки, В·А	Число катушек.	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов.	Общая потребляемая мощность.	
							P, ват.	Q, вар.
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	4	8	-
Регистрирующий вольтметр	Н-393	1,5	2			5	15	
Счетчик энергии	EA05R L-P1-B-3	2.0	3	0	1	5	30	0
Итого:	-	-	-	-	-	-	53	0

Вторичная нагрузка трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\Sigma 2} = \sqrt{53^2 + 0^2} = 53 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Выбор трансформатора напряжения сводится в таблицу 4.19

Таблица 4.19 - Выбор трансформатора напряжения на стороне ОРУ 35 кВ

Условия выбора.	Расчетные данные.	Трансформатор напряжения.
Класс точности.	0,5	0,5
$U_{уст} \leq U_{уст}$	35 кВ	35 кВ
$S_{2\Sigma} \leq S_{2\Sigma}$	53В·А	150 В·А

Окончательно принимаем ТЕМР-35

Выбор трансформаторов напряжения на стороне НН

3.2.4 Выбор ОПН

Ограничители предназначены для защиты изоляции электрооборудования переменного тока частотой 50 Гц электрических сетей напряжением от 0,5 до 500 кВ от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Условие выбора ОПН : $U_{\text{раб}} \geq U_{\text{сети}}$

$$U_{\text{сети}} = 1,5 \cdot U_{\text{ном}}$$

$$U_{\text{раб}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном раб}}$$

где $U_{\text{раб}}$ – рабочее напряжение.

Примем для ОРУ 220 кВ ОПН -3EQ1-220в полимерной изоляции фирмы Сименс для сетей среднего и высокого напряжения ОРУ.

$$U_{\text{сети}} = 1,5 \cdot 220 = 253 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{раб}} = \sqrt{3} \cdot 288 = 498 \text{ кВ}$$

$429 \geq 253$, следовательно, ОПН -3EQ1 проверку прошел.

Примем для ОРУ 110 кВ ОПН -3EQ1-123 фирмы Сименс для сетей среднего и высокого напряжения ОРУ.

$$U_{\text{сети}} = 1,5 \cdot 110 = 165 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{раб}} = \sqrt{3} \cdot 124 = 210 \text{ кВ}$$

$210 \geq 165$ следовательно ОПН -3EQ1-123 проверку прошел.

Примем для ОРУ 35 кВ ОПН -3EQ1-123 фирмы Сименс для сетей среднего и высокого напряжения ОРУ.

$$U_{\text{сети}} = 1,5 \cdot 35 = 52,5 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{раб}} = \sqrt{3} \cdot 48 = 81,6 \text{ кВ}$$

$81,6 \geq 52,5$, следовательно, ОПН -3ЕК7-35 проверку прошел.

3.2.5 Выбор жестких и гибких шин

Выбор токопровода на стороне 220, 110, 35 кВ.

Выберем сечение провода для гибкой ошиновки ОРУ 220 кВ.

1) Выберем сечение по допустимому току:

Рабочий ток в цепи трансформатора $I_{\text{мах вл}} = 196 \text{ А}$ – примем провод провод АС 240/32

2) Проверка выбранного сечения на нагрев провода:

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot I_{\text{мах вл}} = 2 \cdot 196 = 392 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп}} = 605 \text{ A}$$

$$605 \text{ A} > 392 \text{ A}$$

3) Проверка выбранного сечения по условию короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

E – напряжение электрического поля около поверхности провода, кВ/см.

E_0 – наличие критической напряженности электрического поля, кВ/см

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатости поверхностей 0,82.

r_0 – радиус поворота, см.

Напряженность поля около поверхности провода:

$$E = r_0 \cdot \lg \frac{\frac{0,354 \cdot U}{D_{\text{ср}}}}{r_{\text{ак}}}$$

где D – межфазное расстояние, 220 кВ-1800 мм; 110 кВ-100 мм; 35 кВ-400 мм,

$r_{\text{эк}}$ – эквивалентный радиус поворота.

$$E_0 = 30,30 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{2,16}\right) = 29,82 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

$$E = 2,16 \cdot \lg \frac{\frac{0,354 \cdot 220}{1,26 \cdot 180}}{2,16} = 13,5 \text{ кВ/см}$$

$$1,07 \cdot 13,5 = 14,45 \frac{\text{кВ}}{\text{см}} < 0,9 \cdot 29,82 \text{ кВ/см}$$

4) Проверка выбранного сечения по механической нагрузке:

$$F > F_{\text{мин}}^{\text{мех}}$$

$$240 \text{ мм}^2 > 50 \text{ мм}^2$$

50 мм² – минимальное сечение по условию механической прочности 3 района по гололедности.

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} = \frac{\sqrt{17,22}}{91} = 90 \text{ мм}^2$$

$q > q_{\text{мин}}$ – условие выполнено.

5) Проверка по термическому и электродинамическому действию токов КЗ.

Гибкие провода, по которым возможно протекание тока короткого замыкания меньше 20 кА термическую и электродинамическую стойкость не проверяются.

Все условия выполняются. Окончательно принимаем к установке гибкие шины из сталеалюминевых проводов АС-240

Аналогично проведем выбор жестких и гибких шин ОРУ 110 кВ.

1) Выберем сечение по допустимому току:

Рабочий ток в цепи трансформатора $I_{\text{мах вл}} = 398 \text{ А}$ – примем провод АС 300/32

2) Проверка выбранного сечения на нагрев провода:

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot I_{\text{мах вл}} = 2 \cdot 398 = 796 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп}} = 1000 \text{ А}$$

$$1000 \text{ А} > 796 \text{ А}$$

3) Проверка выбранного сечения по условию короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

E – напряжение электрического поля около поверхности провода, кВ/см.

E_0 – наличие критической напряженности электрического поля, кВ/см

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатости поверхностей 0,82.

r_0 – радиус поворота, см.

Напряженность поля около поверхности провода:

$$E = r_0 \cdot \lg \frac{\frac{0,354 \cdot U}{D_{\text{ср}}}}{r_{\text{ак}}}$$

где D – межфазное расстояние, 220 кВ-1800 мм; 110 кВ-100 мм; 35 кВ-400 мм,

$r_{\text{эк}}$ – эквивалентный радиус поворота.

$$E_0 = 30,30 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{2,16}\right) = 28,82 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

$$E = 2,16 \cdot \lg \frac{\frac{0,354 \cdot 110}{1,26 \cdot 180}}{2,16} = 10,5 \text{ кВ/см}$$

$$1,07 \cdot 10,5 = 11,23 \frac{\text{кВ}}{\text{см}} < 0,9 \cdot 28,82 = 25,93 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

4) Проверка выбранного сечения по механической нагрузке:

$$F > F_{\text{мин}}^{\text{мех}}$$

$$300 \text{ мм}^2 > 50 \text{ мм}^2$$

50 мм²-минимальное сечение по условию механической прочности 3 района по гололедности.

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} = \frac{\sqrt{48,05}}{91} = 52 \text{ мм}^2$$

$q > q_{\text{мин}}$ – условие выполнено.

5) Проверка по термическому и электродинамическому действию токов КЗ.

Гибкие провода, по которым возможно протекание тока короткого замыкания меньше 20 кА термическую и электродинамическую стойкость не проверяются.

Аналогично проведем выбор жестких и гибких шин ОРУ 35 кВ.

1) Выберем сечение по допустимому току:

Рабочий ток в цепи трансформатора $I_{\text{мах вл}} = 328 \text{ А}$ – примем провод провод АС 300/32

2) Проверка выбранного сечения на нагрев провода:

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot I_{\text{мах вл}} = 2 \cdot 328 = 656 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп}} = 1000 \text{ А}$$

$$1000 \text{ А} > 656 \text{ А}$$

3) Проверка выбранного сечения по условию короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right)$$

$$E = r_0 \cdot \lg \frac{\frac{0,354 \cdot U}{D_{\text{ср}}}}{r_{\text{ак}}}$$

$$E_0 = 30,30 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{2,16}\right) = 28,82 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

$$E = 2,16 \cdot \lg \frac{\frac{0,354 \cdot 110}{1,26 \cdot 180}}{2,16} = 4,19 \text{ кВ/см}$$

$$1,07 \cdot 4,19 = 4,49 \frac{\text{кВ}}{\text{см}} < 0,9 \cdot 28,82 = 25,34 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

4) Проверка выбранного сечения по механической нагрузке:

$$F > F_{\text{мин}}^{\text{мех}}$$

$$300 \text{ мм}^2 > 50 \text{ мм}^2$$

50 мм²-минимальное сечение по условию механической прочности 3 района по гололедности.

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} = \frac{\sqrt{32}}{91} = 35 \text{ мм}^2$$

$q > q_{\text{мин}}$ – условие выполнено.

5) Проверка по термическому и электродинамическому действию токов КЗ.

Гибкие провода, по которым возможно протекание тока короткого замыкания меньше 20 кА термическую и электродинамическую стойкость не проверяются.

3.3 Собственные нужды подстанции

3.3.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанции (СН) зависит от мощности трансформаторов, конструктивного выполнения подстанции, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования, способа обслуживания и вида оперативного тока.

Наименьшее количество потребителей СН на подстанциях, выполненных по упрощённым схемам, без синхронных компенсаторов – это электродвигатели обдува трансформаторов, обогрева приводов шкафов КРУН, а также освещение подстанции.

Наиболее ответственными потребителями СН подстанции являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов.

Мощность потребителей СН невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов СН выбирается по нагрузкам СН с учётом коэффициента загрузки и одновременности, при этом отдельно учитывается летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции. В таблице 4.20 представлены нагрузки СН.

Нагрузка СН подстанции определяется как по установленной мощности с применением $\cos \varphi = 0,85$ и подсчитывают по формуле:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (0.3)$$

где k_c - коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки. В ориентировочных расчётах можно принять $k_c = 0,8$.

Мощность трансформаторов выбирается из условия:

$$S_m \geq \frac{S_{расч}}{k_n}, \quad (0.4)$$

k_n - коэффициент допустимой аварийной перегрузки, его можно принять равным 1,4.

Схема подключения ТСН выбирается из условия надёжного обеспечения питания ответственных потребителей. Выбираем схему питания СН с выпрямленным переменным оперативным током. Трансформаторы СН

присоединяются отпайкой к вводу главных трансформаторов. Такое включение обеспечивает возможность пуска ПС независимо от напряжения в сети 35 кВ.

Таблица 0.20 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		$\cos \phi$	$tg \phi$	Нагрузка	
	Единицы, кВт	Всего, кВт			$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, квар
Охлаждение ТДТН-63000/220	-	3	0,85	0,62	3	2,55
Подогрев выключателей и приводов	3x9	343	1	0	27	
Подогрев шкафов КТПБ	1x18	18	1	0	18	
Подогрев приводов разъединителей	0,6x10	6,0	1	0	6,0	
Отопление, освещение, КТПБ с ОПУ		80	1	0	40	
Освещение ОРУ		10	1	0	40	
Прочее		2	1		2	
Итого					136	2,55

Расчётная нагрузка при $k_c = 0,8$:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{136^2 + 2,5^2} = 148 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Так как к установке предполагается два трансформатора собственных нужд:

$$S_m \geq \frac{S_{расч}}{k_n} = \frac{148}{1,4} = 105 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Принимаем два трансформатора собственных нужд КТПБ ТСН ТМ-250/35/04. Мощность каждого 250 кВ·А.

4 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

4.1 Анализ и выбор микропроцессорных средств защиты систем электроснабжения

В настоящее время большинство фирм производителей прекращают выпуск электромеханических реле и устройств и переходят на цифровую элементную базу.

Переход на новую элементную базу не приводит к изменению принципов релейной защиты и электроавтоматики, а только расширяет её функциональные возможности, упрощает эксплуатацию и снижает стоимость. Именно по этим причинам микропроцессорные реле очень быстро занимают место электромеханических и микроэлектронных.

Основными характеристиками микропроцессорных защит значительно выше микроэлектронных, а тем более электромеханических. Так, мощность, потребляемая от измерительных трансформаторов тока и напряжения, находится на уровне 0,1- 0,5 ВА, аппаратная погрешность в пределах 2-5 %, коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,96-0,97.

Мировыми лидерами в производстве релейной защиты и автоматики являются европейские концерны *SIMENS*. Общим является всё больший переход на цифровую технику. Цифровая защита, этой фирмы, имеет высокую стоимость, которая впрочем, окупается их высокими техническими характеристиками и многофункциональностью.

4.2 Выбор релейной защиты и автоматики.

В процессе эксплуатации электрических сетей и электроустановок возникают повреждения и аномальные режимы работы, приводящие к резкому

					ФЮРА.140205.005 ПЗ											
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат												
Разраб.		В.Е.Кремешков			РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА											
Провер.		В.И.Готман.									Лит.		Лист		Листов	
Реценз.													68		53	
Н. Контр.											68					
Утверд.											ТПУ ИнЭО гр. 3-9201					

увеличению тока и понижению напряжения в элементах системы электроснабжения. Особенно опасны короткие замыкания.

В большинстве случаев при КЗ возникает электрическая дуга с высокой температурой, приводящей к разрушению электрических аппаратов, изоляторов и токоведущих частей. Так как при КЗ к месту повреждения притекают большие токи, то возможен перегрев неповрежденных токоведущих частей, что вызывает развитие аварии.

Для обеспечения надежного электроснабжения, предотвращения разрушения оборудования электроустановок и сохранения устойчивой работы элементов системы необходимы, возможно, быстрое отключение поврежденного участка или элемента, а также ликвидация опасного аномального режима. В основном для этих целей используют специальные автоматические устройства в виде релейной защиты, отключающей выключатели.

При отключении выключателей электрическая дуга в месте повреждения гаснет, прохождение тока КЗ прекращается и восстанавливается напряжение на неповрежденной части сети.

При нарушении нормального режима работы иногда нет необходимости в отключении электрооборудования, а достаточно дать предупредительный сигнал обслуживающему персоналу на подстанции; при его отсутствии - оборудование автоматически отключается, но обязательно с выдержкой времени.

Одним из основных видов аномальных режимов являются перегрузки, представляющие серьезную опасность для изоляции электродвигателей, трансформаторов и генераторов. Защита от перегрузок осуществляется с выдержкой времени большим, чем у защит от КЗ. Защита от перегрузок в сетях не предусматривается, так как в правильно спроектированной сети перегрузки маловероятны.

Таким образом, релейной защитой называют защиту электрических установок от возможных повреждений и аномальных режимов работы,

осуществляемую посредством автоматических устройств. Основным назначением РЗ являются выявление места повреждения и быстрое автоматическое отключение выключателем поврежденного участка или оборудования, а также обнаружение нарушения нормального режима работы с последующей подачей предупредительного сигнала обслуживающему персоналу или отключением оборудования с выдержкой времени.

Основные требования, предъявляемые к релейной защите:

1) Селективность

Селективностью или избирательностью защиты называется способность защиты отключать при КЗ только поврежденный участок сети;

2) Быстрота действия

Отключение КЗ должно производиться с возможно большей быстротой для ограничения размеров разрушения оборудования, повышения эффективности автоматического повторного включения линий и сборных шин, уменьшения продолжительности снижения напряжения у потребителей и сохранения устойчивости параллельной работы генераторов, электростанций и энергосистемы в целом. Последнее из перечисленных условий является главным;

3) Чувствительность

Для того чтобы защита реагировала на отклонения от нормального режима, которые возникают при КЗ (увеличение тока, снижение напряжения и т. п.), она должна обладать определенной чувствительностью в пределах установленной зоны ее действия.

Чувствительность защиты принято характеризовать коэффициентом чувствительности k_q . Для защит, реагирующих на ток КЗ,

$$k_q = \frac{I_{к.мин}}{I_{с.з}}, \quad (0.1)$$

где $I_{к.мин}$ - минимальный ток КЗ;

$I_{с.з}$ - наименьший ток, при котором защита начинает работать (ток срабатывания защиты);

4) Надежность

Требование надежности состоит в том, что защита должна безотказно работать при КЗ, в пределах установленной для нее зоны и не должна работать неправильно в режимах, при которых ее работа не предусматривается.

4.3 Расчёт уставок защиты трансформатора с применением устройства Сименс 7UT6

Необходимо выбрать параметры настройки устройства 7UT6 для защиты трансформатора АТДТН-63000/220, со схемой соединения обмоток Y/ Δ -11:

- на стороне высшего напряжения – звезда;
- на стороне среднего напряжения – звезда;
- на стороне низшего напряжения – треугольник.

Паспортные данные трансформатора:

- номинальная мощность трансформатора – 63 МВ·А
- номинальное напряжение – 230/121/38,5 кВ.
- диапазон регулирования РПН $\pm 12 \cdot 1,0\%$.

Максимальная нагрузка трансформатора – $S_{\text{нагр. max}} = 62 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.
(максимальная нагрузка судя по суточному графику нагрузок).
Максимальное время защит линий, отходящих от шин СН и НН трансформатора,

$$t_{\text{max}} = 1,7 \text{ с. (взято на преддипломной практике).}$$

Токи короткого замыкания в максимальном и минимальном режиме работы энергосистемы на стороне 220 кВ (точка К1), 110 кВ (точка К2), 35 кВ (точка К3) при ведены в таблице 0.1

Таблица 0.1 – Токи короткого замыкания для расчета уставок защит трансформатора

Расчёт токов КЗ	Режим энергосистемы	Ток КЗ
на стороне 220 кВ (К1)	Максимальный	$I_{K1MAX}^{(3)BH} = 2228A$
	Минимальный	$I_{K1MIN}^{(3)BH} = 1354A$
на стороне 110 кВ (К2)	Максимальный	$I_{K2MAX}^{(3)CH} = 1620A$
	Минимальный	$I_{K1MIN}^{(3)BH} = 943A$
на стороне 35 кВ (К3)	Максимальный	$I_{K2MAX}^{(3)HH} = 4675A$
	Минимальный	$I_{K1MIN}^{(3)BH} = 1619A$

На рис. 0.1 показано место установки защиты трансформатора и точки повреждения, в которых необходимо знать токи КЗ для расчёта уставок защиты.

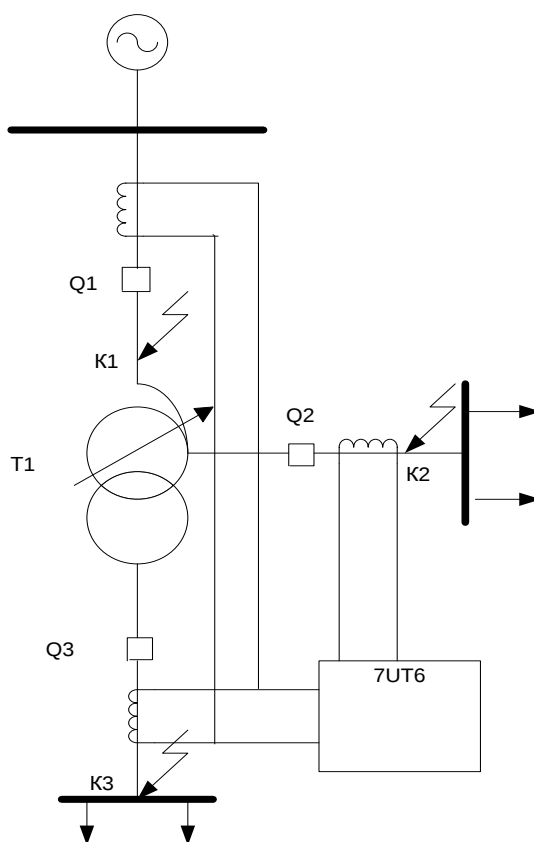


Рисунок 0.1– Расположение точек КЗ для расчёта уставок защит трансформатора.

Так как защиты трансформатора подключены к трансформаторам тока, установленным на стороне высшего напряжения трансформатора, поэтому необходимо знать, какие токи протекают по ним при повреждении на шинах низшего напряжения. Приведение токов КЗ в точке К3, К2 к стороне ВН трансформатора выполняется по формуле:

$$I_{K2}^{(3)BH} = \frac{I_{K2}^{(3)HH}}{k_T}, \quad (4.2)$$

где $I_{K2}^{(3)HH}$ - ток трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ (в точке К2); k_T - коэффициент трансформации силового трансформатора равный отношению номинальных напряжений 230/38,5 кВ. Он приводит значение тока короткого замыкания, найденного на ступени напряжения 110 кВ, к ступени напряжения 220 кВ.

По формуле ток трехфазного короткого замыкания в максимальном режиме на шинах 110 и 35 кВ (точка К2, К3), приведенный к стороне ВН трансформатора, равен:

$$I_{K2MAX}^{(3)BH} = \frac{1620}{230 / 120} = 852 A.$$

$$I_{K3MAX}^{(3)CH} = \frac{1620}{230 / 38,5} = 294 A.$$

4.4 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита трансформатора выполнена с применением устройства 7UT6. Для выбора его параметров, сначала необходимо выбрать коэффициенты трансформации трансформаторов тока, устанавливаемых на всех сторонах защищаемого трансформатора. Методика этого выбора приведена в таблице 0.2

Таблица 0.2 –Выбор трансформаторов тока на сторонах защищаемого трансформатора

Наименование величины	Численное значение для сторон		
	ВН/230 кВ	СН/120кВ	СН/38,5кВ
Номинальный ток трансформатора АТДТН-63000/220, А	$I_{НОМ}^{ВН} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ1}}$ $I_{НОМ}^{ВН} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 158 A$	$I_{НОМ}^{СН} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ2}}$ $I_{НОМ}^{СН} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 120} = 300 A$	$I_{НОМ}^{СН} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ2}}$ $I_{НОМ}^{СН} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 945 A$
Схема соединения обмоток силового трансформатора	Y	Y	Δ
Коэффициент схемы (K_{cx})	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$
Расчётный коэффициент трансформации трансформатора в тока	$K_{\Delta} = \frac{K_{cx} \cdot I_{НОМ}^{ВН}}{5}$ $K_{\Delta} = \frac{\sqrt{3} \cdot 158}{5} = 54$	$K_Y = \frac{K_{cx} \cdot I_{НОМ}^{СН}}{5}$ $K_{\Delta} = \frac{\sqrt{3} \cdot 300}{5} = 104$	$K_Y = \frac{K_{cx} \cdot I_{НОМ}^{СН}}{5}$ $K_{\Delta} = \frac{\sqrt{3} \cdot 945}{5} = 327$
Принятый коэффициент трансформации трансформатора в тока	$K_{ТТ.ВН} = \frac{200}{5}$	$K_{ТТ.СН} = \frac{400}{5}$	$K_{ТТ.СН} = \frac{600}{5}$

При выборе тока срабатывания защиты необходимо обеспечить не действие защиты в двух режимах работы защищаемого трансформатора:

- при включении трансформатора только со стороны источника питания, когда в момент включения в питающей обмотке трансформатора появляются значительные броски тока намагничивания.

Для отстройки от броска тока намагничивания при включении трансформатора устройство снабжено фильтрами тока по второй и по пятой

гармоникам. Рекомендуемая производителем уставка срабатывания - 20% от составляющей первой гармоники дифференциального тока.

- при трехфазных КЗ. вне зоны действия защиты (повреждение на шинах низшего напряжения), когда через трансформатор проходит максимальный сквозной ток внешнего короткого замыкания. Это обеспечивается использованием тормозной характеристики у реле 7UT6.

Тормозная характеристика имеет постоянный коэффициент торможения.

Он выбран исходя из условия отстройки от токов небаланса при внешнем КЗ и предельных условиях:

-погрешность трансформаторов тока: 10%;

-диапазон регулирования РПН трансформатором: 12%;

-погрешность за счет не точного выравнивания токов в плечах защиты: 5%.

Итого: $K_T = 1,5 \cdot (0,10 + 0,12 + 0,05) = 0,40$.

Тормозная характеристика чувствительной ступени дифференциальной защиты устройства 7UT6 имеет постоянный коэффициент торможения, равный 0,5.

Ток начала торможения выбирается из соображений не действия торможения при номинальном токе нагрузки трансформатора. Так как трансформаторы тока стороны НН выбираются по номинальному току силового трансформатора, поэтому при токах нагрузки, меньших номинальных, в реле будет протекать вторичный ток менее 5 А. Для обеспечения не действия торможения от токов нагрузки можно принять ток начала торможения равный $I_{\text{торм.}} = 5,0 \text{ А}$.

Рассчитываются уставки:

- определяются коэффициенты выравнивания по току для каждой из сторон.

Для стороны ВН, где трансформаторы тока собираются в треугольник, коэффициент выравнивания определяется по формуле:

$$K_{B1} = \frac{I_{\text{НОМ.ТТ.ВН}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ.ТП.ВН}}} \quad (4.3)$$

где $I_{НОМ.ЛТ.ВН}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока, установленного со стороны ВН трансформатора;

$I_{НОМ.ТР.ВН}$ - номинальный ток стороны ВН силового трансформатора.

$$K_{B1} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 158} = 0,73, \text{ принимаем } K_{B1} = 0,73.$$

Для стороны СН, где трансформаторы тока собраны в звезду, коэффициент выравнивания определяется:

$$K_{B2} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 300} = 0,76, \text{ принимаем } K_{B1} = 0,76.$$

$$K_{B2} = \frac{600}{\sqrt{3} \cdot 945} = 0,36 \text{ принимаем } K_{B2} = 0,36.$$

- выбирается ток срабатывания дифзащиты и дифотсечки.

Выбирается уставка чувствительной ступени дифзащиты в долях номинального тока трансформатора:

$$I_{\bullet CP}^{ДТ} = 0,5 - 1,0 \text{ (в долях от номинального тока трансформатора).}$$

Для трансформатора мощностью 63 МВ·А уставку чувствительной ступени дифзащиты в долях номинального тока трансформатора примем

$$I_{\bullet CP}^{ДТ} = 1,0$$

После выбора коэффициентов выравнивания уставки по току определяются по формулам:

$$I_{УСТ} = \frac{5 \cdot I_{\bullet CP}^{ДТ}}{K_{B1}}, \quad (4.5)$$

где 5 – номинальный вторичный ток трансформатора тока;

$I_{\bullet CP}^{ДТ}$ - уставка дифзащиты в долях номинального тока трансформатора (принимаем равным 0,5÷1,0);

K_{B1} - коэффициент выравнивания по току для ВН.

$$I_{УСТ} = \frac{5 \cdot I_{\bullet CP}^{ДТ}}{K_{B2}}, \quad (4.6)$$

$$I_{уст.ВН}^{ДТ} = \frac{5 \cdot 1,0}{0,73} = 6A.$$

Для обеспечения действительной уставки срабатывания защиты не менее выбранной ранее уставки необходимо принять ближайшую большую уставку которую можно выставить в устройстве 7UT6. Поэтому уставка тока срабатывания защиты по стороне ВН принимается $I_{уст.ВН}^{ДТ} = 6A$.

$$I_{уст.СН}^{ДТ} = \frac{5 \cdot 1,0}{0,77} = 6A.$$

Из соображений, указанных ранее, уставка тока срабатывания защиты по стороне СН принимается $I_{уст.СН}^{ДТ} = 6A$.

$$I_{уст.НН}^{ДТ} = \frac{5 \cdot 1,0}{0,36} = 13A.$$

Из соображений, указанных ранее, уставка тока срабатывания защиты по стороне НН принимается $I_{уст.НН}^{ДТ} = 7A$.

Действительный ток срабатывания чувствительной ступени дифзащиты будет равен:

$$I_{сз.ВН}^{ДТ} = \frac{I_{уст.ВН}^{ДТ} \cdot K_{ТТ.ВН}}{K_{СХ.ВН}}, \quad (0.2)$$

где $I_{уст.ВН}^{ДТ}$ - ток установки срабатывания защиты на стороне ВН;

$K_{ТТ.ВН}$ - коэффициент трансформатора тока на стороне ВН;

$K_{СХ.ВН}$ - коэффициент схемы на стороне ВН.

$$I_{сз.ВН}^{ДТ} = \frac{6,8 \cdot 100 / 5}{\sqrt{3}} = 158A.$$

Проверим коэффициент чувствительности защиты при КЗ на стороне НН (в точке К2) при отсутствии торможения по формуле:

$$k_q = \frac{I_{КЗ.макс}^{(2)}}{I_{ср.то}}, \quad (0.3)$$

где $I_{КЗ.мин}^{(2)}$ - минимальный ток двухфазного КЗ в точке К2;

$I_{ср.то}$ - ток срабатывания реле токовой отсечки.

По известному значению тока трехфазного КЗ в минимальном режиме в точке К2 и К3 найдем ток двухфазного КЗ по формуле:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)}, \quad (0.4)$$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 852 = 73 A.$$

$$k_q = \frac{158}{73} = 2,1 > 2$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 294 = 25 A.$$

$$k_q = \frac{158}{73} = 6,2 > 2$$

Отсюда следует, что чувствительная ступень дифференциальной защиты устройства 7UT6 удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

Грубая ступень дифотсечки отстраивается от броска тока намагничивания по величине установки тока срабатывания. Для средних условий ее ток срабатывания должен быть равен $(5 \div 6) \cdot I_{\text{ном. т-ра}}$.

Грубая ступень дифференциальной отсечки не отстраивается по времени от броска тока намагничивания трансформатора и должна быть отстроена по току. Можно принять уставку по току равной $5 \cdot I_{\text{ном. т-ра}}$ при напряжении 35 кВ или $6 \cdot I_{\text{ном. т-ра}}$ - при напряжении 110 кВ.

Поэтому уставка грубой ступени дифотсечки в долях номинального тока трансформатора выбирается равной: $I_{\bullet CP}^{DT} = 6,0$.

Вторичный ток срабатывания определяется по ранее приведенной формуле:

$$I_{уст. BH}^{DO} = \frac{5 \cdot I_{\bullet CP}^{DO}}{K_{B_1}}; \quad (4.10)$$

$$I_{уст. BH}^{DO} = \frac{5 \cdot 6,0}{0,73} = 41 A.$$

По стороне ВН принимаем ближайшую большую уставку, которую можно выставить в устройстве 7UT6- $I_{уст.ВН}^{до} = 41A$.

$$I_{уст.СН}^{до} = \frac{5 \cdot I_{\bullet CP}^{до}}{K_{B3}}; \quad (4.11)$$

$$I_{уст.СН}^{до} = \frac{5 \cdot 6,0}{0,77} = 39A.$$

По стороне СН принимаем ближайшую большую уставку, которую можно выставить в устройстве 7UT6- $I_{уст.НН}^{до} = 40A$.

$$I_{уст.НН}^{до} = \frac{5 \cdot 6,0}{0,36} = 81A.$$

По стороне НН принимаем ближайшую большую уставку, которую можно выставить в устройстве 7UT6- $I_{уст.НН}^{до} = 81A$.

Действительный ток срабатывания грубой ступени дифотсечки будет равен:

$$I_{СЗ.ВН}^{до} = \frac{41 \cdot 200 / 5}{\sqrt{3}} = 947A.$$

Проверим коэффициент чувствительности дифотсечки при КЗ на стороне СН (в точке К1) по формуле (4.9).

По известному значению тока трехфазного КЗ в минимальном режиме в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ по формуле:

$$I_{K1 \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1354 = 1171A.$$

$$k_{\eta} = \frac{1171}{947} = 1.$$

Отсюда следует, что грубая ступень дифотсечки устройства 7UT6 удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

Выбор времени срабатывания дифзащиты и дифотсечки.

В первом приближении можно считать, что при токе срабатывания, равном 0,5 номинального тока трансформатора, выдержку времени необходимо

установить порядка 0,20 с, а при токе срабатывания, равном номинальному - порядка 0,10 с.

Поэтому уставку выдержки времени срабатывания дифзащиты и дифотсечки примем, равную 0,10 с.

4.5 Расчёт уставок токовой отсечки (МТЗ1) защиты трансформатора

Токовая отсечка в трехфазном исполнении от всех видов коротких замыканий. Она отстраивается от максимального тока внешнего короткого замыкания по формуле:

$$I_{TO} \geq k_{OTC} \cdot I_{K3.max}^{(3)}, \quad (0.5)$$

где k_{OTC} - коэффициент отстройки, учитывает ошибку в определении токов, и необходимый запас, принимаем $k_{OTC}=1,3$.

$I_{K3.max}^{(3)}$ - максимальное значение периодической составляющей тока в месте установки защиты при трёхфазном КЗ на стороне среднего и низшего напряжения.

Ток внешнего короткого замыкания - это ток КЗ в точке К2,К3 приведенный к стороне высшего напряжения, в нашем примере он равен:

$$I_{K2.min}^{(3)} = 852 A, \quad I_{K3.min}^{(3)} = 294 A.$$

$$I_{ТОСН} \geq 1,3 \cdot 8,52 = 1075 A.$$

$$I_{ТОНН} \geq 1,3 \cdot 294 = 382 A.$$

Токовая отсечка выполняется по трехрелейной схеме с соединением трансформаторов тока в звезду. Ток срабатывания реле токовой отсечки (МТЗ 1) равен:

$$I_{CP.TO} \geq \frac{I_{TO} \cdot K_{CX}}{K_{ТТ.ВН}}, \quad (0.6)$$

где I_{TO} - ток токовой отсечки;

$K_{ТТ.ВН}$ - коэффициент трансформатора тока на стороне ВН;

K_{CX} - коэффициент схемы трансформатора тока на стороне ВН.

$$I_{CP.TO} \geq \frac{1108 \cdot \sqrt{3}}{100 / 5} = 47 A.$$

Ток срабатывания реле токовой отсечки может изменяться от 2,0 до 60,0 А с шагом 0,1 поэтому за ток установки токовой отсечки принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве 7UT6.

Принимаем $I_{CP.TO} = 47 A$.

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания токовой отсечки по формуле:

$$I_{TO} = \frac{I_{CP.TO} \cdot K_{TT.BH}}{K_{CX}}; (0.7)$$

$$I_{TO} = \frac{47 \cdot 200 / 5}{\sqrt{3}} = 1108 A.$$

Для проверки чувствительности необходимо знать двухфазный ток короткого замыкания на выводах 220 кВ трансформатора в минимальном режиме работы энергосистемы.

По известному значению тока трехфазного КЗ в минимальном режиме в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ по формуле:

$$I_{K1min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1354 = 1171 A.$$

Проверим коэффициент чувствительности токовой отсечки при КЗ на стороне ВН (в точке К1) по формуле:

$$k_q = \frac{1171}{1108} = 10,5 > 1,2.$$

Таким образом, выполняем резервную защиту трансформатора токовой отсечкой (МТЗ 1) с использованием устройства 7UT6.

- выбирается время срабатывания токовой отсечки.

Так как уставка токовой отсечки выбрана по формуле, то токовая отсечка будет действовать только при повреждениях в трансформаторе, и поэтому выдержка времени токовой отсечки принимается $t_{T0} = 0,1$ с.

4.6 Расчёт уставок максимальной токовой защиты (МТЗ 2) трансформатора

При расчете максимально-токовой защиты следует принимать следующие параметры: коэффициент возврата реле - $k_B = 0,95$; коэффициент запаса для отстройки тока нагрузки - $k_{OTC} = 1,2$; коэффициент согласования с защитами предыдущих линий - $k_C = 1,1$.

МТЗ защищает от всех видов между фазных коротких замыканий, для резервирования основных защит трансформатор устанавливается на стороне высшего напряжения и собирается по схеме звезда. МТЗ отстраивается от максимального тока нагрузки, в максимальном режиме. Поэтому вычисляем максимальный ток нагрузки трансформатора по формуле:

$$I_{\text{НАГ.ВН}}^{\text{max}} = \frac{S_{\text{НАГ.ВН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}}, \quad (0.8)$$

где $S_{\text{НАГ.ВН}}$ - максимальная нагрузка трансформатора, кВ·А;

$U_{\text{НОМ.ВН}}$ - номинальное напряжение стороны ВН трансформатора, кВ.

$$I_{\text{НАГ.ВН}}^{\text{max}} = \frac{62000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 155 \text{ A}.$$

Тогда ток срабатывания МТЗ определяется по формуле:

$$I_{\text{МТЗ}} \geq \frac{k_{OTC} \cdot k_{ЗАП}}{k_B} \cdot I_{\text{НАГР.МАХ}}, \quad (0.9)$$

где k_{OTC} - коэффициент отстройки защиты (1,1-1,2) согласно;

$k_{ЗАП}$ - коэффициент самозапуска;

k_B - коэффициент возврата МТЗ блока защит 7UT6. $k_B = 0,95$ согласно;

$I_{\text{НАГР.МАХ}}$ - наибольшее значение тока нагрузки трансформатора.

Ток срабатывания МТЗ 2 равен:

$$I_{\text{МТЗ}} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 155 = 295 \text{ A}.$$

Максимально-токовая защита подключена к тем же трансформаторам тока, что и токовая отсечка со схемой соединения в треугольник. Ток срабатывания реле максимально-токовой защита (МТЗ 2) равен:

$$I_{CP.MT3} \geq \frac{I_{MT3} \cdot K_{CX}}{K_{TT.BH}}, \quad (0.10)$$

$$I_{CP.MT3} \geq \frac{295 \cdot \sqrt{3}}{200 / 5} = 12 A.$$

Ток срабатывания реле МТЗ 2 может изменяться от 2,0 до 60,0 А, с шагом 0,1, поэтому за ток установки МТЗ 2 принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве 7UT6.

Принимаем $I_{CP.MT3} = 12 A$.

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания МТЗ 2 по формуле:

$$I_{MT3} = \frac{I_{CP.MT3} \cdot K_{TT.BH}}{K_{CX}}, \quad (0.11)$$

где $I_{CP.MT3}$ - ток срабатывания реле максимально - токовой защиты (МТЗ 2)

$$I_{MT3} = \frac{12 \cdot 200 / 5}{\sqrt{3}} = 295 A.$$

Необходимо проверить коэффициент чувствительности МТЗ 2 при КЗ на стороне СН (в точке К2) по формуле.

$$k_q = \frac{737}{295} = 2,4 > 1,2.$$

Необходимо проверить коэффициент чувствительности МТЗ 2 при КЗ на стороне НН (в точке К3) по формуле

$$k_q = \frac{254}{295} = 1,8 > 1,2.$$

Отсюда следует, что максимально-токовая защита (МТЗ 2) устройства 7UT6 удовлетворяет требованиям чувствительности к МТЗ.

- выбирается время срабатывания максимально-токовой защиты (МТЗ 2) устройства 7UT6 по следующей формуле:

$$t_{MT3} = t_{\max} + \Delta t, \quad (0.12)$$

где $t_{\max}$ - максимальное время защит линий отходящих от шин НН трансформатора;

Δt - ступень селективности, для учебных расчетов равна 0,5 с.

Время срабатывания МТЗ 2 равно:

$$t_{MT3} = 1,7 + 0,5 = 2,2 \text{ с.}$$

Используем выдержку времени в МТЗ 2 устройства 7UT6.

4.7 Расчёт уставок защиты от перегрузки (МТЗ 3) трансформатора

Защита от перегрузки устанавливается на питающей стороне трансформатора и действует на сигнал.

Ток срабатывания защиты от перегрузки на стороне ВН определяется по формуле:

$$I_{ПЕР} \geq \frac{k_{ОТС}}{k_B} \cdot I_{T.ном}, \quad (0.13)$$

где $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки защиты от перегрузки равен 1,05;
 k_B - коэффициент возврата токового реле блока защит 7UT6 равен 0.95, согласно [37]:

$I_{T.ном}$ - номинальный ток трансформатора в месте установки защиты от перегрузки.

Ток срабатывания защиты от перегрузки равен:

$$I_{ПЕР} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 158 = 174 \text{ А};$$

Защита от перегрузки подключена к тем же трансформаторам тока, что и токовая отсечка и максимально-токовая защита со схемой соединения в звезду. Поэтому ток срабатывания реле защиты от перегрузки (МТЗ 3) равен:

$$t_{MT3} = 2,2 + 0,5 = 2,7 \text{ с.}$$

Используем выдержку времени в МТЗ 3 устройства 7UT6.

В таблице 4.3 приведены выбранные параметры настройки (уставки) защит трансформатора выполненных с применением устройства 7UT6. Эти устройства могут применяться на новых и реконструируемых подстанциях распределительных сетей и промышленных предприятий, в том числе для замены старых устройств РЗА и телемеханики.

Устройства выполняют функции токовой защиты (в том числе дифференциальной) для двухобмоточных трансформаторов, синхронных компенсаторов, электродвигателей, генераторов.

Питание устройств 7UT6 может осуществляться от источника как постоянного, так и переменного оперативного тока. Для питания защит в аварийных режимах имеется резервный источник с питанием от токовых цепей. Время срабатывания защит при питании только от токовых цепей может увеличиваться не более, чем на 0,15с. ЖК индикатор на 16 разрядов и кнопки управления с индикаторами на передней панели служат для контроля входных параметров, параметров работы устройства и изменения уставок и настроек.

Устройство снабжается интерфейсами RS-485 (протокол MODBUS RTU) и USB для передачи данных, контроля параметров и изменения настроек и уставок. В составе устройства предусмотрены журнал аварий, журнал событий и цифровой осциллограф. Функции устройства: 2-х ступенчатая дифзащита.

Первая ступень – дифференциальная отсечка (ДО), вторая ступень – чувствительная дифференциальная защита с торможением (ДТЗ); 4-х ступенчатая максимально-токовая защита (МТЗ) с независимой выдержкой времени.

Функция МТЗ для каждой ступени подключается к трансформаторам тока стороны ВН или НН силового трансформатора; для любой ступени МТЗ, ДО и ДТЗ возможен режим с блокировкой от броска намагничивающего тока (БНТ); для любой ступени ДО и ДТЗ возможен режим с блокировкой от перевозбуждения; устройство может работать с трансформаторами, имеющими любую группу соединений (0-11, задаётся уставкой); 2-х ступенчатая защита от

несимметричной нагрузки или обрыва фаз по току обратной последовательности с выбором стороны ВН или НН независимо для каждой ступени; 2-х ступенчатая направленная защита от замыканий на землю (ЗНЗ) по измеренному или расчетному току (независимо для каждой ступени) нулевой последовательности $3I_0$ с пуском по $3U_0$; расчетный ток получается путем векторного суммирования трех фазных токов стороны ВН; постоянное измерение фазных токов и индикация фактических действующих значений тока; запоминание параметров срабатывания защиты и автоматики в журнале аварий для 100 событий (с фиксацией вида защиты, значения тока и времени срабатывания); запоминание параметров изменения конфигурации в журнале событий для 200 событий; цифровое осциллографирование с общим временем записи 60с; светодиодная индикация исправности устройства, срабатывания защит и состояния дискретных входов; самодиагностика устройства.

Таблица 4.3 –Параметры настройки защит трансформатора устройства 7UT6

Наименование параметра	Диапазон регулирования	Параметр
Дифференциальная защита		
Коэффициент выравнивания по току для стороны ВН, K_{B1} :	0,1÷5,0 через 0,01	0,73
Коэффициент выравнивания по току для стороны СН, K_{B2} :	0,1÷5,0 через 0,01	0,76
Коэффициент выравнивания по току для стороны НН, K_{B3} :	0,1÷5,0 через 0,01	0,36
Чувствительная степень дифференциальной защиты (ДТ)		
Уставка чувствительности ступени ДТ на стороне ВН, $I_d >$:	(0,5÷10,0) А, шаг 0,1 А	6
Уставка чувствительности ступени ДТ на стороне СН, $I_d >$:	(0,5÷10,0) А, шаг 0,1 А	6

Продолжение таблицы 4.3

Уставка чувствительности ступени ДТ на стороне НН, $I_d > :$	(0,5÷10,0) А, шаг 0,1 А	7
Уставка выдержки времени срабатывания ДТ, t:	(0,01÷1,0) с, шаг 0,01с	0,10
Диапазон уставок по току начала торможения:	(0,5÷10,0) А, шаг 0,1 А	5,0
Коэффициент торможения	0,5	0,5
Уставка фильтра тока по второй гармонике от составляющей первой гармоники дифференциального тока	(10÷30) %, шаг 1 %	20%
Уставка фильтра тока по пятой гармонике от составляющей первой гармоники дифференциального тока	(10÷30) %, шаг 1 %	20%
Грубая ступень дифференциальной защиты (ДО)		
Уставка грубой ступени ДО по стороне ВН, $I_d >> :$	(5÷60,0) А, шаг 1 А	41
Уставка грубой ступени ДО по стороне СН, $I_d >> :$	(5÷60,0) А, шаг 1 А	40
Уставка грубой ступени ДО по стороне НН, $I_d >> :$	(5÷60,0) А, шаг 1 А	81
Уставка времени срабатывания ДО, t:	10-1000 мс, шаг 1 мс	100
Максимально-токовая защита		
Уставка токовой отсечки (МТЗ 1), $I > :$	(2,0÷60,0) А, шаг 0,1 А	47
Уставка выдержки времени (МТЗ 1) при $I/I_{уст} > 1$, t:	(0,1÷25,0) с, шаг 0,1 с	0,1
Уставка максимально-токовой защиты (МТЗ 2), $I >> :$	(2,0÷60,0) А, шаг 0,1 А	12
Уставка выдержки времени (МТЗ 2) при $I/I_{уст} > 1$, t:	(0,1÷25,0) с, шаг 0,1 с	2,2
Уставка защиты от перегрузки (МТЗ 3), $I >> :$	(2,0÷60,0) А, шаг 0,1 А	3,0
Уставка выдержки времени (МТЗ 3) при $I/I_{уст} > 1$, t:	(0,1÷25,0) с, шаг 0,1 с	2,7

4.8 Газовая защита

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах, преобразовательных агрегатах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители. В данном случае она применяется для защиты трансформатора.

Газовая защита получила широкое применение в качестве чувствительной при возникновении внутренних повреждений (межвитковых замыканиях), сопровождаемых электрической дугой или нагревом деталей, что приводит к разложению масла, изоляционных материалов и образованию летучих газов.

Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газовыделении, происходящем при КЗ, - сигнал на отключение трансформатора. Помимо этого, газовая защита реагирует на понижение уровня масла в баке трансформатора.

Опасным внутренним повреждением является «пожар в стали» магнитопровода, возникающий при нарушении изоляции между листами стали сердечника, что ведёт к увеличению потерь на гистерезис и вихревые токи.

В качестве реагирующего органа ставится газовое реле типа BF-80/Q производства Германии. Установка скоростного элемента принимается 0,65 м/с. Он действует на отключение трансформатора через выходное реле РП-255, снабженное удерживающей катушкой по току отключения. Отбор газа из корпуса реле производится через кран, размещенный на уровне наземного обслуживания.

Вывод: таким образом, был произведён расчёт параметров настройки микропроцессорной защиты РС83-ДТ2 и выбрана газовая защита BF-80/Q.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Введение

Целью данного раздела является анализ вредных и опасных факторов, влияющих на работу электротехнического персонала обслуживающего РУ ПС «Лугинецкая» 220/35/6 кВ и мер защиты от них. Необходимо отметить, что важным вопросом при рассмотрении производственной и экологической безопасности является соблюдение правил, норм, инструкций и других документов, утвержденных в установленном порядке.

Объектом рассмотрения раздела является трансформаторная подстанция. Подстанция предназначена для приема, преобразования и распределения электроэнергии между потребителями. В состав подстанции входят ОРУ напряжением 220, 35, кВ, силовые трансформаторы, ЗРУ 6 кВ.

В разделе также рассматриваются вопросы техники безопасности, охраны окружающей среды и пожарной безопасности. Кроме того, в подразделе чрезвычайные ситуации рассмотрена конкретная ЧС (удар молнии) и произведен расчет заземляющих устройств ПС «Лугинецкая» 220/35/6.

Социальная ответственность является одним из важнейших социально-экономических, санитарно-гигиенических и экологических мероприятий, направленных на обеспечение условий труда.

Так, в соответствии со ст. 1 Федерального закона от 17 июля 1999 г. №181-ФЗ «Об основах охраны труда в Российской Федерации» под охраной труда понимается: система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, реабилитационные и иные мероприятия.

					ФЮРА.140205.005 ПЗ									
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ					Лит.	Лист	Листов		
Разраб.		В.Е.Кремешков										89	153	
Руковод.		В.И.Готман.								ТПУ ИнЭО гр. 3-9201				
Крсульт.		.												
Н. Контр.														
Утверд.														

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов

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

В процессе обслуживания РУ подстанций электромонтер подвергается следующим вредным производственным факторам:

1) Повышенная напряженность электромагнитного поля.

В процессе профилактических и наладочных работ на подстанции электротехнический персонал подвергается воздействию электрического поля, что может неблагоприятно сказаться на состоянии здоровья. Длительное воздействие электрического поля на организм человека может вызвать нарушение функционального состояния нервной и сердечно-сосудистой систем. Это выражается в повышенной утомляемости, снижении качества выполнения рабочих операций, болях в области сердца, изменении кровяного давления и пульса.

Источником электрических полей на подстанции являются токоведущие части действующих электроустановок, находящиеся под напряжением (линии электропередач, трансформаторы, сборные системы шин и др.).

Различают следующие виды воздействия электрического поля на человека:

- непосредственное (прямое) воздействие, проявляющиеся при пребывании в электрическом поле. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем.
- косвенное воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов или при прикосновении человека, изолированного от земли, к заземленным конструкциям. [41]

Кроме того, электрическое поле может стать причиной воспламенения или взрыва паров горючих материалов и смесей в результате возникновения электрических разрядов при прикосновении предметов и людей с машинами и механизмами.

Нормы на предельно допустимые напряженности электрического поля (ЭП) для персонала установлены в СанПиН 2.2.4.1191 - 03:

- $E \geq 25$ кВ/м- пребывание в ЭП без средств защиты не допускается;
- $20 < E < 25$ кВ/м - время пребывания персонала в ЭП не должно превышать 10 минут;
- при $5 < E \leq 20$ кВ/м допустимое время пребывания в ЭП определяется путем расчетов, но не более 3 часов без средств защиты.
- $E \leq 5$ кВ/м пребывание в ЭП допускается в течение полного рабочего дня.

В целях уменьшения воздействия электрического поля на электротехнический персонал подстанций, следует применять организационные и технические мероприятия, направленные на снижение степени воздействия ЭП.

К организационным мероприятиям следует отнести: проведение периодических медицинских осмотров; проведение инструктажей, в том числе и непосредственно перед началом работ; применение средств индивидуальной защиты.

К техническим мероприятиям следует отнести: применение защитного заземления; использование стационарных и инвентарных экранирующих устройств; применение металлоконструкций открытых распределительных устройств из оцинкованных, алюминированных или алюминиевых элементов (ГОСТ 12.1.002-84).

2) Микроклимат

Обеспечение санитарно-гигиенических условий труда для электротехнического персонала, в условиях неблагоприятного микроклимата

Воздух рабочей зоны на открытых площадках определяют следующие параметры: температура воздуха (минимальная и максимальная), относительная влажность воздуха, скорость движения воздуха и давление. Эти параметры в комплексе и по отдельности влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Холодный и летний период года - (t ниже $+10^{\circ}\text{C}$) на постоянных рабочих местах

Характеристика производственных помещений:

-помещения, характеризующиеся незначительными избытками явной теплоты (23 Вт/м^2 и менее)

Категория работ: средней тяжести-Пб ($233-290 \text{ Вт}$)

Температура воздуха- $17,0-19,0^{\circ}\text{C}$

Относительная влажность воздуха – $60-40\%$

Скорость движения воздуха: Не более $0,2 \text{ м/с}$,

Температура воздуха вне постоянных рабочих мест: $13-20^{\circ}\text{C}$,

Тёплый период года - (t $+10^{\circ}\text{C}$ и выше) на постоянных рабочих местах

Характеристика производственных помещений:

-помещения, характеризующиеся незначительными избытками явной теплоты ($\text{более } 23 \text{ Вт/м}^2$)

Категория работ: средней тяжести -Пб ($233-290 \text{ Вт}$)

Температура воздуха- $19,0-21,0^{\circ}\text{C}$

Относительная влажность воздуха – $60-40\%$

Скорость движения воздуха: $0,2 \text{ м/с}$,

Температура воздуха вне постоянных рабочих мест: не более чем на 3°C выше средней температуры наружного воздуха в 13 ч. самого жаркого месяца.

Допустимые условия микроклимата

Холодный и летний период года - (t ниже $+10^{\circ}\text{C}$) на постоянных рабочих местах.

Характеристика производственных помещений:

-помещения, характеризующиеся незначительными избытками явной теплоты (23 Вт/м^2 и менее)

Категория работ: средней тяжести-Пб ($233-290 \text{ Вт}$)

Температура воздуха- $15,0-22,0^{\circ}\text{C}$

Относительная влажность воздуха – $15-75\%$

Скорость движения воздуха: $0,2-0,4 \text{ м/с}$,

Температура воздуха вне постоянных рабочих мест: 14-23 °С,

Тёплый период года - ($t + 10^{\circ}\text{C}$ и выше) на постоянных рабочих местах

Характеристика производственных помещений:

-помещения, характеризующиеся незначительными избытками явной теплоты (более 23 Вт/м²)

Категория работ: средней тяжести -Пб (233-290) Вт

Температура воздуха- 16,0-27,0 °С

Относительная влажность воздуха – 15-75%

Скорость движения воздуха: 0,2-0,5 м/с,

Температура воздуха вне постоянных рабочих мест: не более чем на 5 °С выше средней температуры наружного воздуха в 13 ч. самого жаркого месяца.

С целью создания нормальных условий для персонала установлены нормы производственного микроклимата согласно СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений», ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны», параметры микроклимата делятся на оптимальные и допустимые.

Метеорологические условия: оптимальная и допустимая температура, относительная влажность и скорость движения воздуха устанавливаются для рабочей зоны производственных помещений согласно ГОСТ 12.1.005 – 88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» и СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений», исходя из категорий тяжести выполняемой работы (лёгкая – I), величины избытков явного тепла и периода года.

Характеристика категорий работ по интенсивности энерготрат.

Допустимые величины интенсивности теплового облучения работающих на рабочих местах от производственных источников, нагретых до темного свечения (материалов, изделий и др.) должны соответствовать значениям, приведенным в таблице 5.1

Таблица 5.1 – Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственного помещения

Период года	Категории работ по уровню энерготрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		диапазон ниже оптимальных величин	диапазон выше оптимальных величин			для диапазона температур воздуха, ниже оптимальных величин, не более	для диапазона температур воздуха, выше оптимальных величин, не более
Холодный	Ia (до 139)	20,0- 21,9	24,1-25,0	19,0-26,0	15-75	0,1	0,1
	Iб (140-174)	19,0-20,9	23,1-24,0	18,0-25,0	15-75	0,1	0,2
	IIa (175-232)	17,0-18,9	21,1- 23,0	15,0-24,0	15-75	0,1	0,3
	IIб (233-290)	15,0-16,9	19,1-22,0	14,0-23,0	15-75	0,2	0,4
	III(более 290)	13,0-15,9	18,1-21,0	12,0-22,0	15-75	0,2	0,4
Теплый	Ia (до 139)	21,0-22,9	25,1-28,0	20,0-29,0	15-75	0,1	0,2
	Iб (140-174)	20,0-21,9	24,1-28,0	19,0-29,0	15-75	0,1	0,3
	IIa (175-232)	18,0-19,9	22,1-27,0	17,0-28,0	15-75	0,1	0,4
	IIб (233-290)	16,0-15,9	21,1-27,0	15,0-28,0	15-75	0,2	0,5
	III(более 290)	15,0-17,9	20,1-26,0	14,0-27,0	15-75	0,2	0,5

Допустимые величины интенсивности теплового облучения работающих от источников излучения, нагретых до белого и красного свечения (раскаленный или расплавленный металл, стекло, пламя и др.) не должны превышать 140 Вт/кв.м. При этом облучению не должно подвергаться более 25% поверхности тела и обязательным является использование средств индивидуальной защиты, в том числе средств защиты лица и глаз.[18]

Система отопления должна обеспечить достаточное, постоянное и равномерное нагревание воздуха в помещении в холодный период года, а так же безопасность в отношении пожара и взрыва. Так же необходимо обеспечить приток воздуха в помещение. Минимальный расход воздуха определяется из расчета 50 – 60 м³/ч на одного человека. Для обеспечения установленных норм

микроклиматических параметров и частоты воздуха в помещении возможно применить вентиляцию согласно СанПиН 2.2.4.548-96.

По микроклиматическим условиям труда также установлено регламентирование исходя из степени воздействия на работника.

Под оптимальными микроклиматическими условиями понимают такие сочетания параметров микроклимата, которые при длительном и систематическом воздействии на человека:

- обеспечивают сохранение нормального функционального и теплового состояния организма при минимальном напряжении механизма терморегуляции;

- не вызывают отклонений в состоянии здоровья;

- создают предпосылки для высокого уровня работоспособности.

Такие микроклиматические условия на рабочих местах являются предпочтительными.

Допустимыми микроклиматическими условиями называют такие сочетания параметров микроклимата, которые при систематическом и длительном воздействии на человека не вызывают повреждений или нарушений состояния здоровья, но могут приводить к возникновению общих и локальных ощущений дискомфорта, ухудшению самочувствия и понижению работоспособности, напряженной работе механизма терморегуляции, однако не выходящей за пределы физиологических приспособительных возможностей.

Такие микроклиматические условия на рабочих местах являются нежелательными, и необходимо принимать меры к их улучшению до уровня оптимальных.

Принципиально важным в нормировании микроклиматических условий является раздельное нормирование каждого компонента микроклимата: температуры, влажности, скорости движения воздуха.

Как указывалось ранее, неблагоприятное влияние на состояние здоровья работника оказывают не только условия производственной среды, но и характер трудового процесса.

Повышенная и пониженная температура воздуха рабочей зоны. Так как, РУ подстанций открытого типа, т.е. расположены на открытом воздухе, следовательно работы проводимые электротехническим персоналом осуществляются вне помещений.

Реконструируемые электрические сети, расположены в III климатическом районе, характеризующимся следующими показателями.

Температура воздуха:

- средняя зимних месяцев - 9,7°C;
- средняя летних месяцев +25 °C;
- абсолютно минимальная -42°C;
- абсолютно максимальная 37 °C. Скорость ветра:
- средняя в зимние месяцы 5,6 м/с,
- средняя в летние месяцы 4,8 м/с.

Относительная влажность воздуха:

- в зимние месяцы 54 %;
- в летние месяцы 32 %.

Таким образом, в процессе выполнения работ на подстанции, электротехнический персонал, в зависимости от периода года, вынужден работать при температуре окружающего воздуха от -24 С в зимние до +32 С в летние месяцы, что может привести либо к развитию простудных заболеваний, либо тепловому удару.

Методы, мероприятия и средства защиты работающих от воздействия вредных и опасных производственных факторов могут быть сгруппированы по ряду критериев.

В качестве одного из критериев для такой классификации может быть принят принцип защиты. По этому критерию методы и средства защиты работающих представлены следующим образом.

3) Обеспечение санитарно-гигиенических условий труда для электротехнического персонала, в условиях превышения уровней шума

Шум - это беспорядочное сочетание звуков различной частоты и интен-

сивности, возникающих при механических колебаниях в твердых, жидких и газообразных средах. Шум отрицательно влияет на организм человека, и в первую очередь на его центральную нервную и сердечно-сосудистую системы, приводит к появлению профессиональных заболеваний. Источниками производственного шума являются машины и оборудование, в данном случае трансформаторы. Допустимый уровень шумов регламентируется ГОСТ 12.1.003-83 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности» и СНиП 11-12-77 «Нормы проектирования. Допустимый уровень звукового давления на рабочих местах в производственных помещениях». Согласно ГОСТ 12.1.003-83 уровни звука в рабочих зонах не должны превышать 80 дБ.

В соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ для снижения шума применяют следующие методы: уменьшение в источнике; изменение направленности излучения; уменьшение шума на пути его распространения.

Когда практически невозможно уменьшить шум до допустимых величин общетехническими мероприятиями, используют средства индивидуальной защиты. К этим средствам относятся:

- вкладыши - мягкие тампоны из ультратонкого волокна. Снижение шума 5... 20 дБ;
- наушники - при воздействии шумов с высокими уровнями (более 120 дБ);
- шлемы - применяют, когда вкладыши и наушники не обеспечивают необходимой защиты.

4) Освещение

Для обеспечения нормативной освещённости необходимо использовать совмещённое освещение, при котором естественное дополняется искусственным. Естественное освещение является боковым (осуществляется через световые проёмы в наружных стенах), а искусственное – общим. В условиях недостаточной освещённости в утреннее и вечернее время используется искусственное освещение. Для искусственного освещения применяют люминесцентные лампы, которые имеют высокую световую отдачу и продолжительный срок службы.

Естественное освещение оказывает благоприятное воздействие на человека, поэтому все помещения в соответствии с санитарными нормами должны иметь естественное освещение, т.е. освещение помещений светом неба проникающим через световые проемы в наружных конструкциях, рекомендуется СНиП 23-05-95.

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. [38]

Нормирование освещенности производится в соответствии со СНиП 23–05-95 «Естественное и искусственное освещение».

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 бликоность - 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.

Нормирование естественного освещения согласно СНиП 23-05-95, по назначению помещений предусмотрены следующие уровни освещенности в помещениях:

Производственные помещения – 500 - 600 люкс.

Наименование цеха, отделения, участка, технологической операции, оборудования, рабочего места	Освещенность, лк		
	при комбинированном освещении		при общем освещении
	общее + местное	общее	

Цехи металлоконструкций			
23. Заготовительные отделения, участки			
23.1. Общий уровень освещенности по отделению	-	-	200
23.2. Разметка металла	500	150	200
23.3. Раскрой на механических ножницах, обработка на торцефрезерных, правильно-вальцовочных станках	200	150	200
24. Заготовительные отделения, участки на открытых площадках	-	-	50
25. Сверловочный участок			
25.1. Общий уровень освещенности по участку			150
25.2. Сверлильные станки	750	150	

5) Нормализация условий труда.

Сущность этого метода состоит в проведении организационных, технических и иных мероприятий, направленных на снижение уровня факторов, вызывающих риск повреждения здоровья, и приведение значений вредных и опасных производственных факторов к нормированным величинам. На основе идентификации опасностей и вредностей и определения значений факторов производственной среды в процессе аттестации рабочих мест по условиям труда намечается и реализуется план мероприятий по охране труда, в который, в частности, включается:

- совершенствование технологических процессов с целью уменьшения вредных выбросов, шума, вибрации и т.п.;
- модернизация или замена оборудования, не удовлетворяющего современным требованиям безопасности труда и санитарно-гигиенических нормативов;
- оснащение помещений, оборудования и рабочих мест необходимыми средствами коллективной защиты (вентиляцией, приборами освещения, ограждениями и др.);
- проведение ремонтных и профилактических работ на тех средствах коллективной защиты, которые имеются в организации, но не выполняют частично или в полной мере своих защитных функций. [28]

6) Защита расстоянием.

Данный метод защиты заключается в том, чтобы по возможности устранить зоны пересечения гомосферы (пространство, в котором действует человек) и ноксосферы (пространство, в котором возможно проявление опасных и вредных производственных факторов). Достигается это путем:

- ограждения опасных зон с целью создания физической преграды, предотвращающей приближение человека к источнику опасности, устраняющей возможность захвата одежды или частей тела движущимися элементами оборудования, ожога от нагретых поверхностей и т.п.;
- удаления операторов из опасных зон с помощью автоматизации работы оборудования, применения дистанционного управления, роботов и манипуляторов;
- нормирования минимально допустимых расстояний между оператором и источником повышенной опасности и др.

7) Защита временем.

Этот метод используется в тех случаях, когда первые два метода невозможно применить по техническим причинам или их реализация не дает удовлетворительного результата. В таком случае нормативно устанавливается допустимое время пребывания человека в зоне повышенной опасности или

вредности (например, в условиях воздействия ионизирующего излучения, вблизи мощных источников электромагнитного излучения и др.). Работнику может устанавливаться: сокращенная рабочая неделя или уменьшенная длительность рабочей смены, наибольшее время непрерывной работы в условиях действия вредных производственных факторов, время и периодичность дополнительных перерывов в течение смены.

8) Адаптация работников к повышенному риску.

Реализация этого метода осуществляется по нескольким направлениям, а именно:

- профессиональный отбор работников для выполнения работ в условиях повышенной опасности;
- специальное обучение работников определенных профессий и проведение инструктажей;
- проведение предварительных и периодических медицинских осмотров работников для установленных профессий;
- обеспечение работников средствами индивидуальной защиты (спецодеждой, защитными очками, масками, противогазами и др.).

Требования охраны труда, сформулированные в нормативно-правовых документах, предусматривают комплексное использование перечисленных методов в организациях с целью создания безопасных условий труда и сохранения здоровья работающих.

Методы и средства защиты работающих могут быть сгруппированы и по другим критериям, например по их характеру: санитарно-гигиенические; технические, организационные и др.

Весьма эффективными во многих случаях являются меры, улучшающие санитарно-гигиенические условия труда. Они реализуются разнообразными способами.

Различаются методы защиты и по месту их применения.

Наиболее радикальными признаны методы борьбы с вредными и опасными производственными факторами в источнике их образования, а также

методы, направленные на устранение непосредственного контакта с ними работника. Эти методы реализуются самыми разными путями, имеющими свою специфику в зависимости от характера опасности или вредности.

Важным методом защиты работающих от воздействия опасных и вредных производственных факторов является борьба с ними на пути их распространения. Эти методы также реализуются различными способами, суть которых состоит в создании преграды, ослаблении интенсивности, поглощении энергии и т.п.

Возможно и другое деление методов защиты.

Большая роль в деле устранения (ослабления) влияния вредных и опасных производственных факторов принадлежит средствам защиты.

Средства защиты на производстве - средства, применение которых предотвращает или уменьшает воздействие на одного или более работающих опасных и (или) вредных производственных факторов.

Средства защиты в зависимости от количества работников, для которых они предназначены, подразделяются на средства индивидуальной защиты и средства коллективной защиты. Такая классификация средств защиты работающих предусмотрена ГОСТ 12.4.011 «ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация».

Важными методами защиты работающих от отрицательных последствий воздействия вредных и опасных производственных факторов являются рационализация режимов труда и отдыха, обеспечивающая снижение времени и степени их воздействия, а также применение средств профилактики (молоко, лечебно-профилактическое питание, витаминные препараты и др.), способствующих нейтрализации вредного влияния указанных факторов и повышению сопротивляемости организма этому воздействию.

Эти методы дополняются проведением лечебно-профилактических и оздоровительных мероприятий.

Вместе с тем все перечисленные мероприятия дадут наибольший эффект только в том случае, если сами работающие будут строго соблюдать правила и

нормы безопасности и гигиены труда. Несоблюдение правил, неоправданный риск могут привести к тяжелым последствиям. Поэтому систематическое проведение инструктажей работающих по охране труда, постоянный контроль за соблюдением ими установленных норм и правил безопасного проведения работ являются весьма важными мерами профилактики травматизма и заболеваемости на производстве.

Применение средств индивидуальной защиты работающих является также важным средством защиты работающих от вредных и опасных производственных факторов.

Необходимо отметить, что известные методы и способы защиты работающих от воздействия вредных и опасных производственных факторов в ряде случаев оказываются недостаточно эффективными. Следует также обратить внимание, что от воздействия ряда вредных производственных факторов не найдено достаточно надежных средств защиты, невозможно также обеспечить способность человеческого организма противостоять их воздействию, не все заболевания, вызванные условиями труда на производстве, поддаются полному излечению. В связи с этим работающим во вредных и тяжелых условиях труда предоставляются предусмотренные законодательством компенсации по условиям труда.

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов

При организации условий труда необходимо учитывать воздействие на работников опасных производственных факторов.

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

В процессе обслуживания РУ подстанций электромонтер подвергается следующим опасным факторам:

1) Поражение электрическим током. В процессе профилактических и наладочных работ на подстанции электромонтер подвергается опасности поражения электрическим током, результатом которого могут стать электротравма, ожог или смерть.

Среди основных причин, приводящих к поражению электрическим током, следует выделить следующие:

- случайное прикосновение или приближение на опасное расстояние к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- появление напряжения на механических конструктивных частях электрооборудования (корпусе, кожухе и т.п.) в результате повреждения изоляции, коротких замыканий и других причин;
- появление напряжения на отключенных частях, на которых производится какая-либо работа (наладка, ремонт и т.д.) из-за ошибочного включения установки;
- возникновение шагового напряжения на поверхности земли в результате замыкания на землю.

Классификация помещений по степени опасности поражения людей электрическим током

1. помещения без повышенной опасности, в которых отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность;
2. помещения с повышенной опасностью, характеризующиеся наличием в них одного из следующих условий, создающих повышенную опасность:
3. особо опасные помещения, характеризующиеся наличием одного из следующих условий, создающих особую опасность:
4. территория открытых электроустановок в отношении опасности поражения людей электрическим током приравнивается к особо опасным помещениям. [41]

Согласно ПУЭ (см.п.1.1.13) в отношении опасности поражения людей электрическим током территория подстанции приравнивается к особо опасным помещениям.

При производстве работ на действующей подстанции необходимо соблюдать требования к защите людей от опасного и вредного воздействия электрического тока в соответствии со следующими нормативными документами:

- Правила устройства электроустановок (ПУЭ);
- Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок;
- СНиП 12-03-99 «Безопасность труда в строительстве».

Персонал строительных организаций, выполняющий работы в действующих электроустановках относится к командированному персоналу.

Допуск к работе этого персонала производится в соответствии с требованиями глав XLVI и XLVII - Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок.

Строительно-монтажные работы с применением машин в охранной зоне действующей линии электропередачи и на ОРУ подстанции следует производить под непосредственным руководством лица, ответственного за безопасность производства работ, при наличии письменного разрешения организации владельца линии и наряда-допуска, определяющего безопасные условия работ и выдаваемого в соответствии с требованиями п.4.12 СНиП12-03-99 при выполнении требуемых мер безопасности[10].

Электробезопасность – это система организационных и технических мероприятий и механических средств, обеспечивающих защиту людей от воздействия электрического тока, электрической дуги электромагнитного поля и статического электричества [10].

Электробезопасность должна обеспечиваться:

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями.

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям применяются следующие способы и средства:

- защитные оболочки (трубы, лотки, броня кабелей);
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- безопасное расположение токоведущих частей;
- изоляцию токоведущих частей (рабочую, дополнительную, усиленную, двойную);
- изоляцию рабочего места;
- защитное отключение;
- предупредительная сигнализация, блокировка, знаки безопасности
- средства индивидуальной защиты.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы защитное заземление; зануление; выравнивание потенциала; малое напряжение; контроль изоляции. [10]:

Технические способы и средства применяют отдельно или в сочетании друг с другом так, чтобы обеспечивалась оптимальная защита.

Для защиты обслуживающего персонала от поражений электрическим током выше 1000 В в распоряжении персонала имеются следующие защитные средства:

а) основные: изолирующие штанги; изолирующие и электроизмерительные клещи; указатели напряжения; указатели напряжения для фазировки.

б) дополнительные: диэлектрические перчатки, боты, коврики; изолированные подставки, накладки; диэлектрические колпаки; переносные заземления; ограждающие устройства; плакаты и знаки безопасности.

К работе в электроустановках допускаются лица, прошедшие инструктаж и обучение безопасным методам труда, проверку знаний правил безопасности и инструкций в соответствии с занимаемой должностью применительно к выполняемой работе с присвоением соответствующей

квалификационной группы по технике безопасности и не имеющие медицинских противопоказаний [10].

Для обеспечения безопасности работ в электроустановках выполняется:

- отключение установки (части установки) от источника питания;
- проверка отсутствия напряжения;
- механическое запирающее устройство приводов коммутационных аппаратов, снятие предохранителей, отсоединение концов питающих линий и другие меры, исключающие возможность ошибочной подачи напряжения к месту работы;
- заземление отключенных токоведущих частей (наложение переносных заземлителей, включение заземляющих ножей);
- ограждение рабочего места или остающихся под напряжением токоведущих частей, к которым в процессе работы можно прикоснуться или приблизиться на недопустимое расстояние.

При проведении работ на токоведущих частях, находящихся под напряжением проводится выполнение работ по наряду не менее чем двумя лицами, с применением электрозащитных средств, с обеспечением безопасного расположения работающих и используемых механизмов и приспособлений [10].

Мероприятия на ПС:

- ОРУ ограждается забором, аппараты устанавливаются на металлических конструкциях высотой до токоведущих частей 3,2 м, ввод в ЗРУ выполняется на высоте 3,2 м;
- к обслуживанию электрооборудования допускается персонал с группой допуска не ниже IV группы;
- для аварийного слива масла предусмотрен бетонированный маслоприемник;
- в тёмное время суток на ПС предусматривается освещение двумя мачтовыми прожекторами и светильниками, установленными на здании закрытого распределительного устройства (ЗРУ) и на площадке молниеотвода;

- защитное заземление ПС выполняется искусственными заземлителями, соединёнными стальной полосой; сопротивление заземления не более 0,5 Ом;
- для молниезащиты на ПС устанавливаются три стержневых молниеотвода, обеспечивающие надёжную защиту от прямых ударов молнии и грозозащитные тросы на вводах ВЛ 110 кВ на расстоянии 0,5 км перед ПС, для защиты от перенапряжения оборудование защищено ограничителями перенапряжения нелинейными типа ОПН.;
- освещение запитывается от трансформаторов собственных нужд, предусматривается АВР;
- предусматриваются пожарный щит, ящики с песком, углекислотные огнетушители;
- для исключения ошибочных действий персонала при производстве оперативных переключений в распределительных устройствах подстанции предусмотрена электромагнитная блокировка;
- для работы под напряжением рабочие обеспечиваются средствами защиты (резиновыми перчатками, изолирующими штангами, диэлектрическими ботами, резиновыми ковриками, инструментом с изолирующими рукоятками).

При авариях, связанных с утечкой масла из трансформаторов, для сбора масла под каждым трансформатором устроен маслоприёмник, выступающий за габариты на 1,5 м. Маслоприёмник выполнен на полный объём масла содержащегося в трансформаторе – 13 тонн.

Правила оказания доврачебной помощи при поражении электрическим током.

При поражении электротоком могут быть судорожные сокращения мышц, серьезные повреждения центральной нервной системы, ожоги, обугливание, нарушения кровообращения и прекращение дыхания. Жизнь человека, пораженного током, полностью зависит оттого, насколько грамотно окружающие окажут ему первую помощь.

Сначала необходимо освободить его от действия электрического тока. Если это возможно - отключить его. Если невозможно, то освободить человека

любым безопасным способом, обезопасив при этом себя от поражения.

Обязательно защитить руки сухими тряпками, резиновыми диэлектрическими перчатками, отбросить провода сухой палкой, перерубить по отдельности провода, изолировать инструменты.

После освобождения пострадавшего от действия тока приступать к оказанию первой помощи. Пострадавшего положить спиной на пол, землю или любую твердую поверхность, расстегнуть ворот, освободить стесняющую одежду. Убедившись, что он не дышит, запрокинуть его голову назад и сделать 3 вдоха в дыхательные пути методом "изо рта в нос" или "изо рта в рот". Если у пострадавшего не прощупывается пульс в сонных артериях, немедленно приступить к закрытому массажу сердца, надавливая обеими ладонями на нижнюю часть грудины один раз в секунду. Искусственное дыхание и массаж надо чередовать: 2 вдувания в легкие, затем 15 толчков на грудь. Нужно следить, чтобы не запал язык.

К месту происшествия сразу же вызвать врача, сказав ему о роде травмы. При любой электротравме пострадавший должен лежать до прибытия врача.

Когда человек без сознания, но дышит, его следует уложить на спину, подстелить одеяло или одежду, расстегнуть ворот, ослабить одежду. Лицо опрыснуть холодной водой, растереть мокрым полотенцем щеки, виски, дать вдохнуть пары нашатырного спирта. Когда он придет в себя, напоить горячим чаем, кофе и тепло укрыв, отправить в больницу. [3]

2) Падение с высоты.

В процессе профилактических и наладочных работ, проводимых на подстанции, электромонтер подвергается опасности падения с высоты, результатом которого могут стать травма или смерть.

В соответствии с ПОТ Р М-012-2000, к работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от не огражденных перепадов по высоте 1,3 м и более.

Основным опасным производственным фактором при работе на высоте

является расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола) и связанное с этим возможное падение работника или падение предметов на работника.

Из всех причин, падения работников с высоты, следует выделить основные:

- а) технические - отсутствие ограждений, предохранительных поясов, недостаточная прочность и устойчивость лесов, настилов, люлек, лестниц;
- б) технологические - недостатки в проектах производства работ, неправильная технология ведения работ;
- в) психологические — потеря самообладания, нарушение координации движений, неосторожные действия, небрежное выполнение своей работы;
- г) метеорологические - сильный ветер, низкая и высокая температуры воздуха, дождь, снег, туман, гололед.

Из числа всех работ, проводимых электромонтером на подстанции, около 30% составляют работы на высоте.

Так, при ремонте вводов трансформатора, высоковольтного выключателя, а также при работе на опорах ВЛ подходящих к подстанции, рабочая зона электромонтера будет находиться на высоте от 1,5 до 4 м, в зависимости от типа электрооборудования или опор.

Из числа всех работ, проводимых электромонтером на подстанции, около 30% составляют работы на высоте.

Так, при ремонте вводов трансформатора, высоковольтного выключателя, а также при работе на опорах ВЛ подходящих к подстанции, рабочая зона электромонтера будет находиться на высоте от 1,5 до 4 м, в зависимости от типа электрооборудования или опор.

В целях предотвращения несчастных случаев при работах производимых на высоте межотраслевые правила по охране труда (ПОТ Р М-012-2000) регламентируют ряд организационных и технических мероприятий.

К организационным мероприятиям относят:

- обучение персонала правилам производства работ на высоте;

- проведение периодических медицинских осмотров;
- проведение инструктажей, в том числе и непосредственно перед началом работ;
- применение средств индивидуальной защиты, предупреждающих плакатов и знаков безопасности в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.026-76;
- установка ограждений и обозначение, в установленном ПОТ Р М-012-2000 порядке, границ опасных зон.
- К средствам индивидуальной защиты от падения с высоты относятся:
 - а) предохранительные пояса, соответствующие требованиям ГОСТ Р 50849 - 96, ГОСТ 12.4.184 - 95;
 - б) предохранительные полуавтоматические верхолазные устройства типа ПВУ-2;
 - в) канаты страховочные, соответствующие требованиям ГОСТ 12.4.107-82;
 - г) каски строительные, соответствующие требованиям ГОСТ 12.4.087-84.

Средства индивидуальной защиты от падения с высоты как отечественные, так и приобретенные за рубежом, должны иметь сертификаты качества.

К техническим мероприятиям относят: применение защитного заземления, при работе на высоте с электрооборудованием; защитное отключение; использование технологической оснастки, испытанных лестниц, специальных лесов и подмостей.

3) Механические травмы, полученные в результате наличия острых кромок, заусенцев и шероховатостей на поверхности оборудования и инструмента.

В процессе производства работ на подстанции электротехнический персонал подвержен опасности получить механическую травму, из-за наличия острых кромок, заусенцев и шероховатостей на поверхности оборудования и инструмента. Так, в процессе профилактических и наладочных работ гибкой ошиновки ОРУ, проводов воздушных линий и.т.д. существует опасность получения механической

травмы, из-за наличия на проводах заусенцев, острых кромок на траверсах опор открытых распределительных устройств. Кроме того, большая часть электрооборудования установленного на подстанции имеет острые кромки, что также создает опасность получения механической травмы.

К опасностям, механически воздействующим на организм человека, относятся разрушающиеся конструкции; острые кромки, заусеницы и шероховатость на поверхности оборудования и инструмента и др. В зависимости от возможности предохранения человека в условиях взаимодействия его с потенциально опасными техническими объектами согласно ГОСТ 12.2.003-91 «Оборудование производственное. Общие требования безопасности» применяются два основных метода защиты персонала от механических опасностей: обеспечение недоступности к опасно действующим частям оборудования и применения приспособлений, непосредственно защищающих человека от опасного производственного фактора.

Первый метод состоит в пространственном или временном разделении рабочей зоны и опасной зоны. Кроме того, к данному методу относится все, что связано с конструктивными особенностями как самого оборудования, так и устройств, ограждающих и блокирующих опасные зоны (ГОСТ 12.2.003-91). Недоступность может быть обеспечена размещением опасных объектов на недостигаемой высоте, а также под прикрытием или в трубах.

Ко второму методу относятся приспособления, с помощью которых обеспечивается безопасность взаимодействия с опасными частями оборудования, в том числе и дистанционное управление, а также устройства автоматически прекращающие работу агрегата или подачу энергии в систему и т.д. К средствам достижения безопасности относятся средства коллективной (ГОСТ 12.1029-80) и индивидуальной (ГОСТ 12.4051-87) защиты.

4) Расчёт молниезащиты подстанции «ЛУГИНЕЦКАЯ» 220/35/6 кВ

Для III климатического района (Томская область) интенсивность грозовой деятельности в год составляет 20 — 40 ч при среднегодовом числе ударов молнии в 1 км земной поверхности равным 6.

Подстанция «Лугинецкая» 220/35/6кВ относится к первой категории по молниезащите.. Для защиты объектов этой категории применяем стержневой молниеотвод.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h < 60$ м представляет собой конус (рисунок). Горизонтальное сечение зоны защиты на высоте защищаемого сооружения h_x представляет собой круг радиусом r_x .

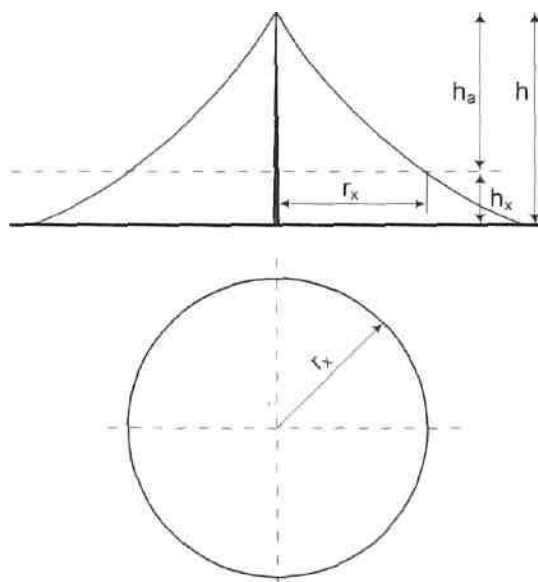


Рисунок 6.1- Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой до 60 м

Для защиты подстанции применяется четыре стержневых молниеотводов, установленных на территории подстанции по периметру.

Определим высоту молниеотводов:

$$h = h_x + h_a$$

где h_x - высота защищаемого объекта, принимается равной 11 м;

h_a - активная высота молниеотвода, м.

Активную высоту молниеотвода определим по формуле

$$h_a = \frac{D}{8}$$

где D - диагональ прямоугольника, м.

$$D = \sqrt{a_1^2 + a_2^2} = \sqrt{50^2 + 70^2} = 86 \text{ м}.$$

Таким образом, по формуле

$$h_a = \frac{86}{8} = 11 \text{ м}$$

Тогда высота молниеотводов

$$h = 11 + 11 = 22 \text{ м}$$

Определим радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 22 = 33 \text{ м}$$

Высота молниеотводов недостаточна, так как зоны защиты на уровне земли молниеотводов не пересекаются (рисунок).

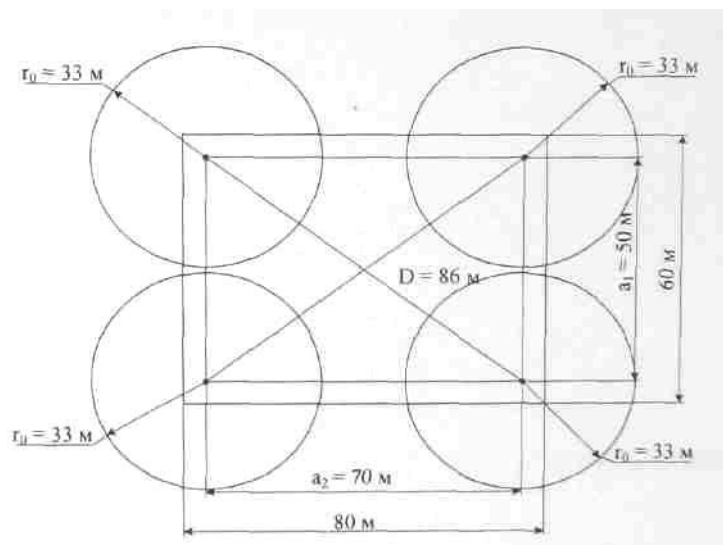


Рисунок 6.2 - Зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода

Таким образом, принимаем молниеотводы большей высоты $h = 30 \text{ м}$. Тогда, радиус зоны защиты на уровне земли $r_0 = 1,5 \cdot 30 = 45 \text{ м}$

Определим активную высоту молниеотводов

$$h_a = h + h_0 = 30 - 11 = 19 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты на высоте h_x

$$r_x = 1,6 \cdot \frac{h_a}{1 + \frac{h_x}{h}} = 1,6 \cdot \frac{19}{1 + \frac{11}{30}} = 22 \text{ м}$$

Наименьшая ширина зоны защиты в середине между молниеотводами:

$$b_{x1} = 2 \cdot r_x \cdot \frac{7 \cdot h_a - a_1}{14 \cdot h_a - a_1} = 2 \cdot 22 \cdot \frac{7 \cdot 19 - 50}{14 \cdot 19 - 50} = 16,9 \text{ м}$$

$$b_{x2} = 2 \cdot r_x \cdot \frac{7 \cdot h_a - a_2}{14 \cdot h_a - a_2} = 2 \cdot 22 \cdot \frac{7 \cdot 19 - 70}{14 \cdot 19 - 70} = 13,7 \text{ м}$$

Таким образом, все конструкции и оборудование подстанции защищены от прямых ударов молнии рисунок 6

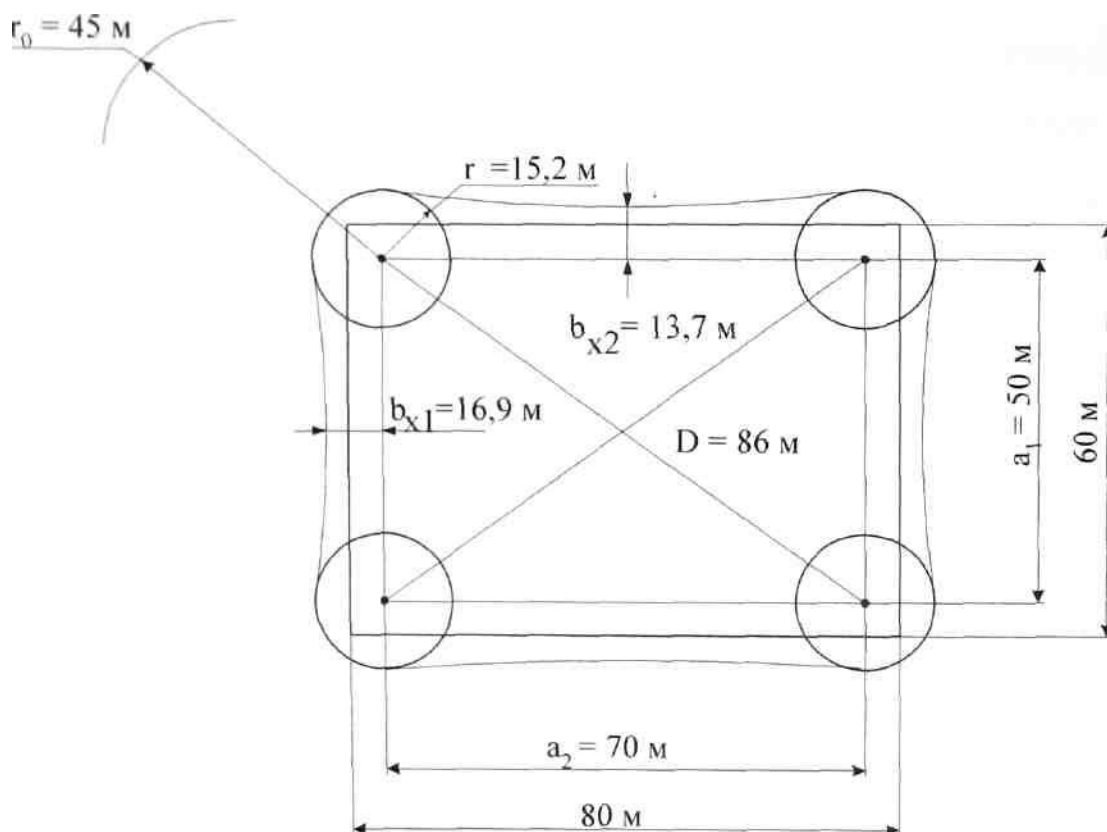


Рисунок 6- План молниезащиты подстанции «Лугинецкая» 220/35/6

5.2 Экологическая безопасность

Площадка подстанции размещена на продуктивных землях. С участка, изымаемого в постоянное пользование для строительства подстанции, предусматривается снятие плодородного слоя почвы с последующим использованием для озеленения площадки подстанции и защиты спланированной площади от эрозии, а излишки плодородного слоя почвы складироваться вблизи площадки в «кавальер», откосы которого укрепляются посевами дернообразующих трав или вывозятся в места, определяемые землепользователем и в дальнейшем используются для улучшения и восстановления земельных угодий

Проектом предусмотрены определённые меры по сведению до минимума нагрузки на окружающую среду. При аварии трансформатора для

предотвращения разлива масла по подстанции, предусматривается маслоприемная яма под трансформатором, система аварийных маслостоков и маслосборник.

Устанавливаемое оборудование полностью соответствует существующим международным стандартам в области экологии.

Использование данного оборудования не приведёт к загрязнению окружающей среды и электромагнитное излучение не превысит установленных международными стандартами предельно-допустимых норм.

Территория подстанции благоустраивается, свободные от сооружений участки засеиваются многолетними травами.

Твердые бытовые отходы и их классификация

Твёрдые бытовые отходы (ТБО, бытовой мусор) — непригодные для дальнейшего использования пищевые продукты и предметы быта или товары, потерявшие потребительские свойства, наибольшая часть отходов потребления. ТБО делятся также на отбросы (биологические ТО) и собственно бытовой мусор (небиологические ТО искусственного или естественного происхождения), а последний часто на бытовом уровне именуется просто мусором.

Каждое производственное подразделение, как правило, характеризуется своим специфическим видом ТПО, представляющим собой смесь различных продуктов, образующихся в процессе производства тех или иных изделий или полупродуктов.

Классификация ТП по физико-химическим, биологическим, биохимическим и токсикологическим свойствам.

Итак, все твердые промышленные отходы (ТПО) следует подразделить на следующие группы:

- отходы металлоперерабатывающих производственных подразделений;
- отходы металлургических производственных подразделений;
- отходы стекольных и керамических производств;
- отходы при производстве полимерных материалов синтетической химии (в

том числе отходы резины и резинотехнических изделий;

- отходы из природных полимерных материалов (отходы древесины, картона, целлюлозно-бумажные отходы, отходы фиброина, кератина, казеина, коллагена);
- отходы отопительных систем;
- волокнистые отходы;
- радиоактивные отходы.

Все ТПО, как уже отмечалось, не требуют сепарации и сразу могут подвергаться переработке для получения товарных продуктов и изделий. Вопросы переработки ТПО рассматриваются детально в последующих главах. Следует отметить, что общее количество ТПО, перерабатываемых при высокой температуре (в отличие от обычного сжигания при низкой температуре в бытовых условиях, при которых вообще недопустима такая переработка синтетических полимерных материалов в виду возможного побочного образования ДО и ДПВ) не должна превышать значительных количеств. В виду возможного нарушения сохранения природной органики в почвенном слое и вообще в биосфере при возможной высокотемпературной переработке в большом масштабе.

Высокотемпературная переработка ТПО целесообразна только тогда, когда перерабатываются в первую очередь продукты содержащие галоиды (хлор-, бром-) или синтетические полимерные олигомерные или мономерные органические продукты неизвестные по химической природе или те, которые могут содержать галоиды даже в незначительных количествах опять же в виду возможности образования ДО и ДПВ в микроколичествах или даже в следах; а также объекты, содержащие паразитическую микрофлору и микрофауну. Эти галоидированные ДО и ДПВ или супертоксиканты, в отличие от простых диоксинов, скажем 1,4 диоксина и радиоактивных препаратов и объектов, могут образовываться при совместном сжигании некоторых видов тары из синтетических полимерных материалов и при тлении и плавлении (сами они не горят) галоидированных полиолефинов.

Состав твёрдых бытовых отходов зависит от многих факторов: уровня развития страны и региона, культурного уровня населения и его обычаев, времени года и других причин. Более трети ТБО составляют упаковочные материалы, количество которых непрерывно увеличивается. ТБО характеризуются многокомпонентностью и неоднородностью состава, малой плотностью и нестабильностью (способностью к загниванию). Источниками образования ТБО могут быть как жилые, так и общественные здания, торговые, зрелищные, спортивные и другие предприятия. В зарубежной практике названию "ТБО" соответствует термин "твердые муниципальные отходы" (Municipal Solid Waste).

В состав ТБО входят следующие виды важных отходов: бумага (картон); крупногабаритные материалы; пищевые (органические) отходы; пластик; металлы; резина; кожа; текстиль; стекло; дерево и прочие.

К опасным ТБО относятся: попавшие в отходы батарейки и аккумуляторы; электроприборы; лаки; краски и косметика; удобрения и ядохимикаты; бытовая химия; медицинские отходы; ртутьсодержащие термометры; барометры; тонометры; лампы.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - состояние, при котором в результате возникновения источника чрезвычайной ситуации на объекте, определённой территории или акватории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей природной среде.

Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, широко распространённую инфекционную болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, а также применение современных средств поражения, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация (ГОСТ Р.22.0.02-94).

Основными причинами возникновения ЧС могут быть:

- 1) результат стихийных бедствий и особо опасных инфекций;
- 2) воздействие внешних природных факторов, приводящих к старению или коррозии металлов, конструкций, сооружений и снижение их физико-механических показателей;
- 2) проектно-производственные дефекты сооружений (ошибки при изысканиях и проектировании, плохое качество строительных материалов и конструкций, нарушения в технологии изготовления и строительства);
- 3) воздействия технологических процессов промышленного производства на материалы сооружений (нагрузки, высокие температуры, вибрация);
- 4) нарушение правил эксплуатации сооружений;
- 5) нарушение правил техники безопасности при ведении работ;
- 6) ошибки, связанные с низким уровнем профессиональной подготовки рабочих и их некомпетентностью и безответственностью.

Согласно ГОСТ Р 22.8.01-96 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Ликвидация чрезвычайных ситуаций. Общие требования», Федеральным законом: «О защите населения от ЧС природного и техногенного характера», повышение устойчивости функционирования объектов в ЧС заключается в заблаговременной разработке и осуществлении комплекса инженерно-технических мероприятий, организационных и экономических, направленных:

- на предотвращение производственных аварий и катастроф; средств поражения, от вторичных факторов и стихийных бедствий;
- на создание условий для восстановления нарушенного производства в минимальные сроки;
- на обеспечение жизнедеятельности населения.

Надежная защита работающих является важнейшей задачей повышения устойчивости работы любого предприятия.

Важнейшим элементом подготовки к защите является обучение работающих умелому применению средств и способов защиты в условиях ЧС.

Здания и сооружения на предприятии необходимо размещать рассредо-

точено. Между зданиями должны быть противопожарные разрывы шириной не менее суммарной высоты двух соседних зданий.

Само оборудование должно располагаться под специальными устройствами в виде кожухов, шатров, зонтов, защищающих его от повреждения обломками разрушающихся конструкций. Кроме того, оборудование должно быть прочно закреплено на фундаменте болтами. Целесообразно также размещать наиболее ценное оборудование в отдельно стоящих зданиях павильонного типа. Для повышения устойчивости систем электроснабжения электроэнергии должна поступать с двух направлений, а при питании с одного направления необходимо предусмотреть автономный (аварийный) источник, например, передвижную электростанцию.

Повышение устойчивости при ЧС

Под повышением устойчивости функционирования организации в ЧС (ПУФ в ЧС) понимается комплекс мероприятий по предотвращению или снижению угрозы жизни и здоровью персонала и проживающего вблизи населения и материального ущерба в ЧС, а также подготовке к проведению спасательных и других неотложных работ в зоне ЧС.

Подготовка объекта к работе в ЧС - комплекс заблаговременно проводимых организационных, инженерно-технических и специальных мероприятий, осуществляемых на предприятиях, в учреждениях или других экономических структурах в целях обеспечения их работы с учетом риска возникновения ЧС, создания условий для предотвращения производственных аварий или катастроф, противостояния воздействию поражающих факторов, предупреждения или уменьшения угрозы жизни и здоровью персонала и проживающего вблизи населения, снижения материального ущерба, а также оперативного проведения спасательных и других неотложных работ в зоне ЧС.

Для определения мероприятий по повышению устойчивости и подготовке организации к работе в ЧС необходимо проанализировать всю совокупность факторов, влияющих на устойчивость ее функционирования. Для

этого необходимо рассмотреть все возможные события, которые могут привести к ЧС.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией, влияющей на работу подстанции, является удар молнии.

Молния представляет собой электрический разряд в атмосфере между облаками и землей или между разноименными зарядами облаков.

Воздействие зарядов молнии могут быть двух видов:

- 1) молния поражает здание и установки (непосредственно удар молнии);
- 2) молния оказывает вторичное воздействие, объясняемое электростатической и электромагнитной индукцией.

Производственные, жилые и общественные здания и сооружения в зависимости от их конструктивных характеристик, назначения и значимости, вероятности возникновения взрыва или пожара, технологических особенностей, а также от интенсивности грозовой деятельности в районе их местонахождения подразделяют на три категории по устройству молниезащиты:

I. Производственные здания и сооружения со взрывоопасными помещениями классов В-1 и В-2 по ПУЭ (к данной категории относятся также здания электростанций и подстанций).

II. Другие здания и сооружения со взрывоопасными помещениями, не относимые к категории I.

III. Все остальные здания и сооружения, том числе пожароопасные помещения.

Здания и сооружения относящиеся к категории I, подлежат обязательной молниезащите; зона защиты должна обладать степенью надежности 99,5% и выше.

Наиболее часто возникают линейные молнии, длительность которых составляет десятые доли секунды. Такие молнии наиболее опасны при прямом ударе. Так как молния основном они поражает предметы, имеющие большую высоту, чем другие расположены по близости, по этому для защиты от нее используют молниеотводы, которые представляют собой возвышающиеся над защищаемым объектом металлические устройства, воспринимающие прямой удар молнии и

отводящие молнии в землю. [7]

Пожарная безопасность.

Пожарная и взрывная безопасность - это система организационных и технических средств, направленных на профилактику и ликвидацию пожаров и взрывов, ограничение их последствий. [42]

Пожары представляют большую опасность для людей и могут причинить огромный материальный ущерб. Основной причиной пожара на рассматриваемом подстанции является неисправность электрооборудования, короткое замыкание, нагрев проводов и загорание изоляции и неосторожное обращение с огнем. Основы противопожарной защиты предприятий определены ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования» и Правилами пожарной безопасности ВППБ 01-02-95 РД34.03.301-95.

Мероприятия по пожарной профилактике разделяются на организационные, технические, режимные и эксплуатационные.

Организационные мероприятия предусматривают правильную эксплуатацию электрооборудования, правильное содержание здания, территории, противопожарный инструктаж рабочих и т. д. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние энергетических предприятий возлагается на руководителей этих предприятий.

К техническим мероприятиям относятся: соблюдение противопожарных правил, норм при проектировании, при устройстве электроприборов освещения и оборудования.

Мероприятия режимного характера - запрещение курения в неустановленных местах, сварочных и других работ в пожароопасных местах и т. д.

Эксплуатационные мероприятия являются своевременные профилактические осмотры, ремонты и испытание технологического оборудования (электроустановок, изоляции и т. д.).

В соответствии с ФЗ РФ от 22.07.2008 г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», а также с правилами и

требованиями учтены требования и мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.

В связи с тем, что ПС 220/35/10 кВ «Лугинецкая» относится к III группе по классификации пожароопасных зон (ПС с трансформаторами единичной мощности до 63 тыс. кВА или общей мощностью до 126 тыс. кВА) установка дополнительных средств пожаротушения на подстанции не требуется [18].

При загорании электроустановок необходимо в первую очередь позвонить в пожарную службу по телефону 01, предотвратить доступ электрического тока к электроустановкам, где произошло возгорание, по возможности сообщить руководству и приступить к тушению пожара с помощью первичных средств пожаротушения. Из средств пожаротушения желательно применять локализованные средства: воздушно - механическую пену высокой плотности, а также инертные газообразные разбавители.

На подстанциях применяются ручные огнетушители. С их помощью можно быстро ликвидировать очаг загорания или локализовать огонь до прибытия пожарной команды.

Ручные углекислотные огнетушители типа ОУ-2, ОУ-5 и ОУ-8 емкостью соответственно 2,5; 5 и 8 л предназначены для тушения небольших загораний всех видов. Порошковый огнетушитель типа ОПС-10 наполнен в качестве огнетушащего средства сухим порошком, предназначен для тушения небольших очагов загорания щелочных металлов, тушение которых водой не допускается. Широко распространен огнетушитель типа ОХП-10, огнетушащее вещество которого образуется в виде химической пены.

Если горящая электроустановка не отключена и находится под напряжением, то тушение ее представляет опасность поражения электрическим током. Как правило, тушить ручными средствами пожар электрооборудования следует при снятом с него напряжении. Тушение пожаров компактными и распыленными водяными струями без снятия напряжения с электроустановок допускается только в открытых для обзора ствольщика электроустановках, в том числе горящих кабелей при номинальном напряжении до 10 кВ. При этом

ствол должен быть заземлен, а ствольщик — работать в диэлектрических ботах и перчатках и находиться на расстоянии от очага не менее 4,5 м. При этом применение морской и сильно загрязненной воды не допускается.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, является: оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации; допуск к работе; надзор во время работы; оформление перерыва в работе, перевод на другое рабочее место, окончания работы.

Ответственными за безопасность работ являются:

- а) лицо, выдающее наряд, отдающее распоряжение, утверждающий перечень работ выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- б) допускающий - ответственное лицо из оперативного персонала;
- в) ответственный руководитель работ (далее ответственный руководитель);
- г) производитель работ;
- д) наблюдающий;
- е) члены бригады.

Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ со снятием напряжения.

При подготовке рабочего 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 долж-ны 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.

Правовые вопросы обеспечения безопасности

Существует Приказ Минздравсоцразвития России № 46н от 16 февраля 2009 г. «Об утверждении Перечня производств, профессий и должностей, работа в которых дает право на бесплатное получение лечебно-профилактического питания в связи с особо вредными условиями труда, рационов лечебно-профилактического питания, норм бесплатной выдачи витаминных препаратов и Правил бесплатной выдачи лечебно-профилактического питания». Некоторые должности, работа на которых является вредной, указываются и в трудовых договорах конкретных предприятий.

Согласно статье 57 ТК РФ в случае, если характер работы предусматривает наличие вредных или опасных условий труда, то в трудовом договоре обязательно должны быть указаны следующие сведения: специальности с указанием квалификации; конкретный вид поручаемой работы. При этом если с выполнением работ связано предоставление компенсаций и льгот или наличие ограничений, то их наименования должны соответствовать наименованиям, указанным в квалификационных справочниках.

- режим рабочего времени, если он отличается от общих правил, установленных у данного работодателя;
- условия оплаты труда, доплаты и надбавки за опасные условия труда с указанием их характеристик.

В соответствии со статьей 91 ТК РФ нормальная продолжительность рабочего времени не может превышать 40 часов в неделю.

Льготы для работников, занятых на вредном производстве.

Статья 117 ТК РФ предусматривает право на ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск для работников, которые заняты на работах, связанных с неблагоприятным воздействием на здоровье человека вредных физических, и других факторов при работе на подстанции «Бакчар»

Минимальная продолжительность такого отпуска должна составлять семь календарных дней. Его конкретная продолжительность в зависимости от класса условий труда должна определяться соответствующими инструкциями указанными в трудовом договоре.

Дополнительный отпуск предоставляется работникам, если они в рабочем году фактически проработали во вредных и опасных условиях труда не менее 11 месяцев. Дополнительный отпуск можно совместить с поездкой в санаторий при заключении врача.

Если работник имеет право на получение дополнительного отпуска в связи с вредными условиями труда по нескольким основаниям, отпуск предоставляется по одному из этих оснований. Также работнику предоставляется бесплатный проезд по Российской Федерации один раз в 2 года с одним членом семьи, и половина стоимости ребенку.

Оплата труда работникам с вредными условиями труда.

Статья 147 ТК РФ устанавливает, что оплата труда работников, занятых на работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками, установленными для различных видов работ с нормальными условиями труда, но не ниже размеров, установленных трудовым законодательством.

Постановлением Правительства РФ № 870 определен минимальный размер такого повышения – не менее 4% тарифной ставки (оклада) по сравнению с нормальными условиями труда. Более конкретные нормы

устанавливаются ведомственными нормативными актами, отраслевыми соглашениями, коллективными и трудовыми договорами.

Правила обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты утверждены Приказом Минздравсоцразвития РФ от 01.06.2009 № 290н. Обеспечение работников средствами индивидуальной защиты, смывающими и обезвреживающими средствами предусмотрено статьей 212 ТК РФ, согласно которой эти средства должны быть предоставлены работодателем за его счет, а перед этим пройти обязательную сертификацию или декларирование соответствия.

Средства индивидуальной защиты выдаются по результатам аттестации рабочих мест по условиям труда. Этим же приказом установлены нормы и условия выдачи молока – 0,5 л за смену независимо от ее продолжительности. По желанию работника выдача молока и других равноценных продуктов может быть заменена компенсационной выплатой.

6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

6.1 Введение

В данной главе будут рассматриваться вопросы капиталовложений при реконструкции подстанции, расчет эксплуатационных затрат при проведении текущих ремонтов и технического обслуживания, определение затрат на потребляемую электроэнергию.

6.1.1 Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости.

Для расчета основной заработной платы сотрудников составляем график выполнения работ таблица 8.1.2.

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

$$t_{ож.} = \frac{t_{min} + 4 \cdot t_{н.в.} + t_{max}}{6}; \quad (6.1)$$

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

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

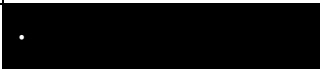
t_{max} – самая длительная продолжительность работы.

					<i>ФЮРА.140205.005 ПЗ</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат			
Разраб.		В.Е.Кремешков			ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕ СУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лит.	Лист
Провер.		В.И.Готман.					Листов
Крнсулт.		Л.А.Коршунов					128
Н. Контр.							153
Утверд.						ТПУ ИнЭО гр.-3-9201	

Таблица 8.1.2 – Этапы выполнения работ и график выполнения работ

№ этап а	Наименование работы	Потребная численность, чел.	Продолжительность работы				График выполнения работ, дни																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																					
			t_{min}	$t_{н.в.}$	t_{max}	$t_{ож.}$	1-5	6-8	9-16	17-20	21-25	26-30	31-35	36-45	46-50	51	52-70	71-85	86-90																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
0-1	Разработка задания	Руководитель Ведущий инженер Инженер	4	5	6	5																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						

Таблица 8.1.1 – Описание графика выполнения работ

Сотрудник	Количество дней	Обозначение на графике
Руководитель	90	
Ведущий инженер	90	
Инженер	90	

6.1.2 Расчет затрат на проектирование

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

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

1). Материальные затраты включают в себя:

расходные материалы (бумага, картриджи для принтера, плоттера, ручки, изготовление слайдов), сведенные в приведенную ниже таблицу 8.2.1.

Таблица 8.2.1 Материальные затраты

Материал	Единица измерения	Количество	Стоимость, руб.
Печатная бумага	Пачка	1	200
Флеш-диск	Шт.	2	500
Канц. товары	Шт.	6	100
Картридж для принтера	Шт.	1	500
ИТОГО			$I_M = 1300$

2. Расчет заработной платы.

T_m - число дней работы.

$$ЗП_{рук} = ((28000 \cdot 1,16 \cdot 1,3) / 21) \cdot 90 = 180960 \text{ руб.},$$

где 28000- оклад

1,16- коэффициент за неиспользованный отпуск

1,3- районный коэффициент

$$ЗП_{вед.инженер} = ((24000 \cdot 1,1 \cdot 1,3) / 21) \cdot 90 = 155110 \text{ руб.},$$

$$ЗП_{инженер} = ((18000 \cdot 1,1 \cdot 1,3) / 21) \cdot 90 = 116340 \text{ руб.},$$

Сводим расчеты в таблицу 8.2.3

Таблица 8.2.3 Заработная плата исполнителей.

Исполнители	Группа	Оклад р.	Время занятости дней	Зп, руб.
Руководитель	3	30000	90	180960
Ведущий инженер	2	24000	90	147086
инженер	2	16000	90	110315
Итого				438361

Фонд заработной платы $\Phi ЗП = \sum ЗП_{исп}$,

$\Phi ЗП = 438361$ рубля.

3. Размер отчислений в социальные фонды составляет 30% от $\Phi ЗП$.

Сумма начислений на социальные нужды составляет:

$$И_{сн} = 438361 \cdot 0,3 = 131508 \text{ руб.}$$

4. Амортизационные отчисления.

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

$$И_{ам} = \frac{T_u}{T_{кал}} \cdot H_a \cdot \Phi_n \quad (6.1.2)$$

где Φ_n - первоначальная стоимость оборудования;

H_a - норма амортизации;

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

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

Таблица 8.2.2 Амортизационные отчисления

Наименование	Количество	$\Phi_{п, р}$	$H_a, \%$	$T_{и} \text{ дней}$	$I_{амр}$
Компьютер	3 Шт.	90000	0,2	90	4439
Принтер	1 Шт.	6000	0,2	10	33
Стол	3 Шт.	24000	0,1	90	592
Стул	3 Шт.	12000	0,2	90	592
Итого: руб.					5656

Амортизационные отчисления составляют $I_{ам} = 5656$ рубля.

5. Прочие расходы :

$$I_{пр} = 0,1(3П + I_{м} + I_{ам} + I_{сн}) \quad (6.1.3)$$

$$I_{пр} = 0,1(438361 + 1300 + 5656 + 131508) = 57683 \text{ руб.}$$

6. Накладные расходы принимаем 200% от ФЗП:

$$I_{нр} = 2 \cdot \text{ФЗП} \quad (6.1.4)$$

$$I_{р} = 2 \cdot 438361 = 876722 \text{ руб.}$$

Себестоимость проекта:

$$I_{п} = I_{п} + I_{зп} + I_{сн} + I_{ам} + I_{пр} + I_{нр} \quad (6.1.5)$$

$$I_{п} = 438361 + 1300 + 5656 + 131508 + 57683 + 876722 = 1511230 \text{ р.}$$

Принимаем рентабельность 20%, прибыль:

$$П_б = I_{п} \cdot 0,2 \quad (6.1.6)$$

$$П_б = 1511230 \cdot 0,2 = 302246 \text{ р.}$$

Стоимость проекта:

$$Ц_{п} = I_{п} + П_б \quad (6.1.7)$$

$$Ц_{п} = 1511230 + 302246 = 1\,813\,476 \text{ руб}$$

Смета затрат представлена в таблице 8.2.4

Таблица 8.2.4 - Смета затрат на проектирование

Вид расходов	Обозначение	Сумма, р.
Материальные затраты	I_m	1300
Заработная плата	$I_{зп}$	438361
Амортизация	$I_{ам}$	5656
Отчисления в социальные фонды	$I_{сн}$	131508
Прочие расходы	$I_{пр}$	57683
Накладные расходы	I_p	876722
Себестоимость проекта	$I_{п}$	1511230
Прибыль	$P_б$	302246
Стоимость проекта	$C_{п}$	1 813476

6.1.3. Расчёт капитальных затрат на электрооборудование

Капитальные вложения – инвестиции в основной капитал (основные средства), в том числе затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий, приобретение машин, оборудования, инструмента, инвентаря, проектно – изыскательские работы и другие затраты.

Капитальные затраты на реконструкцию имеют следующие составные элементы:

$$K_{рек} = K_H + K_n - K_M, \quad (6.2.1)$$

где K_H – капитальные затраты на введение новых элементов сети;

K_n – стоимость затрат на проект;

K_M – сумма дохода от списания оборудования в металлолом.

$$K_M = 0,7 \cdot Q \cdot C_M, \quad (6.2.2)$$

где 0,7 – коэффициент, учитывающий затраты на ликвидацию оборудования (демонтаж, транспортные и прочие расходы)

Q – вес ликвидируемого оборудования, т;

C_M – цена металлолома, 5.4 тыс. руб/т.

$$Q_{\text{выключателей}} = 1,5 \cdot 12 = 18 \text{ т};$$

$$Q_{\text{трансформаторов}} = 75,6 \cdot 16 = 1200 \text{ т};$$

$$Q_{\text{панелей}} = 0,1 \cdot 16 = 1,6 \text{ т};$$

$$Q = 18 + 1200 + 1,6 = 1219,6 \text{ т};$$

$$K_M = 0,7 \cdot 1219,6 \cdot 5,4 = 4610 \text{ тыс. руб};$$

K_H – берём из таблицы 7.

$$K_H = 389857,68 \text{ тыс. руб};$$

$$K_{\text{рек}} = 389857 + 1\,813,4 - 4610 = 387060 \text{ тыс. руб}$$

6.2.1 Расчёт эксплуатационных затрат

Годовые эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$I = I_a + I_{\text{пот}} + I_{\text{обсл}}, \quad (6.2.3)$$

где I_a – ежегодные амортизационные отчисления, а также издержки на текущую эксплуатацию и ремонт сетей и электрооборудования, тыс. руб. таблица 7;

$I_{\text{обсл.}}$ – стоимость обслуживания.

$I_{\text{пот}}$ – стоимость потерь электроэнергии в сетях и оборудовании.

Ежегодные амортизационные отчисления:

$$I_a = P_a \cdot K \quad (6.2.4)$$

где P_a – норма ежегодных амортизационных отчислений, %.

Значение P_a указаны согласно приказу Минжилкомхоза РСФСР от 15.02.78 N 88 "об утверждении и введении в действие "временного положения о планово-предупредительном ремонте электроэнергетических устройств, оборудования и установок электрических сетей, наружного освещения и электрической части электростанций системы минжилкомхоза РСФСР".

Таблица 9- Расчет I_a .

№	Тип электрооборудования	Балансовая стоимость, тыс. руб	Норма амортизации, %	Амортизационные отчисления, тыс. руб
1	Трансформатор АТДТН 63000/220/110/35	121000,00	6,4	7 744
2	Разъединитель SGF -220	134921,04	6,4	11 130
3	Разъединитель SGF -110	37606,80	6,4	2 407
4	Разъединитель SGF -35	22022,00	6,4	1 409
5	Трансформатор напряжения SVS SF6-110	726,00	6,4	46
6	Трансформатор напряжения SVS SF6-220	1089,00	6,4	70
7	Трансформатор напряжения НКФ-35	254,10	6,4	16
8	ТТ фирмы Сименс SASSF6 -220	3049,20	6,4	195
9	ТТ фирмы Сименс SASSF6 -110	943,80	6,4	60
10	ТТ фирмы Сименс -35	4711,74	6,4	302
11	Выключатель элегазовый Сименс 3AP1FG-220	7260,00	6,4	465
12	Выключатель элегазовый Сименс 3AP1FG-110	4356,00	6,4	279
13	Выключатель элегазовый Сименс 3AP1FG-35	8470,00	6,4	542
14	Ограничитель перенапряжения ОПН-220	2178,00	6,4	139
15	Ограничитель перенапряжения ОПН-110	1258,40	6,4	81
16	ТСН	1026,60	6,4	66
17	Затраты на монтаж оборудования	38985		
Всего:		389857,68		24 951

Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$I_{nom} = \Delta W + C_y^y ,$$

где ΔW – потери электроэнергии, кВт·ч;

C_y^y – удельная стоимость потерь электроэнергии руб./кВт·ч.

При $T_m=4886$ часов, $\tau=3034$ находим удельную стоимость потерь:

$$C_y^y = 0,88 \text{ руб./кВт·ч.}$$

Потери в трансформаторе:

$$\Delta W_m = \Delta P_x \cdot T + \Delta P_k \cdot \tau , \quad (6.2.5)$$

где ΔP_x – активные потери холостого хода, кВт;

T – время работы ПС, ч, $T=8760$ ч;

ΔP_k – активные потери к.з., кВт;

τ – время максимальных потерь.

Для трансформатора АДТН 63000/220/110/35 /:

$$\Delta P_x=45 \text{ кВт, } \Delta P_k=230 \text{ кВт}$$

$$\Delta W_m=2 \cdot (45 \cdot 8760 + 230 \cdot 4886) = 3035960 \text{ кВт·ч;}$$

$$I_{nom}=3035960 \cdot 0,88 = 2671644,8 \text{ руб.}$$

$$\Delta P_x=62 \text{ кВт, } \Delta P_k=230 \text{ кВт}$$

$$\Delta W_m=2 \cdot (62 \cdot 8760 + 230 \cdot 4886) = 3333812 \text{ кВт·ч;}$$

$$I_{nom}=3333812 \cdot 0,88 = 2933755 \text{ руб.}$$

Наиболее выгодный для нас будет трансформатор АДТН 63000/220/110/35 так как его потери меньше чем у трансформатора ТДТН-63000/220/110-У1.

Годовые эксплуатационные издержки проектируемого варианта составляют:

$$I_y = 24\,951 + 2671,64 + 38985 = 66,6 \text{ мл.руб.}$$

6.2.2 Расчёт стоимости потребляемой электроэнергии потребителями

Выручка от продажи электроэнергии определяется по формуле:

$$I_{ПЭ} = W_{год} \cdot b,$$

где b – ставка за потребленную электроэнергию (принимается равной 2.6руб/кВт·ч);

$W_{год}$ – годовой расход электроэнергии, составляет примерно $0,55 \cdot 10^9$ кВт·ч.

$$I_{ПЭ} = 0,55 \cdot 10^9 \cdot 2,6 = 1,4 \cdot 10^9 \text{ руб./год.}$$

Прибыль определяется по формуле:

$$Pr = I_{нэ} - I_{э} - H; \quad (6.2.6)$$

Прибыль чистая:

$$П_{общ} = 1434888 - 66607,6 - 286976 = 1,08 \cdot 10^9 \text{ руб.}$$

$$Доход = Pr + I_a; \quad (6.2.7)$$

$$Д = 1,08 \cdot 10^9 + 24\,951 \cdot 10^3 = 1,1 \cdot 10^9 \text{ руб.}$$

6.2.3 Расчёт эффективности инвестиций

Расчёт эффективности инвестиций представляет собой описание ожидаемых экономических результатов от запланированных капитальных вложений. Эффективность инвестиционных проектов характеризуется системой показателей:

1. чистый дисконтированный доход (*ЧДД*) или экономического эффекта;
2. индекс доходности (*ИД*);
3. внутренняя норма доходности (*ВДН*);
4. срок окупаемости ($T_{ок}$).

$$ЧДД = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \cdot \frac{1}{(1 + E)^t} \quad (6.2.8)$$

где R_t – результаты (доходы), достигаемые на t -том шаге расчета;
 Z_t – затраты (капитальные вложения и текущие затраты за минусом амортизации, так как они являются одним из источников финансирования инвестиционного проекта);

I – сумма инвестиций;

E – норма дисконта;

t – номер шага расчета ($t = 0, 1, 2 \dots T$);

Для проведения разновременных затрат, результатов и эффектов используется норма дисконта (E), равная приемлемой для инвестора норме дохода на капитал.

Для расчёта дисконтированного дохода определим норму дисконта:

$$E = \left(\frac{1+t}{1+i} \right) + p, (6.2.9)$$

где t – ставка рефинансирования, объявленная ЦБ РФ на данный период, 8,25%;

i – темп инфляции, объявленный Правительством РФ на данный период, 6,5%;

p – поправка на предпринимательский риск в зависимости от целей проекта.

Величина p может быть принята 6%;

$$E = \left(\frac{1+0.0825}{1+0.065} - 1 \right) + 0.06 = 0.078 \text{ или } 8\%, \text{ примем } E=10\%$$

Коэффициент дисконтирования для постоянной нормы дисконта:

$$a_t = \frac{1}{(1+E)^t},$$

где t – номер шага расчёта ($t=0, 1, 2 \dots n$).

$ЧДД$ – это разность между текущей дисконтированной на базе расчётной ставки процента стоимости поступлений от инвестиций и величиной капитальных вложений.

$$ДД_{\Sigma} = \sum_{t=0}^T (Pr_t^q + A_t)(1+E)^{\tau-t}, (6.2.10)$$

где $Pr_t^ч$ – чистая прибыль, полученная в данном году;

A_t – амортизационные отчисления данного года.

Чистый дисконтированный доход определяется как разность между дисконтированными доходом и капиталовложениями:

Подробный расчет ЧДД представлен в Приложении В.

ЧДД=

$$\frac{1106255,4}{(1+0.1)^1} + \frac{1106255,4}{(1+0.1)^2} + \frac{1106255,4}{(1+0.1)^3} + \frac{1106255,4}{(1+0.1)^4} + \frac{1106255,4}{(1+0.1)^5} + \frac{1106255,4}{(1+0.1)^6} + \frac{1106255,4}{(1+0.1)^7} + \frac{1106255,4}{(1+0.1)^8} + \frac{1106255,4}{(1+0.1)^9} + \frac{1106255,4}{(1+0.1)^{10}} - 389857,7 = 675826,67 \text{ тыс.руб.}$$

Индекс доходности (ИД) представляет собой отношение суммы приведённых эффектов к величине капиталовложений:

$$ИД = \frac{1}{K} \sum_{t=0}^T \frac{R_t - Z_t}{(1+E)^t}$$

$$ИД = \frac{1}{389857,7} \cdot \left(\frac{675826,67}{(1+0.1)^1} + \frac{675826,67}{(1+0.1)^2} + \frac{675826,67}{(1+0.1)^3} + \frac{675826,67}{(1+0.1)^4} + \frac{675826,67}{(1+0.1)^5} + \frac{675826,67}{(1+0.1)^6} + \frac{675826,67}{(1+0.1)^7} + \frac{675826,67}{(1+0.1)^8} + \frac{675826,67}{(1+0.1)^9} + \frac{675826,67}{(1+0.1)^{10}} \right) = 1.73$$

При $E=10\%$

Правило: если $ЧДД > 0$, а $ИД > 1$, то проект эффективен.

Срок окупаемости проекта (СО) – время, за которое поступления от производственной деятельности предприятия покроют затраты на инвестиции. Измеряется СО в годах или месяцах.

Результаты и затраты, связанные с осуществлением проекта, можно вычислить с дисконтированием или без него. Соответственно получается два различных срока окупаемости. Срок окупаемости рекомендуется определять с использованием дисконтирования.

$$CO = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \cdot \frac{1}{(1+E)^t}$$

Результат представлен в таблице 9.2

Таблица 9.2-Срок окупаемости

Наименование показателя	Годы										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Инвестиции тыс.руб.	389857	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ДД тыс.руб.	0	110625 5,4	100568 6	914260	831146	686897	624452	567683	516076	469160	426509
ДД нарастающим итогом тыс.руб.	0	67582,6	135165	202747	270330	337913	405495	473078	540660	608243	675826
ИД		0,17	0,35	0,52	0,7	0,86	1,04	1,21	1,39	1,56	1,73

По данным таблицы получаем, что, начиная с 6-го года проекта $ИД > 1$, таким образом срок окупаемости проекта с учетом дисконтирования блет.

Вывод:

В разделе экономика произведён расчёт экономической эффективности внедрения данного проекта. Затраты на реализацию проекта составляют 389857,7тыс.рублей.

На протяжении всего срока службы проект будет приносить следующие эффекты:

1. Экономия электроэнергии.
2. Продлевается срок службы оборудования.
3. Снижается вероятность аварийных ситуаций.
4. Повышается производственная безопасность.
5. Увеличение до нужной мощности.

За расчётный период в 10 лет $ЧДД = 607080,4993$ тыс. рублей, что является хорошим показателем для энергетической промышленности. ИД проекта за 10 лет составляет 1,73 при $E=10\%$. Срок окупаемости проекта составляет блет.

7 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе были рассмотрены вопросы реконструкции ПС «Лугинецкая» 220/110/35 кВ которая необходима для Лугинецкого месторождения нефти Парабельского района.

Данная работа посвящена повышению надёжности системы электроснабжения Томских электрических сетей. Актуальность реконструкции ПС «Лугинецкая» заключается в переводе на проектное напряжение двухцепной ЛЭП ПС «Парабель – Лугинецкая -Игольская», замене силовых трансформаторов на более мощные, в связи с увеличением потребления и замене устаревшего оборудования. Для проведения реконструкции мною изучены материалы, выданные на производственной практике на разработку проекта.

На подстанции производим выбор нового электрооборудования для надёжной работы системы и для экономий электроэнергии. Все электрические устанавливаемые аппараты проверены по условиям термической и электродинамической стойкости. При этом электрические аппараты в системе электроснабжения надёжно работают как в нормальном длительном режиме, так и в условиях аварийного кратковременного режима, простоты и компактны в конструкции, удобны и безопасны в эксплуатации.

Проектом приняты силовые трансформаторы АТДТН-63000/220/110У(ХЛ1)ООО «МИТЭК» г. Иркутск, с трансформаторной мощностью 63МВА, климатического исполнения ХЛ1.

Сторона 220,110,35 кВ укомплектовываем элегазовыми выключателями фирмы Сименс 3AP1FG, производства «Siemens Высоковольтные аппараты» г.Воронеж, разъединители двухколонковые горизонтально-поворотные марки DBF4 -220+AFBF2, ТТ фирмы Сименс SASSF6, ТН SVSSF6- 220, ОПН -3EQ1

					ФЮРА.442929.001 ПЗ						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Заключение			Лит.	Лист	Листов	
Разраб.		В.Е.Кремешков									
Провер.		В.И.Готман.								141	153
Реценз.								141			
Н. Контр.								ТПУ ИнЭО ар.3-9201			
Утверд.											

Так как надёжная работа электроустановок немыслима без развитой энергетической системы, то имеет место правильное выполнение и настройка релейной защиты и противоаварийной автоматики. Поэтому в работе произведён выбор релейной защиты и автоматики на микропроцессорных устройствах устройства 7UT6, что дает возможность повысить чувствительность защит и значительно уменьшить время их срабатывания, что в совокупности с высокой надёжностью позволяет существенно снизить величину ущерба от перерывов в электроснабжении. В проекте производим расчёт дифференциальной защиты силового трансформатора на терминале 7UT6 от междуфазных коротких замыканий и расчёт максимальной токовой защиты от внешних коротких замыканий на терминале 7UT6

Для повышения надёжности и бесперебойности работы систем электроснабжения применяем противоаварийную автоматику (АПВ и АВР). Их функции в проекте выполняют микропроцессорные устройства защиты 7UT6, содержащуюся в программной логической части.

Также в работе рассмотрели возможность внедрения на ПС автоматизированного диспетчерского управления. Внедрение систем автоматизации и диспетчерского управления на современной цифровой технике коренным образом повышает качество и надёжность процессов производства, передачи и распределения электроэнергии.

В разделе по безопасности жизнедеятельности рассмотрены вопросы охраны труда работников, разработаны мероприятия от воздействия опасных и вредных факторов. Произведён расчёт сопротивления контурного заземлителя на ПС «Лугинецкая».

Отметим что реконструкция ПС «Лугинецкая» позволила решить такие проблемы как:

1. необходимая мощность для потребителей ПС;
2. надёжность и бесперебойность работы уставок и системы в целом;

3. перспектива внедрения новых технологических комплексов и средств автоматизации.

Таким образом, ПС «Лугинецкая» отвечает всем требованиям, предъявляемым техническим заданием на реконструкцию.

8 Список использованных источников

1. Барыбина Ю.Г., Федоров Х.Е. Справочник по проектированию электроснабжения. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
2. Беркович М.А. Автоматика энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1985. - 208 с.
3. ГОСТ 12.1.019-79 (2001) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
4. ГОСТ 27514-87 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ
5. ГОСТ 30323-95 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания
6. Засынкин А.С. Релейная защита трансформаторов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 240 с.
7. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. РД 34.21.122-87/Минэнерго СССР. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 56 с.
8. Карякин Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок. – М.: Энергосервис, 2002. – 375 с.
9. Коновалова Л.Л., Рожкова Л.Д.. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие для техникумов. - М. Энергоатомиздат. , 1989 - 528с.
10. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок – Екатеринбург: Уральское юридическое издание, 2003 – 160с.
11. Моисеева Н.К., Карпушин М.Г. Основы теории и практики

					ФЮРА.140205.005 ПЗ						
Изм	Лист	№ докум.	Подпис	Дат	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ			Лит.	Лист	Листов	
Разраб.		В.Е.Кремешков									
Провер.		В.И.Готман.								144	153
Реценз.								ТПУ ИнЭО гр. 3-9201			
Н. Контр.											
Утверд.											

функционально-стоимостного анализа. – М.: Высшая школа, 1988. – 273 с.

12. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов. Под ред. В.М. Блок. – М.: Высш. Шк. 1990. - 383с.

13. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.

14. Нормы технологического проектирования понижающих подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ. 3-е изд. - М.:Энергия, 1979.- 40 с.

15. Падалко Л.П., Пекеис Г.Б. Экономика энергетических систем. – Киев: Наукова дерика, 1994. – 307 с.

16. Правила устройства электроустановок ПУЭ. 7-е изд., переработанное и дополненное – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 640 с.

17. Справочник по проектированию электрических сетей. Под редакцией Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006 – 349с.

18. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: учеб.пособие/ В.И. Готман. – Томск: Изд-во Томского Политехнического Университета, 2008. – 236с.

19. Копьев В.Н. Релейная защита. Принципы выполнения и применения: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2000г. – 88с.

20 Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред.проф. образования/ Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 448 с.

21 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. В 2 т. Под общей редакцией А.А. Федорова, т.2, Электрооборудование. - М.: Энергостомиздат, 1987.- 592 с.

22 Поспелов Г.Е., Федин В.Т. Электрические системы и сети. Проектирование: Учеб. Пособие для втузов. – Мн.: Высш. шк., 1988. – 308с.

23 Старков А.С., Федоров Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1997. – 345 с.

24 Экономика предприятия: учебно-методическое пособие по выполнению курсовой работы/ Ю.С.Прокофьев, Е.Ю.Калмыкова. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 44 с.

25 Электрические станции, подстанции и сети / Пособие по курсовому и дипломному проектированию. С.Я. Свирен. Государственное издательство технической литературы УССР, Киев 1962. - 308с

26 Справочник по проектированию электроэнергетических систем. / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352с.

27 Александров А.М. Дифференциальные защиты трансформаторов. Учебное пособие. – С. – Петербург.: ПЭИПК, 2002. – 189 с.

28 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (с изм. и доп.). – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004. – 192с.

29 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е изд., с изм. и доп.). – М.: Энергоатомиздат, 2000. - 91 с.

30 ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки.

31 Ананичева С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учебное электронное текстовое издание. – Е.: ГОУ ВПО УГТУ – УПИ – 2005. – 52 с.

32 ГОСТ 689-90 РАЗЪЕДИНИТЕЛИ и заземлители переменного тока и напряжения свыше 1000 В

33 ГОСТ 12.1.030-81 (2001) ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.

34 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. РД 34.21.122-87/Минэнерго СССР. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 56 с.

35 СНиП 23.05-95 Естественное и искусственное заземление.

36 Электротехнический справочник: в 4 т. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ. Ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. И.Н. Орлов) – 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2003. –

518 с.

37 РС83-ДТ2. Устройство дифференциальной защиты и автоматики по току / Техническое описание и инструкция по эксплуатации – Паспорт ЕАБР.656112.005ТО, 2010

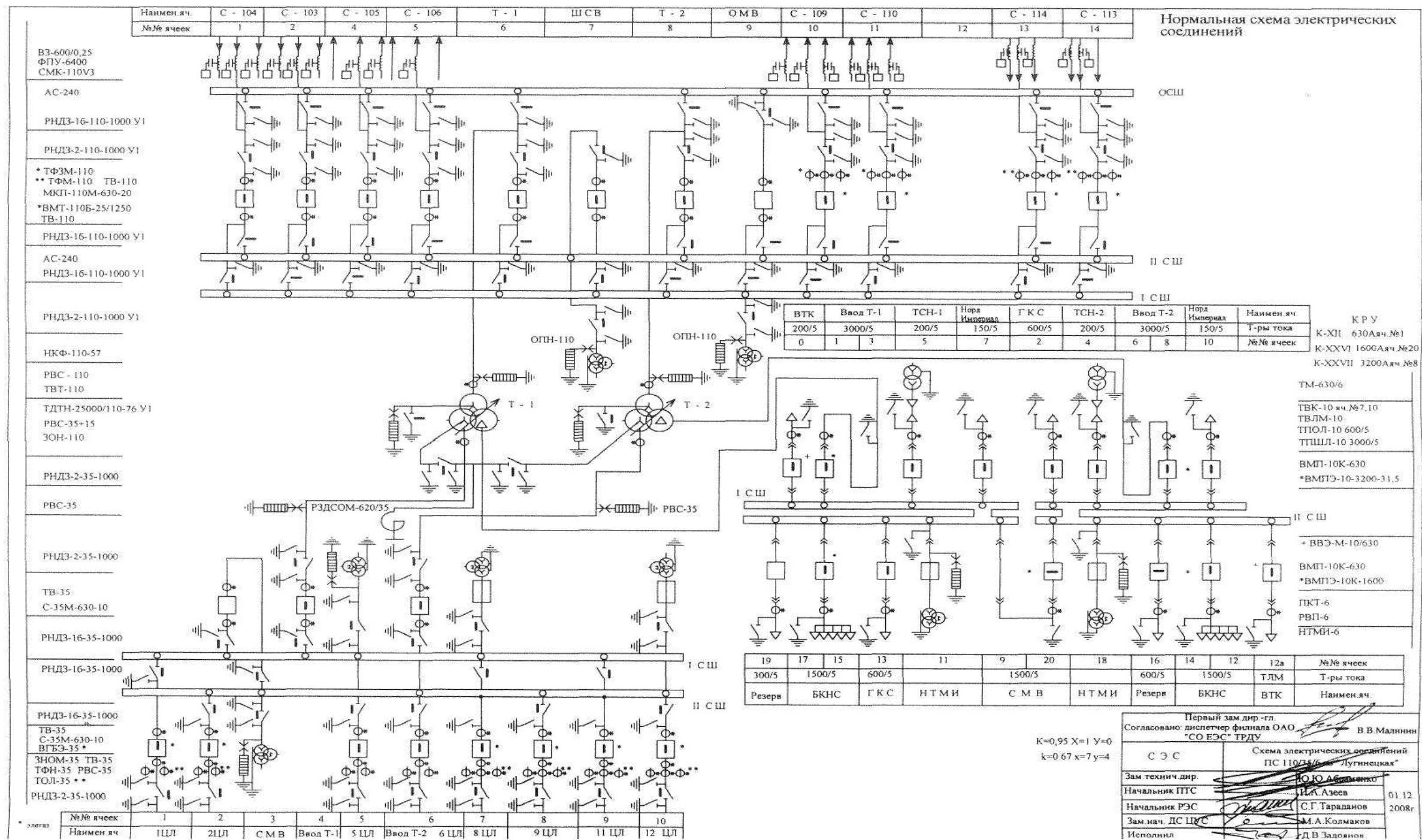
38 Справочная книга для проектирования электрического освещения. / Под ред. Г.М. Кнорринга.- Л.: Энергия, 1976. - 384 с.

39 Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. Учебник для сред.проф. образования. – М.: Академия, 2004. –448 с.

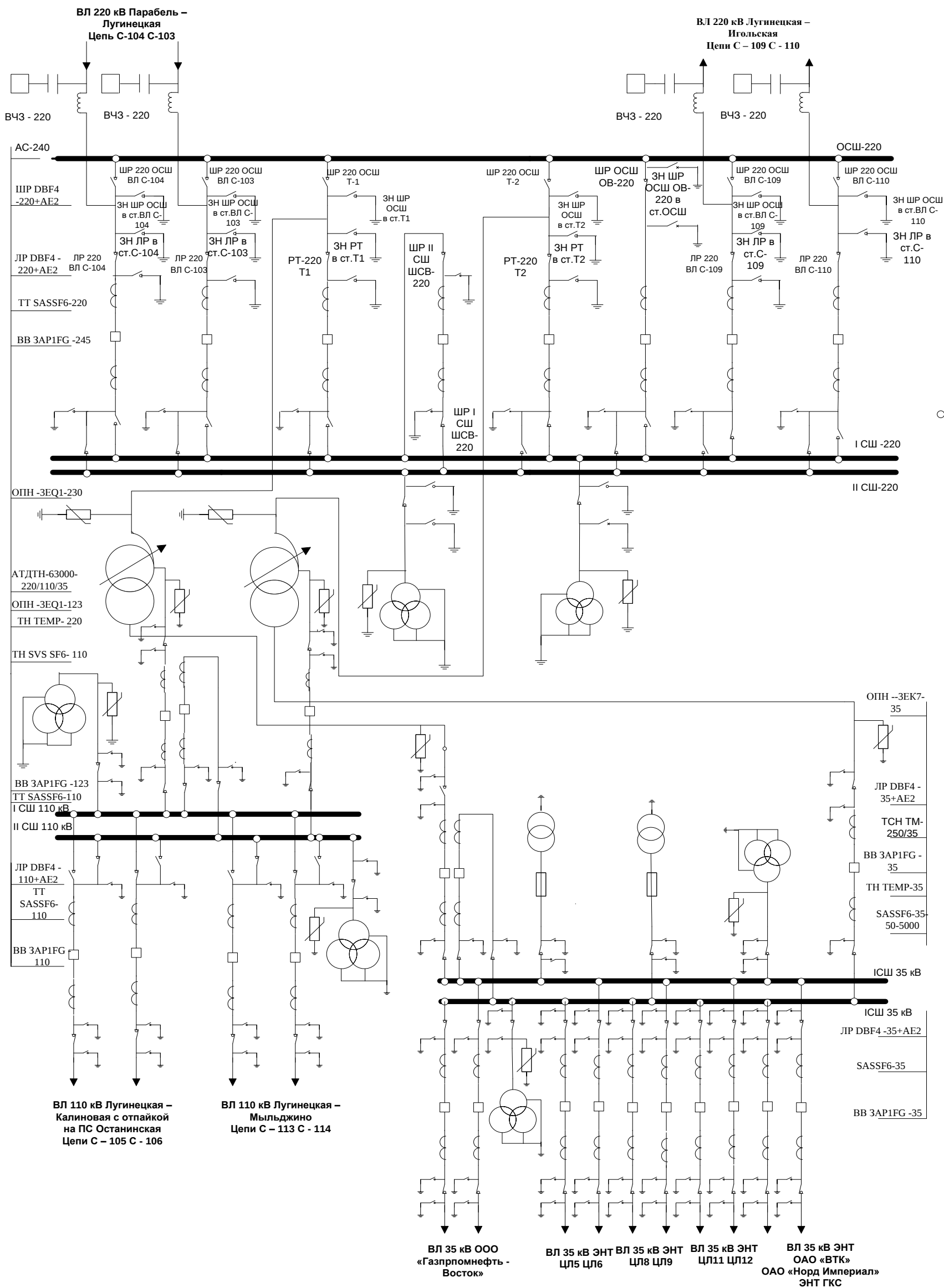
40 Фигурнов Е.П. Релейная защита. - К.: Транспорт Украины, 2004. – 566 с.

41 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. – Новосибирск: Норматика, 2014. – 96 с. – (Кодексы. Законы. Нормы).

42 ВППБ 01-02-95 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (РД 153-34.0 – 03.301-00).



Приложение Б Схема 2



					ФЮРА. 140205.005 ПЗ							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		В.Е.Кремешков			Однолинейная схема ПС «Лугинецкая» после реконструкции			Лит.		Лист	Листов	
Провер.		В.И.Готман.									149	153
Реценз.								ТПУ ИнЭО гр.-3-9201 149				
Н. Контр.												
Утверд.												

Приложение В

$$\text{Дисконтирующий множитель } a_t = \frac{1}{(1 + E)^t}$$

t/E	10 %	15 %	20 %	25 %	30 %	35 %
1	0,909	0,870	0,833	0,800	0,769	0,741
2	0,826	0,756	0,694	0,640	0,592	0,549
3	0,751	0,658	0,579	0,512	0,455	0,406
4	0,683	0,572	0,482	0,410	0,350	0,301
5	0,621	0,497	0,402	0,328	0,269	0,223
6	0,564	0,432	0,335	0,262	0,207	0,165
7	0,513	0,376	0,279	0,210	0,159	0,122
8	0,467	0,327	0,233	0,168	0,123	0,091
9	0,424	0,284	0,194	0,134	0,094	0,067
10	0,386	0,247	0,162	0,107	0,073	0,050
11	0,350	0,215	0,135	0,086	0,056	0,037
12	0,319	0,187	0,112	0,069	0,043	0,027
13	0,290	0,163	0,093	0,055	0,033	0,020
14	0,263	0,141	0,078	0,044	0,025	0,015
15	0,239	0,123	0,065	0,035	0,020	0,011

Приложение Г

ПРИКАЗ Минжилкомхоза РСФСР от 15.02.78 N 88 "ОБ УТВЕРЖДЕНИИ И ВВЕДЕНИИ В ДЕЙСТВИЕ "ВРЕМЕННОГО ПОЛОЖЕНИЯ О ПЛАНОВО-ПРЕДУПРЕДИТЕЛЬНОМ РЕМОНТЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ, ОБОРУДОВАНИЯ И УСТАНОВОК ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ, НАРУЖНОГО ОСВЕЩЕНИЯ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ СИСТЕМЫ МИНЖИЛКОМХОЗА РСФСР"

Приложение N 10. НОРМЫ АМОРТИЗАЦИОННЫХ ОТЧИСЛЕНИЙ ДЛЯ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ И СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

(извлечения из нормамортизационных отчислений по основным фондам народного хозяйства СССР, утвержденных Постановлением Совета Министров СССР от 14.03.74 N 183, введенным в действие с 01.01.75)

(в процентах балансовой стоимости)

Группы и виды основных фондов	Шифр	Общая норма амортизационных отчислений	В том числе	
			на полное восстановление	на капитальный ремонт
1	2	3	4	5
Устройства электропередачи	300			
Воздушные линии электропередачи напряжением от 0,4 до 20 кВ				
на металлических или железобетонных опорах	30007	3,6	3,0	0,6
на опорах из пропитанной древесины и непропитанной лиственницы	30008	5,7	4,0	1,7
на опорах из непропитанной древесины	30009	8,0	6,0	2,0
Воздушные линии электропередачи напряжением 35 - 220 кВ				
на металлических, железобетонных опорах	30010	2,4	2,0	0,4
на деревянных опорах из пропитанной древесины и непропитанной лиственницы	30011	4,9	3,3	1,6
Кабельные линии электропередачи со свинцовой оболочкой напряжением до 10 кВ, проложенные в земле, в	30013	2,3	2,0	0,3
	30014	4,6	4,0	0,6

помещениях напряжением 6 - 10 кВ, проложенные под водой				
Кабельные линии электропередачи напряжением до 10 кВ в алюминиевой оболочке проложенные в земле	30015	4,3	4,0	0,3
проложенные в помещениях	30016	2,3	2,0	0,3
Кабельные линии электропередачи напряжением до 10 кВ с пластмассовой оболочкой, проложенные в земле, в помещениях	30017	5,3	5,0	0,3
Кабельные линии электропередачи напряжением 20 - 35 кВ со свинцовой оболочкой				
проложенные в земле, в помещениях	30018	3,4	3,0	0,4
проложенные под водой	30019	5,8	6,0	0,8
Электродвигатели и дизель-генераторы	402			
Электродвигатели				
мощностью до 100 кВт	40200	12,6	9,5	3,1
мощностью более 100 кВт	40201	8,1	5,3	2,8
Дизель-генераторы со скоростью вращения				
до 500 оборотов в мин.	40202	6,2	4,2	2,0
более 500 оборотов в мин.	40203	10,3	6,2	4,0
Прочее силовое оборудование				
Силовое электротехническое оборудование и распределительные устройства (электрооборудования открытых и закрытых распределительных устройств, выключатели, реакторы, шины, измерительные трансформаторы, изоляторы, силовые трансформаторы, распределительные шины и сборки со всей аппаратурой, преобразователи и другое оборудование)	40701	6,4	3,5	2,9
Электротехническое оборудование распределительных устройств ГЭС	40702	5,8	3,3	2,5
Выпрямители селеновые и кремневые	40708	8,6	5,0	3,6
Аккумуляторы				

стационарные кислотные	40709	9,1	5,9	3,2
стационарные щелочные	40710	12,5	12,5	-
переносные кислотные	40711	33,3	33,3	-

Примечание: При работе аккумуляторов в режимах больших пиковых нагрузок (на электростанциях и подстанциях) и в режиме "заряд-разряд" к общей норме амортизационных отчислений применяется коэффициент 1,7.

Начисление амортизации по основным фондам, отсутствующим в сборнике норм амортизационных отчислений по основным фондам народного хозяйства СССР, следует производить по нормам амортизационных отчислений на аналогичные фонды, которые согласовываются производственными объединениями, предприятиями и организациями с министерствами и ведомствами по подчиненности.

