

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
Реконструкция ПС 35/6 кВ Ягуновская ОАО «Кузбассэнерго»

УДК 621.311.4-048.35(571.17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9202	Смирнов Евгений Юрьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭСиЭ	Трощинский В.В.	-		

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.

- паспорт ПС 35/6 кВ Ягуновская ОАО «Кузбассэнерго»;
- нормальная схема электрических соединений ПС 35 кВ Ягуновская на 2013 год;
- материалы преддипломной практики.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	– 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	– схема электрических соединений ПС 35 кВ Ягуновская до и после реконструкции; – презентация.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсо-эффективность 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
Ассистент кафедры ЭСиЭ	Троцинский В.В.	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9202	Смирнов Евгений Юрьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-9202	Смирнову Евгению Юрьевичу

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.Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Планирование работ по проектированию и составление графика выполнения этих работ.
2. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	Расчет затрат на проектирование
3. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Выбор варианта: с установкой конденсаторных батарей либо без установки

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Этапы выполнения работ и график выполнения работ

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

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	Смирнов Евгений Юрьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-9202	Смирнову Евгению Юрьевичу

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шум, 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).	На рабочем месте электромонтера могут иметь место следующие опасные и вредные производственные факторы: – 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.
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	СанПиН 2.2.4.548-96, ГОСТ 12.1.003-88, СНиП 23-05-95, ГОСТ 12.1.033-81, ГОСТ 12.1.004-76

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с обрабатываемой 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.)	Поражение электрическим током: – воздействие электрического тока вызывает сильные и быстрые сокращения мышц всего тела, в том числе и сердечной мышцы, что может вызвать остановку сердца, также этому сопутствует повреждение кожного покрова различной степени тяжести в месте прикосновения с токоведущими частями; – в электроустановках не допускается приближения людей, механизмов и грузоподъемных машин к находящимся под напряжением не огражденным токоведущим частям на расстояние установленное РД 153-34.0-03.150-00; – обязательно применение индикатора напряжения, диэлектрических перчаток, бот, изолированного инструмента, защитных касок и спецодежды. Высокий уровень шума – наблюдается в машинах ; – вызывает повреждение органов слуха, головную боль, тошноту; – согласно ГОСТ 12.1.003-88 допустимые
--	---

	уровни шума указаны в таблице №13.5; – для защиты от шума применяются шумопоглощаательные кожухи, камеры, в качестве индивидуальных средств защиты - противошумовые наушники.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производённой среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения.)	1 Вращающиеся части электрических машин (электродвигатели, генераторы должны быть оборудованы защитными кожухами); 2 работа на высоте (ремонт электрооборудования с приставных лестниц и подъемных машин должен производиться с использованием защитного пояса и каски); 3 Ожог электрической дугой (работы в РУ проводить с применением защитных средств и только на отключенных и заземленных токоведущих частях); 4 электрическим током (работы связанные с электрическим током проводить строго по Межотраслевым правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок РД 153-34.0-03.150-00); 5 Пожаровзрывобезопасность (короткое замыкание в РУ, ежедневный осмотр электрооборудования и регулярное техническое обслуживание, огнетушители ОУ и ОП, песок).
3. Экологическая безопасность: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	– На предприятии имеется шлакоотстойник для нефтяного шлама, образующегося от очистки емкостей для хранения мазута; - при образовании отходов таких, как промышленных масел, они собираются в герметичные емкости, исключающие попадание искры и открытого огня; – новые люминесцентные лампы должны храниться в заводской упаковке на складе и выдаваться электромонтеру с разрешения старшего мастера, а сгоревшие необходимо хранить на складе в контейнере. Помещение склада должно быть удалено от бытовых помещений. Разбитые ртутьсодержащие лампы должны храниться в специальном контейнере с плотной крышкой, дно и стенки контейнера должны быть выставлены изоляционным материалом (полиэтилен).
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Возгорание силового оборудования: – регулярный осмотр силами оперативного персонала 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 командиром бригады пожаротушения.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабо-	К правовым нормам относятся: соблюдение работодателем и рабочим законов и должностных инструкций.

чей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	К организационным мероприятиям относятся: – подготовка рабочего места; – допуск к работе; – проведение инструктажа (целевого, повторного, первичного, внепланового); надзор во время работы; – организация перерывов в работе и окончания работы.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	– схема эвакуации из помещения; – схема защитного заземления.

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	Смирнов Евгений Юрьевич		

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 35/6 кВ Ягуновская ОАО «Кузбассэнерго».	10
22.02.2016	Введение. Анализ исходных данных по ПС 35/6 кВ Ягуновская ОАО «Кузбассэнерго». 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
Ассистент кафедры ЭСиЭ	Трощинский В.В.	-		

СОГЛАСОВАНО:

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 98 страниц, 11 рисунков, 29 таблиц, 17 источников, 2 приложения.

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

Объектом исследования является ПС 35/6 кВ Ягуновская ОАО «Кузбассэнерго» ПАО "МРСК Сибири".

Цель исследования – разработка проекта по реконструкции подстанции 35/6 кВ Ягуновская.

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).

					ФЮРА. 140205.013 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	РЕФЕРАТ	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Е. Ю. Смирнов						
Руковод.		В.В.Трощинский					9	98
Реценз.						ТПУ ИнЭО, гр. 3-9002		
Консульт.								

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

					ФЮРА. 140205.013 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Е. Ю. Смирнов			СОКРАЩЕНИЯ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		В.В.Троцкий					10	98
Реценз.						ТПУ ИнЭО, гр. 3-9002		
Консульт.								

СОДЕРЖАНИЕ

	стр
ВВЕДЕНИЕ	13
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ «КУЗБАССЭНЕРГО»	14
1.1 Характеристика предприятия	14
1.2 Решаемые задачи	15
1.3 Описание работы службы сетей	16
2 ПОДСТАНЦИЯ 35/6 кВ ЯГУНОВСКАЯ	17
2.1 Общие сведения	17
2.2 Перечень установленного оборудования установленного	17
2.3 Реконструкция подстанции	19
3 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ	23
3.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	23
3.2 Выбор мощности трансформатора	25
3.3 Определение токов нормального и утяжеленного режимов	28
3.4 Расчет токов КЗ	29
3.5 Расчет параметров схемы замещения	30
3.6 Выбор коммутационной аппаратуры	31
3.7 Выбор измерительных приборов	39
3.8 Выбор числа цепей и сечения проводов линий	42
3.9 Проверка сечений проводов ВЛ	44
3.10 Выбор трансформаторов на собственные нужды	46
3.11 Баланс мощности	47

					ФЮРА. 140205.013 ПЗ						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	СОДЕРЖАНИЕ			Лит.	Лист	Листов	
Разраб.		Е. Ю. Смирнов									
Руковод.		В.В.Трощинский							11	98	
Реценз.								ТПУ ИнЭО, гр. 3-9002			
Консульт.											

3.12 Выбор батареи статических конденсаторов	49
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	53
Введение	53
4.1 Планирование работ по проектированию и определение трудо- емкости	54
4.2 Расчет затрат на проектирование ПС 35/6 кВ	56
4.3 Расчёт капиталовложений	59
4.4 Расчет эксплуатационных затрат	61
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	64
Введение	64
5.1 Анализ вредных факторов	64
5.2 Анализ опасных факторов	72
5.3 Расчет защитного заземления подстанции	77
5.4 Экологическая безопасность	84
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	85
5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасно- сти проектируемой зоны	91
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	94
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	95
ПРИЛОЖЕНИЕ А	97
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	98

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.

					ФЮРА. 140205.013 ПЗ								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Е. Ю. Смирнов			ВВЕДЕНИЕ					Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		В.В.Трощинский										13	98
Реценз.										ТПУ ИнЭО, гр. 3-9002			
Консульт.													

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ «КУЗБАССЭНЕРГО»

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» в области произошла демонополизация энергосбытовой деятельности, что позволило в этом виде услуг развить конкуренцию и увеличить качество предоставляемых услуг.

«Кузбассэнерго» 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. 140205.013 ПЗ						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ «КУЗБАССЭНЕРГО»			Лит.	Лист	Листов	
Разраб.		Е. Ю. Смирнов									
Руковод.		В.В.Трощинский							14	98	
Реценз.								ТПУ ИнЭО, гр. 3-9002			
Консульт.											

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 Ягуновская ОАО «Кузбассэнерго» – это объект промышленной и сельской энергетики п. Ягуновский.

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 ПОДСТАНЦИИ 35/6 кВ ЯГУНОВСКАЯ

2.1 Общие сведения

Подстанция Ягуновская расположена в п. Ягуновский Кемеровской области. Была введена в эксплуатацию в 1946 г.

Таблица 1 – Данные по подключению потребителей (класс напряжения 6 кВ)

Шины	Наименование фидера	Кол-во ТП	Перечень объектов 1-ой категории, социально значимых объектов, объектов жизнеобеспечения	Кол-во бытовых абонентов
1с	Ф-6-6-ТП855	7	котельная	199 домов частного сектора
	Ф-6-10-РП27	15	2 больницы, школа, 2 Д/С, котельная, РОВД, КНС-2, УН-1612/43	7 домов коммунального сектора, 536 домов частного сектора
	Ф-6-13-ТП876	1	КНС-3	49 домов частного сектора
2с	Ф-6-22-П	12	администрация, санаторий, котельная, банк, КНС-2, УН-1612/43, АТС-32	30 домов коммунального сектора, 633 дома частного сектора
	Ф-6-23-П	4	КНС-3	150 домов частного сектора
	Ф-6-32-ТП-856	1		72 дома частного сектора
Итого:		40		

Фидеры: Ф-6-16, Ф-6-17, Ф-6-18, Ф-6-24 – Ф-6-31, Ф-6-33, Ф-6-34 – резервные.

2.2 Перечень установленного оборудования

Тип распределительного устройства: ОРУ-35, ЗРУ-6.

Трансформаторы силовые:

35/6 кВ мощность 6,3 МВА – 2 шт, установлены в 1989г.;

6/0,4 кВ мощность 25 кВА – 1 шт, установлены в 1981г.;

6/0,4 кВ мощность 63 кВА – 1 шт, установлены в 2005г..

					ФЮРА. 140205.013 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Е. Ю. Смирнов			ПОДСТАНЦИИ 35/6 кВ ЯГУНОВСКАЯ		Лит.	Лист
Руковод.		В.В.Троцкий						Листов
Реценз.								17
Консульт.								98
					ТПУ ИнЭО, гр. 3-9002			

Трансформаторы напряжения: 35 кВ – 2 шт; 6 кВ – 2 шт.

Трансформаторы тока: 6 кВ – 29 шт.

Грозозащита ПС:

ограничители перенапряжения – ОПН-35 6 шт;

разрядники вентильные – РВО-10 6 шт.

Высоковольтные выключатели: 35 кВ – 5 шт; 6 кВ – 29 шт.

Разъединители: 35 кВ – 8 шт; 6 кВ – 60 шт.

Таблица 2 – Данные по релейной защите

№	Наименование защищаемого оборудования	Перечень видов установленных защит
1	Т-1-10, Т-2-10	Дифзащита, газовая защита, защита от перегруза 6 кВ, АПВ-МВ-6 кВ блокировка РПН, МТЗ ст. 35, МТЗ-6 , ЗМН-6,газовая РПН, АПВ МВ-6 кВ
2	МСВ-35кВ,	МТОТ АВР-35
4	В-35 А-19; В-35 А-8	МТЗ выведено; Ускорение МТЗ выведено; АПВ выведено
	ТН-35 А-19; А-8	контроль изоляции, ЗМН-35
	отходящие фидера 6 кВ	МТЗ ; 3.3. сигнал

Таблица 3 – Вводы 110 кВ и выше трансформаторов

№ п/п	Наименование аппарата	Фаза	Тип ввода
1	Т-1-10	А	ИПТ-35/400
		В	ИПТ-35/400
		С	ИПТ-35/400
2	Т-1-10	А	ИПТ-35/400
		В	ИПТ-35/400
		С	ИПТ-35/400

Таблица 4 – Данные по изоляции

Подвесная изоляция					Опорная изоляция				
№ п/п	Тип изоляторов	Напряжение	Количество в гирлянде	Место установки	№ п/п	Тип изоляторов	Напряжение	Количество	Место установки
1	ПС-40	35	9*3	ВЛ-35 А-19	1	ИПУ-10/630	6	30	ШМ-6 Т-1-10
2	ПС-40	35	9*3	ВЛ-35 А-8	2	ИПУ-10/630	6	30	ШМ-6 Т-2-10
					3	ОТПК-6/35	35	18	ШМ-35

Схема подстанции представлена на рисунке 1.

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 несколько разнородных по содержанию: волновых, электромагнитных, электромеханических, 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 Ягуновская 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.

В таблице 5 представлены ведомости средних мощностей период с 01.01.2014 по 31.12.2014.

Как видно из ведомости максимальная активная мощность составляет $P = 3126,7 + 6326,4 = 9453,1$ кВт. При среднем коэффициенте мощности для $\cos\varphi = 0,9$ полная мощность потребления равна

$$S = \frac{P}{\cos\varphi} = \frac{9453,1}{0,9} = 10503,4 \text{ кВА}.$$

За последние 5 лет потребление электроэнергии увеличилось на 20 %. Поэтому мощности этой подстанции уже на пределе (для послеаварийного режима, или вывода одного из трансформаторов в ремонт).

Таблица 5 – Данные суточной нагрузки ПС

	Род. объект	Объект	Тип
	Ввод 1Т 6кВ	Ввод 2Т 6кВ	ТСН-2
	Активная прямая	Активная прямая	Активная прямая
Разрешенная, кВт			
01.02.2014 0:00:00	2971,9	6326,4	4,77
01.03.2014 0:00:00	3126,7	5658,1	5,51
01.04.2014 0:00:00	2395,1	5048,7	5,05
01.05.2014 0:00:00	2148,0	4077,3	4,55
01.06.2014 0:00:00	1861,7	3759,4	3,63
01.07.2014 0:00:00	1031,6	3343,9	3,05
01.08.2014 0:00:00	1065,2	3059,4	3,03
01.09.2014 0:00:00	1095,5	3073,7	3,09
01.10.2014 0:00:00	1648,3	3554,6	3,57
01.11.2014 0:00:00	1879,8	4590,8	3,85
01.12.2014 0:00:00	2385,7	4903,0	4,16
01.01.2015 0:00:00	2760,3	6045,6	4,83

	Род. объект	Объект	Тип
	Ввод 1Т 6кВ	Ввод 2Т 6кВ	ТСН-2
	Активная прямая	Активная прямая	Активная прямая
Разрешенная, кВт			
Среднее	2030,8	4453,4	4,09
Максимум	3126,7	6326,4	5,51
Время максимума	01.03.2014 0:00:00	01.02.2014 0:00:00	01.03.2014 0:00:00
Минимум	1031,6	3059,4	3,03
Время минимума	01.07.2014 0:00:00	01.08.2014 0:00:00	01.08.2014 0:00:00

В период строительства подстанции Ягуновская на стороне ВН получили широкое распространение в качестве коммутационных аппаратов отделители и короткозамыкатели. Их относительная дешевизна и простота конструкции по сравнению с выключателями в короткие сроки позволила обеспечить массовое строительство ПС. Но отделители и короткозамыкатели имеют определенные конструктивные дефекты и эксплуатационные недостатки. Недостатком таких схем с отделителями и короткозамыкателями является то, что искусственно создаваемое КЗ для отключения поврежденного участка сети в бестоковую паузу с помощью отделителя резко увеличивает общую продолжительность наиболее тяжелых условий работы выключателей на смежных ПС. Поэтому на ПС в настоящее время прекращено использование отделителей и короткозамыкателей, а при реконструкции они должны заменяться выключателями.

Также на подстанции при реконструкции предусмотрена установка конденсаторных батарей, что позволит снизить реактивную мощность потребителя, что приведет соответственно к снижению полной мощности на подстанции и повышения коэффициента мощности.

3 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

3.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

При выборе трансформаторов, определяющим условием является нагрузочная способность, а не экономический критерий, т. е. по допустимой нагрузке выбирается мощность трансформаторов.

В проектировании на подстанциях предусматривается установка двух трансформаторов.

Выбирается мощность трансформаторов по нагрузке пятого года эксплуатации подстанции.

При выборе трансформаторов на подстанции следует учитывать:

- суточный график нагрузки;
- продолжительность максимума нагрузки;
- недогрузки в летний период трансформаторов;
- температуры воздуха в зимний период;
- в зависимости от системы охлаждения перегрузочную способность трансформатора.

Значение коэффициента β берется равным 1,4 в соответствии с ПУЭ, что соответствует перегрузке трансформатора в течение не более 5 суток на 40 %, при продолжении времени максимума нагрузки не более 6 часов в сутки.

Суточный график электрических нагрузок для ПС приведен на рис.2 для активной нагрузки и рис.3 – для реактивной нагрузки.

Зная активную и реактивную мощности ступеней, рассчитываем полную мощность каждой ступени:

$$S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2}$$

По результатам расчета строим суточный график полной мощности для подстанции.

					ФЮРА. 140205.013 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Е. Ю. Смирнов				ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	В.В.Троцкий						23	98
Реценз.						ТПУ ИнЭО, гр. 3-9002		
Консульт.								

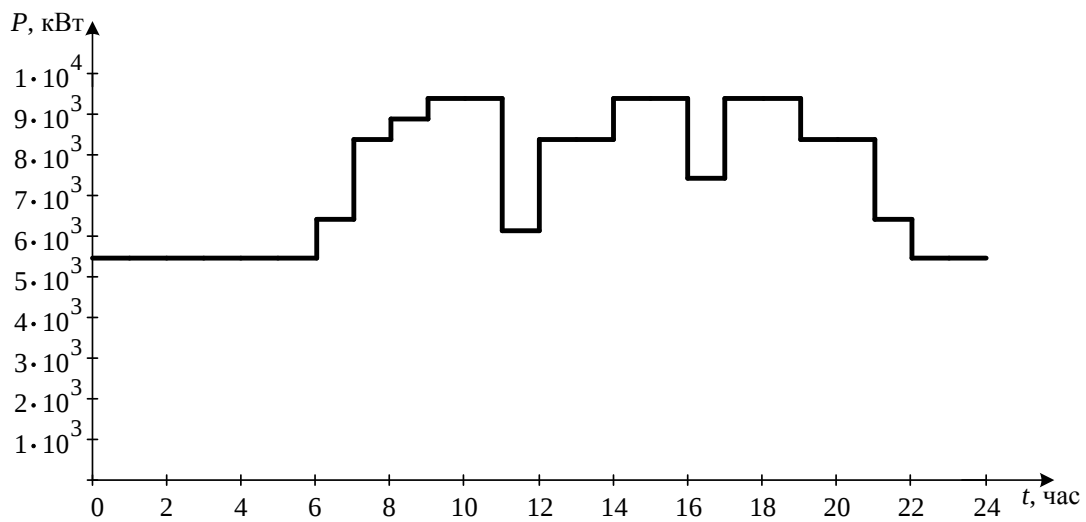


Рисунок 2 – Суточный график для активной нагрузки

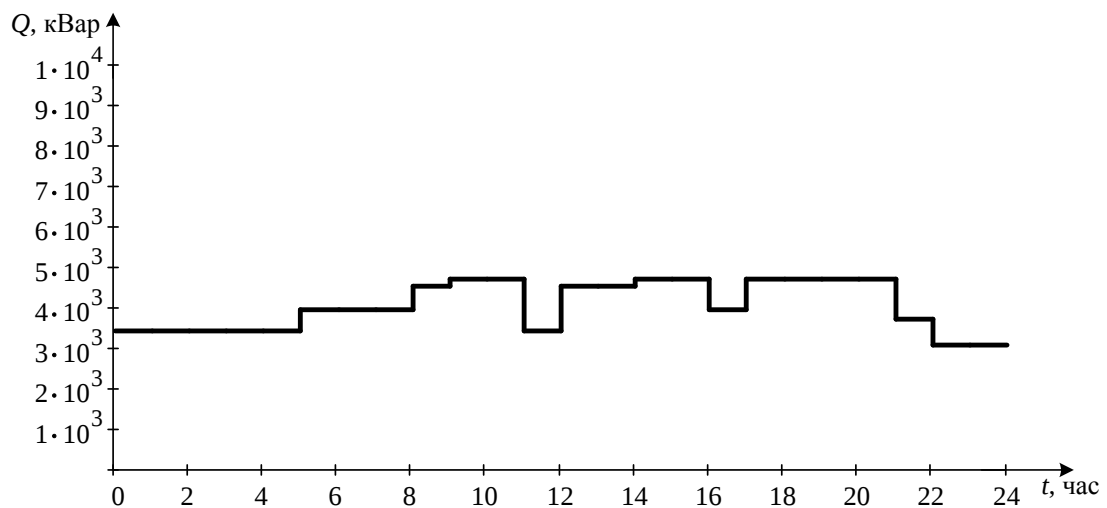


Рисунок 3 – Суточный график для реактивной нагрузки

Суточное потребление электроэнергии:

$$W_{\text{сут}} = \sum P_i \cdot t_i = 5,671 + 5,671 + 5,671 + 5,671 + 5,671 + 6,617 + 8,507 + 8,98 + 9,452 + 9,452 + 6,333 + 8,507 + 8,507 + 9,452 + 9,452 + 7,562 + 9,452 + 9,452 + 8,507 + 8,507 + 6,617 + 5,671 + 5,671 + 5,671 = 180,728 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$V_{\text{сут}} = \sum Q_i \cdot t_i = 3,433 + 3,433 + 3,433 + 3,433 + 3,433 + 3,433 + 3,433 + 3,433 + 4,44 + 4,577 + 4,577 + 3,433 + 4,44 + 4,44 + 4,577 + 4,577 + 3,891 + 4,577 + 4,577 + 4,577 + 4,577 + 3,662 + 3,113 + 3,113 = 95,986 \text{ МВТ} \cdot \text{ч}.$$

Средняя за сутки нагрузка подстанции:

$$S_{\text{ср}} = \frac{\sqrt{W^2 + V^2}}{24} = \frac{\sqrt{180,728^2 + 95,986^2}}{24} = 9,03 \text{ МВА}.$$

Максимальна нагрузка подстанции:

$$S_{\max} = \sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2} = \sqrt{9,452^2 + 4,577^2} = 10,502 \text{ МВА.}$$

Коэффициент использования:

$$k_{\text{н}} = \frac{S_{\text{ср}}}{S_{\max}} = \frac{9,03}{10,502} = 0,859.$$

Полная мощность с учетом коэффициента использования:

$$S = k_{\text{н}} \cdot S_{\max} = 0,859 \cdot 10,502 = 9,03 \text{ МВА.}$$

3.2 Выбор мощности трансформатора

Так как категория потребителей I-II, II-III, то число трансформаторов на районной подстанции принимаем равным двум. В зависимости от напряжения и мощности подключаемых потребителей выбираем трансформаторы.

Выбор номинальной мощности трансформатора производим с учетом его перегрузочной способности:

$$S_{\text{ном.тр}} \geq S_{\text{тр.расч.}},$$

где $S_{\text{ном.тр}}$ – номинальная мощность трансформатора; $S_{\text{тр.расч}}$ – расчетная мощность трансформатора.

$$S_{\text{тр.расч.}} = \frac{S_{\text{расч.тр.}}}{k_{\text{П.ав}}},$$

где допускаемый коэффициент $k_{\text{П.ав}} = 1,4$ (ГОСТ 1429-85). Такая перегрузка допустима не более 5 суток при условии, что длительность максимума нагрузки не более 6 часов в сутки.

$$S_{\text{тр.расч.}} = \frac{9,03}{1,4} = 6,45 \text{ МВА.}$$

Исходя из полученной номинальной мощности принимаем к установке два трансформатора по 10000 кВА

Выбираем трансформатор типа: ТМН 10000/35 трансформатор трехфаз-

ный, охлаждение: с естественной циркуляцией воздуха и масла, с переключателями для регулировки напряжения в режиме нагрузки [].

Номинальные данные трансформатора сводим в таблицу 6 [3]:

Таблица 6 – Технические данные трансформатора

Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$u_k, \%$	ΔP_k	ΔP_x	R_T	X_T	I_x
	МВА	ВН	НН	ВН-НН	кВт	кВт	Ом	Ом	%
ТМН 10000/35	10	36,75	6,3	7,5	65	14,5	0,88	10,1	0,8

Проверка коэффициентов загрузки трансформаторов:

1. коэффициент загрузки автотрансформаторов в нормальном режиме работы должен удовлетворять следующему условию: $k_3=(0,5\div 0,75)$.

$$k_3 = \frac{S_{\text{max}}}{n_T \cdot S_{\text{тр}}} = \frac{10,502}{2 \cdot 10} = 0,53,$$

где $S_{\text{тр}}$ – мощность выбранного трансформатора, МВА;

2. коэффициент загрузки трансформаторов в аварийном режиме работы должен удовлетворять следующему условию: $k_3=(1,4\div 1,5)$.

$$k_3 = \frac{S_{\text{max}}}{(n_T - 1) \cdot S_{\text{тр}}} = \frac{10,502}{1 \cdot 10} = 1,05.$$

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

Согласно исходным данным и руководствуясь главными признаками, определяющими тип подстанции, согласно [9]. Схема для ОРУ–35 4Н – два блока с выключателями и не автоматической перемычкой со стороны линии (для тупиковых ПС 35–220кВ).

ОРУ- 35 кВ 4Н предназначено для эксплуатации в следующих условиях:

- макроклиматический район УХЛ по ГОСТ 15150-69;
- IV район по ветровому давлению по ПУЭ;
- IV район по толщине стенки гололеда по ПУЭ;
- II тип атмосферы по ГОСТ 15150-69;

- 2 степень загрязнения по ГОСТ 9920-89;
- высота до 1000 м над уровнем моря.

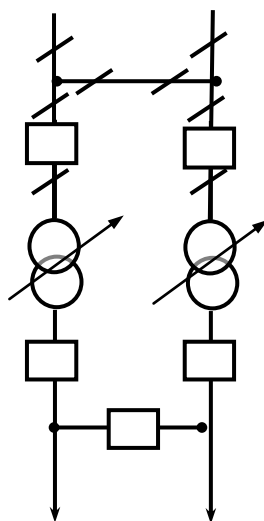


Рисунок 4 – Структурная схема подстанции

Изделия, являющиеся составными частями ОРУ-35 кВ, сейсмостойки при воздействии землетрясений интенсивностью 9 баллов по шкале MSK-64 при уровне установки над нулевой отметкой до 10 м. ОРУ-35 кВ соответствует ТУ-3412-007-94683212-2009.

Предназначено для тупиковых или ответвительных подстанций с одно- или двухсторонним питанием, подключенная к двухцепной линии, от которой запитаны и другие подстанции. В нормальном режиме разъединители в неавтоматической перемычке отключены, остальные разъединители, а также выключатели в схеме включены. Отказ линии или выключателя приводит к отключению по одному трансформатору на всех смежных подстанциях, подключенных к данной линии. Рассматриваемые отказы не должны приводить к ограничению электроснабжения потребителей при достаточной нагрузочной способности оставшихся в работе трансформаторов, а также действию автоматического ввода резерва на стороне низшего и среднего (при наличии) напряжения трансформатора. Является лучшей схемой с позиций надежности и экономичности для тупиковых или ответвительных двух трансформаторных подстанций при использовании современных элегазовых выключателей. Электромагнитные блокировки и

операции с разъединителями просты и однотипны. Минимизированы отказы по вине персонала.

3.3 Определение токов нормального и утяжеленного режимов

Режимами работы подстанции являются:

1) нормальный режим, когда в цепи подстанции силовых трансформаторов характеризуются током $I_{\text{норм}}$ ($I_{\text{ном}}$).

2) утяжеленный режим, когда один из силовых трансформаторов отключен, а по цепям другого (других) протекает рабочий максимальный ток $i_{\text{раб.мах}}$.

Определение токов утяжеленного и нормального режимов в цепях НН (6-10 кВ) силовых трансформаторов подстанции дает возможность предварительно определить тип распределительных устройств (РУ) на стороне НН.

$$I_{\text{норм.НН}} = \frac{S_{\text{НН}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{10,502}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,42 \text{ кА};$$

$$I_{\text{ут.НН}} = 2 \cdot I_{\text{норм.НН}} = 2 \cdot 0,42 = 0,84 \text{ кА};$$

Ввод Т1:
$$I_{\text{норм.НН_Т1}} = \frac{S_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{7,14}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,571 \text{ кА};$$

Ввод Т2:
$$I_{\text{норм.НН_Т2}} = \frac{S_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{3,36}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,269 \text{ кА};$$

$$I_{\text{норм.ВН}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{10,502}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 36,75} = 0,082 \text{ кА};$$

$$I_{\text{ут.ВН}} = 2 \cdot I_{\text{норм.ВН}} = 2 \cdot 0,082 = 0,164 \text{ кА}$$

Так как $I_{\text{раб.мах}} = 840 \text{ А} \leq 3200 \text{ А}$ то РУ выполняем, комплектным (КРУ) с установкой выключателей типа элегазовый выключатель HD4/GT с номинальным током отключения 31,5 кА.

3.4 Расчет токов КЗ

Принимаем базисные единицы:

$$S_6 = 1000 \text{ МВА};$$

$$U_6 = 6,3 \text{ кВ} - \text{ на ступенях схемы с } U_H = 6 \text{ кВ};$$

$$U_6 = 37 \text{ кВ} - \text{ на ступенях схемы с } U_H = 35 \text{ кВ};$$

$$I_{6ВН} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6ВН}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,604 \text{ кА}; \quad I_{6НН} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6НН}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,643 \text{ кА}.$$

Примечание: При точном приведении элементов схемы замещения для расчета базисных напряжений (токов) отдельных ступеней трансформации используют действительные коэффициенты трансформации. При приближенном приведении базисные напряжения отдельных ступеней трансформации не рассчитываются, а принимаются на уровне средне номинальных напряжений. Так же в расчетах принимается утяжеленный режим когда: одна из линий оборвана и один из трансформаторов выведен в ремонт.

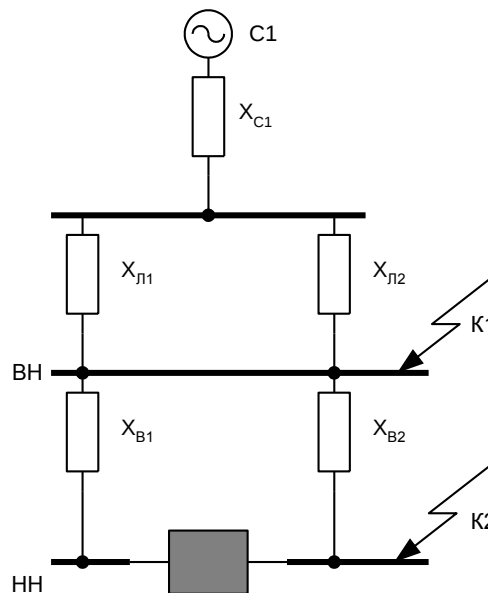


Рисунок 5 – Схема замещения

3.5 Расчет параметров схемы замещения

Двухобмоточный трансформатор:

$$x_T \% = u_{кВН} \% = 7,5\% \rightarrow x_{*T} = \frac{x_T \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 7,5 \text{ о.е.}$$

Энергосистема:

$$x_{c(\text{НОМ})} = 0,5 \rightarrow x_{*c} = x_{c(\text{НОМ})} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{\text{НОМ}}} = 0,5 \cdot \frac{1000}{35} = 14,286 \text{ о.е.}$$

Линии электропередач:

$x_{\text{уд}} = 0,4 \text{ о.е.}$ - среднее удельное индуктивное сопротивление воздушных линий электропередач 6–220 кВ;

$$x_{*лэп} = x_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\text{ср}}^2} = 0,4 \cdot 5 \cdot \frac{1000}{35^2} = 1,633 \text{ о.е.}$$

Эквивалентные сопротивления токов КЗ:

$$X_{\text{ЭКВ}}^{K1} = x_{*c} + x_{*лэп} = 14,286 + 1,633 = 15,919 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{ЭКВ}}^{K2} = X_{\text{ЭКВ}}^{K1} + \frac{x_{*T}}{2} = 15,919 + \frac{7,5}{2} = 19,669 \text{ о.е.}$$

Токи КЗ:

$$I_{\text{н0ВН}}^{K1} = \frac{E}{X_{\text{ЭКВ}}^{K1}} \cdot I_{\text{бВН}} = \frac{1}{15,919} \cdot 15,604 = 0,98 \text{ кА};$$

$$I_{\text{н0НН}}^{K2} = \frac{E}{X_{\text{ЭКВ}}^{K2}} \cdot I_{\text{бНН}} = \frac{1}{19,669} \cdot 91,643 = 4,659 \text{ кА};$$

Ударные токи:

Сторона ВН:

$$i_{\text{удВН}} = I_{\text{н0ВН}}^{K1} \cdot \sqrt{2} \cdot k_y = 0,98 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,608 = 2,229 \text{ кА};$$

где k_y – ударный коэффициент зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, для системы связанной с воздушными линиями напряжением 35 кВ, $k_y=1,608$.

Сторона НН:

$$i_{удНН} = I_{н0НН}^{K2} \cdot \sqrt{2} \cdot k_y = 4,659 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,369 = 9,02 \text{ кА}$$

где k_y - ударный коэффициент зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, для распределительной сети 6-10 кВ, $k_y=1,369$.

Таблица 7 – Сводная таблица токов КЗ

Точка КЗ	$I_{н0}$, кА	i_y , кА
K1 (сторона ВН)	0,98	2,229
K2 (сторона НН)	4,659	9,02

3.6 Выбор коммутационной аппаратуры

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования:

1. надежное отключение любых токов;
2. наименьшее время отключения, т. е. быстрота действия;
3. быстрое включение выключателя после отключения, т.е. пригодность для быстросрабатывающего автоматического повторного включения;
4. возможность управления пофазного для выключателей 35 кВ и выше;
5. легкость ревизии;
6. пожаро и взрывобезопасность;
7. удобство эксплуатации и транспортировки.

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

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

2. содержание апериодической составляющей тока в токе отключения $\beta_n, \%$,

определяется по кривой рис. 8:

$$\beta_H = \frac{i_{a.ном}}{\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном}} \cdot 100;$$

Нормированное значение β_H определяется для момента расхождения контактов

$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.в.} = 0,01 + t_{с.в.};$$

Если $\tau > 0,09$ с, то принимают $\beta_H = 0$.

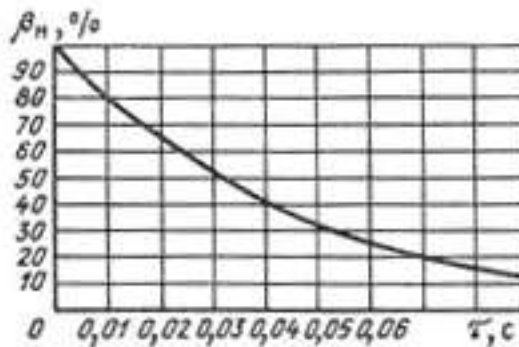


Рисунок 6 – Нормированное содержание апериодической составляющей

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

4. Стойкость при сквозных токах, характеризуется электродинамической стойкости $I_{дин}$ и термической стойкости $I_{тер}$, $i_{дин}$ – наибольший пик (амплитудное значение); выключатель эти токи выдерживает во включенном положении без повреждений.

Завод-изготовитель должен выдерживать соотношение:

$$i_{дин} = 2,55 \cdot I_{откл.ном};$$

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

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

момента погасания дуги во всех полюсах. Время включения $t_{\text{вкл.в}}$ это время от момента подачи команды на включение до возникновения тока в цепи.

Наряду с физическим износом оборудования происходит его моральное старение. Средний технический уровень установленного стационарного и подстанционного коммутационного оборудования соответствует оборудованию, которое эксплуатировалось в ведущих странах мира 30 лет назад. Вместе с тем тенденции развития высоковольтных выключателей показывают устойчивый рост применения в мире вакуумных и элегазовых выключателей.

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

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

Однако необходимо отметить и недостатки:

- необходимость устройств для перекачивания, наполнения и очистки элегаза;
- сложность ряда деталей и узлов конструкции, а также необходимость применения высоконадежных уплотнений;
- высокая стоимость выключателя в целом и дугогасящей среды.

Выбор выключателя на стороне ВН

Элегазовый ВГБЭ – 35 (табл. 5.34 [15]):

- номинальное напряжение: $U_{\text{ном}}=35$ кВ;
- номинальный ток: $I_{\text{ном}}=630$ А;
- номинальный ток отключения: $I_{\text{откл.ном}}=12,5$ кВ;
- содержание апериодической составляющей тока отключения: $\beta_{\text{н}}=0\%$
- ток электродинамической стойкости $i_{\text{дин}}=12,5$ кВ;
- ток электродинамической стойкости наибольший пик (амплитудное значение) $i_{\text{дин}}=32$ кА;
- ток термической стойкости $I_{\text{тер}}=12,5$ кА;
- время протекания тока термической стойкости: $t_{\text{тер}}=3$ с;
- полное время отключения: $t_{\text{отк.в}}=0,15$ с;
- собственное время отключения: $t_{\text{с.в}}=0,1$ с.

Проверка выключателя по параметрам.

1. Номинальное напряжение (уровень изоляции):

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; 35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ};$$

2. Номинальный ток:

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}; 82 \text{ А} \leq 630 \text{ А};$$

$$I_{\text{утеж}} \leq I_{\text{ном}}; 164 \text{ А} \leq 630 \text{ А};$$

3. Отключающая (коммутирующая) способность:

$$I_{\text{п0}}^{\text{ВН}} = I_{\text{пт}}; I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{откл.ном}}; 0,98 \text{ кА} \leq 12,5 \text{ кА};$$

$$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}}; i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 0,98 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,03}} = 0,188 \text{ кА};$$

где $T_a = 0,03$ с – значение постоянной времени затухания апериодической составляющей.

$$\tau = t_{\text{з.мин}} + t_{\text{с.в.}} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с} – \text{расчетное время.}$$

$$0,188 \text{ кА} \leq i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot 0,25 = 4,419 \text{ кА};$$

4. Электродинамическая стойкость:

$$i_y \leq i_{\text{дин}}; 2,229 \text{ кА} \leq 32 \text{ кА};$$

5. Термическая стойкость:

$$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}};$$

$$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 0,98^2 \cdot (0,15 + 0,03) = 0,173 \text{ кА} \cdot \text{с};$$

$$0,173 \leq 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА} \cdot \text{с}.$$

Выбор разъединителя на стороне ВН

Разъединитель РНДЗ.1-35У/630 для наружной установки (табл. 5.34 [15]):

- номинальное напряжение: $U_{\text{ном}}=35 \text{ кВ};$
- номинальный ток: $I_{\text{ном}}=630 \text{ А};$
- амплитуда предельного сквозного тока: $i_y=64 \text{ кА};$
- ток термической стойкости главных ножей/допустимое время

$$I_{\text{тер}}=25\text{кА}/4\text{с}.$$

Проверка разъединителя по параметрам.

1. Номинальное напряжение (уровень изоляции):

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; 35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}.$$

2. Номинальный (длительно продолжительный) ток:

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}; 82 \text{ А} \leq 630 \text{ А};$$

$$I_{\text{утеж}} \leq I_{\text{ном}}; 164 \text{ А} \leq 630 \text{ А}.$$

3. Электродинамическая стойкость:

$$i_y \leq i_{\text{дин}}; 2,229 \text{ кА} \leq 64 \text{ кА}.$$

4. Термическая стойкость:

$$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}};$$

$$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 0,98^2 \cdot (0,09 + 0,03) = 0,115 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$0,115 \leq 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбор ограничителей перенапряжения на стороне ВН

Выбран ОПН – 35 У1 (табл. 5.34 [15]):

- номинальное напряжение: $U_{\text{ном}}=35$ кВ;
- наибольшее допустимое напряжение на разряднике: $U_{\text{доп}}=40,5$ кВ;
- пробивное напряжение разрядника:
 - не менее $U_{\text{пр}}=78$ кВ;
 - не более $U_{\text{пр}}=98$ кВ;
 - импульсное пробивное напряжение разрядника: $U_{\text{пр.и}}=125$ кВ.

На НН стороне РУ выполняем комплектным.

По номинальному напряжению: $U_{\text{ном}}=6$ кВ и предельному току: $I_{\text{пред}}=840$ А выбираем КУ-10. Комплектные распределительные устройства (КРУ) внутренней установки серий КУ-10, с вакуумными или элегазовыми выключателями, предназначены для распределения и приема электроэнергии номинальным напряжением 6–10 кВ и трехфазного переменного тока с частотой 50 и 60 Гц в системах с изолированной нейтралью.

Основные параметры КРУ серий КУ-10:

- номинальное напряжение – 6 кВ;
- наибольшее рабочее напряжение – 7,2 кВ;
- номинальный ток главных цепей:
 - для КУ-10 – 630; 1 000; 1 600; 2 000; 3 150 А;
 - номинальный ток сборных шин – 1 000; 1 600; 2 000; 3 150 А;
 - номинальный ток отключения выключателей – 20; 31,5 кА;
 - ток термической стойкости (в течение 3 с) – 20; 31,5 кА;
 - ток электродинамической стойкости – 51, 81 кА;
 - степень защиты по ГОСТ 14254 – IP20.

Выключатель на стороне НН

Элегазовый выключатель HD4/GT 12.12.32. В выключателях среднего напряжения серии HD4/GT [<http://forca.ru>] в качестве дугогасительной и изолирующей среды используется элегаз (гекса-фторид серы SF₆). Отключение в элегазе происходит без среза тока и без перенапряжений, что обеспечивает дли-

тельный срок службы выключателя и ограничение динамических, диэлектрических и температурных нагрузок на установку. Полюса выключателя, давление в которых устанавливается один раз на весь срок службы, не нуждающиеся в обслуживании системы, (в соответствии со стандартами европейскими стандартами IEC 62271-100 и CEI 17-1). Механический приводной механизм типа ESH с накоплением энергии оборудован свободным расцепителем и позволяет производить операции отключения и включения независимо от действий оператора.

В выдвижном варианте выключатели оборудованы тележкой, позволяющей устанавливать и извлекать выключатель из кассеты или шкафа КРУ. Приводной механизм и полюса закреплены на металлической конструкции, которая также действует в качестве опоры для движущихся частей, управляющих подвижными контактами.

Легкая и компактная конструкция выключателей обеспечивает устойчивую работоспособность и отличную механическую надежность.

Основные параметры:

- номинальное напряжение: $U_{ном}=10$ кВ;
- номинальный ток: $I_{ном}=1250$ А;
- номинальный ток отключения: $I_{откл.ном}=31,5$ кА;
- содержание апериодической составляющей тока отключения: т.к.
 $\tau = t_{з.мин} + t_{с.в.} = 0,01 + 0,045 = 0,055$ с . принимают $\beta_n=25\%$;
- параметры сквозного тока КЗ:
 - ток электродинамической стойкости наибольший пик (амплитудное значение) $i_{дин}=82$ кА;
 - ток электродинамической стойкости $I_{дин}=31,5$ кА;
 - ток термической стойкости $I_{тер}=31,5$ кА;
 - время протекания тока термической стойкости: $t_{тер}=3$ с;
 - собственное время отключения: $t_{с.в.}=0,045$ с;
 - полное время отключения: $t_{отк.в.}=0,055$ с.

Проверка выключателя по параметрам.

1. Номинальное напряжение (уровень изоляции):

$$U_{уст} \leq U_{ном}; 6 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}.$$

2. Номинальный (длительно продолжительный) ток:

$$I_{норм} \leq I_{ном}; 420 \text{ А} \leq 1250 \text{ А};$$

$$I_{утеж} \leq I_{ном}; 840 \text{ А} \leq 1250 \text{ А}.$$

3. Отключающая (коммутирующая) способность:

$$I_{п0}^{ВН} = I_{пт}; I_{п.т} \leq I_{откл.ном}; 6,89 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА};$$

$$i_{ат} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном}; i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 6,89 \cdot e^{\frac{-0,055}{0,01}} = 0,04 \text{ кА},$$

где $T_a = 0,01 \text{ с}$ – значение постоянной времени затухания апериодической составляющей.

$$0,04 \text{ кА} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 31 \cdot 0,25 = 10,9 \text{ кА}.$$

4. Электродинамическая стойкость:

$$I_y \leq I_{дин}; 13,33 \text{ кА} \leq 82 \text{ кА}.$$

5. Термическая стойкость:

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

$$B_{к.расч} = I_{п0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 6,89^2 \cdot (1,2 + 0,01) = 56,96 \text{ кА} \cdot \text{с};$$

$$56,9 \leq 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА} \cdot \text{с}.$$

Таблица 8 – Сводные данные выбранного оборудования

Наименование и тип	Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
Выключатели			
ВГБЭ – 35 (сторона ВН)	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{норм} \leq I_{ном}$	$I_{норм} = 63,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
	$I_{утеж} \leq I_{ном}$	$I_{утеж} = 126,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
	$I_{п.т} \leq I_{откл.ном}$	$I_{п.т} = 0,98 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$
	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$	$i_{ат} = 0,188 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 4,419 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 2,229 \text{ кА}$	$i_{дин} = 32 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	$B_k = 0,173 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 468,75 \text{ кА} \cdot \text{с}$

Наименование и тип	Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
HD4/GT 12.12.32 (сторона НН)	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{ном} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 543 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
	$I_{утеж} \leq I_{ном}$	$I_{утеж} = 1087 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
	$I_{п.т} \leq I_{откл.ном}$	$I_{п.т} = 6,89 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}$
	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$	$i_{ат} = 0,04 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 10,9 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 13,33 \text{ кА}$	$i_{дин} = 82 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	$B_k = 56,9 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 2976 \text{ кА} \cdot \text{с}$
Разъединитель			
РНДЗ.1-35У/630 (сторона ВН)	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{ном} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 63,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
	$I_{утеж} \leq I_{ном}$	$I_{утеж} = 126,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 2,229 \text{ кА}$	$i_{дин} = 64 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	$B_k = 0,115 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 2500 \text{ кА} \cdot \text{с}$

3.7 Выбор измерительных приборов

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке: $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$,

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности, при этом следует иметь в виду, что для однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, следует взять суммарную мощность всех трех фаз, а для соединенных по схеме открытого треугольника – удвоенную мощность одного трансформатора;

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

Если вторичная нагрузка превышает мощность в выбранном классе точности, то нужно установить второй трансформатор и часть приборов присоединяют к нему.

Сечение проводов в цепях трансформаторов напряжения определяется по потере напряжения. Согласно ПУЭ потеря напряжения от трансформаторов напряжения, а до щитовых измерительных приборов – не более 1,5%, до расчетных счетчиков должна быть не более 0,5% при нормальной нагрузке.

Перечень необходимых измерительных приборов принимаем по табл. 3.7. На рис.9 показано размещение этих приборов. Так как на стороне 6 кВ применено комплектное РУ внутренней установки, выбираем трансформатор напряжения НТМИ–6 (табл. 5.13 [1]) напряжения трансформатор, масляным охлаждением, для измерительных сетей $U_{ном} = 6$ кВ, $S_{2ном} = 150$ ВА в классе точности 0,5. Подсчет вторичной нагрузки приведен в таблице 3.7.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения первой секции

$$S_{2\Sigma} = S_{ном} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{65^2 + 145,84^2} = 159,67 \text{ ВА.}$$

Три трансформатора напряжения, соединенных в звезду, имеют мощность $3 \times 75 = 225$ ВА, что больше $S_{2\Sigma}$. Таким образом, трансформаторы напряжения будут работать в выбранном классе точности 0,5. Выбор трансформатора напряжения на второй секции производится аналогично.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем кабель АКРВГ с сечением жил $2,5 \text{ мм}^2$ по условию механической прочности.

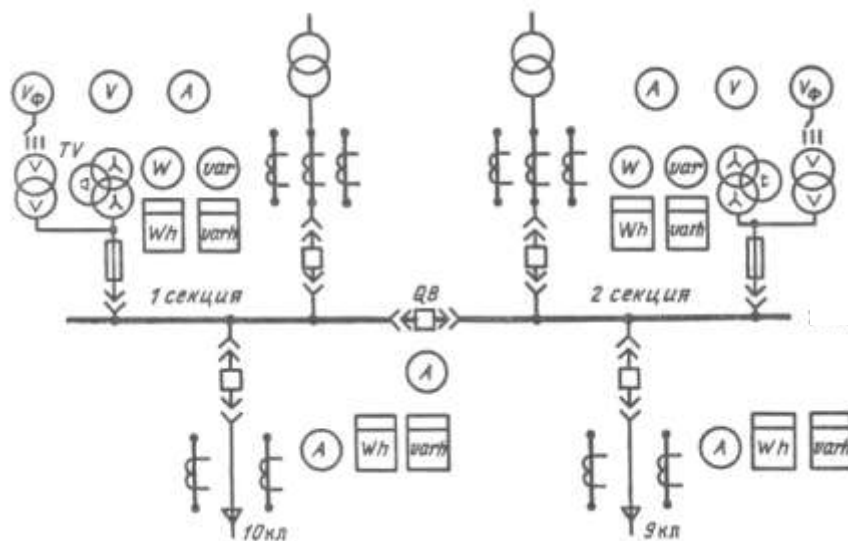


Рисунок 7 – Измерительные приборы на стороне 6 кВ подстанции

Таблица 9 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор		Тип	S одной обмотки	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
Вольтметр (сборные шины)		Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр Счетчик активный Счетчик реактивный	Ввод 6 кВ от трансформатора	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
		И-674	3	2	0,38	0,925	1	6	14,5
		И-673	3	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Счетчик активный Счетчик реактивный	Линии 6 кВ.	И-674	3	2	0,38	0,925	4	24	58,42
		И-673	3	2	0,38	0,925	4	24	58,42
Итого:								65	145,84

Выбор трансформатора тока на стороне ВН: ТФЗМ -35А (табл. 5.9 [9]) – трансформатор тока с фарфоровой изоляцией с обмотками звеньевое типа маслonaполненный, вариантом А (для работы со свободным доступом наружного воздуха) класс точности 0,5.

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

Номинальный ток:

первичный $I_{ном}=200$ А;

вторичный $I_{ном}=5$ А;

Ток электродинамической стойкости $I_{дин}=31$ кА;

Ток термической стойкости $I_{тер}=5,8$ кА;

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

Нагрузка измерительной обмотки $S_{2ном}=28$ ВА.

Выбор трансформатора тока на стороне НН: ТВЛМ–6 (табл. 5.9 [9]) трансформатор тока воздушной изоляцией, с литой изоляцией модернизированный, класс точности 0,5.

Номинальное напряжение: $U_{\text{ном}}=6 \text{ кВ}$;

Номинальный ток:

первичный $I_{\text{ном}}=600 \text{ А}$;

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

Ток электродинамической стойкости $I_{\text{дин}}=81 \text{ кА}$;

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

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

Нагрузка измерительной обмотки $S_{2\text{ном}}=20 \text{ ВА}$.

3.8 Выбор числа цепей и сечения проводов линий

Выбор гибкого токопровода. Токоведущие части от выводов 35 кВ блочного трансформатора до сборных шин выполняем гибким токопроводом.

Сечение выбрано по экономической плотности тока $J_{\text{э}} = 1 \text{ А/мм}^2$.

$$q_{\text{э}} = \frac{I_{\text{норм}}}{J_{\text{э}}} = \frac{82}{1} = 82 \text{ мм}^2.$$

Принят провод АС – 95 /16.

Допустимый ток - 330 А.

1. Проверка провода по допустимому току:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}} , \quad 82 \leq 330 \text{ А}$$

2. Проверку на термическое действие тока согласно [1, 3.7] не производим.

3. Проверку на коронирование не производим, согласно ПУЭ.

Выбор числа цепей ЛЭП – $N_{\text{л}}$ проведен в зависимости степени бесперебойности электроснабжения, категории потребителей и от величины нагрузки. Для потребителей первой категории выбраны две цепи ЛЭП. Экономический критерий является основным при выборе сечений проводов. В практических расчетах этот критерий заложен, в понятие экономической плотности тока $j_{\text{эк}}$,

А/мм² и в методе экономических интервалов, $j_{\text{эк}}=1\text{ А/мм}^2$ при числе использования максимума нагрузки более 5000 часов в год.

Определен номинальный ток в цепи линии:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10,502}{\sqrt{3} \cdot 35} = 173 \text{ А};$$

Экономическое сечение кабельной линии:

$$q_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{ном}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{173}{1} = 173 \text{ мм}^2;$$

Выбрано АС 150/24 с $I_{\text{доп}} = 450 \text{ А}$.

Определено минимальное сечение кабеля по условию термической стойкости:

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} = \frac{\sqrt{I_{\text{по}}^2 \cdot t_{\text{откл}}}}{C} = \frac{0,98 \cdot 10^3 \sqrt{1,2}}{100} = 10,74 \text{ мм}^2.$$

Определяющим условием для ограничения тока КЗ является обеспечение термической стойкости кабеля. По условию отключающей способности выключателя нет необходимости в ограничении тока КЗ, так как $I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{откл.ном}}$.

Выбор числа цепей и сечения проводов кабельной линии.

Определен номинальный ток в цепи линии 1:

$$I_{\text{ном1}} = \frac{P_{\text{макс1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,8} = 114,6 \text{ А};$$

Экономическое сечение кабельной линии:

$$q_{\text{эк1}} = \frac{I_{\text{ном1}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{114,6}{1} = 114 \text{ мм}^2.$$

Выбран кабель сечением 120мм² с $I_{\text{доп}}=240 \text{ А}$;

Определено минимальное сечение кабеля по условию термической стойкости:

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} = \frac{\sqrt{I_{\text{по}}^2 \cdot t_{\text{откл}}}}{C} = \frac{6,89 \cdot 10^3 \sqrt{1,2}}{100} = 55,6 \text{ мм}^2.$$

Термическая стойкость кабеля обеспечена.

Определен номинальный ток в цепи линии 2:

$$I_{\text{ном}2} = \frac{P_{\text{макс}2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_2} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,9} = 254 \text{ А};$$

Экономическое сечение кабельной линии:

$$q_{\text{эк}1} = \frac{I_{\text{ном}1}}{j_{\text{эк}}} = \frac{254}{1} = 254 \text{ мм}^2;$$

Выбран кабель сечением 240 мм^2 с $I_{\text{доп}} = 355 \text{ А}$.

3.9 Проверка сечений проводов ВЛ

В процессе эксплуатации провода ВЛЭП подвергаются ряду опасных и нежелательных воздействий, к числу которых относятся:

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

Сечения проводов выбраны в соответствии с главой 1.3 ПУЭ по методу экономической плотности тока.

Выбранные по условиям экономической целесообразности сечения не всегда достаточны для того, чтобы токоведущие элементы и изоляция линий электропередачи работали в условиях, гарантирующих их стойкость к перечисленным выше воздействиям в течение расчетного срока службы. Поэтому окончательный выбор сечения сделан после проверки выбранного сечения: по короне, по механической прочности, по допустимой токовой нагрузке (по нагреву).

При выборе сечения по методу экономической плотности тока необходимо вычислить расчетное сечение $F_{\text{расч}}$, которое затем округляем до ближайшего стандартного:

$$F_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{эк}}},$$

где $j_{\text{эк}}=1$ – экономическая плотность тока, а/мм² (табл.1.5 [6]).

Расчетное значение наибольшего тока линии:

$$I_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi \cdot n}$$

Для $U_{\text{ном}} = 6$ кВ сечение выбрано по допустимой потере напряжения (5%). Допустимые потери – это потери напряжения, при которых в результате регулирования напряжения отклонения напряжения на зажимах всех электроприемников не выходят за пределы предусмотренных ГОСТ (п. 5.2 ГОСТ 13109-97) технически допустимых значений:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot x}{U_{\text{ном}}}$$

Расчетные данные для линии фидера Ф 6–30:

$$I_{\text{расч}} = \frac{130}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,84 \cdot 1} = 14,9 \text{ А}$$

Выбрано сечение провода, при экономической плотности тока $j_{\text{эк}}=1$ А/мм² при числе использования максимума нагрузки более 5000 часов в год:

$$F_{\text{расч}} = \frac{14,9}{1} = 14,9 \text{ мм}^2$$

Проверка по механической прочности. Сечение провода, выбранное по экономическому критерию должно соответствовать условию

$$F > F_{\text{min мех}}.$$

Минимально допустимые сечения проводов по условиям механической прочности приведены в таблице 3.9

Таблица 10 – Минимально допустимые сечения проводов по условиям механической прочности [ПУЭ]

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 многоценных опорах:	
до 20 кВ	70/11
35 кВ и выше	120/19

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

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

Проверка сечений проводов по условиям короны выполняется только для ВЛ 110 кВ и выше.

Проверка по допустимой потере напряжения при:

$$P = 130 \text{ кВт}; Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi = 130 \cdot 0,646 = 83,9 \text{ кВар};$$

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

Потери напряжения при протяженности линии $l = 6,3 \text{ км}$

$$\Delta U = \frac{P \cdot R \cdot l + Q \cdot X \cdot l}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{130 \cdot 0,603 \cdot 6,3 + 83,9 \cdot 0,442 \cdot 6,3}{6} = 121,2 \text{ В}$$

$$\text{или } \Delta U = \frac{0,1212}{6} \cdot 100\% = 2,02\%$$

Превышения допустимых норм нет поэтому принято ВЛ АС-50/8.

3.10 Выбор трансформаторов на собственные нужды

Мощность ТСН выбирается в соответствии с нагрузками в разных режимах работы подстанции, но не более 630 кВА. принимаем нагрузку с.н. Мощность потребителей с.н. невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов. От типа под-

станции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования зависит состав потребителей с.н подстанции. с.н. Подстанции выполненные по упрощенным схемам имеют наименьшее количество потребителей. К этим потребителям относятся электродвигатели обдува трансформаторов, обогрев приводов и баков выключателей, а также освещение подстанции.

Таблица 11– Нагрузка собственных нужд

Электроприемники	Установленная мощность, кВт.	Количество приемников	Суммарная мощность, кВт.
электродвигатели обдува	1,5	8	12
Обогрев оборудования	1,75	2	3,5
Отопление и освещение помещения ОВБ	5,5	1	5,5
Наружное освещение	4,5	1	4,5
Опер.цепи	1,8	1	1,8
Итого			27,3

С учетом коэффициента спроса 0,7 для рассматриваемой подстанции принимаем два ТСН типа ТСЗ-40кВА 6/0,4кВ, с предохранителями ПКТ-6

3.11 Баланс мощности

Приближенно рассчитаны потери активной и реактивной мощностей потерь: в трансформаторах (в меди и в стали) и в линиях электропередач. Расчеты проведены 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 определены для режима максимальных нагрузок.

Потери мощности в трансформаторах определяется по формуле:

$$\Delta S_{\text{тр}} = \sum \Delta S_{\text{пост}} + \sum \Delta S_{\text{пер}},$$

где постоянные потери мощности (холостого хода) в трансформаторе:

$$\Delta S_{\text{пост}} = n \cdot (\Delta P_{\text{xx}} + j \Delta Q_{\text{xx}}),$$

переменные потери мощности (в меди) в трансформаторе:

$$\Delta S_{\text{пер}} = \left(\frac{S_{\text{нагр}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \frac{Z_{\text{тр}}}{n},$$

где n – количество трансформаторов, $S_{\text{нагр}}$ – мощность, протекающая через трансформатор, $Z_{\text{тр}}$ – полное сопротивление обмоток трансформатора, $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение на этом участке сети, $\Delta P_{\text{ХХ}}$ и $\Delta Q_{\text{ХХ}}$ – потери активной мощности из опытов холостого хода и короткого замыкания.

Потери мощности на участке ij сети определены по формуле:

$$\Delta S_{ij} = \left(\frac{S_{\text{нагр}ij}}{U_{\text{ном}ij}} \right)^2 \cdot \frac{Z_{ij}}{n_{ij}}$$

Расчет потерь в трансформаторах и линиях на 35 кВ, для этого просуммируем всех потребителей.

Таблица 12 – Мощность потребителей

Объект	Активная мощность кВт	Реактивная мощность кВар
Ввод Т1 6кВ	3126	1473
Ввод Т2 6кВ	6325	3103
ТСН-1	19,6	11,1
ТСН-2	19,6	11,1
итого	9490,2	4598,2

Полная мощность:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{9490,2^2 + 4845,2^2} = 10545,2 \text{ кВА}$$

Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta \underline{S}_{\text{ТР}} = \left(\frac{S}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \frac{Z_{\text{ТР}}}{n_{\text{ТР}}} = \left(\frac{10,545}{110} \right)^2 \cdot \frac{(4,38 + j86,7)}{2} = 0,04 + j0,797 \text{ МВА}$$

$$\Delta \underline{S}_{\text{ХХ}} = n_{\text{ТР}} \cdot (\Delta P_{\text{ХХ}} + j\Delta Q_{\text{ХХ}}) = 2 \cdot (0,014 + j0,070) = 0,028 + j0,14 \text{ МВА}$$

Потери мощности в ВЛ:

$$\Delta \underline{S}_{\text{Л}} = \left(\frac{S}{U_{\text{н}}} \right)^2 \cdot Z_{\text{Л}} = \left(\frac{10,545}{110} \right)^2 \cdot (0,244 + j0,427) \cdot \frac{2,4}{2} = 0,003 + j0,005 \text{ МВА}$$

Сумма всех потерь мощности:

$$\underline{\Delta S} = \underline{\Delta S}_{\text{тр}} + \underline{\Delta S}_{\text{xx}} + \underline{\Delta S}_{\text{л}} = (0,04 + j0,797) + (0,028 + j0,14) + (0,003 + j0,005) = \\ = 0,071 + j0,924 \text{ МВА}$$

Полная мощность с потерями:

$$\underline{S}_{\text{пол}} = \underline{S} + \underline{\Delta S} = (9,49 + j4,845) + (0,071 + j0,924) = 9,561 + j5,769 \text{ МВА}$$

$$\text{или } S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{9,561^2 + 5,769^2} = 11,181 \text{ МВА}.$$

Коэффициент мощности:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{9,561}{11,181} = 0,855.$$

Мероприятиями по снижению потерь мощности являются уменьшение реактивной мощности (чтобы $\cos \varphi \approx 0,9$) путем установки конденсаторных батарей на стороне 6кВ.

Мощность конденсаторных батарей:

$$Q_{\text{потр}} = 5,26 \text{ МВар},$$

$$Q_{\text{выр}} = P_{\text{выр}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{РЭС}} = 9,561 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,9) = 4,63 \text{ МВар},$$

$$Q_{\text{выр}} \neq Q_{\text{потр}},$$

$$Q_{\text{ку}} = Q_{\text{потр}} - Q_{\text{выр}} = 5,26 - 4,63 = 0,63 \text{ МВар}.$$

3.12 Выбор батареи статических конденсаторов

Батареи конденсаторов применяются для генерации реактивной мощности в узлах сети – поперечная компенсация. Батареи конденсаторов называют шунтовыми (ШБК). Шунтовые БК включают на шины ПС параллельно нагрузке.

В сетях трехфазного тока конденсаторы включаются звездой и треугольником.

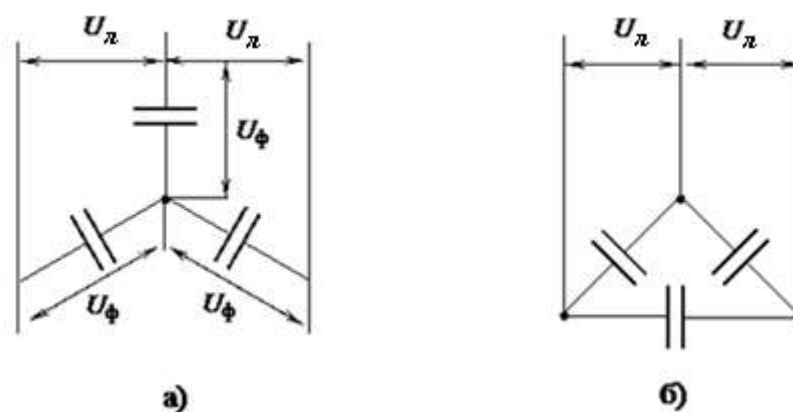


Рисунок 8 – Соединение фаз БК:

а) – звездой; б) - треугольником

При соединении конденсаторов звездой мощность батареи равна

$$Q_{\text{БК}} = \frac{3 \cdot U_{\text{ф}}^2}{x_{\text{с}}} = 3 \cdot U_{\text{ф}}^2 \cdot \omega \cdot C = U_{\text{НОМ}}^2 \cdot \omega \cdot C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{x_{\text{с}}}.$$

При соединении треугольником при использовании таких же конденсаторов мощность БК будет:

$$Q_{\text{БК}} = \frac{3 \cdot U_{\text{ф}}^2}{x_{\text{с}} / 3} = 9 \cdot U_{\text{ф}}^2 \cdot \omega \cdot C,$$

что в три раза больше, чем при соединении конденсаторов звездой. Поэтому выбран способ соединения батареи статических конденсаторов треугольником. Именно поэтому при расчете числа последовательно включенных конденсаторов было использовано значение линейного напряжения.

Батареи конденсаторов комплектуются из отдельных конденсаторов, которые соединяются последовательно и параллельно. Конденсаторы выпускаются в однофазном и трехфазном исполнении на номинальное напряжение от 0,22 до 10,5 кВ. Единичная мощность конденсаторов изменяется от 10 до 125 кВар. Увеличение напряжения достигается за счет увеличения числа последовательно включенных конденсаторов, увеличение мощности – за счет параллельного включения конденсаторов.

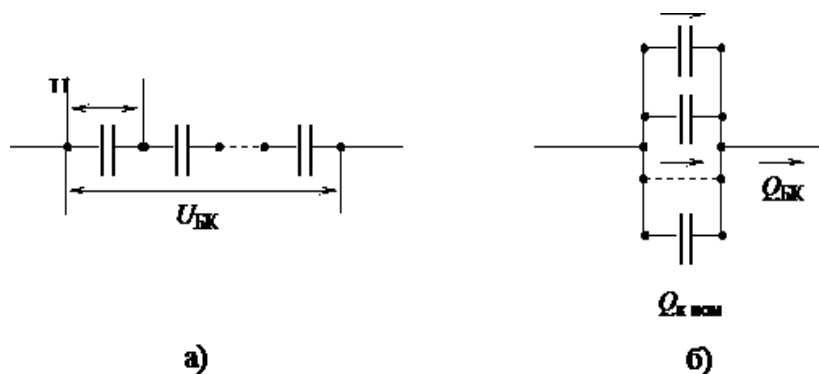


Рисунок 9 – Соединение конденсаторов:

а) – последовательное; б) – параллельное

Число последовательно включенных конденсаторов определяется по формуле:

$$n = \frac{U_{БК\text{ МАКС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{К\text{ НОМ}} \cdot K_p},$$

где $U_{БК\text{ МАКС}}$ – максимальное линейное напряжение в точке присоединения БК; $U_{К\text{ НОМ}}$ – номинальное напряжение конденсатора; K_p – коэффициент, который учитывает разброс параметров конденсаторов, $K_p = 0,92 - 0,95$.

Комплектуем батарею конденсаторами типа КС2-1,05-60. Вторая цифра в обозначении конденсаторов соответствует их номинальному напряжению в киловольтах, третья цифра – номинальной мощности в киловольт-амперах реактивных. Число последовательных конденсаторов КС2-1,05-60 в БК 6 кВ при $U_{БК\text{ МАКС}} = 6,3$ кВ:

$$n = \frac{U_{БК\text{ МАКС}}}{U_{К\text{ НОМ}} \cdot K_p} = \frac{6,3}{1,05 \cdot 0,92} = 6,52.$$

Округляем $n = 6$. Реактивная мощность, генерируемая БК, равна

$$Q_{БК} = 3 \cdot Q_{К\text{ НОМ}} \cdot n = 3 \cdot 60 \cdot 6 = 1080 \text{ кВар}.$$

Число параллельно включенных цепей конденсаторов равно:

$$n = \frac{Q_{КУ}}{Q_{БК}} = \frac{1,138}{1,08} = 1,05,$$

где $Q_{КУ}$ – требуемая мощность БК.

Округляем число параллельно включенных цепей конденсаторов до $n = 1$.

Установили батарею, состоящую из двух параллельных ветвей с 6-мя последовательно включенными конденсаторами типа КС2-1,05-60 в каждой фазе, соединенных треугольником с полной установленной мощностью, равной:

$$Q_{\text{БК}} = 1 \cdot 3 \cdot Q_{\text{К.НОМ}} \cdot n = 1 \cdot 3 \cdot 60 \cdot 6 = 1,08 \text{ МВар}.$$

Коэффициент мощности после установки БСК:

$$\cos \varphi_{\text{рЭСрасч}} = \frac{P_{\text{потр}}}{\sqrt{P_{\text{потр}}^2 + (Q_{\text{потр}} - Q_{\text{ку}})^2}} = \frac{9,452}{\sqrt{9,452^2 + (4,577 - 1,08)^2}} = 0,928.$$

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

Целью ВКР является реконструкции подстанция Ягуновская ОАО «Кузбассэнерго». В реконструкцию входят замена морально устаревших изношенных масляных выключателей (пожароопасных), на более надежные и современные элегазовые и вакуумные выключателей, которые легче в обслуживание 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 загрузку трансформаторов и соответственно снижает потери в трансформаторах (ведь чем больше загружен трансформатор тем выше потери в нем).

					ФЮРА. 140205.013 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Е. Ю. Смирнов			ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		В.В.Троцкий					53	98
Реценз.						ТПУ ИнЭО, гр. 3-9002		
Консульт.		Л.А. Коршунова						

4.1 Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости

Для расчета основной заработной платы сотрудников составляем график выполнения работ таблица 13.

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 13 – Описание графика выполнения работ

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

Таблица 14 – Этапы выполнения работ и график выполнения работ

№ этапа	Наименование рабо- ты	Потребная числен- ность, чел.	Продолжительность работы				График выполнения работ, дни																
			$t_{\text{нп}}$	$t_{\text{н.с.}}$	$t_{\text{закл.}}$	$t_{\text{закр.}}$	1-4	5-7	8-13	14-16	17-20	21-25	26-28	29-33	34-36	37-40	41-68	69-82	83-90				
0-1	Разработка задания	Руководитель	3	4	5	4																	
		Инженер																					
1-2	Подбор кадров	Руководитель	2	3	4	3																	
		Инженер																					
2-3	Сбор и изучение литературы	Руководитель	5	6	7	6																	
		Инженер																					
3-4	Анализ полученной информации	Ведущий инженер	2	3	4	3																	
		Инженер																					
4-5	Выбор трансформаторов и выключателей	Ведущий инженер	3	4	5	4																	
		Инженер																					
5-6	Выбор оборудования (разделителей, тр. тока)	Инженер	2	3	4	3																	
6-7	Выбор КЭ	Инженер	2	3	4	3																	
7-8	Расчет токов КЗ и релейной защиты	Руководитель																					
		Инженер																					
8-9	Анализ и проверка выбранного оборудования	Инженер	4	5	6	5																	
9-10	Доработка	Руководитель	2	3	4	3																	
		Ведущий инженер																					
10-11	Выводы и предложения по проделанной работе	Инженер	3	4	6	4																	
11-12	Оформление отчета по проделанной работе	Ведущий инженер	26	28	30	28																	
		Инженер																					
12-13	Выполнение графической части	Инженер	13	14	16	14																	
13-14	Проверка и сдача проекта	Руководитель	6	8	10	8																	
		Инженер																					
Итого			74	90	107	90																	

4.2 Расчет затрат на проектирование ПС 35/6 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 15.

Таблица 15 – 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		И _м =1100	

2. Расчет заработной платы.

$$И_{з.пл.} = \frac{(3 \cdot k_1 + Д) \cdot k_2}{21} \cdot X,$$

где: 3 –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

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

Расчет для инженера

$$И_{з.пл.} = \frac{(3 \cdot k_1 \cdot k_2)}{21} \cdot X = \frac{(14500) \cdot 1.08 \cdot 1.3}{21} \cdot 90 = 87248 \text{ (руб.)}$$

Расчет для ведущего инженера

$$И_{з.пл.} = \frac{(3 \cdot k_1 \cdot k_2)}{21} \cdot X = \frac{(14500) \cdot 1.1 \cdot 1.3}{21} \cdot 38 = 37506 \text{ (руб.)}$$

Сводим расчеты в таблицу 16.

Таблица 16 – Заработная плата исполнителей

Должность	Оклад	Доплата	Коэффициент за отпуск	Районный коэффициент	Итоговая зар-плата за месяц	Средняя зар-плата 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	14500		1,1	1,3	20735	987	38	37506
Инженер, 9р	14500		1,08	1,3	20358	969	90	87248
Итого					64675		159	177176

Фонд заработной платы $ФЗП = \sum ЗП_{исп.}$

$$ФЗП = 177176 \text{ р.}$$

3. Размер отчислений на социальные нужды составляет 30% от ФЗП.

Сумма начислений в социальные фонды составляет:

$$И_{сн} = 177176 \cdot 0,3 = 53152 \text{ руб.}$$

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

$$И_{ам} = \frac{T_u}{T_{кал}} \cdot H_a \cdot \Phi_n$$

где Φ_n – первоначальная стоимость оборудования;

H_a – норма амортизации;

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

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

Таблица 17 – Амортизационные отчисления

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

Амортизационные отчисления составляют $I_{ам} = 2315$ 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.

$$\begin{aligned} I_{пр} &= 0,1 \cdot (I_{з.пл} + I_{соц} + I_{мат} + I_{ам}) = \\ &= 0,1 \cdot (177176 + 53152 + 1100 + 2315) = 23374 \text{ руб.} \end{aligned}$$

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, административные расходы и другие косвенные затраты.

$$I_{накл} = 2 \cdot I_{з.пл\Sigma} = 2 \cdot 177176 = 354352 \text{ руб.}$$

Себестоимость проекта:

$$\begin{aligned} \sum I_{проекта} &= I_{з.пл} + I_{соц} + I_{мат} + I_{ам} + I_{пр} + I_{накл} = \\ &= 177176 + 53152 + 1100 + 2315 + 23374 + 354352 = 611466 \text{ руб} \end{aligned}$$

Принимаем рентабельность 20%, прибыль:

$$П_{\phi} = \sum I_{проекта} \cdot 0,2 = 611466 \cdot 0,2 = 122293 \text{ руб}$$

Стоимость проекта:

$$Ц_n = П_{\phi} + \sum I_{проекта} = 122293 + 611466 = 733759 \text{ руб}$$

Смета затрат представлена в таблице 18.

Таблица 18 – Смета затрат

Вид расходов	Обозначение	Сумма, р.
Материальные затраты	I_m	1100
Заработная плата	$I_{з.пл.}$	177176
Амортизация	$I_{ам}$	2315
Отчисления в социальные фонды	$I_{сн}$	53152
Прочие расходы	$I_{пр}$	23374
Накладные расходы	$I_{накл}$	354352
Себестоимость проекта	$I_{проекта}$	611466
Прибыль	$P_б$	122293
Стоимость проекта	C_n	733759

4.3 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%
итого	11,2–34,5%	20%

В данном расчете принимается 20 %.

Таблица 19 – Расчёт 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	Ячейка одного комплекта выключателя с разъединителями 35кВ	3	2000	400	7200
	Трансформатор ТСЗ-40кВА	2	420	84	1008
	Трансформатор ТМН-10000\35	2	2800	560	6720
	Распред. устройство ЗРУ-6 кВ	1	5100	1020	6120
	Щит управления	2	3124	660	7568
	Стоимость проекта	1	734		734
Итого по варианту 1					29350
2	Ячейка одного комплекта выключателя с разъединителями 35кВ	3	2000	400	7200
	Трансформатор ТСЗ-40кВА	2	420	84	1008
	Трансформатор ТМН-10000\35	2	2800	560	6720
	Распред. устр-во ЗРУ-6 кВ	1	5100	1020	6120
	Щит управления	2	3124	660	7568
	Реактивная конденсаторная батарея	4	410	82	1968
	Стоимость проекта	1	734		734
Итого по варианту 2					31318

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.

4.4 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

$$C_{a1} = 6,4 \cdot 29350/100 = 1878 \text{ тыс. руб.}$$

Вариант 2

$$C_{a2} = 6,4 \cdot 31318/100 = 2004 \text{ тыс. руб.}$$

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

$$C_{po1} = 5 \cdot 29350/100 = 1467 \text{ тыс. руб.}$$

Вариант 2

$$C_{po2} = 5 \cdot 31318/100 = 1566 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость потерь электрической энергии в трансформаторах:

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

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

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

$\tau_{max} = 6471$ (часов) – время максимальных потерь электроэнергии.

$\Delta C_9 = 2,4 \left(\frac{\text{руб.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} \right)$ – стоимость 1кВт·ч электрической энергии;

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

S_{TP} – мощность трансформаторов

$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_{TP})^2 + (Q_p + \Delta Q_{TP})^2}$ – 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

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_{TP})^2 + (Q_p + \Delta Q_{TP})^2} = \sqrt{(9,15 + 0,199)^2 + (6,85 + 0,16)^2} = 11,43 \text{ МВт}$$

Вариант 2

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_{TP})^2 + (Q_p + \Delta Q_{TP} - Q_{KB})^2} = \\ = \sqrt{(9,15 + 0,199)^2 + (4,85 + 0,16 - 5,8)^2} = 9,21 \text{ МВт}$$

Таблица 20 – Потери мощности сравниваемых вариантов

№ варианта	Технические данные трансформаторов	Коэффициент загрузки k	Активная мощность ΔP , кВт	Потери реактивной мощности ΔQ , кВар
1	ТДН-10000 кВА $S_H = 10000$ кВА $\Delta P_{xx} = 14,5$ кВт $\Delta P_{k3} = 85$ кВт $I_{xx} \% = 1,05$ % $U_{k3} \% = 7,5$	0,57	99,5	80
	В 2 ^х ТДН-10000 кВА		199	160
2	ТДН-10000 кВА $S_H = 10000$ кВА $\Delta P_{xx} = 14,5$ кВт $\Delta P_{k3} = 85$ кВт $I_{xx} \% = 1,05$ % $U_{k3} \% = 7,5$	0,45	99,5	80
	В 2 ^х ТДН-10000 кВА		199	160

Стоимость потерь электрической энергии в трансформаторах:

Вариант 1

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

$$= \left(2 \cdot 85 \cdot 0,57^2 \cdot 6471 + 2 \cdot 14,5 \cdot 8760 \right) \cdot 2,4 = 1467,5 \text{ тыс.руб.}$$

Вариант 2

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

$$= \left(2 \cdot 85 \cdot 0,45^2 \cdot 6471 + 2 \cdot 14,5 \cdot 8760 \right) \cdot 2,4 = 1003,6 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчётов приведённых затрат сводим в таблицу 21.

Таблица 21 – Результаты расчётов приведённых затрат

№	З = Р _н · К + +С тыс. руб.	Р _н	К тыс. руб.	С = С _а + С _{ро} + С _э			С тыс. руб.
				С _а тыс. руб.	С _{ро} тыс. руб.	С _э тыс. руб.	
1	9215	0,15	29350	1878	1467	1467,5	4812,5
2	9271,3	0,15	31318	2004	1566	1003,6	4573,6

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

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Социальная ответственность является одним из важнейших социально-экономических, санитарно-гигиенических и экологических мероприятий, направленных на обеспечение безопасных условий труда на подстанции 35/6кВ «Ягуновская».

Каждый работник имеет право на условия труда, отвечающие требованиям безопасности и гигиены, а администрация обязана внедрять современные средства техники безопасности, предупреждающие возникновение профессиональных заболеваний рабочих и служащих. В связи с этим в данном разделе дипломной работы рассмотрены вопросы социальной ответственности при монтаже силового оборудования на подстанции. В связи с этим в данном разделе рассмотрен анализ опасных и вредных факторов, предложены меры по устранению этих факторов или защиты от них. Рассмотрены вопросы экологической безопасности, чрезвычайных ситуаций и правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

5.1 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;

					ФЮРА. 140205.013 ПЗ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Е. Ю. Смирнов			СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		В.В.Троцкий							
Реценз.							64	98	
Консульт.		Ю.А. Амелькович				ТПУ ИнЭО, гр. 3-9002			

- повышенный уровень электромагнитных излучений;
- 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 $t^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность $\varphi, \%$;
- скорость движения воздуха $v, \text{ м/с}$;

- 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 22, при этом изменения температуры воздуха в течение смены не должны превышать 2°C и выходить за пределы величин, указанных в таблице 22.

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 22 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °C	Температура поверхностей, °C	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 23 – Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °C		Температура поверхности, °C	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптим. вел.	Диапазон выше оптим. вел.			Для диапазона температур воздуха ниже оптим. вел., не более	Для диапазона температур 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 24 [28]

Таблица 24 – 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 25 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).

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].

Таблица 26 – 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

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, противοшумные наушники, шлемοфоны 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.

5.2 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 27 – 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 28 – 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 незаизолированных 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 д.р.;

- 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.

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

гию: 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 [5].

- 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.

5.3 Расчет защитного заземления подстанции

Назначение защитного заземления состоит в том, чтобы обеспечить между корпусами защищаемого электрооборудования и землей электрическое со-

единение 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, коробка, 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 ней.

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

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

Конструктивное выполнение сети заземления подстанции.

Различают естественные и искусственные заземлители.

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

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

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

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

Чтобы избежать большой разности потенциалов во внешней части контура, особенно в местах входа и въезда в подстанцию, закладывают дополнительно две – три стальные полосы (в форме козырька) с настенным заглублени-

ем до 1,5 – 2 м; этим достигается более пологий спад потенциала и снижение напряжения шага.

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

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

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

Расчет заземляющих устройств

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 .

Удельное сопротивление промёрзшего грунта получается умножением удельного сопротивления грунта, измеренного в нормальных условиях (15°C и 10 – 20 % влажности), на поправочные коэффициенты.

Сопротивление растеканию одиночных электродов, R_3 , Ом, выполненных из вертикальных электродов из круглой арматурной стали или трубы, верхний конец ниже уровня земли:

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

Сопротивление растеканию горизонтальных электродов (R_3 , Ом), выполненных из полосовой стали:

$$R_{3.2} = \frac{0,366\rho}{l} \lg \frac{2l^2}{b \times t}$$

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

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:

$$R_{3.в.э} = \frac{R_{3.в}}{n \times \eta_в}$$

где n – число вертикальных электродов;

$\eta_в$ – коэффициент, учитывающий экранирование электродов соседними.

Сопротивление растеканию полосы с учётом экранирования

$$R_{3.2.э} = \frac{R_{3.2}}{\eta_2}$$

Полное сопротивление растеканию заземлителя:

$$R_3 = \frac{R_{3.в.э} \cdot R_{3.2.э}}{R_{3.в.э} + R_{3.2.э}}$$

Площадь территории подстанции составляет $38 \times 42 \text{ м}^2$. Предварительно принимаем количество вертикальных электродов – 40 шт. по периметру территории через 5 м.

Составляем расчетную модель заземлителя в виде прямоугольной сетки с площадью $S = 38 \times 42 = 1596 \text{ м}^2$.

Общая протяженность горизонтальных заземлителей сетки 160 м.

Грунт – насыпные грунты с сопротивлением растеканию 500 Ом·м – первый слой высотой 2 м; 900 Ом·м – второй слой.

ρ_{Σ} – эквивалентное сопротивление двух слоёв земли, определяемое по формуле:

$$\rho_{\Sigma} = \rho_1 (1 - e^{-\alpha h_1 / \sqrt{S}}) + \rho_2 (1 - e^{-\beta \sqrt{S} / h_1}) =$$

$$500 (1 - e^{-1.1 \frac{2}{\sqrt{1596}}}) + 900 (1 - e^{-0.3 \frac{2}{\sqrt{1596}}}) = 142,34 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

α, β – безразмерные коэффициенты, зависящие от соотношения удельных электрических сопротивлений слоёв земли;

$$\alpha = 1,1; \quad \beta = 0,3;$$

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:

$$\rho_{\text{расч.г}} = 5,5 \times 142,34 = 782,87 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

для вертикальных электродов:

$$\rho_{\text{расч.в}} = 1,65 \times 142,34 = 234,86 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

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

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

$$R_{\text{во}} = \frac{0,366 \times 234,86}{5} \times \left(\lg \frac{2 \times 5}{0,016} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \times 3,25 + 5}{4 \times 3,25 - 5} \right) = 51,1 \text{ Ом}$$

Принимаем примерное число вертикальных заземлителей $n = 40$, при коэффициенте использования $\eta_v = 0,5$ расположение вертикальных заземлителей по контуру:

Сопротивление вертикальных электродов:

$$R_{з.в.э} = \frac{R_{60}}{n \times \eta_v} = \frac{51,1}{40 \times 0,5} = 2,55 \text{ Ом}$$

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

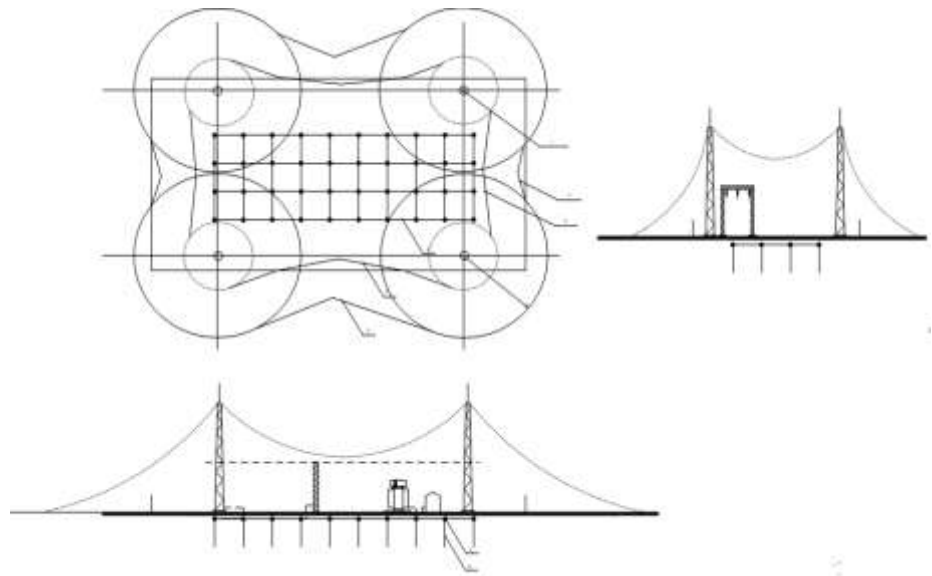


Рисунок 10 – Схема заземляющего устройства

Сопротивление растеканию горизонтального электрода по формуле:

$$R_{з.г.э} = \frac{1}{\eta_2} \times \frac{0,366 \rho}{l} \lg \frac{2l^2}{b \times t} = \frac{0,366 \times 782,87}{0,27 \times 160} \lg \frac{2 \times 160^2}{0,04 \times 0,7} = 41,5 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление растеканию искусственного заземлителя:

$$R_{з.и} = \frac{R_{з.в.э} \cdot R_{з.г.э}}{R_{з.в.э} + R_{з.г.э}} = \frac{2,55 \times 41,5}{2,55 + 41,5} = 2,4 \text{ Ом}$$

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

5.4 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 маслонаполненным 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. «Ориентировочно 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.

5.5 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 обязательна. 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 негорючих 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 29 указанием категорий по «взрывопожарной и пожарной безопасности»

Таблица 29 – Перечень помещений и зданий энергетических объектов

Наименование помещений	Условия производства, характеристика веществ и материалов в помещении	Категория помещения
Помещение щитов, пунктов управления(ЩЦУ, ГЩЦУ, БЩЦУ, МЩЦУ, ГРЩЦУ, 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:

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

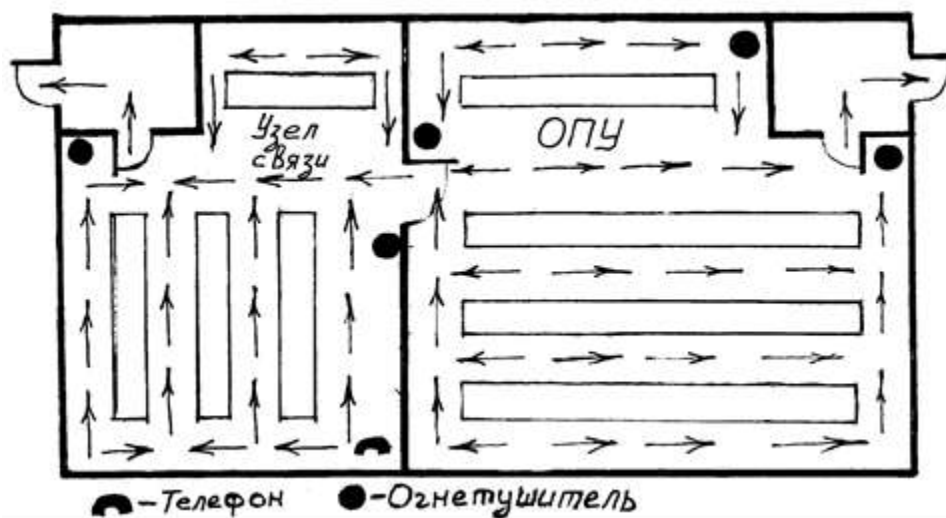


Рисунок 11 – План эвакуации

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.

5.6 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 практическим 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

В дипломной работе решена задача реконструкции ПС 35/6 кВ Ягуновская.

Увеличение мощности потребителей подключенных к ПС 35/6 кВ Ягуновская привело и необходимости замены силовых трансформаторов мощностью 6,3 МВА на 10 МВА. Кроме того, в работе решена задача выбора коммутационных аппаратов и измерительных трансформаторов, в частности были заменены устаревшие масляные выключатели на современные и более надежные элегазовые и вакуумные. Проверена перегрузочная способность выбранного оборудования и устойчивости при коротких замыканиях. Что показало правильность принятых решений.

В связи с изменением мощности подстанции и соответственно величины тока короткого замыкания, произведена корректировка уставок релейной защиты.

На основании расчета баланса мощности принято решение о необходимости установки конденсаторных батарей мощностью 1,44 МВар.

Выполнен расчет технико-экономического обоснования установки конденсаторных батарей КС2-1,05-60 для компенсации реактивной мощности. Так же был произведен расчет затрат на данный дипломный проект

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

					ФЮРА. 140205.013 ПЗ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Е. Ю. Смирнов			ЗАКЛЮЧЕНИЕ	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		В.В.Трощинский							
Реценз.							94	98	
Консульт.						ТПУ ИнЭО, гр. 3-9002			

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гук Ю.В. Теория надёжности в электроэнергетике: Учебное пособие для вузов. – СПб. Энергоатомиздат 1997
2. Дашковский А.Г. Вопросы охраны труда. Учебное пособие. – Томск: изд. ТПУ, 2002. – 192 с.
3. Дорошев К.И. Комплектные распределительные устройства 6-35 кВ. – М. Энергоиздат 2003.
4. Кокаревич Г.П. Пробой в вакууме и газе при пониженном давлении. Учебное пособие. – Томск: изд. ТПУ, 1994. – 116 с
5. Елгазин В.И. Расчёт защитного заземления. – Томск: изд. ТПУ, 1998. – 356 с.
6. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для ВУЗов.- М. Энергоатомиздат, 1989г.-252с.
7. Кабышев А.В., Климова Г.Н. Специальные вопросы электроснабжении – Томск: изд. ТПУ, 2009. – 183 с.
8. Князевский Б.А. Охрана труда в электроустановках. – М., Энергоатомиздат. 1983. – 336 с.
9. 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.
10. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности электроустановок потребителей. – 4-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 424 с: ил.
11. Правила устройства электроустановок Минэнерго России. – 6-е. изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 342 с: ил.

					<i>ФЮРА. 140205.013 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>	<i>Е. Ю. Смирнов</i>							
<i>Руковод.</i>	<i>В.В.Троцкий</i>						95	98
<i>Реценз.</i>						<i>ТПУ ИнЭО, гр. 3-9002</i>		
<i>Консульт.</i>								

12. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. Учебник для техникумов. 3-е изд., перераб. и доп. – М.
13. Рокотян С.С., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических систем. – М., Энергия, 1971. – 247 с
14. Усатенко С.Т., Каченюк Т.К., Терехов М.В. Выполнение электрических схем по ЕСКД: М. Издательство стандартов 1989.
15. Фабисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей – М. :Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 352 с Дорошев К.И. Комплектные распределительные устройства 6-35 кВ. – М. Энергоиздат 2003.
16. Чунихин А.А. Электрические аппараты высокого напряжения. Выключатели. Том 2. – М. 2002.
17. Шабад М.А. Расчёт релейной защиты и автоматики. – Л., Энергоатомиздат, 1985. – 296 с

ПРИЛОЖЕНИЕ А

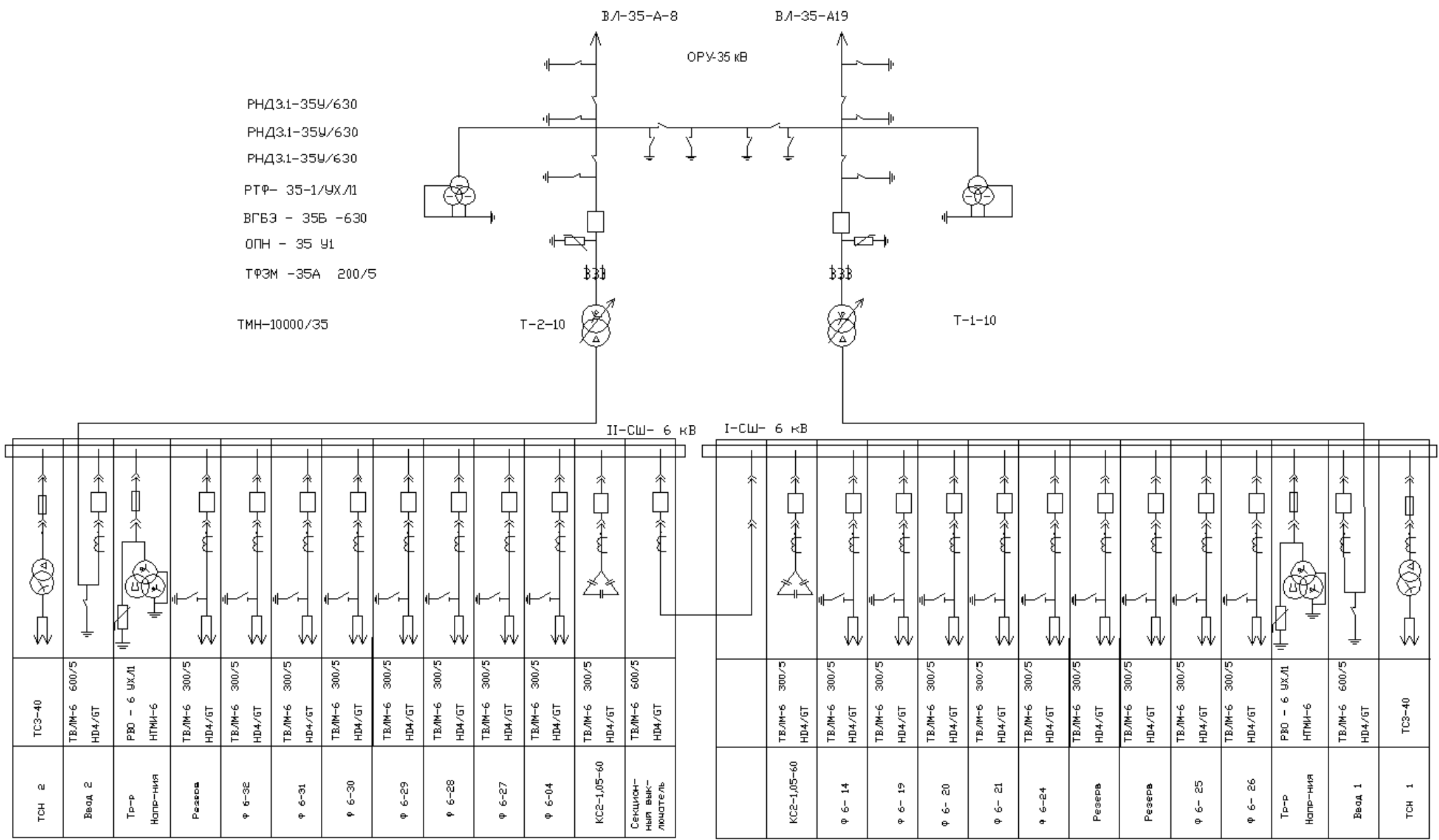
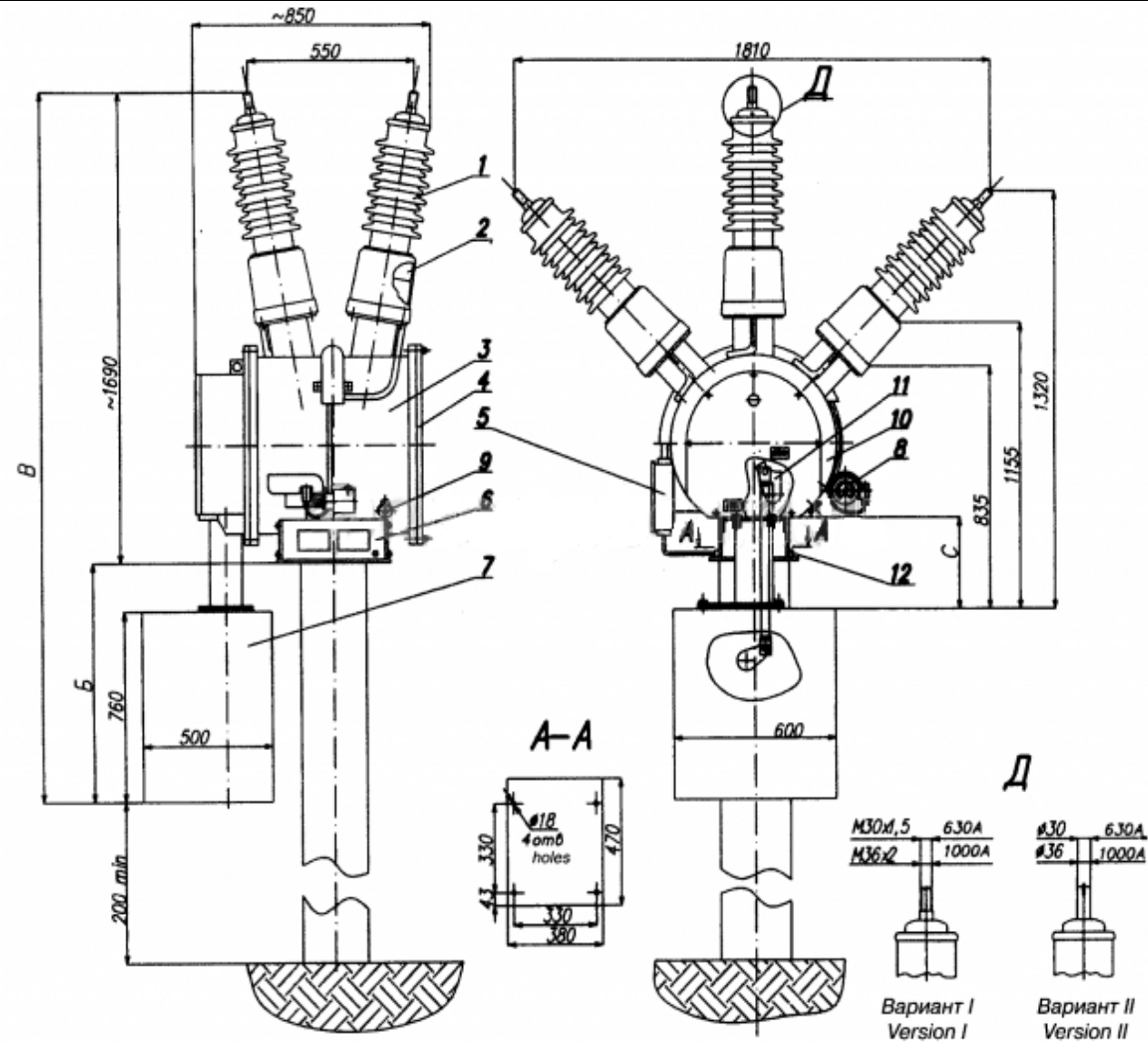


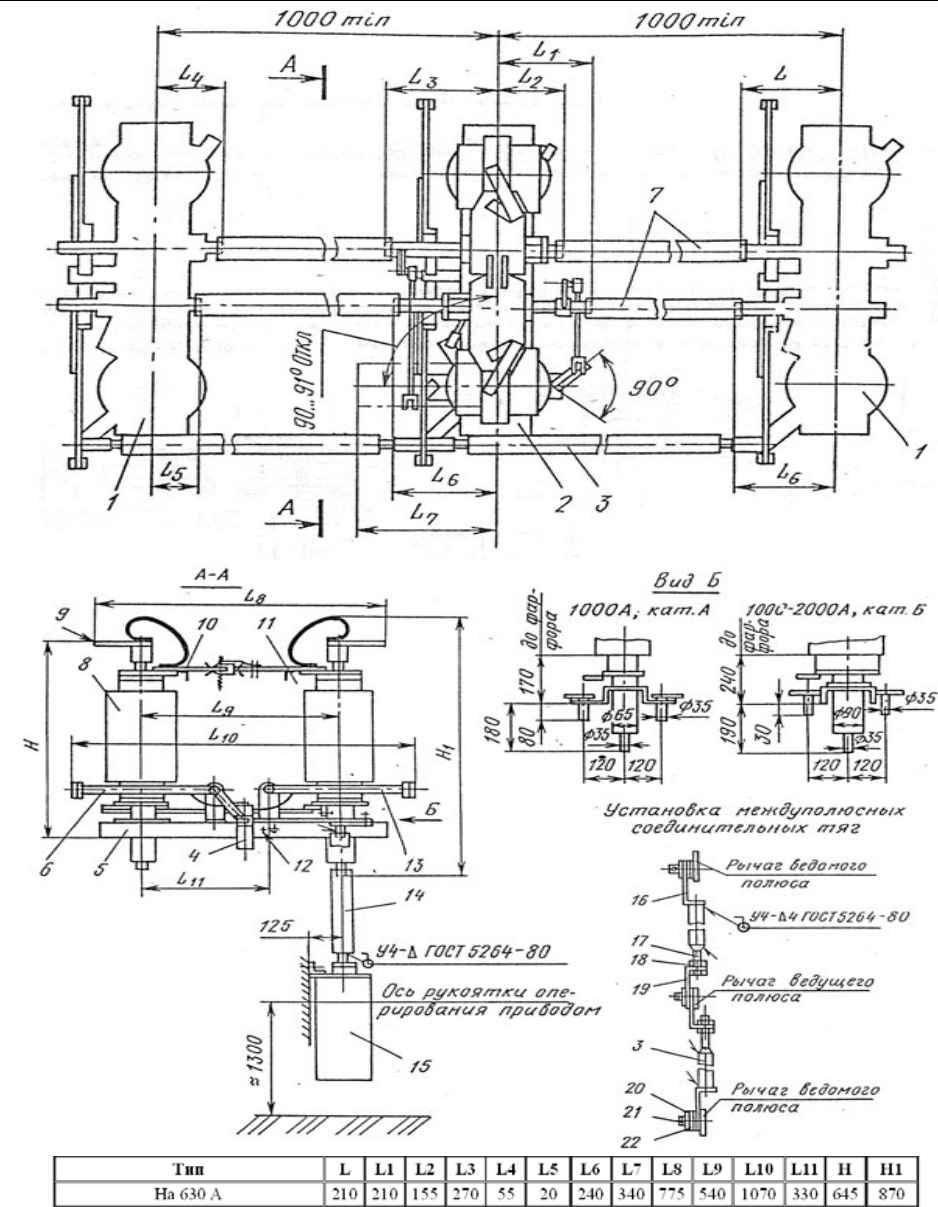
Схема ПС 110/6кВ Ягуновская после реконструкции

ПРИЛОЖЕНИЕ Б



1 - ввод; 2 - трансформатор тока; 3 - бак; 4 - фланец; 5 - клеммная коробка; 6 - устройство подогревательное; 7 - шкаф с приводом; 8 - сигнализатор плотности; 9 - клапан автономной герметизации; 10 - крышка; 11 - механизм; 12 - болт заземления.

Общий вид и габаритно-установочные размеры выключателя ВГБЭ-35



1 – полюс ведомый; 2 – полюс ведущий; 3 – труба 25 х3,2; 4 – контактный вывод заземляющего контура; 5 – цоколь; 6, 13 – ножи заземления; 7 – труба 45х6; 8 – изолятор; 9 – контактный вывод главного токоведущего контура; 10 контактный нож с ламелями; контактный нож без ламелей; 12 – болт заземления; 14 – труба 32х3,2; 15 – привод; 16, 19 – накладки; 17 – вставка; 18 – гайка М16; 20 – шайба 20х1; 21 – шплинт 5х28; 22 – шайба 20х4.

Общий вид и габаритно-установочные размеры разъединителя РНДЗ.1-35У/630