

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

Институт Электронного обучения
Специальность 140205 Электроэнергетические системы и сети
Кафедра Электрических сетей и электротехники

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Проект реконструкции подстанции 110/35/10 кВ Весенняя филиала ПАО "МРСК-Сибирь" «Кузбассэнерго-РЭС»

УДК 621.311.4-048.35.001.6(571.17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9202	Туктамышев Дмитрий Ралифович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭСиЭ	Хохлова Т. Е.	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.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологии и БЖД	Амелькович Ю. А.	К. Т. Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭСиЭ	Прохоров А.В.	К. Т. Н.		

Томск – 2016 г.

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

Институт Электронного обучения
Специальность 140205 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
3-9202	Туктамышеву Дмитрию Ралифовичу

Тема работы:

Проект реконструкции подстанции 110/35/10 кВ Весенняя филиала ПАО "МРСК-Сибири"
«Кузбассэнерго-РЭС»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

12.05.2016 г. № 3504/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

02.06.2016

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

- паспорт ПС 110/35/10 кВ Весенняя филиала ПАО "МРСК-Сибири" «Кузбассэнерго-РЭС»;
- нормальная схема электрических соединений ПС 110 кВ Весенняя на 2013 год;
- материалы преддипломной практики.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> – описание объекта; – обоснование необходимости реконструкции подстанции; – расчёт электрических нагрузок и общей мощности подстанции; – выбор и проверка оборудования и аппаратуры; – технико-экономические расчёты; – производственная и экологическая безопасность; – анализ результатов выполненной работы.
Перечень графического материала	<ul style="list-style-type: none"> – схема электрических соединений ПС 110 кВ Весенняя до и после реконструкции; – презентация.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, кандидат технических наук Коршунова Л. А.
Социальная ответственность	Доцент, кандидат технических наук Амелькович Ю. А.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
нет	

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 кафедры ЭСиЭ	Хохлова Т. Е.	к. т. н. доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9202	Туктамышев Дмитрий Ралифович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-9202	Туктамышеву Дмитрию Ралифовичу

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1.Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Расчёт годовых эксплуатационных затрат.
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Планирование работ по проектированию и определению трудоемкости
3. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР	Расчёт капиталовложений на оборудование и строительно-монтажные работы.
4.Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	Расчет затрат на проектирование

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Этапы и график разработки и внедрения ИР

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.03.2016
---	------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9202	Туктамышев Дмитрий Ралифович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-9202	Туктамышеву Дмитрию Ралифовичу

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения); – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы); – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу); – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера). 	<p>На рабочем месте электромонтера могут иметь место следующие опасные и вредные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> –повышенное значение напряжения электрической цепи; –пониженная или повышенная температура воздуха рабочей зоны при выполнении работ не в помещении; –повышенный уровень шума на рабочем месте; –недостаточная освещенность рабочей зоны при работе в помещении, на улице в темное время суток и в аварийных ситуациях (в случае отсутствия напряжения в сети освещения); –загазованность воздуха рабочей зоны при пожаре и проведении работ; –повреждение оборудования, находящегося под давлением.
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме.</p>	<p>ГОСТ 12.0.003 – 82, ГОСТ 12.1.003 – 83, ГОСТ 12.1.005-88, ГОСТ Р 12.1.019-2009, ГОСТ 12.1.038–82, ГОСТ 12.1.045–84, ГОСТ Р 22.3.03-94, СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03, СанПиН 2.2.4.548 – 96, СП 60.13330.2012, СН2.2.4/2.1.8.566, СН2.2.4/2.1.8.562–96, СП52.13330.2011, НПБ 105-03</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>1. Поражение электрическим током:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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 расстоянии установленное РД 153-34.0-03.150-00; - обязательно применение индикатора на-
--	---

	<p>пряжения, диэлектрических перчаток, бот, изолированного инструмента, защитных касок и спецодежды.</p> <p>2 Высокий уровень шума:</p> <ul style="list-style-type: none"> - наблюдается в маизалах; - вызывает повреждение органов слуха, головную боль, тошноту; - согласно ГОСТ 12.1.003-88 допустимые уровни шума указаны в таблице №б.5; - для защиты от шума применяются шумопоглощательные кожухи, камеры, в качестве индивидуальных средств защиты - противошумовые наушники.
<p>2. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС на объекте; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Возгорание силового оборудования:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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.
<p>3. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>К правовым нормам относятся: соблюдение работодателем и рабочим законов и должностных инструкций.</p> <p>К организационным мероприятиям относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> - подготовка рабочего места; - допуск к работе; - проведение инструктажа (целевого, повторного, первичного, внепланового); надзор во время работы; - организация перерывов в работе и окончания работы.
Перечень графического материала:	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	<p>схема эвакуации из помещения;</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.03.2016
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологии и БЖД	Амелькович Ю. А.	К. Т. Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9202	Туктамышев Дмитрий Ралифович		

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 2015/2016 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:	02.06.2016
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.02.2016	Техническое задание на разработку проекта реконструкции подстанции 110/35/10 кВ Весенняя филиала ПАО "МРСК-Сибири" «Кузбассэнерго-РЭС».	10
22.02.2016	Введение. Анализ исходных данных по ПС 110/35/10 кВ Весенняя филиала ПАО "МРСК-Сибири" «Кузбассэнерго-РЭС». Обоснование необходимости реконструкции.	25
09.03.2016	Расчёт электрических нагрузок и общей мощности подстанции; выбор и проверка оборудования и аппаратуры.	30
10.05.2016	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
20.05.2016	Социальная ответственность	15
23.05.2016	Заключение. Список использованных источников	5
02.06.2016	Выполненный дипломный проект	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭСиЭ	Хохлова Т. Е.	к.т.н. доцент		

СОГЛАСОВАНО:

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 99 страниц, 11 рисунков, 30 таблиц, 17 источников, 2 приложения.

Ключевые слова: реконструкция, подстанция, трансформатор, выключатель, разъединитель, структура, конструкция.

Объектом исследования является ПС 110/35/10 кВ Весенняя филиала ПАО "МРСК-Сибири" «Кузбассэнерго-РЭС»

Цель исследования – разработка проекта по реконструкции подстанции 110/35/10 кВ Весенняя.

В процессе исследования проведен выбор и расчетная проверка основного электротехнического оборудования.

В результате проведенного исследования было выявлено, что реконструкция подстанции приведет к улучшению экономических показателей соответственно повышению надежности оборудования и качества передаваемой электроэнергии.

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Office Word 2007 и представлена на CD-R (в конверте на обороте обложки).

					<i>ФЮРА. 140205.015 ПЗ</i>			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>РЕФЕРАТ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		Д.Р.Туктамышев						
<i>Руковод.</i>		Т.Е. Хохлова					8	99
<i>Реценз.</i>						<i>ТПУ ИнЭО, гр. 3-9202</i>		
<i>Консульт.</i>								

СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия

ПС – подстанция

ВН – высокое напряжение

НН – низкое напряжение

ОРУ – открытое распределительное устройство

ЗРУ – закрытое распределительное устройство

КРУ – комплектное распределительное устройство

КЗ – короткое замыкание

ТН – трансформатор напряжения

ТТ – трансформатор тока

МТЗ – максимально токовая защита

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

ПУЭ – правила устройства электроустановок

ФЗП – фонд заработной платы

СанПиН – санитарно-эпидемиологические правила и нормативы

					<i>ФЮРА. 140205.015 ПЗ</i>			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Д.Р.Туктамышев			<i>СОКРАЩЕНИЯ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Т.Е. Хохлова					9	99
<i>Реценз.</i>						<i>ТПУ ИнЭО, гр. 3-9202</i>		
<i>Консульт.</i>								

СОДЕРЖАНИЕ

	стр
ВВЕДЕНИЕ	13
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ «КУЗБАССЭНЕРГО-РЭС»	14
1.1 Характеристика предприятия	14
1.2 Решаемые задачи	15
1.3 Описание работы службы сетей	16
2 ПОДСТАНЦИЯ 110/35/10 КВ ВЕСЕННЯЯ	17
2.1 Общие сведения	17
2.2 Перечень установленного оборудования установленного	18
2.3 Реконструкция подстанции	19
3 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ	22
3.1 Расчёт нагрузок на шинах ПС	22
3.2 Проверка трансформаторов	23
3.3 Расчёт потерь электроэнергии в трансформаторах	23
3.4 Расчет токов короткого замыкания	24
4 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПС	29
4.1 Оборудование на стороне 110 кВ	29
4.2 Оборудование на стороне 35 кВ	32
4.3 Оборудование стороне 10 кВ	36
4.4 Выбор схемы собственных нужд	42
4.5 Выбор сечений проводов	43

					<i>ФЮРА. 140205.015 ПЗ</i>			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Д.Р.Туктамышев			<i>СОДЕРЖАНИЕ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Т.Е. Хохлова					10	99
<i>Реценз.</i>						<i>ТПУ ИнЭО, гр. 3-9202</i>		
<i>Консульт.</i>								

4.6	Баланс мощности	45
4.7	Защита трансформаторов	46
4.7.1	Газовая защита	47
4.7.2	Дифференциальной защиты	48
4.7.3	Максимальная токовая защита	49
4.7.4	Схема релейной защиты понижающего трансформатора 110/35/10 кВ	50
5	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕ- СУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	52
	Введение	52
5.1	Планирование работ по проектированию и определение трудо- емкости	53
5.2	Расчет затрат на проектирование ПС 110/35/10 кВ	55
5.3	Расчёт капиталовложений	58
5.4	Расчет эксплуатационных затрат	60
6	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	63
	Введение	63
6.1	Анализ вредных факторов	63
6.2	Анализ опасных факторов	71
6.2.1	Расчет защитного заземления ПС 110/ 35/10 кВ	77
6.2.2	Расчет молниезащиты	83
6.3	Экологическая безопасность	86
6.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	87

6.9 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности проектируемой зоны	93
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	96
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	97
ПРИЛОЖЕНИЕ А	99

ВВЕДЕНИЕ

Энергосистема – это объединение электрических и тепловых сетей, электростанций, потребителей, которые связаны общими режимами производства, распределения и потребления электрической энергии и тепла. Часть энергосистемы, состоящая из электростанции, электрических сетей (линии электропередачи и преобразовательные подстанции) и установок потребителей, образует электрическую систему.

Перед эксплуатирующими и обслуживающими организациями электрической системы стоит главная цель: бесперебойное электроснабжение потребителей качественной электроэнергией.

К выполнению этой цели необходимо подходить комплексно, например:

- строить новые трансформаторные подстанции с установкой более мощных трансформаторов;
- проводить замену деревянных опор на железобетонные;
- проводить замену голого провода на самонесущий изолированный провод;
- проводить замену кабельных линий на кабельные линии с изоляцией из сшитого полиэтилена, что почти в 2 раза увеличивает срок их службы и пр.

Все эти мероприятия помогают увеличить срок службы электрических сетей, уменьшить потери в линиях электропередач и выполнить обязательства перед потребителями.

					<i>ФЮРА. 140205.015 ПЗ</i>			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	ВВЕДЕНИЕ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		Д.Р.Туктамышев						
<i>Руковод.</i>		Т.Е. Хохлова					13	99
<i>Реценз.</i>						<i>ТПУ ИнЭО, гр. 3-9202</i>		
<i>Консульт.</i>								

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ «КУЗБАССЭНЕРГО-РЭС»

1.1 Характеристика предприятия

Адрес: 650099, Кемеровская обл., г. Кемерово, ул. Н. Островского, 11

Год основания: 2008.

Отпуск в сеть: 24282,58 млн. кВт·ч.

Отпуск из сети потребителям и смежным территориальным сетевым организациям: 23312,27 млн. кВт·ч.

Потери: 4,00 %.

Потери: 970,31 млн. кВт·ч.

Протяженность ЛЭП по трассе: 30,20 тыс. км.

Количество сотрудников: 3674 человек.

ОАО "Кузбассэнерго – региональные электрические сети" является филиалом ПАО "МРСК Сибири" – крупнейшая в Кузбассе по энергоснабжению.

Компания реализует электроэнергию 4760 предприятиям, организациям и учреждениям области, 2790 тыс. физическим лицам и прочим.

Трансформаторных подстанций и распределительных пунктов – 1620, общее количество трансформаторов – 2150, их суммарная мощность – 700 МВт, опор – 133 тыс. С созданием «Кузбассэнерго-РЭС» в области произошла демополизация энергосбытовой деятельности, что позволило в этом виде услуг развить конкуренцию и увеличить качество предоставляемых услуг.

«Кузбассэнерго-РЭС» вырабатывает единую техническую и экономическую политику в электроснабжении потребителей. С целью активизации сбора платежей за электроэнергию компания широко использует рекламную продукцию. Много внимания руководство компании уделяет социальным вопросам и созданию положительного микроклимата в коллективе. Всё это должно при-

					ФЮРА. 140205.015 ПЗ		
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		Д.Р.Туктамышев			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Т.Е. Хохлова				14	99
<i>Реценз.</i>					ТПУ ИнЭО, гр. 3-9202		
<i>Консульт.</i>							

вести не только к повышению эффективности труда специалистов компании, но и, самое главное, улучшить качество обслуживания потребителей энергии. У компании большие возможности и серьёзный профессиональный рост.

Подстанция Весенняя ОАО «Кузбассэнерго-РЭС» – это объект промышленной и сельской энергетики п. Ягуново.

1.2 Решаемые задачи

Сегодня компания проводит большую работу по перспективному развитию энергетики, по надёжному и экономичному энергоснабжению потребителей, внедряет ряд мероприятий для улучшения качества обслуживания населения:

- разработана и реализуется программа по установке электросчётчиков и учёту электроэнергии, отпущенной потребителям;
- проводится реконструкция линий электропередач;
- организация безопасного оперативного обслуживания;
- организация технической эксплуатации электрооборудования и электросетей на основе ППР и диагностики;
- модернизация устаревшего электрооборудования;
- реконструкция и капитальный ремонт;
- внедрение передовых технологий диагностики, автоматизации и связи;
- обеспечение надёжности работы релейных защит и автоматики на энергетических объектах;
- проведение аварийных и пожарных тренировок;
- проведения контроля по охране труда;
- выполнение предписаний органов государственного энергетического надзора;
- взаимоотношение со сторонними организациями;

- осуществление мероприятий по энергосбережению;
- повышается квалификации персонала;
- внедряются передовые методы труда и экономические знания.

1.3 Описание работы службы сетей

Начальник службы сетей назначается приказом генерального директора, подчиняется непосредственно главному инженеру предприятия. На должность начальника службы сетей назначаются лица, имеющие высшее профессиональное образование. Начальник службы сетей должен иметь группу по электробезопасности не ниже V.

Состав и количество работников службы сетей определяется штатным расписанием, утвержденным руководителем предприятия.

В своей деятельности служба сетей руководствуется:

- Уставом предприятия;
- Трудовым кодексом Российской Федерации;
- Действующим законодательством Российской Федерации;
- Приказами, распоряжениями, инструкциями по предприятию.
- Правилами внутреннего трудового распорядка и другими нормативными документами, действующими в Обществе;
- Федеральным законом о промышленной безопасности опасных производственных объектов, Федеральным законом об основах охраны труда в Российской Федерации, стандартами и ГОСТами.
- Межотраслевым Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- ПУЭ;
- Межотраслевые Правила охраны труда в электроустановках.

2 ПОДСТАНЦИЯ 110/35/10 КВ ВЕСЕННЯЯ

2.1 Общие сведения

Подстанция Весенняя расположена в п. Ягуново Кемеровской области. Была введена в эксплуатацию в 1991 г. Максимальная нагрузка (за последние 5 лет) по результатам замеров составила 18,013 МВт. Дефицит мощности составляет 4 МВт.

Таблица 1 – Данные по подключению потребителей

Шины	Наименование фидера	Р, МВт	Кол-во ТП	Населенный пункт, запитанный по фидеру	Перечень объектов 1-ой категории	Население. тыс. Чел.
Класс напряжения 35 кВ						
1,2 с	ПС 35 кВ Вторчермет ПС 35 кВ Мазуровская ПС 35 кВ Пионер ПС 35 кВ Строительная ПС 35 кВ Ягуновская					
Класс напряжения 10 кВ						
1с	Ф-10-2-Ф	0,03 2	3	с. Ягуново	скважина	–
	Ф-10-3-Я	1,45 5	15	с. Ягуново	ТП:086,246-котельн. ТП:438,349,248, 86-скважина	536
	Ф-10-5-МЧ	0,02	3	д. Черемички	СНТ "Рассвет-2"	–
	Ф-10-8-С	1,11 2	18	п. Мамаевка, п. Сухая речка	ТП-244 котельн. Скважины- ТП:168,167,284. ФКРС	134
	Ф-10-9-В	0,16 5		г. Кемерово	Ягуновский водозабор	–
2с	Ф-10-15-СР	0,112	26	д. Сухая речка	ТП - 448 д. Сухая Речка, ТП - 403 П цех производства фур. ФКРС	53
	Ф-10-18-АБ	0,035	3	п. Ягуново	ООО "ДСУ-1"	–

					ФЮРА. 140205.015 ПЗ		
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Д.Р.Туктамышев			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Т.Е. Хохлова				17	99
Реценз.					ТПУ ИнЭО, гр. 3-9202		
Консульт.							
ПОДСТАНЦИЯ 110/35/10 КВ ВЕСЕННЯЯ							

Шины	Наименование фидера	Р, МВт	Кол-во ТП	Населенный пункт, запитанный по фидеру	Перечень объектов 1-ой категории	Население. тыс. Чел.
2с	Ф-10-19-КС	2,287	20	п. Ягуново, п. Комиссарово	482П, 483П, 481П, 474П, 475П, 472П Кемвод, ТП - 266 скважина	184
	Ф-10-20-ЧР	1,002	21	п. Ягуново, д. Заря	ТП:175,162,397,195П-скваж. ТП143П КВВУС полигон	184
Итого:		6,22	109			1,298

Фидеры: Ф-10-10, Ф-10-13, Ф-10-14 – резервные.

2.2 Перечень установленного оборудования установленного

Тип распределительного устройства: ОРУ-110, ОРУ-35, КРУ-10 кВ.

Трансформаторы силовые:

110/35/10 кВ мощность 25МВА – 2 шт, установлены в 1988/2000г.;

10/0,4 кВ мощность 160 кВА – 2 шт, установлены в 1991г..

Трансформаторы напряжения: 110 кВ – 2 шт; 35 кВ – 2 шт; 10 кВ – 2 шт.

Трансформаторы тока: 110 кВ – 6 шт; 35 кВ – 18 шт; 10 кВ – 17 шт.

Грозозащита ПС:

ограничители перенапряжения – ОПН-110 – 6 шт; ОПН-35 – 6 шт; ЗОН-110 – 2 шт; РВС-35– 2 шт; РВО-10 – 2 шт.

Высоковольтные выключатели: 110 кВ – 2 шт; 35 кВ – 7 шт; 10 кВ – 17 шт.

Разъединители: 110 кВ – 8 шт; 35 кВ – 18 шт; 10 кВ – 2 шт.

Таблица 2 – Сводные данные по релейной защите

№	Наименование защищаемого оборудования	Перечень видов установленных защит
1	Т-1-25, Т-2-25	дифзащита, газовая защита РПН, МТЗ ст. 110, 35, 10 кВ с БМН, ЗМН ст. 35,10 кВ, перегруз, перегрев
2	отходящие фидера 10 кВ	МТЗ, дуговая защита
3	отходящие воздушные линии 35 кВ	МТЗ, МТО с t

Таблица 3 – Сводные данные по автоматике

№	Наименование присоединения	Вид автоматики
1	МСВ-35	АВР
2	В-10 Т-1-25, В-10 Т-2-25	АПВ
3	МСВ-10	АВР-10 с контр.
4	В-10 отходящих фидеров	АПВ
5	ВЛ-35 отходящие линии	АПВ 2-х кратное

Таблица 4 – Сводные данные по вводам 110 кВ и выше трансформаторов

№	Наименование аппарата	Фаза	Тип ввода
1	Т-1-25	А	ГТДТА-60-110-800
	Т-1-25	В	ГТДТА-60-110-801
	Т-1-25	С	ГТДТА-60-110-802
2	Т-2-25	А	ГТДТА-60-110-803
	Т-2-25	В	ГТДТА-60-110-804
	Т-2-25	С	ГТДТА-60-110-805

Таблица 5 – сводные данные по изоляции

Опорная изоляция			
№	Тип изоляторов	Напряжение	Место установки
1	ИОС-110-400	110	ШМ-110 кВ
2	ОНС-35	35	ШМ-35,10 кВ

2.3 Реконструкция подстанции

Энергетическое производство обладает рядом характерных особенностей, коренным образом отличающие его от других отраслей народного хозяйства:

- Одновременность выработки, распределения и преобразования электрической энергии на всех ступенях и внутри каждой ступени иерархии энергосистем. Всегда существует баланс мощности, а накопление отсутствует.

- Сложность и различные скорости большого числа процессов, как в объединениях, так и в энергосистемах и их частях. Здесь можно назвать не-

сколько разнородных по содержанию: волновых, электромагнитных, электро-механических, технических и экономических; тесные и многоплановые связи с другими отраслями народного хозяйства и определяющее влияние энергетики на развитие народного хозяйства в целом.

Постоянное совершенствование научно-технического прогресса предъявляет жесткие требования к энергетике. Развитие энергосистем, усложнение схем и режимов их работы сопровождается совершенствованием средств оперативного и автоматического управления.

В настоящее время основным потребителем электроэнергии подстанции «Весенняя» является малый бизнес, объекты социального быта, госучреждения, а так же школа и дошкольные учреждения. К этому можно отнести несколько микрорайонов (до 30% потребителей являются I-II категории). С развитием малого бизнеса и увеличением ввода нового жилья (отсюда увеличением энергопотреблением), а также ростом требований к качеству электроэнергии и к надежности электроснабжения, назрел вопрос о модернизации и реконструкции подстанции.

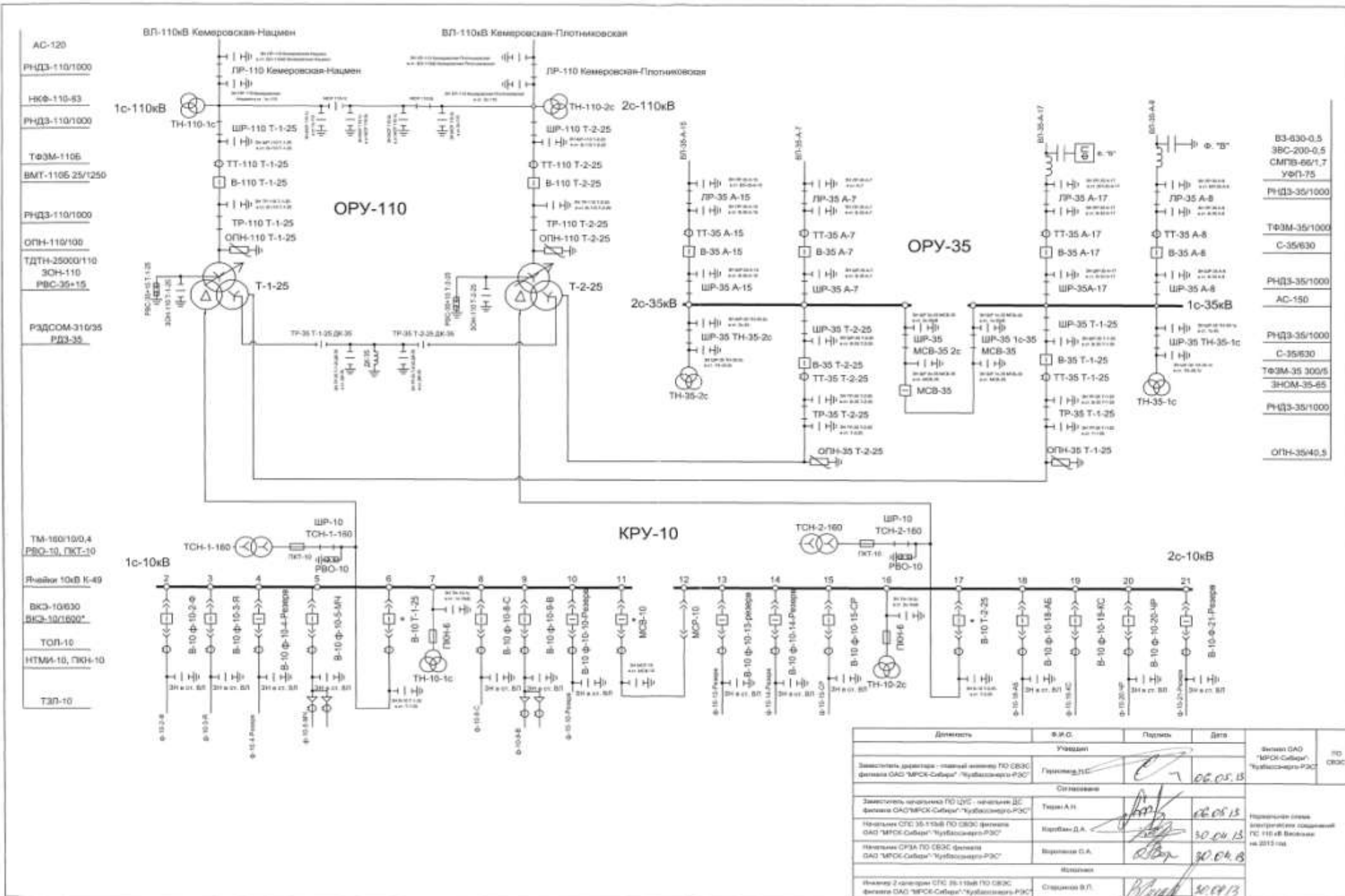


Рисунок 1 – Нормальная схема электрических соединений ПС Весенняя на 2013 год

3 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ

Таблица 6 – Исходные данные для расчета

$S_{кз}$, МВА	$I_{кз}$, кА	L_{110} , км	U , кВ	P_{max} , МВт	$\cos \varphi$
8000	1,25	20	110/35/10	18,5 10,8	0,87 0,9

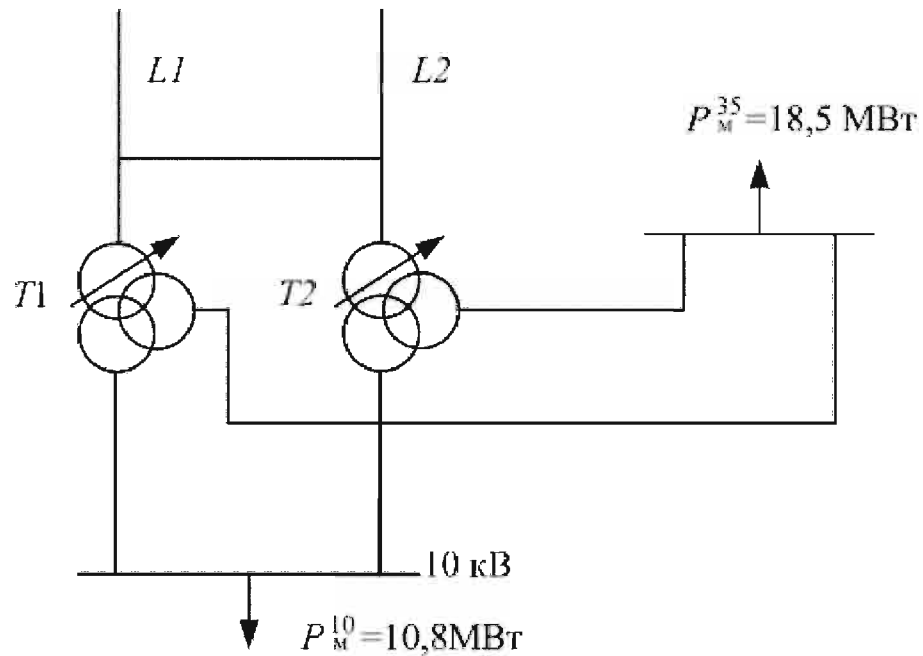


Рисунок 2 – Структурная схема ПС

3.1 Расчёт нагрузок на шинах ПС

Полные мощности ПС на ступенях напряжения:

$$S_M^{CH} = \frac{P_M}{\cos \varphi} = \frac{18,5}{0,87} = 21,26 \text{ МВА}, \quad S_M^{HH} = \frac{P_M}{\cos \varphi} = \frac{10,8}{0,9} = 12 \text{ МВА}$$

Реактивные мощности ПС:

$$Q_M^{CH} = \sqrt{(S_M^{CH})^2 - (P_M^{CH})^2} = \sqrt{21,26^2 - 18,5^2} = 10,45 \text{ Мвар},$$

					ФЮРА. 140205.015 ПЗ		
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Д.Р.Туктамышев			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Т.Е. Хохлова				22	99
Реценз.					ТПУ ИнЭО, гр. 3-9202		
Консульт.							
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ							

$$Q_M^{HH} = \sqrt{(S_M^{HH})^2 - (P_M^{HH})^2} = \sqrt{12^2 - 10,5^2} = 5,2 \text{ Мвар}.$$

Полные мощности ПС:

$$P_M^{BH} = P_M^{HH} + P_M^{CH} = 18,5 + 10,8 = 29,3 \text{ МВт},$$

$$Q_M^{BH} = Q_M^{HH} + Q_M^{CH} = 10,45 + 5,2 = 15,65 \text{ Мвар},$$

$$S_M^{BH} = \sqrt{(P_M^{BH})^2 + (Q_M^{BH})^2} = \sqrt{29,3^2 + 15,65^2} = 33,21 \text{ МВА}.$$

3.2 Проверка трансформаторов

Трансформатор выбирается согласно ПУЭ по 70% загрузке от максимально допустимой мощности в нормальном режиме:

$$S_{\text{ном ТР}} \geq 0,7 \cdot S_M^{BH} = 0,7 \cdot 33,21 = 23,25 \text{ МВА}.$$

В таблице 3.6 [2] выбран трансформатор ТДТН-25000/110 – трехфазный; с системой охлаждения дутье; трех обмоточный с устройством РПН.

Таблица 7 – Параметры трансформатора

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВА	U , кВ			P_{κ} , кВт	P_{xx} , кВт	U_{κ} , %			I_{xx} , %
		ВН	СН	НН			В-Н	BC	ВН	
ТДТН-25000/ 110	25	115	38,5	11	140	28,5	10,5	17,5	6,5	0,7

3.3 Расчёт потерь электроэнергии в трансформаторах

Коэффициент аварийной перегрузки:

$$K_{\text{п ав}} = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} = \frac{33210}{25000} = 1,33.$$

Выбранный трансформатор удовлетворяет условию:

$$K_{\text{п ав}} = 1,33 < K_{\text{доп}} = 1,4.$$

Потери мощности в трансформаторе:

$$\Delta P_{\kappa}^B = \Delta P_{\kappa}^C = \Delta P_{\kappa}^H = 0,5 \cdot P_{\kappa}^{BH-CH} = 0,5 \cdot 140 = 70 \text{ кВт}.$$

Потери электроэнергии в трансформаторе:

$$\begin{aligned} \Delta W_T^{1B} = N \cdot & \left[P_{xx} \cdot T_{вкл} + \Delta P_K^B \cdot \left(\frac{S_M^B}{n \cdot S_{ном T}} \right)^2 \cdot \tau_B + \Delta P_K^C \cdot \left(\frac{S_M^C}{n \cdot S_{ном T}} \right)^2 \cdot \tau_C + \right. \\ & \left. + \Delta P_K^H \cdot \left(\frac{S_M^H}{n \cdot S_{ном T}} \right)^2 \cdot \tau_H \right] = 2 \cdot \left[28,5 \cdot 8760 + 70 \cdot \left(\frac{33,21}{2 \cdot 25} \right)^2 \cdot 3650 + \right. \\ & \left. + 70 \cdot \left(\frac{21,26}{2 \cdot 25} \right)^2 \cdot 4075 + 70 \cdot \left(\frac{12}{2 \cdot 25} \right)^2 \cdot 3410 \right] = 1136451 \text{ кВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

3.4 Расчет токов короткого замыкания

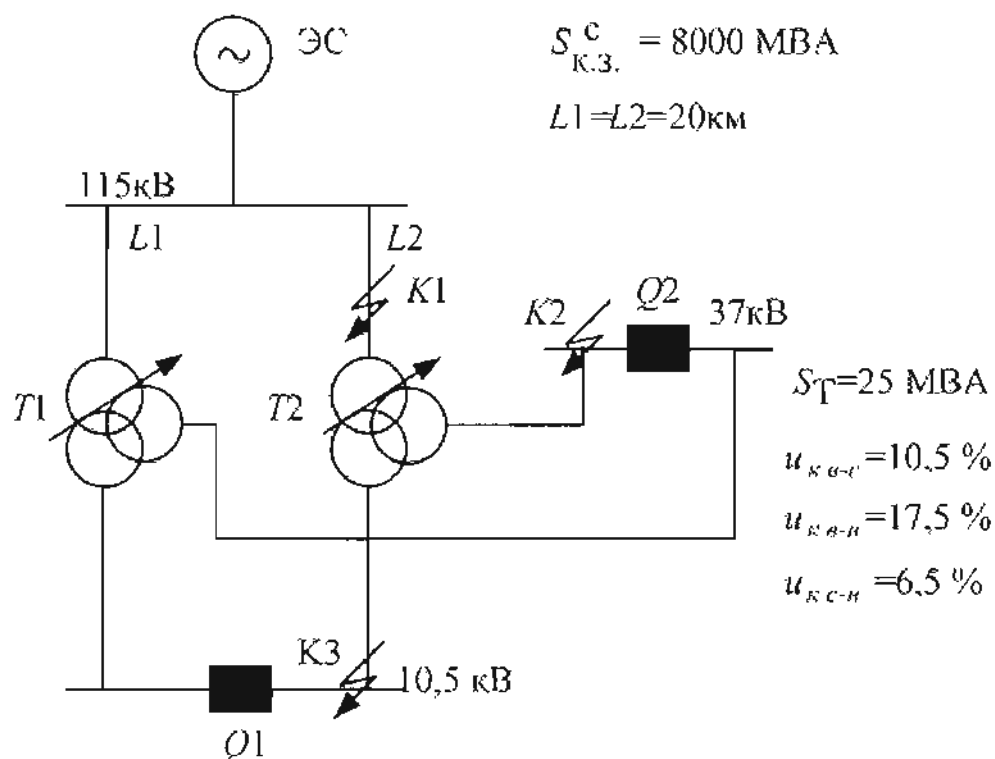


Рисунок 3 – Расчетная схема ПС

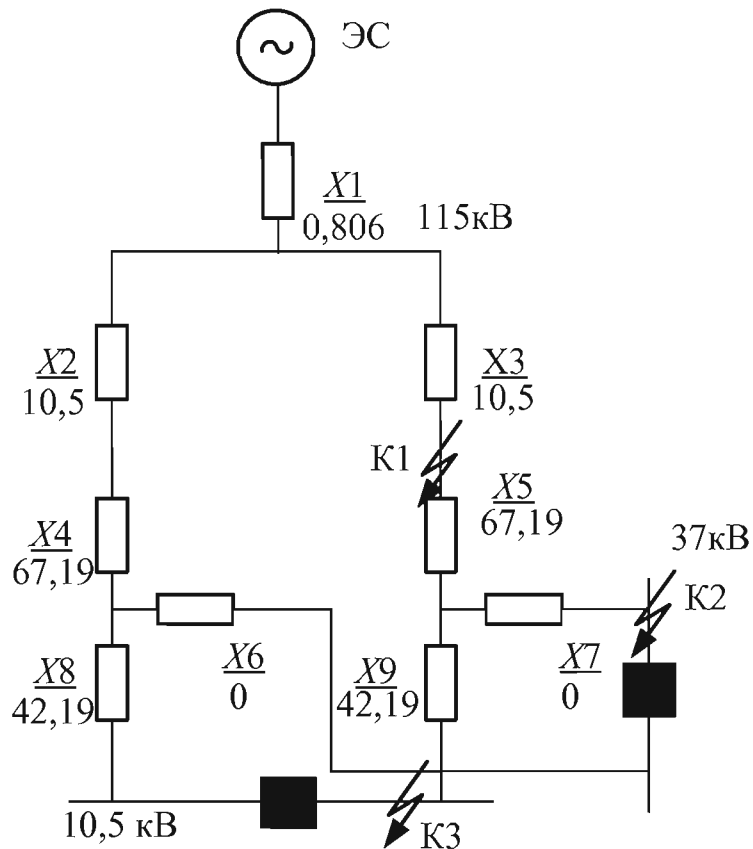


Рисунок 4 – Схема замещения ПС

Выбраны базисные величины:

- $S_B = 10000$ МВА – базисная мощность
- $U_{Б1} = 115$ кВ, $U_{Б2} = 37$ кВ, $U_{Б3} = 10,5$ кВ – базисные напряжения ступеней
- базисные токи ступени К3

$$I_{Б1} = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_{Б3}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,2 \text{ кА}, \quad I_{Б2} = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_{Б2}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 156 \text{ кА},$$

$$I_{Б3} = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_{Б1}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 550 \text{ кА}$$

Сопротивления в схеме замещения в относительных единицах:

- Энергосистема: $X_1 = \frac{S_B}{S_{к3}} = \frac{10000}{8000} = 1,25$;
- Линия: $X_2 = X_3 = l \cdot x_0 \cdot \frac{S_B}{U_{cp}^2} = 20 \cdot 0,4 \cdot \frac{10000}{115^2} = 6$;
- Трансформатор:

$$X_{TB} \% = 0,5 \cdot (u_{кВ-С} \% + u_{кВ-Н} \% - u_{кС-Н} \%) = 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75 \% ;$$

$$X_{TC} \% = 0,5 \cdot (u_{кВ-С} \% + u_{кС-Н} \% - u_{кВ-Н} \%) = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,5 \approx 0 ;$$

$$X_{TH} \% = 0,5 \cdot (u_{кВ-Н} \% + u_{кС-Н} \% - u_{кВ-С} \%) = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75 \% ;$$

$$X_4 = X_5 = \frac{X_{TB} \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{10000}{25} = 43 ;$$

$$X_7 = X_6 = 0$$

$$X_8 = X_9 = \frac{X_{TH} \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{10000}{25} = 27 .$$

Преобразуем исходную схему: т.к. Q_1 и Q_2 отключены, то X_2, X_4, X_6, X_8 – не учитываются.

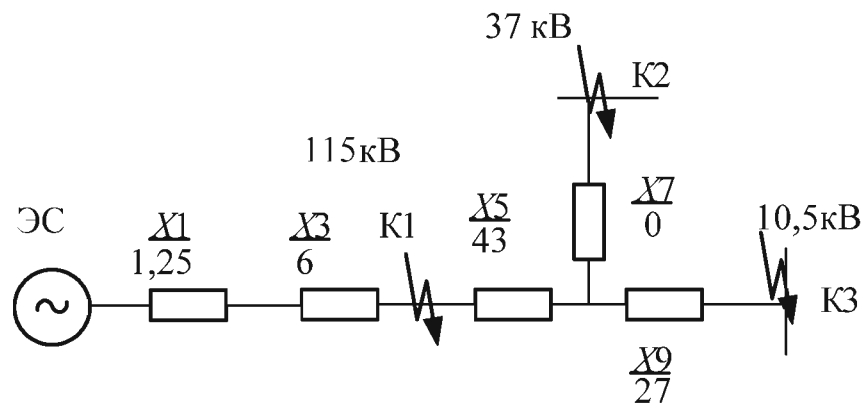


Рисунок 5 – Упрощенная схема замещения

Преобразовали схему замещения относительно точки $K1$:

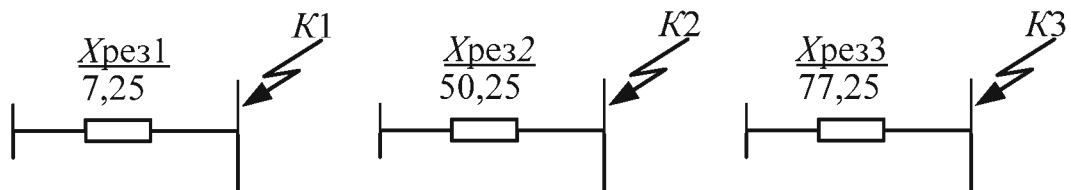


Рисунок 6 – Преобразование схемы для различных точек

$$X_{рез1} = X_1 + X_3 = 1,25 + 6 = 7,25$$

Преобразовали схему замещения относительно $K2$:

$$X_{рез2} = X_1 + X_3 + X_5 + X_7 = 1,25 + 6 + 43 + 0 = 50,25$$

Преобразовали схему замещения относительно $K3$:

$$X_{рез3} = X_{рез1} + X_5 + X_9 = 1,25 + 6 + 43 + 27 = 77,25$$

Токи короткого замыкания.

Начальная периодическая составляющая тока КЗ:

$$K1 \quad I_{по} = \frac{E_C^{II}}{X_{рез}} \cdot I_{Б1} = \frac{1 \cdot 50,2}{7,25} = 6,9 \text{ кА};$$

$$K2 \quad I_{по} = \frac{E_C^{II}}{X_{рез}} \cdot I_{Б2} = \frac{1 \cdot 156}{50,25} = 3,1 \text{ кА};$$

$$K3 \quad I_{по} = \frac{E_C^{II}}{X_{рез}} \cdot I_{Б3} = \frac{1 \cdot 550}{77,25} = 7,2 \text{ кА},$$

где $E_c^{II} = 1$ – ЭДС источника в ое.

Мгновенное амплитудное значение ударного тока КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot K_y,$$

где K_y – ударный коэффициент, определенный по таблице 3.8 [1]

$$K1 \quad i_y = \sqrt{2} \cdot 6,9 \cdot 1,608 = 15,6 \text{ кА};$$

$$K2 \quad i_y = \sqrt{2} \cdot 3,1 \cdot 1,82 = 8 \text{ кА};$$

$$K3 \quad i_y = \sqrt{2} \cdot 7,2 \cdot 1,82 = 18,47 \text{ кА}.$$

Действующее значение ударного тока КЗ:

$$I_y = I_{по} \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2}$$

$$K1 \quad I_y = 6,9 \cdot \sqrt{1 + 2(1,608 - 1)^2} = 9 \text{ кА};$$

$$K2 \quad I_y = 3,1 \cdot \sqrt{1 + 2(1,82 - 1)^2} = 4,74 \text{ кА};$$

$$K3 \quad I_y = 7,2 \cdot \sqrt{1 + 2(1,82 - 1)^2} = 11 \text{ кА}.$$

Для любого момента времени переходного процесса значение токов КЗ:

$$K1 \quad i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 6,9 \cdot 0,44 = 4,3 \text{ кА},$$

где $T_a = 0,03$ по таблице 3.8 [1]

$$\tau = t_{св} + 0,01 = 0,035 + 0,01 = 0,045 \text{ с},$$

$$e^{-\tau/T_a} = 0,44$$

В соответствии с рисунок 3.25 [2].

$$K2 \quad i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 3,1 \cdot 0,42 = 1,84 \text{ кА},$$

где $T_a=0,05$ по таблице 3.8 [2]; $e^{-\tau/T_a} = 0,38$ по рисунку 3.25 [2].

$$K3 \quad i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 7,2 \cdot 0,45 = 4,57 \text{ кА},$$

где $T_a=0,03$ по таблице 3.8 [2]; $e^{-0,44/0,05} = 0,45$ по рисунку 3.25 [2].

Полный импульс квадратичного тока КЗ:

$$B_K = I_{n0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк} = t_{pz} + t_{cb}$

Таблица 8 – Сводная таблица токов КЗ

	U_{cp}	I_{no}	$I_{б}$	I_y	$i_{y\delta}$	B_K	$\tau_{a\tau}$
<i>K1</i>	115	6,9	50,2	9	15,6	25,47	4,3
<i>K2</i>	37	3,1	156	4,74	8	5,14	1,84
<i>K3</i>	6,3	7,2	550	11	18,47	27,4	4,57
$B_K = 25,47 \text{ кА}^2\text{с}$			$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$				

4 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПС

4.1 Оборудование на стороне 110 кВ

$$\text{Рабочий ток: } I_p = \frac{S_T \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 132 \text{ А.}$$

$$\text{Максимальный рабочий ток: } I_{\text{раб.макс}} = 1,4 \cdot I_{\text{раб}} = 1,4 \cdot 132 = 185 \text{ А.}$$

Гибкая ошиновка.

Трансформатор тока встроенный – ТА.

Выключатель наружной установки – Q.

Разъединитель наружной установки – QS.

Выбор выключателя и разъединителя.

По таблице 5.34 [17] выбран выключатель ВГБУ-110У1 элегазовый баковый, усиленный по скорости восстанавливающего напряжения.

Выключатели выбранной серии разработаны на базе принципа гашения дуги. Гашение дуги, возникающее при срабатывании выключателя, происходит за счет выбрасывания через контакты выключателя сжатого элегаза.

Такая конструкция дугогасительных камер и используемых в них принцип гашения хорошо зарекомендовали себя в комплексных распределительных устройствах (КРУ) и выключателях с элегазовой изоляцией, которые стоят отдельно. Данные выключатели соответствуют российским и международным стандартам. Эксплуатируются в районах с холодным и умеренным климатом – исполнение У1 и УХЛ1, на открытом воздухе.

Достоинства: простота конструкции; повышенная надежность и безопасность (заземленный резервуар); необходимость в обслуживании минимальна; встроенные трансформаторы тока; время монтажа минимально; пластико-

					ФЮРА. 140205.015 ПЗ			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Д.Р.Туктамышев			ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПС	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Т.Е. Хохлова					29	99
<i>Реценз.</i>						ТПУ ИнЭО, гр. 3-9202		
<i>Консульт.</i>								

вые вводы с кремнийорганической резиной.

По каталогу выбран разъединитель типа РНД3.2-110/1000У1 (таблица 5.5 [1]) – двухколонковый разъединитель наружной установки; с двумя (2), с одним (1) заземляющими ножами; напряжением 110 кВ; усиленной изоляцией; номинальный ток 2000 А; для работы в умеренном холодном (ХЛ) климате, категория размещения (1) на открытом воздухе.

Таблица 9– Данные для выключателя и разъединителя

Условия выбора	Данные оборудования		Расчетные данные
	РНД3.2-110/1000У1	ВГБУ-110У1	
$U_{н.выкл} > U_{уст}$	110 кВ	110 кВ	126 кВ
$I_{н.в} > I_{р.м.}$	1000 А	185 А	2000 А
$I_{отк} \geq I_{\pi t}$	–	4,3	20,36
$I_{пр} \geq I_{по}$ кА	31,5 кА	6,9 кА	50 кА
$i_{пр.с} \geq i_{уд}$ кА	80 кА	15,6 кА	125 кА
$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$ кА ² ·с	40 ² ·3=4800 кА ² ·с	25,47 кА ² ·с	50 ² ·3=7500 кА ² ·с
Привод	ПРГ-6	Моторный	

Проверка по отключающей способности:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{отк.} \cdot \frac{\beta}{100} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{36}{100} = 20,36 \text{ А.}$$

Выбор трансформаторов тока.

По таблице 5.9 [1] выбран трансформатор тока встроенный, класс точности 0,5 тип ТВ-110 .

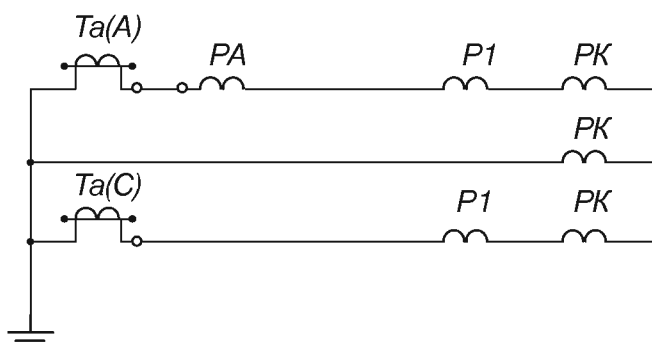


Рисунок 8 – Схема соединения вторичных цепей ТТ

Таблица 10 – Данные трансформатора

Тип	Номинальный ток		U_n , кВ	Z_2 ВА	Динамическая стойкость		Термическая стойкость		
	$I_{1ном}$	$I_{2ном}$			K_d	$i_{дин}$	K_T	I_T	t_T
ТВ-110	200	5	110	60	16	-		20	3

Таблица 11 – Данные для выбора трансформатора тока

Расчетные данные	Каталожные данные
	ТВ-110
$U=110$ кВ	$U=110$ кВ
$I_{раб.макс}=185$ А	$I_{ном}=200$ А

Выбор гибких шин.

Шины в пределах расчетных условий выбраны, согласно ПУЭ, с учетом минимального сечения по коронированию по допустимому току:

$$I_{доп} \geq I_{PM}$$

По таблице 7.35 [3] выбираю провод марки АС-70/11 с параметрами:

$$d=11,4 \text{ мм}; I_{доп} = 265 \text{ А} \geq I_{Pmax} = 185 \text{ А}$$

Так как $I_{но} \leq 20$ кА, проверка на схлестывание не производится.

По условию коронирования выбрано минимальное сечение 70 мм^2 , согласно § 2.5.41 [1].

Так как на ОРУ- 110 кВ расстояние меньше по сравнению с ВЛ, то проведен расчет параметров:

Начальная критическая напряженность:

$$E_0 = 30,3m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,57}} \right) = 34,6 \text{ кВ/см},$$

где $r_0 = \frac{d_0}{2} = \frac{11,4}{2} = 5,7 \text{ мм} = 0,57 \text{ см}$ – радиус провода ;

$m = 0,82$ – коэффициент, который учитывает шероховатость поверхности провода.

Напряженность электрического поля вокруг не расщепленного провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 121}{0,57 \cdot \lg \frac{378}{0,57}} = 26,6 \text{ кВ/см},$$

где $U=121$ кВ – максимальное линейное напряжение;

$D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 300 = 378$ см – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз;

$D=300$ см – расстояние между соседними фазами.

Условие образования короны записывается в виде:

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

$$1,07 \cdot 26,6 = 28,5 \text{ кВ/см} \leq 0,9 \cdot 34,5 \text{ кВ/см}.$$

Провод АС-70/11 проходит по условию коронирования.

Выбраны 8 штук подвесных изоляторов типа ПС-70Д для крепления проводов на опоры.

4.2 Оборудование на стороне 35 кВ

Рабочий ток: $I_p = I_{p.m} = \frac{S_{нагр} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{18,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 305 \text{ А}.$

Гибкая ошиновка.

Трансформатор тока – ТА.

Разъединитель – QS.

Элегазовый выключатель – Q.

Выбор выключателя и разъединителя.

Выбран выключатель элегазовый баковый наружной установки типа ВГБ-35У1. Используется для осуществления коммутации при нормальных и аварийных режимах электрических цепей. Может работать в стандартных циклах при АПВ в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц с номинальным напряжением 35 кВ. Выключатель состоит из привода, шести высоковольтных вводов и одного газоплотного алюминиевого сварного бака, внутри которого размещены дугогасительные устройства 3-х фаз.

Данные выключатели используются для замены маломасляных выключателей ВМК-35-20/1000 У1 , ВМУЭ-35П-25/1250 УХЛ1 и масляных баковых выключателей С-35М-630-10 У1, МКП-35-20/1000 У1, ВТ-35-12,5/630 У1. Выбранные выключатели требованиям ГОСТ 687-78, ГОСТ 18397-86, КУ-ЮЖ.674153.003ТУ соответствуют.

По каталогу выбран разъединитель типа РНД-35/1000У1 (таблица 5.5 [1]) – разъединитель наружной установки двухколонковый; напряжение 35 кВ; номинальный ток 1000 А. Предназначен для работы в умеренном климате, категория размещения (1) на открытом воздухе.

Таблица 12– Сводные данные для выключателя и разъединителя

Условия для выбора	Данные из каталога		Расчетные данные
	РНД-35/1000У1	ВГБ-35-12,5/1000	
$U_{н.выкл} \geq U_{уст}$	35 кВ	35 кВ	35 кВ
$I_{н.в} > I_{р.м.}$	1000 А	1000 А	305 А
$I_{отк} \geq I_{пт}$	–	12,5	1,84
$I_{пр} \geq I_{по}$ кА	40 кА	31,5 кА	3,1 кА
$i_{пр.с} \geq i_{уд}$ кА	63 кА	64 кА	5,09 кА
$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$ кА ² ·с	15 ² ·4=1024 кА ² ·с	25 ² ·4=2500 кА ² ·с	5,4 кА ² ·с
Привод	ПРГ-01-5 УХЛ1	Моторный	

Проверка по отключающей способности:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{отк.} \cdot \frac{\beta}{100} = \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot \frac{25}{100} = 11,1 \text{ кА.}$$

Выбор трансформатора тока.

По таблице 5.9 [1] выбраны встроенные трансформаторы тока типа ТФЗМ-35А с фарфоровой изоляцией с обмотками звеньевое типа маслona-полненный, вариантом А (для работы на открытом воздухе), класс точности 0,5.

Таблица 13 – Сводные данные трансформатора

Тип	U_n , кВ	Номинальный ток		Z_2 ВА	Динамическая стойкость		Термическая стойкость		
		$I_{1ном}$	$I_{2ном}$		K_d	$i_{дин}$	K_T	I_T	t_T
ТФЗМ-35А-400/5	35	400	5	2	16	63		10	3

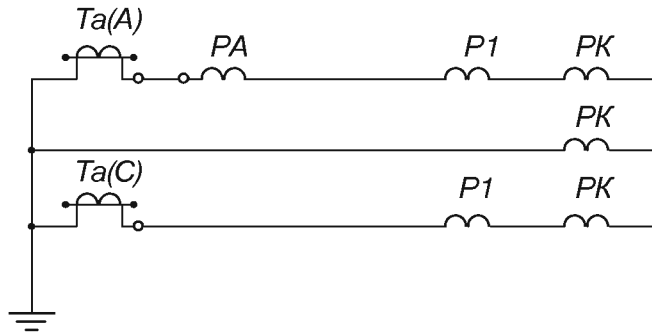


Рисунок 9 – Схема соединения вторичных цепей ТТ

Таблица 13 – Сводные данные трансформатора

Тип	Номинальный ток		U_n , кВ	Z_2 ВА	Динамическая стойкость		Термическая стойкость		
	$I_{1ном}$	$I_{2ном}$			K_d	$i_{дин}$	K_T	I_T	t_T
ТФЗМ-35А- 400/5	400	5	35	2	16	63		10	3

Таблица 14 – Сводные данные для выбора ТТ

Условия для выбора	Данные каталога	Расчетные данные
	ТФЗМ-35А-400/5	
$U_{н.ТТ} \geq U_{уст}$	35 кВ	35 кВ
$I_{1ТТ} > I_{р.м.}$	$I_{1ТТ} = 400$ А	$I_{р.м.} = 305$ А
$i_{дин} \geq i_{уд}$ кА	$i_{дин} = 11,8$ кА	$i_{уд} = 8$ кА
$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$ кА ² ·с	$10^2 \cdot 3 = 3000$ кА ² ·с	5,4 кА ² ·с

По динамической и термической стойкости ТТ проходит.

Проверка ТТ по классу точности: $R_{кат} \geq R_{конт} + R_{приб} + R_{пров}$.

Сопротивление переходных контактов: $R_{конт} = 0,05$ Ом.

Сопротивление приборов: $R_{приб} = \frac{S_a}{I_{2ном}^2} = \frac{1,3}{25} = 0,052$ Ом,

где $I_{2ном}$ – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока;

S_a – мощность фазы, имеющей наибольшую загрузку.

Сопротивление проводов: $R_{пров} = R_{кат} - R_{конт} - R_{приб} = 2 - 0,052 - 0,1 = 1,848$ Ом,

где $R_{кат} = 0,5$ – выбрано таблице 5.10[3] – номинальная нагрузка для класса точности трансформатора тока равного 0,5.

Таблица 15 – Данные по вторичной нагрузке ТТ

Тип прибора	Обозначение	Нагрузка по фазам		
ПСЧ-4АР.05.2	PI ,PK	0,3		0,3
Э8021	PA	0,5		
Д-335	PW	0,5		
Итого:		1,3		0,3

Расчётная длина проводов: $l_p = K_{cx} \cdot l = 1,73 \cdot 40 = 69,2 \text{ м}$,

где K_{cx} – коэффициент, определяющий зависимость от схемы соединения трансформаторов тока.

Минимально допустимое сечение проводов:

$$F = \frac{l_p \cdot \rho}{R_{\text{пров}}} = \frac{69,2 \cdot 0,0283}{1,848} = 1,05 \text{ мм}^2.$$

По условию механической прочности выбран контрольный кабель марки АКВРГ 4 мм².

Выбор трансформаторов напряжения.

Таблица 16 – Данные по вторичной нагрузке ТН

Тип прибора	Обозначение	Кол-во приборов	Кол-во обмоток	S В·А	S Обм.
ПСЧ-4АР.05.2	PI ,PK	2	1	4	2
Э-335	PV	1	1	2	2
Д-335	PW	1	2	3	1,5
Итого:				9	

Производим выбор ТН согласно рассчитанной мощности:

- по конструкции и схеме соединения: принимаем трансформатор наружной установки со схемой включения звезда.
- по напряжению установки:

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

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}$$

- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$$

$$9 \text{ ВА} \leq 3 \cdot 150 = 450 \text{ ВА.}$$

- по классу точности: принимаем класс точности равный 0,5.

Выбран к установке ЗНОМ-35-72У1 (таблица 5.13 [1]) напряжения трансформатор однофазный, с масляным охлаждением на 35кВ, для умеренного климата.

Выбор гибких шин.

Сечение сборных шин выбирается по условию нагрева $I_{р.м.} \leq I_{доп}$, согласно ПУЭ §1.3.28

Наибольший ток присоединения:

$$I_p = \frac{S_{нагр} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}} = \frac{18,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 305 \text{ А}.$$

С учетом минимального сечения по коронированию по таблице 7.35 [3] принят провод марки АС-95/16, с параметрами $I_{доп} = 330 \text{ А}$ и $d = 13,5 \text{ мм}$.

Шины не проверяются на термическую и электродинамическую стойкость, согласно ПУЭ. Проверка по условию коронирования не производится.

Выбраны подвесных изоляторы типа ПС-70Д пять штук в трансформатор и 3 штуки в линии для крепления проводов на опоры.

4.3 Оборудование стороне 10кВ

Выключатель вакуумный – Q.

Трансформатор тока – ТА.

Трансформатор напряжения – TV.

Жёсткие шины.

$$\text{Рабочий ток: } I_p = I_{р.м.} = \frac{S_{нагр} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{10,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 625 \text{ А}.$$

На данной стороне ПС принимаем к установке комплектное распределительное устройство наружного исполнения КРУ 2-10. Оно используется для работы в электрических установках трёхфазного переменного тока частоты 50 Гц напряжением 6, 10 кВ для систем с изолированной нейтралью или заземленной через дугогасящий реактор.



Рисунок 9 – Внешний вид КРУ 2-10

Таблица 17 – Основные параметры КРУ 2-10

$U_{ном}$, кВ	6; 10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2; 12
$I_{ном}$ главных цепей шкафов с вакуумным выключателем, А	630; 1000; 1600; 2000; 3150
$I_{ном}$ сборных шин, А	1000; 1600; 2000; 3150
$I_{ном}$ отключения выключателей - для элегазовых, кА - для других, кА	40 20; 31,5
$I_{терм}$, кА	34,5; 54,5
$I_{динам}$ главных цепей, кА	51; 81
$S_{ном}$ трансформаторов, кВА	До 40

Выбор выключателя.

По каталогу выбран элегазовый выключатель HD4/GT 12.12.32. В данных выключателях в качестве изолирующей и дугогасительной среды применяется элегаз – гекса-фторид серы SF₆. Обеспечения длительного срока службы выключателя и ограничения температурных, диэлектрических и динамических нагрузок на установку за счет отключения в элегазе, которое происходит без среза тока и без перенапряжений. Полюса выключателя, выполнены герметично и не нуждающиеся в обслуживании системы. Давление в них устанавливает-

ся, в соответствии со стандартами IEC 62271-100 и CEI 17-1, один раз на весь срок службы.

Таблица 18 – Данные для выбора выключателя

Условия	Данные каталога	Расчетные данные
	HD4/GT	
$U_{н.выкл} \geq U_{уст}$	10 кВ	10 кВ
$I_{н.в} > I_{р.м.}$	1250 А	625 А
$i_a \geq i_{отк.ном.}$	22,5 кА	4,57 кА
$I_{пр} \geq I_{по}$ кА	16 кА	7,2 кА
$i_{пр.с} \geq i_{уд}$ кА	100 кА	18,47 кА
$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$ кА ² ·с	31,5 ² ·1=992,5 кА ² ·с	27,4 кА ² ·с
Привод	привод с ручным взводом пружин	

Проверка по отключающей способности:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{по.} \cdot \frac{\beta}{100} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{40}{100} = 22,5 \text{ кА.}$$

Для вводных и секционной ячеек и выбраны выключатели HD4/GT $I_n=1250$ А.

Выбор трансформатора тока.

Выбран трансформатор тока типа ТЛМ-10-2-У3 (таблица 5.9 [1]).

Таблица 19 – Данные ТТ

Тип ТТ	U_n , кВ	Номинальный ток		Z_2 ВА	Динамическая стойкость		Термическая стойкость		
		$I_{1ном}$	$I_{2ном}$		K_d	$i_{дин}$	K_T	I_T	t_T
ТЛМ-10-2-У3	10	1500	5	0,4	-	100	-	17,5	1

Таблица 20 – Сводные данных для выбора ТТ

Условия	Данные каталога	Расчетные данные
	ТЛМ-10-2-У3	
$U_{н.ТТ} > U_{уст}$	10 кВ	10 кВ
$I_{1ТТ} > I_{р.м.}$	$I_{1ТТ} = 1500$ А	$I_{р.м.} = 1150$ А
$i_{дин} \geq i_{уд}$ кА	$i_{дин} = 100$ кА	$i_{уд} = 18,47$ кА
$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$ кА ² ·с	17 ² ·1=306 кА ² ·с	27,4 кА ² ·с

По динамической и термической стойкости ТТ проходит.

Проверка ТТ по классу точности: $R_{кат} \geq R_{конт} + R_{приб} + R_{пров}$.

Сопротивление переходных контактов: $R_{конт} = 0,05 \text{ Ом}$.

Сопротивление приборов: $R_{приб} = \frac{S_a}{I_{2mm}^2} = \frac{1,3}{25} = 0,052 \text{ Ом}$,

где S_a – мощность фазы, имеющая максимальную загрузку;

I_{2mm} – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока.

Сопротивление проводов:

$$R_{пров} = R_{кат} - R_{конт} - R_{приб} = 0,5 - 0,052 - 0,05 = 1,318 \text{ Ом},$$

где $R_{кат} = 0,5$ – выбрано таблице 5.10[3] – номинальная нагрузка для класса точности трансформатора тока равного 0,5.

Перечень необходимых измерительных приборов выбран по таблице П4.7 с [2]

Таблица 21– Данные вторичной нагрузкм ТТ

Тип	Прибор	Нагрузка в фазах, ВА			
		А	В	С	
Д-335	Ваттметр	0,5	0,5	0,5	
Э-335	Амперметр	0,5	0,5	-	-
ПСЧ-4АР.05.2	Счетчик акт. и реакт. энергии	0,3	0,3	-	0,3
		Итого:	1,3	0,5	0,3

Расчётная длина проводов: $l_p = K_{сх} \cdot l = 1,73 \cdot 40 = 69,2 \text{ м}$,

где $K_{сх}$ – коэффициент, определяющий зависимость от схемы соединения ТТ.

Минимально допустимое сечение проводов:

$$F = \frac{l_p \cdot \rho}{R_{пров}} = \frac{69,2 \cdot 0,0283}{0,318} = 0,615 \text{ мм}^2.$$

Выбран контрольный кабель АПВ – (1х4).

Выбор трансформатора напряжения.

Таблица 22 – Данные вторичной нагрузка ТН

Прибор		Тип	Число приборов	Число обмоток	Мощность одной обмотки	Общая потребляемая мощность, В·А
Ваттметр	Ввод 10 кВ	Д – 335	1	2	1,5	3
Счётчик активной и реактивной энергии			1	1	2	2
Счётчик активной и реактивной энергии	Линии 10 кВ	ПСЧ- 4АР.05.2	4	1	2	8
Вольтметр (сборные шины)	Э - 335		1	1	2	2
Итого		-	-	-	-	13

Выбран ТН согласно рассчитанной мощности.

Выбор производим:

- по конструкции и схеме соединения: принимаем трансформатор внутренней установки со схемой включения звезда.
- по классу точности: принимаем класс точности равный 0,5.
- по напряжению установки

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

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}$$

- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$$

$$13 \text{ ВА} \leq 3 \cdot 50 = 150 \text{ ВА.}$$

К установке принят ТН ЗНОЛ.09-10Т2. (табл. 5.13 [1]) – однофазный, литой изоляцией на 10 кВ.

Выбор шин.

Данные для выбора

$$K_t=1$$

$$K_p=0,95$$

$$K_n=1$$

$$K_{\text{попр}} = K_t \cdot K_n \cdot K_{nв} = 1 \cdot 1 \cdot 0,95 = 0,95$$

$$t_c=0,25 \text{ с}$$

$$U= 10 \text{ кВ}$$

$$I_p=1150 \text{ А}$$

$$i_y=18,47 \text{ кА}$$

$$I''=7,2 \text{ кА}$$

$$L=1000 \text{ мм}$$

$$a=250 \text{ мм}$$

$$\tau_o=70^{\circ}\text{C}$$

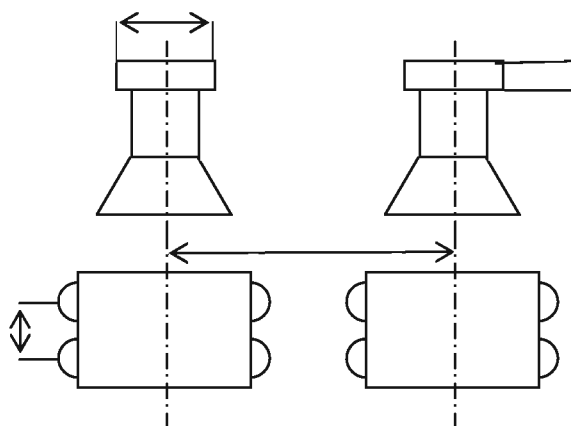


Рисунок 10 – Способ расположения ошиновки на изоляторах

Допустимый ток:

$$I_{\text{доп}} = \frac{I_p}{K_t \cdot K_p \cdot K_n} = \frac{1150}{1 \cdot 0,95 \cdot 1} = 1210 \text{ А.}$$

По таблице 1.3.31 [1] выбраны алюминиевые шины прямоугольного сечения

$$\frac{AT-50 \times 6}{I_{\text{доп}} = 1340 \text{ А}}$$

Минимальное сечение по термической стойкости:

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{27,4 \cdot 10^3}}{91} = 58 \text{ мм}^2.$$

Шина термически устойчива.

Проверка шины на динамическую устойчивость.

Сила взаимодействия:

$$f = 1,76 \cdot K_{\phi} \cdot i_{уд}^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-7} = 1,76 \cdot 1 \cdot 18,47^2 \cdot (10^3)^2 \cdot \frac{1000}{250} \cdot 10^{-7} = 240 \text{ Н.}$$

Изгибающий момент:

$$M = \frac{F \cdot l}{10} = \frac{240 \cdot 1}{10} = 24 \text{ Н/м.}$$

Момент сопротивления шин:

$$W = \frac{h \cdot b^2}{6} = \frac{0,6 \cdot 5^2}{6} = 2,5 \text{ см}^3.$$

Напряжение в металле:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} = \frac{24}{2,5} = 9,6 \text{ МПа,}$$

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$$

$$9,6 \text{ МПа} \leq 70 \text{ МПа.}$$

Шина динамически устойчива.

Выбор по экономической плотности тока не производится, Согласно §1.3.28 [1].

4.4 Выбор схемы собственных нужд

От типа электрооборудования и подстанции, а так же мощности трансформаторов ПС зависит состав потребителей собственных нужд. По упрощенным схемам без постоянного дежурства персонала на ПС подключается наименьшее количество потребителей собственных нужд – это освещение подстанции, электродвигатели обдува трансформаторов, обогрев шкафов КРУН, обогрев баков и приводов выключателей. Эти потребители подключаются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов, так как их мощность невелика.

Мощность ТСН выбирается не более 630 кВА, в соответствии с нагрузками в разных режимах работы ПС. Принимаем нагрузку СН по табл.5-8 [4]:

Таблица 23 – Данные по нагрузке собственных нужд для ПС

Электроприемники	Количество приемников	Суммарная мощность, кВт.	Установленная мощность,кВт.
Обогрев В-35	7	8,05	1,15
Обогрев В-110	2	3,5	1,75
электродвигатели обдува	8	12	1,5
Опер.цепи	1	1,8	1,8
Отопление и освещение помещения ОВБ	1	5,5	5,5
Наружное освещение	1	4,5	4,5
Итого		27,35	

Для рассматриваемой ПС, учитывая коэффициент спроса равный 0,7, выбраны два ТСН типа ТСЗ-40кВА 10/0,4кВ с предохранителями ПКТ-10.

4.5 Выбор сечений проводов

Провода ВЛЭП при эксплуатации подвергаются опасным и нежелательным воздействиям:

- вызванные природными факторами (гололедообразование на проводах ВЛЭП и ветер) повышенные механические нагрузки;
- при длительном установившемся режиме и КЗ чрезмерный нагрев;
- грозовые и внутренние (коммутационные) перенапряжения.

В соответствии с ПУЭ по методу экономической плотности тока выбрано сечение проводов. Но такое условие для выбора не всегда достаточно для того, чтобы изоляция и токоведущие элементы ЛЭП бесперебойно работали в течение расчетного срока службы. Поэтому окончательный выбор сечения делаем после его проверки: по механической прочности, по короне, по допустимой токовой нагрузке (по нагреву).

Расчетные данные для линии фидера 1-08 (ПТУ ЦСБ):

$$I_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi \cdot n} = \frac{440}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,86 \cdot 1} = 29,5 \text{ А.}$$

Сечение провода, при экономической плотности тока $j_{э\kappa}=1\text{А/мм}^2$ (таблица 1.5 [16]), при числе использования максимума нагрузки более 5000 часов в год

$$F_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{э\kappa}}} = \frac{29,5}{1} = 29,5 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения по допустимой потере напряжения для $U_{\text{ном}}=10\text{ кВ}$, не должно выходит за пределы 5%.

Проводим проверку по допустимой потере напряжения при:

$$P = 440 \text{ кВт}; Q = P \cdot \text{tg} \varphi = 440 \cdot 0,593 = 261 \text{ кВар};$$

$$R_{\text{л}} = 0,603 \text{ Ом/км}; X_{\text{л}} = 0,442 \text{ Ом/км}; l = 3,2 \text{ км}.$$

$$\Delta U = \frac{P \cdot R \cdot l + Q \cdot X \cdot l}{U_{\text{ном}}} = \frac{440 \cdot 0,603 \cdot 3,2 + 261 \cdot 0,442 \cdot 3,2}{10} = 203 \text{ кВ}.$$

$$\text{или } \Delta U = \frac{0,203}{10} \cdot 100\% = 2,03\%.$$

По механической прочности сечение провода, выбранное по экономическому критерию должно соответствовать условию:

$$F > F_{\text{min мех}}.$$

Таблица 24 – Минимально допустимые сечения проводов

Характеристика ВЛ	Сечение сталеалюминевых проводов, мм
ВЛ, без пересечений в районах по гололеду:	
До II	35/6,2
в III-IV	50/8
в V и более	70/11
ВЛ, сооружаемые на двухцепных или многощелевых опорах:	
до 20 кВ	70/11
35 кВ и выше	120/19

Принято ВЛ без пересечений в районах по гололеду в III-IV:

$$F_{\text{min мех}} = 50 \text{ мм}^2.$$

Как видим превышения допустимых норм нет поэтому принимаем ВЛ АС-50/8.

4.6 Баланс мощности

Приближенно рассчитаем потери активной и реактивной мощностей потери: в трансформаторах (в меди и в стали) и в линиях электропередач. Расчеты проводятся приближенно, т.е. основываются на значениях потоков мощностей в элементах сети, определенных без учета потерь мощностей в питаемых элементах, используется номинальное напряжение и т.д.. Все потери определяются для режима максимальных нагрузок.

Проводим расчет потерь в трансформаторах и линиях на 110 кВ, для этого просуммируем всех потребителей:

Таблица 25 – Мощность потребителей

Объект	Активная мощность МВт	Реактивная мощность МВар
Секция 1 10кВ	4,62	2,49
Секция 2 10кВ	6,24	3,38
Секция 1 35кВ	10,45	5,91
Секция 1 35кВ	8,05	4,55
ТСН-1	0,0237	0,0134
ТСН-2	0,0237	0,0134
итого	29,4	16,35

Полная мощность:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{29,4^2 + 16,35^2} = 33,64 \text{ кВА} .$$

Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta \underline{S}_{\text{ТР}} = \left(\frac{S}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \frac{\underline{Z}_{\text{ТР}}}{n_{\text{ТР}}} = \left(\frac{33,64}{110} \right)^2 \cdot \frac{(1,5 + j56,9)}{2} = 0,07 + j2,661 \text{ МВА} ;$$

$$\Delta \underline{S}_{\text{ХХ}} = n_{\text{ТР}} \cdot (\Delta P_{\text{ХХ}} + j\Delta Q_{\text{ХХ}}) = 2 \cdot (0,031 + j0,175) = 0,062 + j0,35 \text{ МВА}$$

Потери мощности в ВЛ:

$$\Delta \underline{S}_{\text{Л}} = \left(\frac{S}{U_{\text{Н}}} \right)^2 \cdot \underline{Z}_{\text{Л}} = \left(\frac{33,64 \cdot 10^3}{110} \right)^2 \cdot (0,244 + j0,427) \cdot \frac{10,4}{2} = 0,119 + j0,208 \text{ МВА} .$$

Все потери мощности и коэффициент мощности:

$$\underline{\Delta S} = \underline{\Delta S}_{mp} + \underline{\Delta S}_{xx} + \underline{\Delta S}_{Л} = (0,07 + j2,661) + (0,062 + j0,35) + (0,119 + j0,208) = \\ = 0,251 + j3,219 \text{ МВА.}$$

Полная мощность с потерями:

$$\underline{S}_{пол} = \underline{S} + \underline{\Delta S} = (29,4 + j16,35) + (0,251 + j3,219) = 29,65 + j19,57 \text{ МВА}$$

$$\text{или } S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{29,65^2 + 19,57^2} = 35,52 \text{ МВА.}$$

Коэффициент мощности:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{29,65}{35,52} = 0,835.$$

В качестве мероприятия по снижению потерь мощности – уменьшение реактивной мощности ($\cos \varphi \approx 0,9$) – это установка конденсаторных батарей на стороне 10кВ.

Мощность конденсаторных батарей:

$$Q_{потр} = 19,57 \text{ Мвар,}$$

$$Q_{выр} = P_{выр} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{РЭС} = 29,65 \cdot \operatorname{tg} (\arccos 0,9) = 14,36 \text{ Мвар,}$$

$$Q_{выр} \neq Q_{потр},$$

$$Q_{ку} = Q_{потр} - Q_{выр} = 19,57 - 14,36 = 5,2 \text{ Мвар.}$$

$$n_{ку} = \frac{Q_{ку}}{Q_{ед}} = \frac{5,2}{1,45} \approx 4 \text{ шт.}$$

Устанавливаем четыре конденсаторные батареи КС2-1,05-60:

$$Q_{ку} = 4 \cdot 1,45 = 5,8 \text{ Мвар,}$$

$$\cos \varphi_{РЭСрасч} = \frac{P_{потр}}{\sqrt{P_{потр}^2 + (Q_{потр} - Q_{ку})^2}} = \frac{29,65}{\sqrt{29,65^2 + (19,57 - 5,8)^2}} = 0,906.$$

4.7 Защита трансформаторов

В трансформаторах и на их соединении с коммутационными аппаратами в процессе эксплуатации возможны повреждения, перегрузки, но также могут возникнуть опасные ненормальные режимы работы, не связанные с поврежде-

ниями и обусловленные внешними КЗ. Поэтому возникает необходимость установки защитных устройств.

Основные виды повреждений:

- «пожар» стали магнитопровода;
- многофазные и однофазные КЗ на выводах и в обмотках трансформатора.

Вероятность многофазных и однофазных КЗ на выводах трансформаторов и однофазные витковые замыкания в обмотках выше, чем многофазные КЗ в обмотках. Многофазные КЗ для групп однофазных трансформаторов исключены.

Для ограничения размеров разрушений от КЗ защиту выполняют быстродействующей. Такая защита подразумевает отключение поврежденного трансформатора.

Перегрузка трансформаторов не влияет на систему электроснабжения в целом, так как она не сопровождается снижением напряжения. Если такой режим работы продолжается не более 45 минут, согласно нормам, то персонал принимает меры к разгрузке трансформатора.

4.7.1 Газовая защита

На явления газообразования в баке поврежденного трансформатора основана газовая защита. Интенсивность газообразования зависит от размера и характера повреждения. Это дает возможность выполнить защиту, которая может различать степень повреждения.

Газовая защита состоит из газового реле *KSG*, которое расположено в маслопроводе между расширителем и баком. Так же имеются три уставки срабатывания отключающего элемента по скорости потока масла: 0,6; 0,9; 1,2 м/с. Время срабатывания реле составляет от 0,05 до 0,5 с.

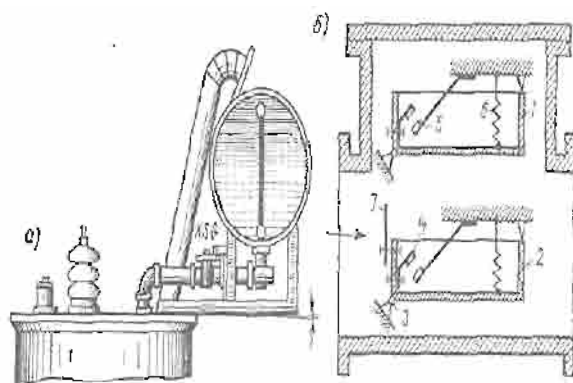


Рисунок 11 – Местоположение газового реле на трансформаторе

Уставка по скорости потока масла зависит от способа охлаждения и мощности трансформатора.

Преимущества:

- простота выполнения;
- высокая чувствительность;
- короткий промежуток времени, за которое срабатывает реле;
- реагирование на повреждения внутри бака;
- защита трансформатор при опасном понижении уровня масла.

Недостаток:

- в зоне между выключателями и трансформатором не реагирует на повреждения;
- может ложно подействовать при попадании воздуха в бак трансформатора (долив масла и др.).
- может ложно срабатывать на трансформаторах, расположенных в районах, подверженных землетрясениям.

Поэтому от внутренних повреждений трансформаторов газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной.

4.7.2 Дифференциальная защита

Дифференциальная защита выполняется с помощью реле с магнитным торможением, например типа ДЗТ-11. При выполнении защиты выбирается сторона трансформаторам тока, к которой присоединяют тормозную обмотку,

так чтобы в зоне защиты обеспечивалось максимальное торможение при внешних повреждениях и минимальное при КЗ.

Если трансформатор имеет одностороннее питание, то тормозную обмотку присоединяют к ТТ питаемой стороны, что обеспечит торможение только при внешних КЗ.

Если двустороннее питание, то тормозную обмотку разделяют на две секции и включают каждую из них соответственно в первую и вторую цепи циркуляции защиты, что уменьшается тормозное действие при КЗ в защищаемой зоне.

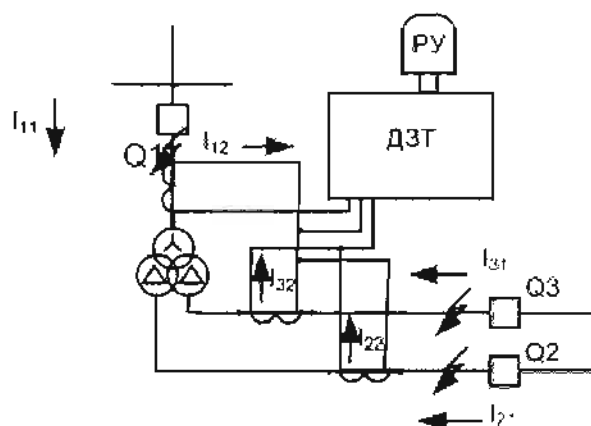


Рисунок 12 – Схематичное изображение дифференциальной токовой защиты

При соединении двух реле типа ДЗТ-11 к вторичным обмоткам ТТ на стороне 110 кВ в треугольник, а на стороне 10 кВ в неполную звезду будет соответствовать продольной дифференциальной защите. Зона действия токовой защиты ограничивается со стороны 110 кВ выносными трансформаторами тока, а со стороны 10 кВ – вводными ячейками ЗРУ 10 кВ.

4.7.3 Максимальная токовая защита

Для резервирования отключения токов КЗ на шинах потребителей и резервирования основных защит трансформатора (ДЗТ и газовой) используется максимальная токовая защита (МТЗ). Данный тип защиты защищает шины НН, а также может резервировать защиты и выключатели на отходящих элементах

НН, т. е. осуществляет дальнейшее резервирование. Она выполняется двумя токовыми реле типа РТ-40.

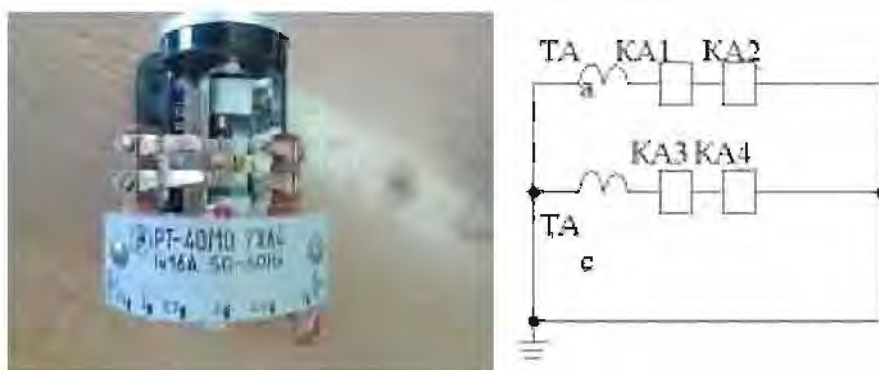


Рисунок 13 – Внешний вид реле РТ-40 и схема из соединения для МТЗ

4.7.4 Схема релейной защиты понижающего трансформатора 110/35/10 кВ

Продольная дифференциальная токовая защита состоит из одного комплектного реле типа ДЗТ-11(КАW1-КАW3). Данная защита используется от всех видов КЗ на выводах и в обмотках трансформатора, а так же для защиты выводов, присоединенных к секциям шин НН.

Газовая защита состоит из одного газового реле *KSG1* для бака и одного газовым реле *KSG2* для контакторного отсека РПН. Данная защита используется в контакторном отсеке РПН, сопровождающихся выделением газа и от всех повреждений внутри бака трансформатора.

Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению, установленная на стороне ВН состоит из трех реле тока типа РТ-40 (*КА3 - КА5*) и одного реле времени *КТ1*. Комбинированный пуск выполняется тремя минимальными реле напряжения типа РН-54/160 (*KV1- KV3*) и тремя фильтрами-реле напряжения обратной последовательности типа РНФ-1М (*KVZ1- KVZ3*). Защита предназначена для резервирования основных защит трансформатора и резервирования отключения многофазных КЗ на шинах НН.

Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению, установленная на стороне СН состоит из комплекта КЗ-12 (два реле тока *КА1,КА2* и одного реле времени *КТ1*) и дополнительное реле времени *КТ2*.

Комбинированный пуск выполняется минимальным реле напряжения типа *KV1* и фильтром-реле напряжения обратной последовательности *KVZ1*. Предназначена защита для резервирования отключения многофазных КЗ.

Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению, установленная на ответвлениях к секциям шин НН. Выполнена с использованием реле времени *KT3*, *KT5* и реле тока типа РТ-40 (*KA6*, *KA7*). Комбинированный пуск выполняется фильтром-реле напряжения обратной последовательности (*KVZ2*, *KVZ3*) и минимальным реле напряжения типа (*KV2*, *KV3*). Предназначена защита от многофазных КЗ на шинах НН, а также для резервирования отключения КЗ на элементах, присоединенных к этим шинам.

Одноступенчатая токовая ненаправленная защита нулевой последовательности состоит из реле тока типа РТ-40 (*KA13*) и реле времени *KT8*, *KT9*. Предназначена для частичного резервирования основных защит трансформатора и резервирования отключения внешних КЗ на землю.

Защита при дуговых КЗ в шкафах КРУН 10кВ, имеющих высоковольтные выключатели.

Максимальная токовая защита состоит из трех реле тока типа РТ-40 (*KA10*, *KA11*, *KA12*) установленные на сторонах ВН, СН, НН и реле времени *KT7*. Предназначена защита от симметричных перегрузок.

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

Целью ВКР является реконструкции подстанция Весенняя ПАО МРСК-Сибири ОАО «Кузбассэнерго-РЭС». В реконструкцию входят замена морально устаревших изношенных маслянных выключателей (пожароопасных), на более надежные и современные элегазовые выключатели, которые легче в обслуживании и ремонте. Также будут заменены силовые трансформаторы, т.к. старые уже не справлялись с возросшей нагрузкой. При реконструкции будет рассматриваться вопрос об установке конденсаторных батарей т.е. компенсации реактивной мощности на подстанции.

В этом разделе ВКР рассматривается технико-экономическое обоснование необходимости компенсации реактивной мощности, а также расчет стоимости проекта. Основной задачей компенсации реактивной мощности является снижение потерь активной мощности. Сравнение экономической эффективности двух вариантов электроустановки с равной степенью надёжности. Надёжность электроэнергетической системы есть свойство обеспечивать потребителей электроэнергией при отклонениях частоты и напряжения в определённых пределах, обусловленных ПУЭ. Эти сравнения в конечном итоге обеспечивают снижение расходов на обслуживание и ремонт, повышение мощности подстанции, обеспечивается надёжность электроснабжения. Экономический эффект может быть получен за счет компенсации реактивной мощности, что ведет к уменьшению полной мощности передаваемой подстанцией, это снижает нагрузку трансформаторов и соответственно снижает потери в трансформаторах (ведь чем больше загружен трансформатор тем выше потери в нем).

					<i>ФЮРА. 140205.015 ПЗ</i>			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Д.Р.Туктамышев			ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Т.Е. Хохлова					52	99
<i>Реценз.</i>						<i>ТПУ ИнЭО, гр. 3-9202</i>		
<i>Консульт.</i>		Л.А. Коршунова						

5.1 Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости

Для расчета основной заработной платы сотрудников составляем график выполнения работ таблица 14.

Для определения трудоемкости выполнения проекта сначала составим перечень основных этапов и видов работ, которые должны быть выполнены.

Для определения ожидаемого значения продолжительности работ $t_{о.ж.}$ применим вариант, основанный на использовании трех оценок: t_{max} , t_{min} , $t_{н.в.}$

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

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

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

t_{max} – самая длительная продолжительность работы.

Таблица 14 – Описание графика выполнения работ

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

5.2 Расчет затрат на проектирование ПС 110/35/10 кВ

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

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

1. Материальные затраты включают в себя: расходные материалы (бумага, картриджи для принтера, плоттера, ручки, изготовление слайдов), сведенные в приведенную ниже таблицу 16.

Таблица 16 – Материальные затраты

Материал	Единица измерения	Количество	Стоимость, руб.
Печатная бумага	Пачка	1	200
Диск CD-RW	Шт.	2	80
Канц. товары	Шт.	6	110
Картридж	шт.	1	710
ИТОГО			$I_M=1100$

2. Расчет заработной платы.

$$I_{з.пл.} = \frac{(З \cdot k_1 + Д) \cdot k_2}{21} \cdot X,$$

где: $З$ – оклад;

$Д$ – доплата за интенсивность труда

k_1 – коэффициент за отпуск (1,1);

k_2 – районный коэффициент (1,3);

21 – количество рабочих дней в месяце;

X – количество рабочих дней затраченных на проект.

Зарплата.

Расчет для научного руководителя

$$I_{з.пл.} = \frac{(3 \cdot k_1 + Д) \cdot k_2}{21} \cdot X = \frac{(23000 \cdot 1.16 + 2200) \cdot 1.3}{21} \cdot 31 = 55422 \text{ (руб.)}$$

Расчет для инженера

$$I_{з.пл.} = \frac{(3 \cdot k_1 \cdot k_2)}{21} \cdot X = \frac{(14500 \cdot 1.08 + 2000) \cdot 1.3}{21} \cdot 90 = 98391 \text{ (руб.)}$$

Расчет для ведущего инженера

$$I_{з.пл.} = \frac{(3 \cdot k_1 \cdot k_2)}{21} \cdot X = \frac{(17000 \cdot 1.08 + 2000) \cdot 1.3}{21} \cdot 38 = 47894 \text{ (руб.)}$$

Сводим расчеты в таблицу 17.

Таблица 17 – Заработная плата исполнителей.

Должность	Оклад	Доплата	Коэффициент за отпуск	Районный коэффициент	Итоговая зарплата за месяц	Средняя зарплата за один день, руб.	Количество дней работы над проектом	ФЗП
Научный руководитель, 15р	23000	2200	1,16	1,3	37544	1787	31	55422
Инженер 10р	17000	2000	1,08	1,3	26468	1260	38	47894
Инженер, 9р	14500	2000	1,08	1,3	22958	1093	90	98391
Итого					64675		159	201707

$$\text{Фонд заработной платы } \text{ФЗП} = \sum \text{ЗП}_{\text{исп}},$$

$$\text{ФЗП} = 201707 \text{ р.}$$

3. Размер отчислений в социальные фонды составляет 30% от ФЗП.

Сумма начислений в социальные фонды составляет:

$$I_{сн} = 201707 \cdot 0,3 = 60512 \text{ руб.}$$

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

$$I_{ам} = \frac{T_{и}}{T_{кал}} \cdot N_a \cdot \Phi_n$$

где Φ_n – первоначальная стоимость оборудования;

N_a – норма амортизации;

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

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

Таблица 18 – Амортизационные отчисления

Наименование	Количество	$\Phi_{п, р}$	$N_a, \%$	$T_{\text{идней}}$	$I_{\text{амр}}$
Компьютер	3Шт.	30000	0,2	20	986
Принтер	1Шт.	8000	0,1	10	22
Стол	3 Шт.	10000	0,1	53	436
Стул	3 Шт.	4000	0,5	53	871
Итого					2315

Амортизационные затраты составляют $I_{\text{ам}} = 2315$ рубля.

5. Прочие расходы:

Принимаем размер прочих затрат как 10% от суммы расходов на материальные затраты, услуги сторонних организаций, амортизации оборудования, затрат на оплату труда, отчисления на социальные нужды.

$$I_{\text{пр}} = 0,1 \cdot (I_{\text{з.пл}} + I_{\text{сн}} + I_{\text{мат}} + I_{\text{ам}}) = \\ = 0,1 \cdot (201707 + 60512 + 1100 + 2315) = 26563 \text{ руб.}$$

6. Накладные расходы принимаем 200% от ФЗП:

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

$$I_{\text{накл}} = 2 \cdot I_{\text{з.пл}\Sigma} = 2 \cdot 201707 = 403414 \text{ руб.}$$

Себестоимость проекта:

$$\sum I_{\text{проекта}} = I_{\text{з.пл}} + I_{\text{сн}} + I_{\text{мат}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{пр}} + I_{\text{накл}} = \\ = 201707 + 60512 + 1100 + 2315 + 26563 + 403414 = 695611 \text{ руб}$$

Принимаем рентабельность 20%, прибыль:

$$P_{\text{б}} = \sum I_{\text{проекта}} \cdot 0,2 = 695611 \cdot 0,2 = 139122 \text{ руб}$$

Стоимость проекта:

$$C_n = P_{\text{б}} + \sum I_{\text{проекта}} = 139122 + 695611 = 834733 \text{ руб}$$

Смета затрат представлена в таблице 19.

Таблица 19 – Смета затрат

Вид расходов	Обозначение	Сумма, р.
Материальные затраты	I_M	1100
Заработная плата	ЗП	201707
Амортизация	$I_{ам}$	2315
Отчисления в социальные фонды	$I_{сн}$	60512
Прочие расходы	$I_{пр}$	26563
Накладные расходы	H_p	403414
Себестоимость проекта	$C_{п}$	659611
Прибыль	$П_б$	139122
Стоимость проекта	$Ц_{п}$	834733

5.3 Расчёт капиталовложений

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

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

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

транспортировка	3 – 10 %	принимаем 5%
заготовительно-складские	1,2 – 1,5 %	принимаем 1,5%
установка и монтаж	5 – 20 %	принимаем 11%
пуск и регулировка	2 – 3 %	принимаем 2.5%
<hr/>		
итого	11,2–34,5%	20%

В данном расчете принимается 20 %.

Таблица 20 – Расчет капиталовложений на оборудование для двух вариантов

№ варианта	Наименование электрооборудования	Кол-во шт.	Цена 1 ед. тыс. руб.	Дополнительные затраты тыс. руб.	Итого по варианту тыс. руб.
1	Распред. устр-во ОРУ-110 кВ	1	6700	1340	8040
	Распред. устр-во ОРУ-35 кВ	1	5350	1160	6510
	Трансформатор (собственные нужды) ТСЗ-40кВА	2	420	84	1008
	Трансформатор ТДТН-25000/110/35	2	12960	1780	21360
	Устройство КРУН-10 кВ	1	5100	1020	6120
	Щит управления	3	3124	660	11355
	Стоимость проекта	1	384,7	--	384,7
Итого по варианту 1					55227
2	Распред. устр-во ОРУ-110 кВ	1	6700	1340	8040
	Распред. устр-во ОРУ-35 кВ	1	5350	1160	6510
	Трансформатор (собственные нужды) ТСЗ-40кВА	2	420	84	1008
	Трансформатор ТДТН-25000/110/35	2	12960	1780	21360
	Устройство КРУН-10 кВ	1	5100	1020	6120
	Щит управления	3	3124	660	11355
	Реактивная конденсаторная батарея	10	410	82	4182
Стоимость проекта	1	384,7		384,7	
Итого по варианту 2					59409

Приведенные затраты для различных вариантов с одинаковой производительностью и с одинаковым уровнем надежности определяется следующим образом:

$$Z = P_n \cdot K + C$$

где P_n – нормативный коэффициент эффективности, 1/год (для расчетов установок энергетики $p_n = 0,15$);

K – единовременные капитальные вложения, руб.;

C – эксплуатационные затраты, руб.

5.4 Расчет эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затраты определяются из следующей формулы:

$$C = C_a + C_{po} + C_\varepsilon$$

где C_a – ежегодные амортизационные отчисления, руб.

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

C_ε – стоимость годовых потерь электроэнергии, руб.

Ежегодные амортизационные отчисления

$$C_a = P_a \cdot K$$

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

Вариант 1

$$C_{a1} = 6,4 \cdot 55227/100 = 3534 \text{ тыс. руб.}$$

Вариант 2

$$C_{a2} = 6,4 \cdot 59409/100 = 3802 \text{ тыс. руб.}$$

Годовые расходы на обслуживание и текущий ремонт электрооборудования C_{po}

$$C_{po} = P_{po} \cdot K$$

где P_{po} – норма на обслуживание и текущий ремонт, % (для силового электрооборудования $P_{po} = 5$ %)

Вариант 1

$$C_{po1} = 5 \cdot 55227/100 = 2761 \text{ тыс. руб.}$$

Вариант 2

$$C_{po2} = 5 \cdot 59409/100 = 2970 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость потерь электрической энергии в трансформаторах:

$$C_{пот} = (2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \kappa_{загр}^2 \cdot \tau_{max} + 2 \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_{вкл}) \cdot \Delta C_\varepsilon$$

где: $\Delta P_{кз}$, ΔP_{xx} – каталожные данные, кВт;

$T_{вкл} = 8760$ – число часов работы трансформатора в течение года, ч;

$\tau_{\max} = 5984(\text{часов})$ – время максимальных потерь электроэнергии.

$\Delta C_{\text{э}} = 2,4 \left(\frac{\text{руб.}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}} \right)$ – стоимость 1кВт·ч электрической энергии;

$\kappa_{\text{загр}} = \frac{S_p}{S_{\text{ТР}}}$ – коэффициент загрузки трансформатора;

$S_{\text{ТР}}$ – мощность трансформаторов

$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_{\text{ТР}})^2 + (Q_p + \Delta Q_{\text{ТР}})^2}$ – расчетная нагрузка на подстанции которая

включает в себя потери в трансформаторах.

Потери в трансформаторах сравниваемых вариантов значительные и кроме того различны, этим обусловлено заметное их влияние на экономичность сравниваемых вариантов.

Вариант 1

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_{\text{ТР}})^2 + (Q_p + \Delta Q_{\text{ТР}})^2} = \sqrt{(22,8 + 0,342)^2 + (17,1 + 0,35)^2} = 30,5 \text{ МВт}$$

Вариант 2

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_{\text{ТР}})^2 + (Q_p + \Delta Q_{\text{ТР}} - Q_{\text{КБ}})^2} = \\ = \sqrt{(22,8 + 0,342)^2 + (17,1 + 0,35 - 14,5)^2} = 22,9 \text{ МВт}$$

Таблица 21 – Потери мощности сравниваемых вариантов

№ варианта	Технические данные трансформаторов	Коэффициент загрузки κ	Активная мощность ΔP , кВт	Потери реактивной мощности ΔQ , кВар
1	ТДТН- 25000/110/35 $\Delta P_{\text{ХХ}} = 31$ кВт $\Delta P_{\text{КЗ}} = 140$ кВт $I_{\text{ХХ}}\% = 0,7$ % $U_{\text{КЗ}}\% = 10,5$	0,61	171	175
	В 2 ^х ТДТН- 25000/110/35 кВА			
2	ТДТН- 25000/110/35 $\Delta P_{\text{ХХ}} = 31$ кВт $\Delta P_{\text{КЗ}} = 140$ кВт $I_{\text{ХХ}}\% = 0,7$ % $U_{\text{КЗ}}\% = 10,5$	0,46	171	175
	В 2 ^х ТДТН- 25000/110/35 кВА			

Стоимость потерь электрической энергии в трансформаторах:

Вариант 1

$$C_{ПOT} = (2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \kappa_{загр}^2 \cdot \tau_{max} + 2 \cdot \Delta P_{хх} \cdot T_{вкл}) \cdot \Delta C_{э} =$$

$$= (2 \cdot 140 \cdot 0,61^2 \cdot 5984 + 2 \cdot 31 \cdot 8760) \cdot 2,4 = 2799 \text{ тыс. руб.}$$

Вариант 2

$$C_{ПOT} = (2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \kappa_{загр}^2 \cdot \tau_{max} + 2 \cdot \Delta P_{хх} \cdot T_{вкл}) \cdot \Delta C_{э} =$$

$$= (2 \cdot 140 \cdot 0,46^2 \cdot 5984 + 2 \cdot 31 \cdot 8760) \cdot 2,4 = 2054 \text{ тыс. руб.}$$

Результаты расчётов приведённых затрат сводим в таблицу 22.

Таблица 22 – Результаты расчётов приведённых затрат

№	З = P _н · К + С тыс. руб.	P _н	К тыс. руб.	С = C _а + C _{ро} + C _э			
				C _а тыс. руб.	C _{ро} тыс. руб.	C _э тыс. руб.	С тыс. руб.
1	17378	0,15	55227	3534	2761	2799	9094
2	17737	0.15	59409	3802	2970	2054	8826

Вывод: Как видим по результатам расчетов 1-ый вариант имеет меньше приведенные затраты, поэтому нет смысла установки конденсаторных батарей установки, при одинаковых параметрах схемы подстанции.

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Социальная ответственность является одним из важнейших социально-экономических, санитарно-гигиенических и экологических мероприятий, направленных на обеспечение безопасных условий труда. В данном разделе дипломной работы, рассмотрены вопросы социальной ответственности оперативно – ремонтного персонала на трансформаторной ПС Весенняя ОАО « МРСК Сибири» Кузбассэнерго.

Подстанция является энергетически важным объектом. На ней установлено высоковольтное оборудование (имеются ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ, КРУН 10 кВ).

В связи с этим, согласно «Основы законодательства РФ об охране труда» администрация подстанции обязана обеспечивать условия труда, отвечающие требованиям безопасности и гигиены, а также внедрять современные средства техники безопасности.

6.1 Анализ вредных факторов

На предприятии рабочие часто сталкиваются с воздействием таких физически вредных производственных факторов, как:

- повышенная или пониженная влажность воздуха;
- повышенная или пониженная температура воздуха;
- плохая освещенность рабочего места;
- наличие повышенного уровня шума;
- вибрация;
- повышенный уровень электромагнитных излучений;

					<i>ФЮРА. 140205.015 ПЗ</i>			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		Д.Р.Туктамышев						
<i>Руковод.</i>		Т.Е. Хохлова					63	99
<i>Реценз.</i>						<i>ТПУ ИнЭО, гр. 3-9202</i>		
<i>Консульт.</i>		Ю. А.Амелькович						

- тепловое излучение;
- скорость движения воздуха.

Опасные факторы:

- механические травмы;
- возможность поражения электрическим током;
- статическое электричество;
- взрыв;
- пожар.

Необходимо определить неблагоприятные производственные факторы, произвести их количественную оценку и ее сопоставление с нормативными требованиями для анализа опасных и вредных факторов и способам улучшений условий труда.

Микроклимат

В обеспечении условий высоко производственного труда научно-технического персонала немаловажную роль играет микроклимат, т.е. факторы производственной среды, влияющие на физическое и эмоциональное состояние человеческого организма. К таким факторам относятся:

- 1.температура;
- 2.влажность и давление воздуха;
- 3.скорость движения воздуха;
- 4.Интенсивность тепловое излучение.

Нормы производственного микроклимата установлены системой стандартов безопасности труда СанПиН 2.2.4.548-96. «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»[28]

Микроклимат в производственных условиях определяется следующими параметрами:

- температура воздуха t °С;
- относительная влажность φ , %;
- скорость движения воздуха v , м/с;

- предельно допустимая концентрация веществ ПДК;
- интенсивность теплового излучения I , Вт/м².

Оптимальные нормы параметров микроклимата в рабочей зоне производственного помещения

Оптимальные параметры микроклимата в холодный и теплый периоды года в главном производственном корпусе, для электромонтера, должны соответствовать величинам, приведенным в таблице 14, при этом изменения температуры воздуха в течение смены не должны превышать 2°С и выходить за пределы величин, указанных в таблице 23.

К категории Пб относятся работы с расходом энергии от 232 до 293 Дж/с (Работа, связанная с ходьбой и перенесением тяжестей до 10 кг)

Таблица 23 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Пб (141-175)	21-23	20-24	60-40	0,1
Теплый	Пб (141-175)	22-24	21-25	60-40	0,2

Таблица 24 - Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхности, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптим. вел.	Диапазон выше оптим. вел.			Для диапазона температура воздуха ниже оптим. вел., не более	Для диапазона температура воздуха выше оптим. вел., не более
Холодный	Пб (141-175)	19-20,9	23,1-24	18-25	15-75	0,1	0,2
Теплый	Пб (141-175)	20-21,9	24,1-28	19-29	15-75	0,1	0,3

Кроме оптимальных параметров микроклимата существуют и допустимые – это величины которые не вызывают повреждений или нарушений состояния здоровья, но могут приводить к возникновению общих и локальных ощущений теплового дискомфорта, напряжению механизмов терморегуляции, ухудшению самочувствия и понижению работоспособности.

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 25 [28].

Таблица 25 – Допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела работающих на рабочих местах от производственных источников

Облучаемая поверхность тела, %	Интенсивность теплового облучения, Вт/м ² , не более
50 и более	35
25-50	70
не более 25	100

Мероприятия по созданию условий для нормальной терморегуляции организма:

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

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

- удаление из производства или ограничение использования вредных веществ;
- рационализация технологического процесса, устраняющая образование газов, паров и аэрозолей;

- максимальная герметизация оборудования;
- механизация и автоматизация производственных процессов;
- увлажнение обрабатываемых материалов;
- устройство различных систем вентиляции от мест выделения газов, паров или аэрозолей;
- снабжение рабочих средствами индивидуальной защиты.

Производственная вентиляция

Нормы производственной вентиляции установлены системой стандартов безопасности труда. и санитарные нормы. СП 60.13330.2012 [30]

На рабочем месте предусматривается искусственная приточно-вытяжная общеобменная вентиляция с расходом воздуха на одного работающего не менее $60 \text{ м}^3/\text{ч}$.

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

Производственное освещение

Нормирование освещенности производится в соответствии со СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение» [33].

Освещение в производственных условиях определяется следующими основными параметрами:

- световой поток Φ , лм;
- сила света I , кд;
- освещенность E , лк;
- яркость L , кд/м².

На рабочем месте предусматривается совмещенное освещение: естественное боковое двухстороннее дополняется искусственным общим освещением.

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.

Выбор нормируемой освещенности производится по отраслевым нормам, разработанным в соответствии со СНиП. С учетом выбранной системы освещения выбираем: разряд зрительной работы УП; освещенность при системе 200 лк.

Выбираем светильник ДРЛ наименованием РСП18.

Предусматриваются аварийное освещение с наименьшей освещенностью рабочих мест при аварийном режиме 2 лк, эвакуационное освещение освещенностью при эвакуации людей из помещений не менее 0,5 лк на уровне пола основных проходов и лестниц, а на открытых территориях – не менее 0,2 лк.

Виброакустические вредные факторы

Гигиеническое нормирование вибраций регламентирует параметры производственной вибрации и правила работы с виброопасными механизмами и

оборудованием, Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.566 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий» [31].

Вибрация определяется следующими основными параметрами:

- частота f , Гц;
- амплитуда колебаний d , мм.

Таблица 26 – Предельно допустимые значения вибрации рабочих мест.

Вид вибрации	Допустимый уровень виброскорости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Технологическая	—	117	108	102	101	101	101	—	—	—	—

Методы защиты от вибрации:

- снижение вибрации в источнике ее возникновения: замена динамических технологических процессов статическими, тщательный выбор режима работы оборудования, тщательная балансировка вращающихся механизмов;
- уменьшение параметров вибрации по пути ее распространения от источника: вибродемпфирование, виброгашение, виброизоляция, жесткое присоединение агрегата к фундаменту большой массы, средства индивидуальной защиты (специальные рукавицы, перчатки, прокладки, виброзащитная обувь).

Таблица 27 – Допустимые уровни звукового давления, уровни звука на рабочих местах

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	110	99	92	86	83	80	78	76	74	85

Нормируемые параметры шума на рабочем месте определены ГОСТ 12.1.003 – 83 [16] и Санитарными нормами СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»[32].

Шум определяется следующими основными параметрами:

- уровень звукового давления A , дБ;
- интенсивность звука I , Вт/м²;
- уровень звука L , дБА.

ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. «Средства и методы защиты от шума. Квалификация» [20] предусматривает следующие меры для снижения уровня шума:

- 1) Устройство кратковременных перерывов в работе;
- 2) Установка в помещениях звукопоглощающих конструкций и экранов;
- 3) Качественное изготовление деталей станков и машин;
- 4) Звукоизоляция ограждающих конструкций;
- 5) Укрытия в кожухи источников шума;
- 6) Применение средств индивидуальной защиты (беруши, противошумные наушники, шлемофоны и др.).

Защита от электромагнитных полей.

Нормирование ЭМП промышленной частоты осуществляют по предельно допустимым уровням напряженности электрического и магнитного полей частотой 50 Гц в зависимости от времени пребывания в нем и регламентируются Санитарными нормами и правилами СанПиН 2.2.4.1191-03 «Электромагнитные поля в производственных условиях»[29]

Основные параметры ЭМП:

- частота f , Гц;
- напряженность электрического поля E , В/м;
- напряженность магнитного поля H , А/м;
- плотность потока энергии I , Вт/м².

Предельно допустимый уровень напряженности ЭП на рабочем месте в течение всей смены устанавливается равным 5 кВ/м. При напряженности свыше 20 до 25 кВ/м допустимое время пребывания в ЭП составляет 10 мин. Пребывание в ЭП с напряженностью более 25 кВ/м без применения средств защиты не допускается. Напряженность магнитного поля в соответствии с предельно допустимым уровнем на рабочем месте не должна превышать 8 кА/м[22]

К основным методам защиты персонала от ЭМП радиочастот относятся:

- выбор рациональных режимов работы оборудования;
- ограничение места и времени нахождения работающих в ЭМП;
- защита расстоянием;
- рациональное размещение в рабочем помещении оборудования;
- уменьшение мощности источника излучений;
- использование поглощающих или отражающих экранов;
- применение средств индивидуальной защиты: специальная одежда, выполненная из металлизированной ткани, защитные очки, специальные каски и шлемы.

6.2 Анализ опасных факторов

Электробезопасность

Гигиеническое нормирование ГОСТ 12.1.038 – 82 «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов» [21] устанавливает предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов, протекающих через тело человека при нормальном режиме работы электроустановок производственного и бытового назначения постоянного и переменного тока частотой 50 и 400 Гц, ПУЭ [5].

Основные факторы, определяющие опасность поражения электрическим током:

- электрическое сопротивление тела человека;
- величина напряжения и тока;
- продолжительность воздействия электрического тока;
- пути тока через тело человека;
- род и частота электрического тока;
- условия внешней среды и состояние человека.

При длительном воздействии допустимый безопасный ток принят в 1 мА.

Защиту человека от воздействия напряжений прикосновения и токов обеспечивают конструкция электроустановок, технические способы и средства защиты, организационные и технические мероприятия по ГОСТ Р 12.1.019-2009[19].

Таблица 28 – Зависимость длительности протекания тока через тело человека от его величины

Род тока	Нормируемая величина	Предельно допустимые значения, не более, при продолжительности воздействия тока t, с							
		0,1	0,3	0,5	0,7	0,8	0,9	1,0	Св.1
Переменный 50 Гц	U, В	340	135	105	85	75	70	60	20
	I, мА	400	160	125	90	75	65	50	6
Переменный 400 Гц	U, В	500	330	200	140	130	110	100	36
	I, мА								8
Постоянный	U, В	500	350	250	230	220	210	200	40
	I, мА								15

Таблица 29 – Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном режиме электроустановки

Род тока	U, В	I, мА
	Не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

Основными мерами защиты от поражения током являются:

- обеспечение недоступности токоведущих частей, находящихся под напряжением от случайного прикосновения, с помощью установки (Ограждения

делают из диэлектрика или из металла. Они должны располагаться на определенном расстоянии от незаземленных токоведущих частей, зависящем от напряжения электроустановки и конструкции ограждения. Так, в закрытых РУ это расстояние для сплошных ограждений должно составлять при напряжении, 10 кВ — 150 мм,);

- электрическое разделение сети;

- устранение опасности поражения при появлении напряжения на корпусах, кожухах и других частях электрического оборудования, что достигается применением малых напряжений, использованием двойной изоляции, выравниванием потенциала, защитным заземлением, занулением, защитным отключением и др.;

- применение специальных защитных средств переносных приборов и приспособлений;

- организация безопасной эксплуатации электроустановок:

1. Изоляция токоведущих частей.
2. Недоступность токоведущих частей.
3. Блокировки безопасности.
4. Ориентация в электроустановках.
5. Защитное замыкание (шунтирование фазы).
6. Изолирующие площадки.

- применение индивидуальных средств защиты: изолирующие электрозащитные средства, ограждающие средства защиты, предназначенные для временного ограждения токоведущих частей, для временного заземления, предохранительные средства защиты предназначенные для индивидуальной защиты от световых, тепловых и механических повреждений.

Исправность средств защиты должна проверяться осмотром перед каждым применением, а также периодически через 6-12 месяцев.

К основным техническим средствам защиты от опасности прикосновения к токоведущим частям электроустановок относятся:

- электрическая изоляция токоведущих частей;

- ограждение;
- сигнализация и блокировка;
- использование малых напряжений;
- электрическое разделение сети;
- зануление;
- выравнивание потенциалов;
- защитное отключение;
- средства индивидуальной защиты и защитные средства: штанги изолирующие, диэлектрические перчатки, боты, галоши, коврики, изолирующие подставки, слесарно-монтажный инструмент с изолированными рукоятками, переносные заземления, предупредительные плакаты, предохранительные пояса.

Согласно ПУЭ, сопротивление изоляции в электроустановках напряжением до 1000 В должно быть не менее 0,5 МОм.

Подстанция " Весенняя " выполнена полностью из блоков заводской готовности. Конструктивно-строительные и компоновочные решения КТПБ и основные его элементы разработаны Самарским заводом "Электроцит". КТПБ доработана: ГОСТ 12.2.003 – 74.

Подстанция " Весенняя " выполнена полностью из блоков заводской готовности. Конструктивно-строительные и компоновочные решения КТПБ и основные его элементы разработаны Самарским заводом "Электроцит". КТПБ доработана: ГОСТ 12.2.003 – 74.

Необходимо обратить внимание при монтаже подстанции на тщательное выполнение узлов натяжения проводов на блоках приема линии 110\35 кВ с целью соблюдения габаритов над оградой.

Ремонт выключателей 110\35 кВ предусмотрен с помощью автокрана при частичном снятии напряжения с ОРУ 110 кВ или ОРУ 35 кВ.

Компоновка КТПБ позволяет производить ремонт и ревизию силовых трансформаторов со снятием колокола или подъемом активной части непосредственно на месте их установки, то есть на железной основе, с помощью автокранов.

Для безопасности ведения работ все разъединители имеют стационарные заземляющие ножи. Установка электрооборудования (расстояние от токоведущих частей до земли, зданий, сооружений, между токоведущими частями и другие) выполнены с соблюдением требований правил устройств электроуста-

новок. Проектом предусмотрены проезды и проходы, выполненные таким образом, чтобы обслуживающий персонал мог производить осмотр электрооборудования, находящегося под напряжением, без его отключения.

Статическое электричество.

Допустимые уровни напряженности электростатических полей установлены ГОСТ 12.1.045 – 84 «ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля»[22].

Основные параметры :

- напряженность электростатического поля E , кВ/м.

Предельно допустимый уровень напряженности электростатического поля устанавливает равным 60 кВ/м в течении одного часа пребывания персоналом в электрическом поле.

Защита от электростатического электричества осуществляется:

- уменьшение генерации электрических зарядов;
- устранение уже образовавшихся зарядов (защитное заземление);
- нейтрализаторы статического электричества;
- увлажнение воздуха;
- средства индивидуальной защиты: обувь на кожаной подошве или подошве из электропроводной резины;

Механические травмы.

В электроустановках напряжением выше 1000 В разъединителей, отделителей, выключателей нагрузки могут имеется ручные, пружинные и механические приводы. На приводах и устройствах, передающих механическую энергию: маховики, шкивы, ремни, шатуны, муфты, кулачки, шпиндели, цепи, кривошип, шестерни и др. Опасности в точках монтажа зависят от типа действий механизмов и инструмента, технологического оборудования: резка, пробивка (удар), срезание, гибка.

Режущее действие создает опасность, так как в точке операции могут быть повреждены пальцы, руки или голова. Срезывающее действие создает опасность в точке операции, где материал вставляется, удерживается, а затем

вынимается. Типичными примерами машин и механизмов, используемых для подобных операций, могут служить механические, гидравлические или пневматические приводы.

Сгибающее действие создает опасность там, где материал вставляется, удерживается и затем вынимается. Оборудование, использующее сгибающее действие, включает прессы с механическим, пневматическим, гидравлическим приводами и станки для сгибания труб.

Существует три основных типа движения: вращательное, возвратно-поступательное и поперечное.

Меры предотвращения механических травм при работе на подстанции:

- у разъединителей, отделителей, выключателей нагрузки ручные приводы в отключенном положении должны быть заперты на механический замок;

- у приводов коммутационных аппаратов, имеющих дистанционное управление, должны быть отключены силовые цепи и цепи управления, а у пневматических приводов, кроме того, на подводящем трубопроводе сжатого воздуха должна быть закрыта и заперта на механический замок, задвижка и выпущен сжатый воздух, при этом спускные клапаны должны быть оставлены в открытом положении;

- у грузовых и пружинных приводов включающий груз или включающие пружины должны быть приведены в нерабочее положение;

- должны быть вывешены запрещающие плакаты.

Поражение электрическим током

Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т. е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. При этом повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека, является опасным фактором. В зависимости от условий производственной среды, в соответствии с «Правилами устройства электроустановок» [5], должны быть определены следующие пункты

- выбор и обоснование категории помещения по степени опасности поражения электрическим током;
- требования к электрооборудованию;
- анализ соответствия реального положения на производстве перечисленным требованиям;
- мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий;
- обоснование мероприятий и средств защиты работающих от поражения электрическим током;

Дожимная насосная станция относится к помещениям с повышенной опасностью поражением людей электрическим током, характеризуется наличием следующих условий согласно ПУЭ [6].

- токопроводящая пыль;
- токопроводящие полы (металлические, земляные, железобетонные, кирпичные);
- возможность одновременного прикосновения человека к имеющим соединения с землёй металлоконструкциям зданий, механизмов, с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования – с другой.

6.2.1 Расчет защитного заземления подстанции 110/ 35/10 кВ

Назначение защитного заземления состоит в том, чтобы обеспечить между корпусами защищаемого электрооборудования и землей электрическое соединение с достаточно малым сопротивлением и тем самым снизить до безопасного значения напряжение прикосновения во время замыкания на корпус электрооборудования. Для выполнения этого требования корпуса и части всего электрооборудования, нормально не находящегося под напряжением, должны быть надежно подключены к заземляющему устройству.

Заземлению подлежит оборудование, отдельные части и конструкции:

- корпуса трансформаторов, аппаратов, светильников;
- приводы электрических аппаратов;

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

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

Основное назначение сетки заключается в создании на всей территории подстанции и непосредственно около нее, по внешнему периметру, такого распределения потенциалов, которое обеспечило бы необходимую степень безопасности. Распределение потенциалов у одиночных заземлителей, особенно в их начальной части, носит не очень плавный характер.

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

Учитывая основное назначение этих заземляющих полос, их следует укладывать не ближе 0,8 – 1 м от оборудования и от стен, чтобы человек мог коснуться этого оборудования, находясь только за полосой, а не перед нею. Человек, находящийся в зоне растекания тока, оказывается под воздействием разности потенциалов, величина которой зависит от длины шага (0,8 м) и расстояния человека от точки растекания тока.

По мере удаления от заземлителя объем грунта, в котором растекается ток, увеличивается, и плотность тока в грунте уменьшается. Потенциал снижа-

ется и на расстоянии 20 м от точки растекания тока становится равным нулю. Крутизна кривой распределения потенциалов в грунте зависит от проводимости грунта: чем больше его проводимость, тем дальше удалены точки нулевого потенциала.

Конструктивное выполнение сети заземления подстанции различают естественные и искусственные заземлители.

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

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

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

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

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

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

Чтобы улучшить распределение потенциалов по углам контура, рекомендуется либо создать там дополнительную проводимость путем забивки ка-

кого-то количества труб, либо, что еще проще, округлить углы контура.

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

Сопротивление заземляющего устройства R_3 складывается из сопротивлений растеканию отдельных электродов заземлителя (труб, уголков, полос) и сопротивлений заземляющих проводников.

Сопротивление растеканию каждого отдельного электрода зависит от удельного сопротивления грунта с учётом его сезонных изменений; формы, размеров и материала электрода и глубины погружения его в землю, а также наличия вблизи него других электродов, электрически соединённых с ним. Удельное сопротивление грунта ρ принимается по таблицам справочников. Удельное сопротивление промёрзшего грунта получается умножением удельного сопротивления грунта, измеренного в нормальных условиях (15°C и 10-20 % влажности), на поправочные коэффициенты — по таблицам справочников.

Сопротивление растеканию одиночных электродов ($R_{3, \text{Ом}}$), выполненных из вертикальных электродов из круглой арматурной стали или трубы, верхний конец ниже уровня земли:

$$R_{3, \text{Ом}} = \frac{0,366 \cdot \rho}{l} \cdot \left(\lg \left(\frac{2l}{d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left(\frac{4t+l}{4t-l} \right) \right), \text{Ом}$$

Сопротивление растеканию горизонтальных электродов ($R_{3, \text{Ом}}$), выполненных из полосовой стали:

$$R_{3, \text{Ом}} = \frac{0,366 \cdot \rho}{l} \lg \frac{2l^2}{b \cdot t}$$

где ρ - удельное сопротивление грунта, Ом·м, принимается в необходимых случаях с учётом коэффициентов на промерзание или высыхание грунта по таблицам справочников;

l — длина электрода, м;

d — диаметр электрода, м;

t — глубина заложения, м (для вертикального электрода, верхний конец которого ниже уровня земли, расстояние от поверхности земли до середины

электрода);

b — ширина полосового электрода, м.

Суммарное сопротивление части заземлителя, состоящей из вертикальных электродов (труб или уголков), электрически связанных между собой, без учёта сопротивления соединяющей их полосы:

$$R_{з.в.э} = \frac{R_{з.в}}{n \cdot \eta_v}$$

где n - число вертикальных электродов;

η_v - коэффициент, учитывающий экранирование электродов соседними, принимается по таблицам справочников.

Сопротивление растеканию полосы с учётом экранирования:

$$R_{з.г.э} = \frac{R_{з.г}}{\eta_g}$$

Полное сопротивление растеканию заземлителя:

$$R_z = \frac{R_{з.в.э} \cdot R_{з.г.э}}{R_{з.в.э} + R_{з.г.э}}$$

Площадь территории подстанции составляет 75 x 57 м. Предварительно принимаем количество вертикальных электродов — 60 шт. по периметру территории через 5 м.

Составляем расчетную модель заземлителя в виде прямоугольной сетки с площадью $S = 75 \times 57 = 4275 \text{ м}^2$.

Общая протяженность горизонтальных заземлителей сетки 200 м. Грунт - насыпные грунты с сопротивлением растеканию 500 Ом-м - первый слой высотой 2 м; 900 Ом-м - второй слой.

$\rho_э$ - эквивалентное сопротивление двух слоев земли, определяемое по формуле:

$$\begin{aligned} \rho_э &= \rho_1 \left(1 - e^{-\alpha h / \sqrt{S}} \right) + \rho_2 \left(1 - e^{-\beta \sqrt{s} / hl} \right) = \\ &= 500 \left(1 - e^{-1.1 \cdot 2 / \sqrt{4275}} \right) + \left(1 - e^{-0.3 \cdot 2 / \sqrt{4275}} \right) = 24,76 \text{ Ом} \times \text{м} \end{aligned}$$

α, β - безразмерные коэффициенты, зависящие от соотношения удельных электрических сопротивлений слоев земли;

$$\alpha = 1,1;$$

$$\beta = 0,3;$$

Рекомендуемое для расчётов сопротивление грунта с учётом повышающих коэффициентов для первой климатической зоны принимаются равными 5,5 для горизонтальных электродов при глубине заложения 0,7 м и 1,65 для вертикальных электродов длиной 5 м при глубине заложения их верхнего конца 0,5 — 0,8 м.

Расчётные удельные сопротивления грунта: для горизонтальных электродов:

$$P_{расч. г} = 5,5 \times 24,76 = 136,18 \text{ Ом-м};$$

для вертикальных электродов:

$$P_{расч. в} = 1,65 \times 24,76 = 40,85 \text{ Ом-м}.$$

Определяется сопротивление растеканию одного стержня диаметром 16 мм, длиной 5 м при погружении ниже уровня земли на 0,7 м по формуле:

$$R_{з, в} = \frac{0,366 \cdot \rho}{l} \cdot \left(\lg \left(\frac{2l}{d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left(\frac{4t + l}{4t - l} \right) \right), \text{ Ом}$$

$$R_{з, в} = \frac{0,366 \cdot 40,85}{5} \cdot \left(\lg \left(\frac{2 \cdot 5}{0,016} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left(\frac{4 \cdot 3,25 + 5}{4 \cdot 3,25 - 5} \right) \right) = 8,89, \text{ Ом}$$

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

Сопротивление вертикальных электродов будет:

$$R_{з.в.э} = \frac{8,89}{60 \cdot 0,5} = 0,30, \text{ Ом}$$

Определим сопротивление растекания горизонтального электрода из полосовой стали 40x4, приваренного к верхним концам вертикальных стержней. Коэффициент использования горизонтального электрода в контуре из стержней при числе их порядка 40 и отношении расстояния между стержнями к длине стержня $a/l = 1$ принимается равным 0,27. Сопротивление растеканию горизонтального электрода по формуле:

$$R_{з, в} = \frac{1}{\eta_z} \cdot \frac{0,366 \cdot \rho}{l} \lg \frac{2l^2}{b \cdot t}, Ом$$

$$R_{з.з.в} = \frac{1}{0,27} \cdot \frac{0,366 \cdot 136,18}{200} \lg \frac{2 \cdot 200^2}{0,4 \cdot 0,7} = 5,04, Ом$$

Полное сопротивление растеканию искусственного заземления:

$$R_z = \frac{0,3 \cdot 5,04}{0,3 + 5,04} = 0,28 Ом$$

Окончательно принимается 60 вертикальных стержней из круга диаметром 16 мм, соединённых горизонтальной полосой 40x4 мм.

6.2.2 Расчет молниезащиты

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивной грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молнией в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты.

Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных, сетчатых. Защитное действие молниеотвода основано, на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое здание, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода.

Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается.

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 подразделяются на три категории по устройству молниезащиты: I производственные здания и сооружения со взрывоопасными помещениями классов В-I и В-II по ПУЭ; II — другие здания и сооружения со взрывоопасными помещениями, не относимые к I категории; III — все остальные здания и сооружения.

Вероятность поражения молнией какого-либо объекта зависит от интенсивности грозовой деятельности в районе его расположения, высоты и площади объекта и некоторых других факторов и количественно оценивается ожидаемым числом поражений молнией в год.

Ожидаемое число поражений молнии в год зданий и сооружений прямоугольной формы, не оборудованных молниезащитой, определяется по формуле:

$$N = [(S + 6h) \cdot (L + 6h) - 7,7 \cdot h^2] n \cdot 10^{-6}$$

где h - наибольшая высота защищаемого оборудования, м;

S и L — соответственно ширина и длина защищаемой территории, м;

n - среднегодовое число ударов молнии в 1 км поверхности земли в месте расположения подстанции.

$$N = [(38 + 6 \cdot 7,5) \cdot (42 + 6 \cdot 7,5) - 7,7 \cdot 7,5^2] \cdot 5,5 \cdot 10^{-6} = 0,037$$

Проектируемая подстанция относится к III категории по устройству молниезащиты, зона Б.

Здания и сооружения, отнесённые к III категории должны защищаться от прямых ударов молнии и заноса высоких потенциалов через наземные коммуникации.

Защита от прямых ударов молнии должна выполняться отдельно стоящими или установленными на здании или на конструкциях стержневыми молниеотводами и путем наложения молниеприемной сетки на кровлю здания.

В качестве стержневых молниеотводов используем порталы для установки оборудования и два молниеотвода устанавливаем на крыше здания закрытого распределительного устройства.

Так как,
$$L \geq 5 \cdot h,$$
$$42 \geq 7,5 \cdot 5 = 37,5,$$

молниеотводы рассматриваем как одиночные.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений заключается в определении границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h < 150$ м представляет собой круговой конус, который в зависимости от типа зоны защиты характеризуется следующими габаритами:

Зона Б:

$$h_0 = 0,92 \cdot h, \text{ м};$$

$$r_0 = 1,5 \cdot h, \text{ м};$$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - (h_x / 0,92)), \text{ м};$$

где : h_0 — вершина конуса зоны защиты, м;

h — высота одиночного молниеотвода, м;

r_0 — радиус основания конуса на уровне земли, м;

r_x — радиус горизонтального сечения зоны защиты на высоте h_x от уровня земли, м;

h_x - высота защищаемого объекта, м,

$$h_x = 7,5 \text{ м.}$$

Принимаем высоту одиночного молниеотвода $h = 18,5$ м.

$$h_0 = 0,92 \cdot 18,5 = 17,02 \text{ м};$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 18,5 = 27,75 \text{ м};$$

$$r_x = 1,5 \cdot (18,5 - (7,5 / 0,92)) = 15,5 \text{ м.}$$

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода в плане графически изображается окружностью соответствующего радиуса. Центр окружности находится в точке установки молниеотвода.

6.3 Экологическая безопасность

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

Для исключения влияния на окружающую среду возможных сбросов трансформаторного масла при авариях с маслonaполненным оборудованием на подстанциях предусматриваются маслоприемники, аварийные маслостоки и закрытые маслосборники, в которые также могут поступать воды из маслоприемников содержащие следы масла. Вместе с тем необходимо отметить, что по своему устройству и режимам работы ВЛ и подстанций не могут привести к катастрофическим авариям, связанным с массовым поражением людей. Повреждения и аварии на подстанции, как правило, не распространяются за пределы их внешней ограды. Некоторую опасность могут представлять только пожары на подстанциях, связанные с авариями трансформаторов большой мощности. На подстанциях твердые отходы являются обрезки кабелей, а также вышедшие из строя оборудование, которое направляется на заводы для переработки, оставшиеся отходы вывозятся на полигон твердых отходов.

Мероприятия по экологической безопасности регламентируются ГОСТ 17.1.3.13-86. «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений»[23], СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов»[27] ГН 2.2.5.2308-07. «Ориентировочный безопасный уровень воздействия (ОБУВ) вредных веществ в воздухе рабочей зоны»[13].

Также для поддержания экологического равновесия в природе, проводятся мероприятия по озеленению территории предприятия близ прилегающих районов.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

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

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

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

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

Техногенные чрезвычайные ситуации:

1. Пожары, взрывы, внезапные выбросы газа.

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

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

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

При авариях возможно заражение территории и объектов ВЭС, а также поражения людей, степень и опасность заражения радиоактивными веществами и поражения людей будет зависеть от объемов и степени зараженности атмосферы РВ, направления и скорости ветра, удаление радиоактивного опасного объекта от ВЭС, времени года и суток, состояния погоды.

Природные чрезвычайные ситуации

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

- землетрясения 3 балла и более;
- сильные дожди и ливни - 50 мм осадков и более за 12 часов и менее;
- снегопад - 150 мм и более за 12 часов и менее;
- гололед и ветер - скорость при порывах 25 м/сек и более;
- отложение льда и снега на проводах ЛЭП - 20 мм и более;
- значительное понижение и резкие перепады температур воздуха.

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

В результате значительного понижения и резких перепадов температур воздуха в зимнее время возможны обрывы высоковольтных проводов, короткие

замыкания, нарушения работы трансформаторов и распределительных устройств, в результате чего могут произойти отключения объектов, важных в обеспечении жизнедеятельности населения.

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

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

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

Противопожарные мероприятия и пожарная защита

Пожарная безопасность ВЛ обеспечивается несгораемостью конструкций опор, их заземлением и автоматическим отключением ВЛ от токов короткого замыкания. Обработанные (пропитанные) в соответствии с требованиями нормативных документов деревянные конструкции по истечению сроков действия обработки (пропитки) и в случае потери огнезащитных свойств составов должны обрабатываться (пропитываться) повторно.

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

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

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

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

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

При прохождении ВЛ по территории фруктовых садов с насаждением высотой не более 4м вырубка просек необязательна. Расстояние от крайних проводов ВЛ до кроны деревьев в парках, заповедниках и др. должна быть не менее

- 2м для ВЛ напряжением до 20кВ
- 3м для ВЛ напряжением 35-110кВ
- 4м для ВЛ напряжением 150-220кВ.

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

Оставлять существующие и строить новые здания и сооружения под линиями электропередачи, за исключением несгораемых сооружений промышленных предприятий (насосных, закрытых распределительных устройств и т.п.) запрещается.

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

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

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

При прохождении ЛЭП с деревянными опорами по местам, где возможны пожары, администрацией предприятия должны быть приняты противопожарные меры: уничтожение и очистка от травы и кустарника площадки радиусом 2м вокруг каждой опоры или применение железобетонных пасынков.

Пожары маслonaполненных трансформаторов возможны вследствие выброса масла и его паров при коротких замыканиях внутри трансформатора и несрабатывании газовой защиты.

Помещения щитов управления, помещения релейной защиты и автоматики по таблице "Категории производств взрывной, взрывопожарной и пожарной опасностей и степень огнестойкости зданий" относятся к "В" — категории производства и 4 степени огнестойкости.

Пожарная характеристика производственных зданий промышленных предприятий в зависимости от категории производств, размещенных в них, а именно, для помещений ЗРУ и ОПУ.

Согласно НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» [34] указаны в таблице 20

Таблица 30 – «Перечень помещений и зданий энергетических объектов»,

Наименование помещений	Условия производства, характеристика веществ и материалов в помещении	Категория помещения
Помещение щитов, пунктов управления(ЦЩУ, ГЩУ, БЩУ, МЩУ, ГРЩУ, ЦПУ, АПУ, ППУ, ОПУ и т.д.)	Щиты НКУ релейной защиты и автоматики, управления и регулирования. Трудногорючие материалы.	В4

Маслосборная яма вокруг трансформатора выполняется из сборных железобетонных плит ПН-2-1. Прямоок засыпается щебнем. В соответствии с ОН 1115-88.П. 12.1.7 на подстанции на напряжение 35 кВ с трансформаторами мощностью 2*10000кВА установлено устройство противопожарного водопровода и противопожарные резервуары.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении трансформаторов выполняется сеть маслоотводов со сбросом масла в маслосборник, рассчитанный на задержание полного объема масла одного трансформатора с учетом воды на пожаротушение. Маслоотводы выполняются из металлических листов ГОСТ 1839-90, шириной 1.20 мм, длиной 2.54 м

Средства пожаротушения:

Для быстрой локализации очагов возгорания служат ручные огнетушители, которые широко применяются на подстанции. Типы огнетушителей: ГОСТ 12.4.009 - 75, СНиП II - 90 - 81, согласно МЮ РФ 27.06.2003г., № 4838, устанавливаются в количестве:

- 1 огнетушитель порошковый ОП – 10,
- 2 огнетушитель порошковый ОП – 20;
- 2 углекислотно — бромэтиловый огнетушитель ОУБ – 7.

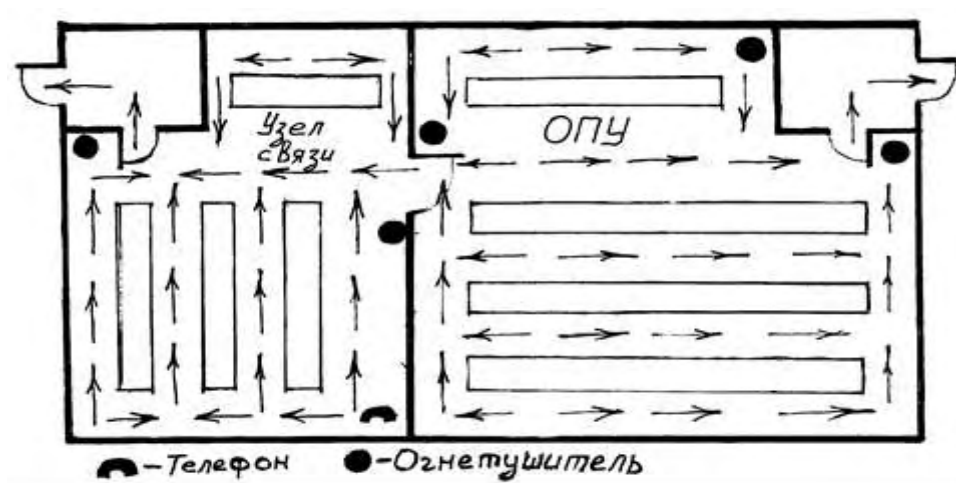


Рисунок 14 – План эвакуации

Мероприятия по пожарной профилактике:

- организационные: включают в себя противопожарный инструктаж рабочих и служащих, издание приказов по пожарной безопасности и т.д.;
- технические: - соблюдение противопожарных правил, норм при проектировании помещений, при устройстве электропроводов и оборудования, отопления, вентиляции, освещения и правильное размещение оборудования и включающий в себя план эвакуации при пожаре показанный на рисунке 17;

- мероприятия режимного характера: запрещение курения в неустановленных местах, производства огневых работ в помещении;
- технологического эксплуатационные: своевременные профилактические осмотры и испытания оборудования.

6.9 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности проектируемой зоны

Под вредными условиями труда следует понимать присутствие на производстве таких факторов, которые наносят ущерб здоровью работников. То есть на рабочих местах не соблюдены определенные гигиенические требования, что может оказывать отрицательное воздействие на дееспособность служащих, а также на здоровье их возможных детей.

Электромонтерам приходится часто выполнять различные операции, сопряженные с прямым риском здоровью (вредные условия труда). Такие

сферы деятельности и специальности связаны с вредными условиями труда, указывается в Постановлении Правительства РФ от 29.03.2002 г. №188 «Об утверждении списков производств, профессий и должностей с вредными условиями труда, работа в которых дает право гражданам, занятым на работах с химическим оружием, на меры социальной поддержки», Федеральный закон РФ от 28.12.2013 г. №426-ФЗ «Об специальной оценке условий труда».

Люди, работающие на вредных производствах, обеспечиваются льготами и компенсациями, Трудовой кодекс РФ, ст. 165 «Случаи предоставления гарантий и компенсаций».

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Грамотная социальная политика - ключ к успеху предприятия, ведь эффективность работы напрямую зависит от эмоционального комфорта и позитивного настроения коллектива.

Максимальная безопасность производства и забота о благосостоянии сотрудников были и остаются основными составляющими социальных программ. Ежегодно на социальные программы ОАО «Кузбассэнерго» ПАО "МРСК Сибири" выделяет солидные средства. Сюда входит:

- организация санаторно-курортного лечения, оздоровление работников и их детей;
- оказание медицинских услуг;
- развитие корпоративного спорта и культурно-массовой деятельности;
- материальное поощрение работников к юбилеям и знаменательным датам;
- материальная помощь работникам, нуждающимся в дополнительной социальной поддержке;
- единовременные компенсационные выплаты увольняющимся работникам в связи с выходом на пенсию;
- пенсионные социальные программы, предусматривающие досрочное оформление пенсии работникам;
- выплаты ежеквартальной материальной помощи для частичного покрытия расходов по квартплате, коммунальным услугам, приобретению угля на зимний период, а также единовременной материальной помощи на оплату медикаментов и т.д.

В организационные вопросы обеспечения безопасности труда входит разработка инструкций по работе и обслуживанию электрических аппаратов и оборудования. Проведение обучения работы с оборудованием и проверка знаний.

К самостоятельной работе допускаются лица прошедшие медицинское освидетельствование, курсовое обучения по теоретическим знаниям и практи-

ческим навыкам в работе в объёме программы, аттестацию квалификационной комиссии и инструктаж по охране труда на рабочем месте.

Первичный инструктаж рабочий получает на рабочем месте до начала производственной деятельности. Первичный инструктаж производит дежурный инженер. Повторный инструктаж электромонтер получает - ежеквартально. После первичного инструктажа в течение первых двух – пяти смен должен выполнять работу под наблюдением электромастера, либо наставника, после чего оформляется допуск к самостоятельной работе, который фиксируется датой и подписью инструктирующего и инструктируемого в журнале инструктажа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью реконструкции подстанции 110/35/10 кВ Весенняя филиала ПАО "МРСК-Сибири" «Кузбассэнерго-РЭС» является улучшение её функционирования и надежности электроснабжения.

В дипломном проекте определяется расчетная нагрузка участка, проверяется число и мощность силовых трансформаторов, решается вопрос о замене устаревших масляных выключателей на более надежные и современные элегазовые.

Проведен расчет электрических нагрузок, расчет токов короткого замыкания и на его основе сделан выбор электрооборудования подстанции.

Реконструкция подстанции выполнена в следующем объеме: заменены масляные выключатели 110кВ, 35кВ, 10 кВ на элегазовые, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения. Все оборудование, вновь устанавливаемое и существующее, проверено на устойчивость при токах короткого замыкания. Проведен выбор и расчет релейной защиты подстанции.

В разделе технико-экономического обоснования был проведен расчет затрат на данный дипломный проект и расчеты приведенных затрат для реконструкции.

В разделе производственная и экологическая безопасность были рассмотрены опасные и вредные производственные факторы меры предотвращения этих вредных факторов. Проанализирована техника безопасности и рассчитано молниезащита подстанции. В производственной санитарии рассмотрены были микроклимат, шум и электромагнитные поля и их влияния на человеческий организм и нормы установленные СанПиНом

Рассмотрены вопросы пожарной безопасности проектируемой подстанции.

					<i>ФЮРА. 140205.015 ПЗ</i>			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		Д.Р.Туктамышев						
<i>Руковод.</i>		Т.Е. Хохлова					96	99
<i>Реценз.</i>						<i>ТПУ ИнЭО, гр. 3-9202</i>		
<i>Консульт.</i>								

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового проектирования: Учебное пособие для вузов. 4-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с: ил.
2. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности электроустановок потребителей. – 4-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 424 с: ил.
3. Правила устройства электроустановок Минэнерго России. – 6-е. изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 342 с: ил.
4. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. Учебник для техникумов. 3-е изд., перераб. и доп. – М.
5. Кокаревич Г.П. Пробой в вакууме и газе при пониженном давлении. Учебное пособие. – Томск: изд. ТПУ, 1994. – 116 с.
6. Разгильдеев Г.И., Курехин В.В. Эксплуатация вакуумных выключателей. М.: Недра, 1999.
7. Гук Ю.В. Теория надёжности в электроэнергетике: Учебное пособие для вузов. – СПб. Энергоатомиздат 1997.
8. Усатенко С.Т., Каченюк Т.К., Терехов М.В. Выполнение электрических схем по ЕСКД: М. Издательство стандартов 1989.
9. Дорошев К.И. Комплектные распределительные устройства 6-35 кВ. – М. Энергоиздат 2003.
10. Чунихин А.А. Электрические аппараты высокого напряжения. Выключатели. Том 2. – М. 2002.
11. Елгазин В.И. Расчёт защитного заземления. – Томск: изд. ТПУ, 1998. – 356 с.

					<i>ФЮРА. 140205.015 ПЗ</i>			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Д.Р.Туктамышев			СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Т.Е. Хохлова				97	99	
<i>Реценз.</i>						<i>ТПУ ИнЭО, гр. 3-9202</i>		
<i>Консульт.</i>								

12. Дашковский А.Г. Вопросы охраны труда. Учебное пособие. – Томск: изд. ТПУ, 2002. – 192 с.
13. Князевский Б.А. Охрана труда в электроустановках. – М., Энергоатомиздат. 1983. – 336 с.
14. Шабад М.А. Расчёт релейной защиты и автоматики. – Л., Энергоатомиздат, 1985. – 296 с.
15. Рокотян С.С., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических систем. – М., Энергия, 1971. – 247 с.
16. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для ВУЗов.- М. Энергоатомиздат, 1989г.-252с.
17. Фабисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей – М. :Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 352 с