

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 «Центральная» 35/6 кВ в г. Томске
УДК 621.311.4-048.35(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9202	Михайлов Дмитрий Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Барская А.В.	К.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

Институт Электронного обучения

Специальность 140205 Электроэнергетические системы и сети

Кафедра Электрических сетей и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

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

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

дипломного проекта

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-9202	Михайлову Дмитрию Сергеевичу

Тема работы:

Реконструкция ПС «Центральная» 35/6 кВ в г. Томске

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

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

**Схема подстанции «Центральная» 35/6 кВ.
Мощности нагрузок на подстанции.**

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Реконструкция подстанции «Центральная» 35/6 кВ. Мероприятия по повышению уровня надёжности подстанции. Расчет затрат и выбор наиболее выгодного варианта. Социальная ответственность (производственная, пожарная и экологическая безопасность).
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Схема подстанции «Центральная» 35/6 кВ.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, кандидат технических наук Коршунова Л.А.
Социальная ответственность	Доцент, кандидат технических наук Амелькович Ю.А.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Барская А.В.	К.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9202	Михайлов Дмитрий Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО		
3-9202	Михайлову Дмитрию Сергеевичу		
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, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения); - опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы); - негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу); - чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера).	- Объект раздела: характеристика работ, операций, оборудования, условий выполнения рассматриваемого технологического процесса. - Обеспечение безопасности для выявленных опасных факторов: нормативные требования, которым удовлетворяет принятое к использованию оборудование и инструмент. Технические устройства обеспечения этих требований, ссылки на НТД.
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме.	- Анализ законодательных и нормативных актов по теме.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	- Перечень опасных и вредных факторов при выполнении работ, источником которых является выбранное оборудование и технологический процесс. - Обеспечение санитарно-гигиенических условий на рабочих местах и обеспечение требований нормативных документов к выявленным вредным факторам. Технические устройства обеспечения этих требований.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	- Обеспечение безопасности при аварийной ситуации. Средства защиты. Организационные, технические мероприятия.
3. Охрана окружающей среды: - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);	- Анализ выбросов в атмосферу, сбросов сточных вод, твёрдых отходов от рассматриваемой технологии. Дать решения по обеспечению экологической безопасности окружающей среды, ссылки на НТД.

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

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9202	Михайлов Дмитрий Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-9202	Михайлову Дмитрию Сергеевичу

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

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. *Этапы и график разработки и внедрения ИР*

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9202	Михайлов Дмитрий Сергеевич		

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
 высшего профессионального 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:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	<i>Введение. Исходные данные для реконструкции подстанции «Центральная» 35/6 кВ. Электротехнические решения</i>	
	<i>Техническое задание на разработку проекта по реконструкции подстанции «Центральная». Выбор и проверка основного оборудования.</i>	
	<i>Релейная защита и автоматика</i>	
	<i>Социальная ответственность</i>	
	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	
	<i>Капитальные ремонты оборудования</i>	
	<i>Заключение. Список использованных источников</i>	
	<i>Выполненный дипломный проект</i>	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Барская А.В.	К.т.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа 120 страниц, 22 таблиц, 20 источников, 2 приложения.

Ключевые слова: подстанция, трансформатор, выключатель, разъединитель, ОПУ, КРУ, трансформатор тока, токи короткого замыкания.

Целью работы является реконструкция ПС «Центральная» с учетом выбора современного оборудования российского производства.

В процессе работы проводился расчет токов короткого замыкания для замены оборудования с учетом роста нагрузок.

В целом можно сделать вывод о том, что данная работа может быть проделана по действующей схеме подстанции, замену оборудования можно производить поочередно без перебоя электроснабжения потребителей.

Основной проблемой рассматриваемого объекта является срок эксплуатации электрооборудования, ПС «Центральная» была запущена в 1960 году и в силу этого существует необходимость произвести модернизацию, оборудование подбиралось с учетом допустимого роста нагрузок.

Выпускная квалификационная работа выполнена с помощью программ Modus, MathCad, Microsoft Visio, Microsoft Excel и в текстовом редакторе Microsoft Word и представлена на компакт-диске (в конверте на обороте обложки).

Содержание

1	Описание объекта реконструкции	9
1.1	Характеристика предприятия	9
1.2	Характеристика объекта проектирования.....	13
1.3	Выбор схемы подстанции	16
2	Выбор и проверка основного оборудования	18
2.1	Условия выбора оборудования.....	18
2.2	Расчёт и выбор количества и мощности трансформаторов	19
2.3	Выбор сечения проводов и проверки выбранного сечения	23
2.4	Расчет токов короткого замыкания.....	24
2.4.1	Базисные условия	27
2.4.2	Сопротивления элементов системы электроснабжения в относительных единицах, приведенные к базисным условиям	27
2.4.3	Ток короткого замыкания в точках КЗ	28
2.4.4	Выбор выключателей	29
2.4.5	Выбор и проверка разъединителей выше 1000 В	36
2.4.6	Выбор и проверка ОПН	38
2.4.7	Выбор и проверка трансформаторов тока	40
2.4.8	Выбор конструкции РУ	43
2.4.9	Конструкция РУ 6 кВ	44
3	Релейная защита и автоматика	46
4	Социальная ответственность	57
4.1	Введение.....	57
4.2	Производственная безопасность	58
4.3	Расчет молниезащиты на ПС 35/6 «Центральная»	72
4.4	Экологическая безопасность	82
4.5	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	85
4.6	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	93
5	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	95
5.1	Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости	95
5.2.	Расчет затрат на проектирование	98
	Амортизационные отчисления сводим в таблицу 18.	99
5.3	Расчет приведенных затрат по вариантам с одинаковой надежностью	101
5.4	Расчет капитальных вложений	101
5.5	Расчет ежегодных эксплуатационных затрат	102
6	Ремонт силовых трансформаторов	107
7	Заключение	117
8	Список использованных источников.....	119
	Приложение А – Схема электрических соединений до реконструкции.....	119
	Приложение Б – Схема электрических соединений после реконструкции.....	11823

1 Описание объекта реконструкции

1.1 Характеристика предприятия

Публичное акционерное общество «Томская распределительная компания» (входит в группу компаний «Россети») - региональная энергетическая компания, обеспечивающая передачу и распределение электроэнергии на всей территории региона, а также по подключению новых потребителей к электрическим сетям Общества на территории Томской области площадью 316,9 тыс. кв. км и численностью населения 1074,4 тыс. человек [25].

В компанию входят три территориальных дирекции: «Центральные электрические сети», «Северные электрические сети», «Восточные электрические сети», расположенные в административных центрах региона, в состав которых включены 19 районов электрических сетей, а также два производственных отделения – по информационным технологиям и телекоммуникациям, и Центр управления сетями [25].

Публичное акционерное общество "Томская распределительная компания", созданное в результате реорганизации ОАО "Томскэнерго" в форме выделения, по решению внеочередного общего собрания акционеров от 10 сентября 2004 года, является его правопреемником в отношении части прав и обязанностей в соответствии с разделительным балансом. Государственная регистрация компании состоялась 31 марта 2005 года [25].

После реорганизации ОАО РАО "ЕЭС России" 52,025 % обыкновенных акций ПАО "ТРК" перешли по разделительному балансу ОАО "Холдинг МРСК" (в настоящее время - ПАО "Россети") [25].

					ФЮРА.140205.010 ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат			
Разраб.		Михайлов Д.С.			Описание объекта реконструкции	Лит.	Лист
Руковод.		Барская А.В.					9
Реценз.							124
Н.Контр						ТПУ ИДО гр. 3-9202	
Утвердил							

Вошедшее в данный холдинг ПАО "ТРК" призвано обеспечить реализацию на региональном уровне стратегию развития электросетевого комплекса Российской Федерации [25].

Публичное акционерное общество «Россети» (ПАО «Россети») – является одной из крупнейших электросетевых компаний в мире. Компания управляет 2,29 млн км линий электропередачи, 480 тыс. подстанций трансформаторной мощностью более 751 ГВА. В 2014 году полезный отпуск электроэнергии потребителям составил 715 млрд. кВт·ч. Численность персонала Группы компаний «Россети» - 218 тыс. человек. Имущественный комплекс ПАО «Россети» включает в себя 37 дочерних и зависимых общества, в том числе 14 межрегиональных и магистральную сетевую компанию. Контролирующим акционером является государство в лице Федерального агентства по управлению государственным имуществом РФ, владеющее 85,3 % долей в уставном капитале [25].

Общая протяженность воздушных линий электропередачи ПАО «ТРК» – 19378 км. На балансе ПАО «Томская распределительная компания » находятся 135 подстанций напряжением 35-110 кВ общей мощностью 3859 МВА и 3106 трансформаторных и распределительных подстанций напряжением 6 - 10 кВ [25].

Филиалы ПАО "ТРК" "Центральные электрические сети" (ЦЭС), "Северные электрические сети" (СЭС), "Восточные электрические сети" (ВЭС) осуществляют обслуживание сетей 110-35 кВ [25]:

ЛЭП-110 кВ - 3257,3 км

ПС-110 кВ - 68 шт. (2081,2 МВА)

ЛЭП-35 кВ - 1398 км

ПС-35 кВ - 57 шт. (601 МВА)

Кроме того, филиалы ЦЭС, СЭС, ВЭС занимаются обслуживанием распределительных сетей 10-0.4 кВ Томской области в следующих объемах:

Собственные сети:

ТП 10/0,4 кВ - 2094 шт.

ЛЭП 6-10 кВ - 6927,8 км

ЛЭП 0,4 кВ - 3144 км

Сети ОПП (в целях обеспечения надежности электроснабжения сельских потребителей сети, состоящие на балансе районных администраций, обслуживаются ПАО "ТРК " по договорам безвозмездного пользования):

ТП 10/0,4 кВ - 837 шт.

ЛЭП 6-10 кВ - 931 км

ЛЭП 0,4 кВ - 1819 км

Основной задачей филиала ЦЭС ПАО «ТРК» г. Томска являлось и является бесперебойное и надежное снабжение подключенных потребителей электроэнергией, с качеством, соответствующем ГОСТ-13109-97 с минимальными потерями электроэнергии, затратами трудовых и материальных ресурсов [25].

Стратегические приоритеты Общества ориентированы на реализацию Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации, утвержденной распоряжением Правительства РФ № 511-р от 3 апреля 2013 года. В их числе:

- обеспечение безопасного и устойчивого функционирования распределительного электросетевого комплекса Томской области;
- повышение надежности и качества реализуемых услуг;
- повышение операционной и инвестиционной эффективности;
- создание новой электросетевой инфраструктуры региона на основе инновационного масштабного технологического обновления;
- повышение инвестиционной привлекательности;

- повышение энергоэффективности;
- развитие социально ответственной деловой практики;
- повышение доступности электросетевой инфраструктуры.

Деятельность предприятия направлена на [25]:

1. Оперативное и эксплуатационное обслуживание, находящегося в ведении электрооборудования, линий электропередач, зданий и сооружений согласно действующих Правил, норм и инструкций в т.ч.:

- выполнение планово-предупредительных ремонтов;
- выполнение технического обслуживания;
- техническое перевооружение и модернизация морально и физически устаревшего оборудования;
- восстановление путем ремонта и реконструкции изношенных основных фондов;
- устранение недостатков и отступлений от действующих ПУЭ.

2. Снижение себестоимости передачи электроэнергии по находящимся в ведении предприятия электросетям путем:

- снижения технических потерь, улучшения эксплуатации, модернизации оборудования и электросетей;
- изготовления материалов, изделий оборудования собственными силами;
- совершенствования технологических процессов и организации производства, повышение производительности труда.

3. Поддержание качества передаваемой электроэнергии в допустимых ГОСТ пределах.

4. Расширение производственной базы предприятия.

5. Оказание услуг сторонним организациям города по выполнению электроснабжения объектов и разным видам работ, согласно выданной лицензии.

1.2 Характеристика объекта проектирования

Необходимость реконструкции ПС 35/6 кВ «Центральная» возникла в связи с развитием прилегающего городского района, ростом нагрузок и необходимости модернизации ПС «Центральная» в силу износа оборудования самой подстанции (год постройки и ввода в эксплуатацию 1960).

На ПС «Центральная» установлены два двухобмоточных трансформатора напряжением 35/6 кВ мощностью по 16000 кВ·А типа ТДН-16000-35/6 (1991 г. и 1987 г.) с регулированием напряжения под нагрузкой.

Реконструируемая подстанция «Центральная» располагается в центре города Томска по адресу ул. Киевская, 95. На площадке предусматривается расположение объектов подстанции: трансформаторы, масляные выключатели, здание ОПУ совмещенное с КРУ-6кВ, молниеотвода, маслосборника, ячейковые порталы а также другое оборудование.

На напряжение 6кВ принята одна двухрядная секционированная выключателем на две секции система сборных шин.

Панели управления, защиты, автоматики и сигнализации установлены на главном щите управления, панели щита собственных нужд, шкаф питания оперативного тока (ШОТ) размещаются в здании ОПУ.

На стороне 35кВ установлены масляные выключатели типа МКП-35/1000, введенные в работу с 1963 года и трансформаторы тока наружной установки ТВД-35 1963 года производства, разъединители РЛНД-2-35/600 и РЛН-1-35/600 1963 года производства «Уралэлектроаппарат», также установлены РВС-35 1963 года производства.

Распределительное устройство 6 кВ укомплектовано секционным выключателем ВВ/TEL-10-31,5/2000 (ввод в эксплуатацию 2012 год) и

двумя вводными выключателями ВВ/TEL-10-20/1600 (ввод в эксплуатацию 2012 год), на отходящих линиях установлены масляные выключатели типа ВМГ-133/600, введенных в эксплуатацию с 1963 года.

Для питания потребителей собственных нужд подстанции предусматриваются трансформаторы собственных нужд ТМ-100-35/0,23 кВ, а также двух трансформаторов собственных нужд ТМ-100-6/0,23 кВ, устанавливаемых шкафах КРУ и подключаемых к шинам 6кВ.

В качестве оперативного тока на подстанции принят постоянный через выпрямители постоянный ток напряжением 220В.

Управление выключателями вводов 35 и 6кВ, секционными выключателями 6кВ, осуществляется ключами управления, установленными на панелях щита управления в помещении ОПУ; выключателями отходящих линий 6кВ – ключами, установленными в соответствующих шкафах КРУ-6.

Устройства релейной защиты и автоматики присоединений 6кВ размещаются в релейных отсеках шкафов КРУ-6. Защиты трансформатора выполнены на панелях расположенные в ОПУ.

Релейная защита и автоматика элементов подстанции выполнена в соответствии с ПУЭ и руководящими указаниями. На силовом трансформаторе предусматриваются следующие виды защит:

продольная дифференциальная токовая защита;

максимальная токовая защита;

защита от перегрузки;

газовая защита;

защита от понижения уровня и перегрева масла;

На вводах и секционных выключателях 6кВ предусматривается максимальная токовая защита (МТЗ).

На отходящих линиях 6кВ – токовая отсечка, МТЗ и токовая защита нулевой последовательности с выдержкой времени.

На шинах 6кВ предусматривается логическая защита шин.

На подстанции предусматривается следующий объем автоматизации:
автоматический ввод резервного питания (АВР) на секционных выключателях 6кВ;

автоматическая частотная разгрузка отходящих линий 6кВ;

автоматическое повторное включение отходящих линий и шин 6кВ;

автоматическое включение и отключение охлаждающего устройства трансформаторов;

регулирование напряжения силовых трансформаторов под нагрузкой;

В шкафах КРУ-6 предусматривается защита от дуговых замыканий, выполненная с системы ОВОД. На подстанции предусматривается автоматизированная система учета электроэнергии. Коммерческий учет электроэнергии выполняется на вводах 35кВ и 6кВ и на отходящих линиях 6кВ, с применением счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03. Счетчики устанавливаются в шкафах в здании ОПУ. Измерения тока и напряжения выполняются с помощью амперметров и вольтметров, устанавливаемых на панелях управления в помещении ОПУ.

На подстанции предусматривается телеизмерения тока, напряжения, активной и реактивной мощности с помощью соответствующих преобразователей и телесигнализация. Решения по телемеханике.

Обслуживание подстанции принимается с дежурством оперативно-выездной бригады (ОВБ) на базе.

На подстанции предусмотрена звуковая и световая сигнализация, а также организация сигналов «авария» и «неисправность» на панели центральной сигнализации, устанавливаемой в помещении ОПУ на пульте управления.

Защита подстанции от прямых ударов молнии осуществляется при помощи отдельно стоящих молниеотводов на приемных порталах 35 кВ. По данным отчета о геологических изысканиях подстанция

располагается в зоне с удельным сопротивлением грунта 100 Ом·м. Для обеспечения безопасности работы персонала на подстанции предусматривается выполнение контура заземления с выравнивающей сеткой.

Подстанция располагается в городе в районе с I степенью загрязнения атмосферы в соответствии с ПУЭ гл. 1-9. Оборудование ОРУ-35, 6кВ и силовые трансформаторы приняты с нормальной изоляцией. Подстанция состоит из:

- двух силовых трансформаторов;
- ОРУ-35кВ
- здание ОПУ совмещенное с КРУ -6;

Силовые трансформаторы устанавливаются на фундаментах с маслоприемниками, рассчитанными на полный объем масла.

Ремонт и ревизия трансформаторов осуществляется непосредственно на подстанции с помощью автокранов. Аварийный слив масла от силовых трансформаторов предусматривается в подземный маслоуловитель (маслоприемная емкость).

Прокладка кабелей в ОРУ-35, наземным кабельным лоткам:

- в КРУ-6 и ОПУ лоткам, расположенным в кабельном этаже.

1.3 Выбор схемы подстанции

При построении схемы подстанции руководствуются следующими принципами [1]:

1. Выбор элементов схемы осуществляется из условия их постоянной работы под нагрузкой.

2. Предусматривается отдельная работа параллельных цепей схемы (ЛЭП, трансформаторов и т. д.). При этом снижаются токи КЗ, упрощаются коммутация и релейная защита подстанции.

Надежность системы электроснабжения определяется её свойством осуществлять производство, преобразование, передачу и распределение электроэнергии с целью бесперебойного электроснабжения потребителей качественной электроэнергией.

Надёжность электроснабжения определяется числом независимых источников питания и схемой электроснабжения.

Независимым источником питания называется источник питания, на котором сохраняется напряжение в пределах, регламентируемых ПУЭ для после аварийного режима, при исчезновении его на другом источнике питания этого электроприёмника.

Независимый источник питания:

две секции или системы шин одной или двух электростанций и подстанций при одновременном соблюдении следующих двух условий:

1. Каждая из секций или систем шин в свою очередь имеет питание от независимого источника питания;
2. Секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной из секций (систем) шин.

Реконструированная подстанция выполнена по схеме с ОРУ 35кВ и КРУ 6 кВ. ОРУ 35кВ выполнено по схеме «два блока с выключателями и автоматической перемычкой (выключателем) в сторону линии» (3 выключателя 35 кВ), 2 ВЛ 35кВ. На напряжение 6 кВ принята одна двухрядная секционированная выключателем на две секции система сборных шин.

2 Выбор и проверка основного оборудования

2.1 Условия выбора оборудования

Выбор параметров основного электротехнического оборудования подстанции выполнен исходя из условий окружающей среды, приведенных в таблице 1.

Таблица 1 – Условия окружающей среды

Наименование	Значение
1 Сейсмичность площадки, баллы по шкале MSK-64	6
2 Число грозových часов в году, час	40-60
3 Степень загрязнённости атмосферы (1.9.28÷1.9.43 ПУЭ)	1
4 Средний из ежегодных абсолютных минимумов температуры, °С	минус 40
5 Верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С	плюс 39,4
6 Нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С	минус 55
7 Толщина стенки гололёда, мм	15
8 Скорость ветра при наличии гололёда, м/с	12
9 Скорость ветра при отсутствии гололёда, м/с	25

- максимального длительного тока в нормальных, послеаварийных и ремонтных режимах;
- напряжения присоединений;
- отключающей способности оборудования;
- термической и электродинамической стойкости к токам короткого замыкания.

					ФЮРА.140205.010 ПЗ								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Выбор и проверка основного оборудования				Лит.	Лист	Листов		
Разраб.		Михайлов Д.С.										18	124
Руковод.		Барская А.В.							ТПУ ИДО гр. 3-9202				
Реценз.													
Н.Контр													
Утвердил													

Ошиновка распределительных устройств выбрана исходя из следующих условий:

- максимального длительного тока присоединений;
- стойкости к токам трехфазного короткого замыкания;
- условий коронирования;
- однотипности ошиновки с ошиновкой, принятой на ПС «Центральная».

Выбранное оборудование должно соответствовать Российским стандартам, быть сертифицированным в установленном порядке и обеспечивать безопасность работы обслуживающего персонала [6].

2.2 Расчёт и выбор количества и мощности трансформаторов

Выбор типа трансформаторов производится с учётом условий их установки, охлаждения, температуры и состояния окружающей среды. Трансформаторы на напряжение 35 кВ и выше устанавливаются на открытом воздухе, изготавливаются только с масляным охлаждением. При загрязнённой атмосфере используют усиленный ввод.

В районе в котором будет построена ПС «Центральная» присутствует как и коммунально-бытовой сектор так и промышленные предприятия. Максимальная мощность на час зимнего максимума составляет 12,5 МВт с учетом предполагаемых подключений 5 МВт суммарную мощность принимаем 17,5 МВт, а $\cos\varphi=0,83$. Так как подключаемые потребители относятся ко 2 категории, то устанавливаем на ПС 2 трансформатора.

Электроприемники второй категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей [3].

Электроприемники второй категории в нормальных режимах должны

Обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. Для электроприемников второй категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады [3].

Произведём расчет мощности трансформаторов необходимых для установки на ПС.

$$S_{\text{расч.тр-ра}} = \frac{P}{\cos\varphi \cdot \beta \cdot (n - 1)} = \frac{17,5}{0,83 \cdot 1,4 \cdot 1} = 15,06 \text{ МВт} \quad (1)$$

Где $S_{\text{расч.тр-ра}}$ – расчетная мощность трансформатора, МВа

Принимаем трансформатор ТДН-16000-35/6

Характеристики трансформатора приведены в таблице 2 [4].

Таблица 2– Характеристики трансформатора

Технические характеристики (наименование параметра)	Требования (значение параметра)
1 Основные технические характеристики	*
1.1 Изготовитель	ОАО «Трансформатор» г. Тольяти
1.2 Тип (масляный, сухой)	-
1.3 Номинальная мощность, кВА	16000
1.4 Номинальное напряжение сети, кВ	35
1.5 Номинальное напряжение первичной и вторичной обмоток, кВ	36,75/6,3
1.6 Схема и группа соединения обмоток	Ун/D-11
1.7 Частота тока, Гц	50
1.8 Напряжение короткого замыкания, %,	8

1.9 Способ регулирования напряжения (РПН, ПБВ)	РПН
1.10. Диапазон регулирования	$\pm 9 \times 1,78\%$
1.11 Ток холостого хода, %, не более	0,7%
1.12 Вид системы охлаждения (естественное воздушное, естественное масляное)	Д (естественное дутье)
1.13 Потери холостого хода, кВт,	21
1.14 Потери КЗ, кВт,	120
1.15 Сопротивление изоляции обмоток при температуре окружающего воздуха 25С, -10С, Мом: - обмотки ВН - обмотки НН	
1.16 Климатическое исполнение (УХЛ) и категория размещения по ГОСТ 15150-69, 15543.1-70 а) Температура окружающего воздуха, предельная, С - верхняя рабочая (абсолютный максимум) - нижняя рабочая (абсолютный минимум) - средний из ежегодных абсолютных минимумов б) Толщина корки льда при гололеде, мм в) Скорость ветра при гололеде, м/с г) Скорость ветра при отсутствия гололеда, м/с	УХЛ1 +33 -64 -50 15 14,5 29
1.17 Высота над уровнем моря, м	1000
1.18 Сейсмостойкость по шкале MSK, баллов	6

1.19 Стойкость при коротком замыкании, кА	По п3.3 ГОСТ 11677 -
1.20 Длительность короткого замыкания в обмотках трансформатора, с	- По п3.3 ГОСТ 11677
2.Технические требования:	*
2.1 Технические требования к конструкции, изготовлению и материалам по ГОСТ 11677 -конструкция для продольного и поперечного перемещения - трансформатора -подсоединение (кабельное, шинами) - наличие защитных устройств - требования к баку и расположению вводов - требования к запорной арматуре - требования к КИП	фундамент, без рельсовых путей* шинами по ГОСТ 11920
2.2 Требования к изоляции по ГОСТ 1516.3-96, уровень изоляции «б» (да, нет): -испытательное напряжение грозового импульса, кВ - относительно земли и между контактами - одноминутное испытательное напряжение промышленной частоты в сухом состоянии /под дождем, кВ -относительно земли	*
2.3 Допустимые перегрузки (кратность и длительность)	*
2.4 Допустимые повышения напряжения промышленной частоты: - при номинальной мощности, % - эпизодически (но не более 6 ч. В сутки), %, не более	
2.5 Габариты, мм	5950x3750
2.6 Масса полная/масла/транспорта, т	52

3 Требования экологии: -уровень звука трансформаторов не должен превышать, дБА	*
4 Требования надежности: - срок гарантийного обслуживания, лет - срок службы трансформатора, лет	*
5 Требования по безопасности:	*
5.1 Наличие Российских Сертификатов безопасности	*
5.2 Номер и дата ТУ, согласованных с РАО «ЕЭС России» или ОАО «ФСК ЕЭС»	*

Примечания:

1 Параметры, отмеченные *, должны быть представлены изготовителем.

2 Во всем неоговоренном трансформаторы должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 51559-2000 [4].

2.3 Выбор сечения проводов и проверки выбранного сечения

При проектировании ВЛ напряжением до 500 кВт включительно выбор сечения проводов производится по нормированным показателям. В качестве таких показателей используются нормированные значения экономической плотности тока [2].

2.3.1 Проверка основных линий ВЛ 35 кВ 3501 и ВЛ 35 кВ 3508.

Так как при строительстве основных линий производилась проверка по на корону, на механическую прочность, проверка на допустимые потери и отклонение напряжения-эти проверки проводить не будем, проведем проверку по нагреву. Применяемый провод АС150/24.Ток, который протекает по линии, рассчитывается в ремонтном режиме[2]:

$$I_{\text{лин}} = \frac{P_{\text{сум}}}{U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3} \cdot 1} \quad (2)$$

$$I_{\text{лин}} = \frac{17,5}{35 \cdot \sqrt{3} \cdot 1} = 289(\text{А})$$

$I_{\text{доп-для AC150/24}}=450\text{А} > I_{\text{лин}} = 289(\text{А})$ - проверка пройдена.

2.4 Расчет токов короткого замыкания

Коротким замыканием (КЗ) называется соединение токоведущих частей разных фаз или потенциалов между собой или с корпусом оборудования, соединенного с землей, в сетях электроснабжения или в электроприемниках. Короткое замыкание может возникнуть по различным причинам, например, ухудшение сопротивления изоляции: во влажной или химически активной среде; при недопустимом нагреве или охлаждении изоляции; механическом нарушении изоляции. Короткое замыкание также может возникнуть в результате ошибочных действий персонала при эксплуатации, обслуживании или ремонте и т.д.

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) необходим для выбора аппаратов и проводников, их проверки по условиям термической и электродинамической стойкости при КЗ, для определения параметров срабатывания, проверки чувствительности и согласования действия устройств релейной защиты электроустановок [1].

Расчет токов КЗ производится с целью определения токов, протекающих по участкам сети, и остаточных напряжений в момент возможного короткого замыкания в расчетных точках. Выбор расчетных точек производится на основе анализа схемы электроснабжения с целью нахождения наиболее неблагоприятных условий повреждений, определяющих выбор аппаратов и проводников [1].

Как правило, расчетными точками являются выводы высшего напряжения понижающих трансформаторов, участки между выводами

низшего напряжения трансформаторов и реакторами, сборные шины распределительных устройств, выводы электроприёмников, выводы выключателей отходящих линий [1].

За расчетные условия приняты наиболее тяжелые, но достаточно вероятные условия, в которых может оказаться тот или иной элемент электрической сети. Они находят отражение в расчетной схеме.

В электроустановках напряжение выше 1000В учитывают индуктивное сопротивление генераторов, компенсаторов, двигателей, силовых трансформаторов и автотрансформаторов, реакторов, воздушных и кабельных линий. Активное сопротивление следует учитывать только для воздушных и кабельных линий большой протяженности и малых сечений. С большими активными сопротивлениями.

В сетях высокого напряжения расчет токов короткого замыкания выполняют в относительных единицах приведенных к базисным условиям. В качестве базисных величин принимаем базисную мощность S_b и базисное напряжение $U_b = U_c$ (U_c берется на 5% выше номинального напряжения).

Расчетная схема для определения токов КЗ представляет схему в однолинейном исполнении, в которую введены трансформаторы, токопроводы, воздушные и кабельные линии, связывающие источники питания с местом КЗ, приведена на рисунке 1. Схема замещения приведена на рисунке 2.

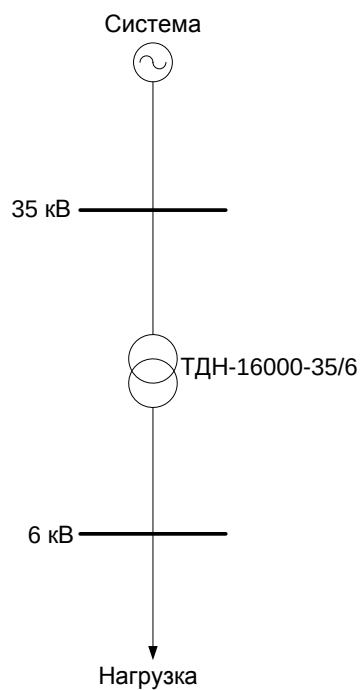


Рисунок 1 - Расчетная схема

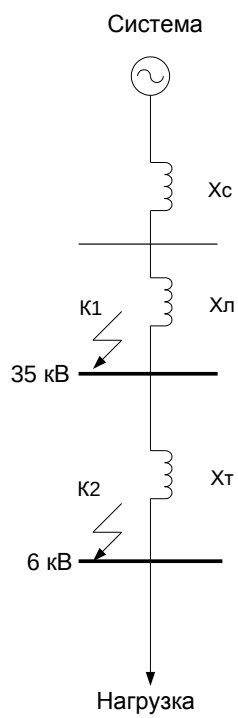


Рисунок 2 - Схема замещения

2.4.1 Базисные условия

Принимаем:

$$S_6 = 1000 \text{ МВА};$$

$$U_{61} = 35 \text{ кВ};$$

$$U_{62} = 6.3 \text{ кВ}.$$

Базисный ток определится по формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (3)$$

Тогда базисные токи определяются:

$$I_{61} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 16,52 \text{ кА}$$

$$I_{62} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,75 \text{ кА}$$

2.4.2 Сопротивления элементов системы электроснабжения в относительных единицах, приведенные к базисным условиям

Мощность энергосистемы $S_k = 7800 \text{ МВА}$ такую систему считаем удаленной от шин потребителя на сопротивление X_c . Тогда сопротивление системы в относительных единицах, приведенных к базисным условиям, определится:

$$Z_{*c} = \frac{S_6}{S_k} = \frac{1000}{7800} = 0,128 \text{ о. е.}$$

Определим сопротивление двухобмоточного трансформатора:

$$X_{*T} = \frac{u_k^{\%} \cdot S_6}{100 \cdot S_T} = \frac{8 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 5 \text{ о. е.}$$

Определим активное и индуктивное сопротивление линий выполненных проводом АС-150/24 приведенного участка и сведем в таблицу 3.

Таблица 3 – Сопротивление линий

№ ЛЭП	L ЛЭП, км	X, Ом	R, Ом	Z, Ом
3501	4,2	1,705	0,857	1,908
3508	4,2	1,705	0,857	1,908

Приведем сопротивление линии к относительным единицам:

$$Z_{*л} = Z_{л} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = 1,908 \cdot \frac{1000}{35^2} = 1,557 \text{ о. е} \quad (4)$$

2.4.3 Ток короткого замыкания в точках КЗ

Результирующие сопротивления цепи КЗ составит:

$$Z_{рез} = X_{*с} + Z_{*л} \quad (5)$$

$$Z_{рез1} = 0,128 + 1,557 = 1,685. \text{ е}$$

Ток короткого замыкания в точке К1:

$$I_{к1} = \frac{I_{61}}{Z_{рез1}} = \frac{16,52}{1,685} = 9,81 \text{ кА} \quad (6)$$

Ударный ток определится по формуле:

$$I_y = \sqrt{2} \cdot I_{к1} \cdot K_{y1} \quad (7)$$

Где K_y – ударный коэффициент.

Значение ударного коэффициента определится по формуле:

$$K_{y1} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a1}}} \quad (8)$$

Где T_a значение постоянной времени.

Найдем значение постоянной времени по формуле:

$$T_{a1} = \frac{X_{сум1}}{\omega \cdot R_{сум1}} = \frac{1,816}{314 \cdot 0,857} = 0,007 \text{ с}$$

$$K_{y1} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,007}} = 1,239$$

$$I_{y1} = \sqrt{2} \cdot 9,81 \cdot 1,239 = 17,189 \text{ кА}$$

Наибольшее действующее значение полного тока КЗ за первый период переходного процесса:

$$I_{y,д1} = K_{\infty 1} \cdot I_{k1} \quad (9)$$

$$K_{\infty 1} = \sqrt{1 + 2(K_{y1} - 1)^2} = \sqrt{1 + 2(1,239 - 1)^2} = 1,056$$

$$I_{y,д1} = 1,056 \cdot 9,81 = 10,355 \text{ кА}$$

Мощность короткого замыкания в точке К1:

$$S_{K1} = \frac{1000}{1,685} = 593,5 \text{ МВт}$$

2.3.4 Ток короткого замыкания в точке К2.

$$Z_{рез2} = Z_{рез1} + X_{*T} = 1,685 + 5 = 6,685 \text{ о. е}$$

$$I_{k2} = \frac{I_{\phi 2}}{Z_{рез2}} = \frac{91,75}{6,685} = 13,73 \text{ кА}$$

Найдем ударный ток в точке 2 :

$$T_{a2} = \frac{X_{сум2}}{\omega \cdot R_{сум2}} = \frac{9,216}{314 \cdot 0,857} = 0,034 \text{ с}$$

$$K_{y2} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,034}} = 1,052$$

$$I_{y2} = \sqrt{2} \cdot 1,052 \cdot 13,73 = 28,88 \text{ кА}$$

2.4.4 Выбор выключателей

Выключатели выбирают по номинальным значениям напряжения и тока, роду установки и условиям работы, конструктивному выполнению, отключающей способности. Выбранные выключатели проверяют на электродинамическую и термическую устойчивость при токах КЗ и на предельный ток включения [1].

Расчётный ток, А

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (10)$$

где U_H - номинальное линейное напряжение, кВ.

Расчётный ток термической устойчивости за время $t_{нту}$ кА

$$I_{р.ту} = I_{\infty} \sqrt{\frac{t_{\Pi}}{t_{нту}}} \quad (11)$$

где I_{∞} установившийся ток КЗ, кА;

$t_{нту}$ - время, к которому отнесен номинальный ток термической устойчивости $t_{нту}$ (по данным завода - изготовителя);

t_{Π} - приведенное время действия КЗ, с.

$$t_{\Pi} = t_{\Pi\Pi} + t_{\Pi\alpha} \quad (12)$$

где $t_{\Pi\Pi}$ - приведенное время действия для периодической слагающей тока КЗ, с;

$t_{\Pi\alpha}$ - приведенное время действия для аperiodической слагающей тока КЗ, с

Приведенное время действия для периодической слагающей тока КЗ, с

$$t_{\Pi\Pi} = t_{отк} = t_{\text{в}} + t_{\text{з}} \quad (13)$$

где $t_{отк}$ - действительное время отключения КЗ, с;

$t_{\text{в}}$ - время отключения выключателя (интервал времени от момента подачи релейной защитой импульса на катушку отключения до полного расхождения контактов выключателя), с.

$t_{\text{з}}$ - время срабатывания основной защиты от КЗ (принимаем $t_{\text{з}} = 0,002\text{с}$)

Время отключения выключателя $t_{\text{в}}$ принимается по данным технической характеристики выключателей.

Приведенное время действия для аperiodической слагающей тока КЗ,

$$t_{\Pi\alpha} = 0,05 \cdot \beta^{''2}$$

$$\beta^{''2} = \frac{I''}{I_{\infty}} \quad (14)$$

где I'' - действующее значение периодической слагающей тока КЗ в начальный момент времени, кА.

Так как в системе неограниченной мощности $I_\infty = I'' = I_{\text{КЗ}}$, то $\beta'' = 1$,
 $t_{\text{па}} = 0,05\text{с}$.

2.4.4.1 Выбор и проверка выключателей на стороне 35 кВ:

Определим приведенное время действия КЗ:

$$t_{\text{п}} = t_{\text{пп}} + t_{\text{па}} = 0,11 + 0,05 = 0,16\text{с}$$

Определим приведенное время действия для периодической слагающей тока КЗ:

$$t_{\text{пп}} = t_{\text{отк}} = t_{\text{в}} + t_{\text{з}} = 0,06 + 0,05 = 11\text{с}$$

Определим приведенное время действия для апериодической слагающей тока КЗ:

$$t_{\text{па}} = 0,05 \cdot \beta''^2 = 0,05 \cdot \beta''^2 = 0,05\text{с}$$

Где

$$\beta''^2 = \frac{I''}{I_\infty} = \frac{9,81}{9,81} = 1$$

Определим ток термической устойчивости:

$$I_{\text{ту}} = I_\infty \sqrt{\frac{t_{\text{п}}}{t_{\text{нту}}}} = 9,81 \cdot \sqrt{\frac{0,16}{3}} = 2,26\text{кА} \quad (15)$$

Расчётный ток определится по формуле:

$$I_p = \frac{S_m}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 264,2\text{ А} \quad (16)$$

По полученным расчетным значениям выбираем выключатель в таблице 4.

Таблица 4 - Выбор и проверка выключателя

Техническая характеристика выключателя	Условие выбора и проверки	ВБНТ-35/630 УХЛ1	
		Расчетные данные	Каталож ные данные
Номинальное напряжение, $U_{НВ}$, кВ	$U_{НВ} \geq U_H$	35	35
Наибольший длительный ток, $I_{РН}$, А	$I_{РН} \geq I_P$	264,2	630
Номинальный ток отключения, $I_{НО}$, кА	$I_{НО} \geq I_{РО}$	9,81	20
Номинальный ток электродинамической устойчивости (допустимый ударный ток при КЗ), $i_{нд}$, кА	$i_{нд} \geq I_y$	17,189	52
Ток термической устойчивости, $I_{ТУ}$, кА за время $t_{нту}$	$I_{ТУВ} \geq I_{ТУ}$	2,26	20

Вакуумные выключатели наружной установки на 35 кВ со встроенными трансформаторами тока типа ВБНТ35-20/630 УХЛ1 предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также для работы в стандартных циклах при АПВ в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц. Выключатели могут работать в диапазоне климатических условий: нижнее рабочее значение температуры воздуха - минус 40°C, верхнее рабочее значение температуры воздуха - плюс 40°C. Выключатель представляет собой аппарат, состоящий из трех полюсов, пружинного привода (на постоянном или переменном токе), размещенного в шкафу управления, и шести встроенных трансформаторов тока типа ТВ-35-II [4].

Каждый трансформатор тока рассчитан на диапазон первичных номинальных токов от 50 до 600А и имеет отпайки для целей защиты и измерений; переключение отводов для изменения коэффициента трансформации производится без разборки выключателя. Такая конструкция позволит отказаться от приобретения отдельно стоящих трансформаторов тока. Технические характеристики выбранного вакуумного выключателя выключателя ВБНТ-35/630 УХЛ 1 укажем в таблице 5 [4].

Таблица 5 – Технические характеристики выключателя ВБНТ-35/630

Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, Кв	40.5
Номинальный ток, А	630
Номинальный ток отключения, кА	20
Номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %, не более	30
Ток термической стойкости, кА	20
Сквозной ток короткого замыкания, кА:	
- начальное действующее значение периодической составляющей	20
- наибольший пик	52
Собственное время отключения, сек, не более	0.05
Полное время отключения, сек, не более	0.07
Собственное время включения, сек, не более	0.06
Механический ресурс, циклов В-О	7500
Коммутационная износостойкость, циклов "ВО":	
при номинальном токе	7500
при 60% номинального тока отключения	100
Срок службы, лет	25
Масса трансформаторного масла, кг	180
Масса, кг	800

2.4.4.2 Выбор и проверка выключателей на стороне 6 кВ:

Определим приведенное время действия КЗ:

$$t_{\pi} = t_{\pi\pi} + t_{\pi a} = 0,11 + 0,05 = 0,16\text{с}$$

Определим приведенное время действия для периодической слагающей тока КЗ:

$$t_{\pi\pi} = t_{\text{отк}} = t_{\text{в}} + t_{\text{з}} = 0,06 + 0,05 = 11\text{с}$$

Определим приведенное время действия для апериодической слагающей тока КЗ:

$$t_{\pi a} = 0,05 \cdot \beta'^2 = 0,05 \cdot \beta'^2 = 0,05\text{с}$$

где

$$\beta'^2 = \frac{I''}{I_{\infty}} = \frac{13,73}{13,73} = 1$$

Определим ток термической устойчивости

$$I_{\text{ту}} = I_{\infty} \sqrt{\frac{t_{\pi}}{t_{\text{нту}}}} = 13,73 \cdot \sqrt{\frac{0,16}{3}} = 3,17\text{кА}$$

Расчётный ток определится по формуле:

$$I_p = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1468 \text{ А}$$

Выбор и проверку выключателя проводим исходя из расчетных и каталожных данных в таблице 6 [4].

Таблица 6 – Выбор и проверка выключателя

Техническая характеристика выключателя	Условие выбора и проверки	ВВУ-СЭЩ-П-10/1600 УХЛ1	
		Расчетные данные	Каталожн ые данные
Номинальное напряжение, $U_{НВ}$, кВ	$U_{НВ} \geq U_{Н}$	6	10
Наибольший длительный ток, $I_{РН}$, А	$I_{РН} \geq I_{Р}$	1468	1600
Номинальный ток отключения, $I_{НО}$, кА	$I_{НО} \geq I_{РО}$	13,73	20
Номинальный ток электродинамической устойчивости (допустимый ударный ток при КЗ), $i_{нд}$, кА	$i_{нд} \geq I_y$	28,88	50
Ток термической устойчивости, $I_{ТУ}$, кА за время $t_{нту}$	$I_{ТУ}$	3,17	20

Вакуумные выключатели серии ВВУ-СЭЩ 10 предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 6-10 кВ. Выключатели используются для вновь разрабатываемых КРУ, а также для реконструкции шкафов КРУ, находящихся в эксплуатации. Во всех случаях установка выключателей серии ВВУ-СЭЩ 10 допускается только по согласованию с предприятием-изготовителем [4].

При разработке вакуумных выключателей учитывался уровень лучших отечественных и зарубежных аппаратов.

Вакуумные коммутационные аппараты – передовая технология в аппаратостроении. В выключателях старого поколения для охлаждения и деионизации дуги, образующейся после разведения контактов, в качестве дугогасительной среды применяют масло, воздух или элегаз (SF₆). Вакуумные выключатели выгодно отличаются от этих выключателей тем, что такой средой является просто вакуум.

2.4.5 Выбор и проверка разъединителей выше 1000 В

Выбор и проверка разъединителей производится аналогично выключателям выше 1000 В без учета отключаемого тока [4].

Определим приведенное время действия КЗ:

$$t_{\Pi} = t_{\Pi\Pi} + t_{\Pi\Delta} = 0,11 + 0,05 = 0,16$$

Определим приведенное время действия для периодической слагающей тока КЗ:

$$t_{\Pi\Pi} = t_{\text{отк}} = t_{\text{в}} + t_{\text{з}} = 0,06 + 0,05 = 0,11\text{с}$$

Определим приведенное время действия для апериодической слагающей тока КЗ:

$$t_{\Pi\Delta} = 0,05 \cdot \beta'^2 = 0,05 \cdot \beta'^2 = 0,05\text{с}$$

где

$$\beta'^2 = \frac{I''}{I_{\infty}} = \frac{9,81}{9,81} = 1$$

Определим ток термической устойчивости:

$$I_{\text{ту}} = I_{\infty} \sqrt{\frac{t_{\Pi}}{t_{\text{нту}}}} = 9,81 \cdot \sqrt{\frac{0,16}{3}} = 2,27\text{кА}$$

Выбор и проверку разъединителей проводим в таблице 7.

Таблица 7 - Выбор и проверка разъединителей

Техническая характеристика разъединителя	Условие выбора и проверки	РГП-СЭЩ – 35/1000	
		Расчетные данные	Каталожн ые данные
Номинальное напряжение, $U_{НВ}$, кВ	$U_{НВ} \geq U_N$	35	35
Наибольший длительный ток, $I_{РН}$, А	$I_{РН} \geq I_P$	264,2	1000
Номинальный ток электродинамической устойчивости (допустимый ударный ток при КЗ), $i_{нд}$, кА	$i_{нд} \geq i_y$	17,189	50
Ток термической устойчивости, $I_{ТУ}$, кА за время $t_{нту}$	$I_{ТУ}$	2,27	25

К установке принимаем разъединитель типа РГП-СЭЩ–35/1000 производства ЗАО «Группа Компаний Электроцит» ТМ-Самара.

Преимущество разъединителя РГП СЭЩ перед разъединителем РДЗ СЭЩ в измененной конструкции главных ножей. Контакты главных ножей РГП СЭЩ выполнены из бериллиевой бронзы и имеют специальную конфигурацию. Контакты обеспечивают равномерное нажатие и, поэтому, хороший электрический контакт во время всего срока службы разъединителя. Не требуется дополнительная регулировка контактного нажатия в течение срока службы. На разъединитель РГП устанавливается как ручные привод ПР СЭЩ-10, ПР СЭЩ-11, ПР СЭЩ-12, ПР СЭЩ-20, ПР П СЭЩ, так и двигательный привод ПДС СЭЩ. На разъединитель устанавливаем полимерные изоляторы типа РГПЗ СЭЩ-2-III-35/1000 УХЛ1.

2.4.6 Выбор и проверка ОПН

Для защиты электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений могут применяться нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН), которые состоят из нелинейных резисторов, заключенных в изоляционную покрывку. Резисторы выполнены из последовательно-параллельно включенных керамических резисторов на основе окиси цинка [4].

Защитное действие ограничителя обусловлено тем, что при появлении опасного для изоляции перенапряжения вследствие высокой нелинейности резисторов через ОПН протекает значительный импульсный ток в результате чего перенапряжение снижается до уровня, безопасного для изоляции защищаемого оборудования [4].

Нелинейные ограничители перенапряжения рассчитаны для работы:

- на открытом воздухе или в закрытом помещении,
- на высоте до 1000 м над уровнем моря,
- в районах с холодным и умеренным климатом,
- при температуре окружающего воздуха от -60 до $+60^{\circ}\text{C}$,
- при скорости ветра не превышающей 30 м/с,
- с промышленной атмосферой (климатическое исполнение УХЛ1, тип атмосферы II-IV по ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543.1),
- с частотой напряжения сети не меньше, чем 48 Гц и не больше, чем 68 Гц.

Эффективное значение напряжения, подведенного на постоянное время к выводам ограничителя, не должно быть больше его наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ($U_{\text{ндр}}$). Ограничители предназначенные для других условий работы, могут быть поставлены в специальном исполнении.

Преимущества нелинейных ограничителей перенапряжения:

- высокая эффективность защитных действий,

- большая энергетическая прочность при ограничении перенапряжений от грозовых воздействий и при включениях,
- стойкость к динамическим перенапряжениям,
- высокая эксплуатационная устойчивость и надежность,
- приспособленность к работе в условиях загрязнения,
- простой монтаж и эксплуатация, так как применение нестареющих варисторов допускает не проводить профилактические испытания и контроль токов проводимости в эксплуатации,
- устойчивость к актам вандализма.

На стороне 35 кВ принимаем к установке ОПН-П-35/40,5/10/550 УХЛ1.

На стороне 6 кВ принимаем к установке ОПН-П-6/7,2/10/1(2) III УХЛ1.

Предназначены для защиты электрооборудования сетей с изолированной нейтралью класса напряжения 35 и 6 кВ переменного тока частоты 50 Гц от атмосферных и коммутационных перенапряжений. Указываем технические характеристики выбранных ОПН-П в таблице 8 [4].

Таблица 8 – Технические характеристики ОПН-П

Характеристики	ОПН-П- 6/7,2/10/1(2) III УХЛ1	ОПН-П- 35/40,5/10/55 0 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	6	35
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя, кВ (действ.)	7,2	40,5
Номинальное напряжение ограничителя, кВ	9	51
Номинальный разрядный ток, А	10000	10000
Амплитуда испытательного прямоугольного импульса длительностью 2000мкс, А	500	550

Продолжение таблица 8

Остающееся напряжение при быстронарастающих импульсах тока 1/10 мкс с максимальным значением 10000 А, кВ не более	27,6	146
Выдерживаемый импульс большого тока 4/10 мкс, кА	100	100
Остающееся напряжение при токе коммутационных перенапряжений на волне 30/60 мкс с амплитудой, кВ, не более:		
250 А	18,1	98,0
500 А	19,9	102,0
1000 А	20,4	104,0
Способность к рассеиванию энергии расчетного прямоугольного импульса 2000 мкс, кДж не менее	24,3	184
Уровень частичных разрядов ограничителя при напряжении 105% от наибольшего длительно допустимого рабочего, пКл не более	5	5
Удельная поглощаемая энергия одного импульса, кДж/кВ($U_{нр}$), не менее	2,7	2,7
Предельные рабочие значения температуры окружающей среды, °С	-60...+55	-60...+55

2.4.7 Выбор и проверка трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока производится по номинальному току, номинальному напряжению, нагрузке вторичной цепи, обеспечивающей

погрешность в пределах паспортного класса точности. Трансформаторы тока проверяются на внутреннюю и внешнюю электродинамическую устойчивость к токам КЗ. Условия выбора и проверки трансформатора тока приведены в таблице выбора [4].

Пояснения к таблице выбора и проверки трансформаторов тока.

$S_{2\text{расч}}$ – расчетная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока в нормальном режиме;

$S_{2н}$ – допустимая (номинальная) нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока;

$$S_{2н} = I_{2н}^2 \cdot Z_{2н} = S_{\text{приб}} + I_{2н}^2 (\gamma_{\text{пров}} + \gamma_{\text{конт}})$$

где $I_{2н}$ – номинальный ток вторичной цепи обмотки;

$Z_{2н}$ – полное допустимое сопротивление внешней цепи;

$$Z_{2н} \approx \sum r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}}$$

$S_{\text{приб}}$ – сумма мощностей последовательно включенных токовых обмоток приборов и реле для наиболее загруженной фазы;

$r_{\text{конт}}$ – сопротивление контактов (в расчете обычно принимают равным 1,1 Ом);

$\sum r_{\text{приб}}$ – сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов и реле;

$r_{\text{пров}}$ – допустимое сопротивление соединительных проводов.

Необходимое минимальное сечение соединительных проводов:

$$S_{2\text{расч}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}$$

где $l_{\text{расч}}$ – расчетная длина соединительных проводов;

ρ – удельное сопротивление проводов (медь $1,75 \cdot 10^{-2} \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$)

Остальные условные обозначения приведены в пояснении к выбору выключателей.

Определим приведенное время действия КЗ:

$$t_{\text{п}} = t_{\text{пп}} + t_{\text{па}} = 0,11 + 0,05 = 0,16$$

Определим приведенное время действия для периодической слагающей тока КЗ:

$$t_{\text{пп}} = t_{\text{отк}} = t_{\text{в}} + t_{\text{з}} = 0,06 + 0,05 = 11\text{с}$$

Определим приведенное время действия для апериодической слагающей тока КЗ:

$$t_{\text{па}} = 0,05 \cdot \beta''^2 = 0,05 \cdot \beta''^2 = 0,05\text{с}$$

где :

$$\beta''^2 = \frac{I''}{I_{\infty}} = \frac{9,81}{9,81} = 1$$

Определим ток термической устойчивости:

$$I_{\text{ту}} = I_{\infty} \sqrt{\frac{t_{\text{п}}}{t_{\text{нту}}}} = 9,81 \cdot \sqrt{\frac{0,16}{3}} = 2,27\text{кА}$$

Вторичная нагрузка, складывающаяся из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов определится в таблице 9 [4]:

$$Z_{2\text{н}} \approx \sum r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}} = 0,3590\text{м},$$

Таблица 9 – Сопротивления приборов, реле и соединительных проводов

Наименование приборов и реле	Сопротивление, $r_{\text{приб}}$, Ом
Реле MiCOM	0,125
Счётчики активной и реактивной энергии	0,06
Амперметр	0,004
Переходные контакты	0,1
Соединительные провода ($l=10$ м, $S=2,5$ мм ² , медь)	0,07

Найдем допустимую номинальную нагрузку вторичной обмотки трансформатора тока:

$$S_{2H} = I_{2H}^2 \cdot Z_{2H} = 5^2 \cdot 0,359 = 8,98 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Выбор и проверка трансформаторов тока представлены в таблице 10 [4].

Таблица 10 – Выбор и проверка трансформатора тока

Техническая характеристика трансформатора тока	Условие выбора и проверки	ТВ-35-П УХЛ1	
		Расчетные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение, U_{HTA} , кВ	$U_{HTA} \geq U_H$	35	35
Номинальный первичный ток, I_{HTA} , А	$I_{HTA} \geq I_P$	131,2	150
Нагрузка вторичной обмотки, S_{2H} , ВА	$S_{2H} \geq S_{2PACЧ}$	8,98	30
Номинальный ток электродинамической устойчивости, $i_{нд}$, кА	$i_{нд} \geq i_y$	17,189	80
Ток термической устойчивости, $I_{ТУ}$, кА за время $t_{нту}$	$I_{ТУ}$	2,27	25

2.4.8 Выбор конструкции РУ

Согласно ПУЭ, при напряжении 6 кВ на подстанции сооружаются ЗРУ. В данном проекте РУ 35 кВ выполнено открытым; РУ 6 кВ – закрытым [3].

Открытые РУ должны обеспечить надёжность работы, безопасность и удобство обслуживания при минимальных затратах на сооружение, возможность расширения. Желательно максимальное применение крупноблочных узлов заводского изготовления.

Все аппараты ОРУ 35 кВ должны быть расположены на невысоких основаниях (металлических или железобетонных). По территории ОРУ

предусматривают проезды для возможности механизации, монтажа и ремонта оборудования. Гибкие шины крепятся с помощью подвесных изоляторов на порталах [6].

Под силовыми трансформаторами укладывается слой гравия толщиной 25 см и предусматривается сток масла в аварийных случаях в систему отвода ливневых вод. Предусматриваются габаритные расстояния для замены трансформаторов. Кабели оперативных цепей, цепей управления, релейной защиты, автоматики и воздухопроводы проложены в лотках из железобетонных конструкций без заглубления их в почву.

Открытое РУ должно быть ограждено [8].

2.4.9 Конструкция РУ 6 кВ

Здание РУ 6 кВ выполнено одноэтажным, с двухрядным расположением ячеек КРУ и одним коридором между ними, с двумя секциями. Каждая секция разделена на полусекции, соединенные между собой шинным мостом. Кабельные линии непосредственно из ячеек КРУ выводят наружу [6].

КРУ представляет собой набор отдельных шкафов с коммутационными аппаратами и оборудованием, приборами и аппаратами измерения, автоматики и защиты, а также управления, сигнализации и другими вспомогательными устройствами, соединенными между собой в соответствии с электрической схемой; с дуговой защитой, предназначенной для защиты отсеков шкафов КРУ от разрушения открытой электрической дугой; с запасными частями, инструментом и принадлежностями [6].

Шкаф КРУ представляет собой жесткую металлическую конструкцию, в которую встроены аппараты и приборы совместно с несущими элементами и электрическими соединениями. Шкафы КРУ, выполненные с выдвижным размещением аппаратов (выключателей, трансформаторов напряжения,

разъемных контактов главной цепи), являются шкафами выдвижного типа. Шкаф КРУ с выдвижным элементом состоит из корпуса шкафа с релейным шкафом (стационарной части) и выдвижного элемента. Корпус шкафа представляет собой металлическую сборно-сварную конструкцию, включающую: аппаратуру, шторки, заземляющие и блокировочные устройства, токоведущие части, неподвижные электрические контакты главной цепи. Релейный шкаф представляет собой металлоконструкцию для размещения приборов измерения, аппаратуры автоматики, защиты, управления, сигнализации и других устройств вспомогательных цепей. Релейный шкаф расположен в верхней части шкафа КРУ [6].

3 Релейная защита и автоматика

3.1 Назначение релейной защиты и автоматики

В энергетических системах могут возникать повреждения и ненормальные режимы работы электрооборудования станций и подстанций.

Повреждение в большинстве случаев сопровождается значительным увеличением тока и глубоким понижением напряжения в элементах энергосистемы.

Ненормальные режимы обычно приводят к отклонению величин напряжения, тока и частоты от допустимых значений. При понижении напряжения и частоты создается опасность нарушения нормальной работы потребителей и устойчивости энергосистемы, а повышение напряжения и тока угрожает повреждением оборудования и линий электропередачи.

Для обеспечения нормальной работы энергосистемы и потребителей электроэнергии необходимо быстро выявлять и отделять место повреждения от неповрежденной сети, восстанавливая нормальные условия их работы и прекращая разрушение в месте повреждения.

Опасные последствия ненормальных режимов можно предотвратить, если своевременно обнаружить отклонение от нормального режима и принять меры к его устранению.

В связи с этим возникла необходимость в создании и применении автоматических устройств, защищающих энергосистему и ее элементы от опасных последствий повреждений и ненормальных режимов. Эти функции на подстанции выполняет релейная защита и автоматика.

Релейная защита и автоматика - это комплекс автоматических устройств, состоящих из устройств автоматического управления и устройств

					ФЮРА.140205.010 ПЗ						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Релейная защита и автоматика				Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Михайлов Д.С.									
Руковод.		Барская А.В.								46	124
Реценз.									ТПУ ИДО гр. 3-9202		
Н.Контр											
Утвердил											

автоматического регулирования, которая выявляет, чувствует и срабатывает при повреждениях электрооборудования и ненормальных режимах [1].

Основные требования, предъявляемые к релейной защите: надежное отключение всех видов повреждений, чувствительность защиты, избирательность (селективность) действия – отключение только поврежденных участков, простота схем, быстродействие, наличие сигнализации при повреждениях [1].

Быстродействие – это свойство релейной защиты, характеризующее скорость выявления и отделения от электроэнергетической системы поврежденных элементов. Показателем быстродействия является время срабатывания защиты — это интервал времени от момента возникновения повреждения до момента отделения от сети повреждённого элемента [1].

Селективность или избирательность действия – свойство релейной защиты, характеризующее способность выявлять поврежденный элемент электроэнергетической системы и отключать этот элемент только ближайшими к нему выключателями. Это позволяет локализовать повреждённый участок и не прерывать нормальную работу других участков сети [1].

Чувствительность – способность защиты реагировать на возможные повреждения при минимальных режимах работы системы электроснабжения, когда изменение воздействующей величины минимально [1].

Надежность действия – правильная и безотказная работа защиты при всех повреждениях защищаемой сети и нарушениях нормального режима работы, для действия при которых она предназначена, и не действовать в нормальных условиях, а также при таких повреждениях и нарушениях нормального режима работы, при которых действие данной защиты не предусмотрено и должна действовать другая защита. Это требование обеспечивается совершенством принципов защиты и конструкций аппаратов защиты, простотой выполнения и уровнем эксплуатации [1].

3.2 Структура релейной защиты на подстанции

Релейная защита всех элементов подстанции выполняется на базе программируемых микропроцессорных устройств типа "Сириус" фирмы ЗАО «Радиус Автоматика».

Трансформатор оборудован следующими видами защит и автоматики:

продольная дифференциальная токовая защита;

максимальная токовая защита;

защита от перегрузки;

газовая защита;

защита от понижения уровня и перегрева масла;

регулирование напряжения силовых трансформаторов под нагрузкой.

РЗА трансформатора выполнена на базе комбинированных микропроцессорных терминалов (МП терминалов) релейной защиты и автоматики типа «Сириус-Т», «Сириус-УВ» и регулятора напряжения типа «Сириус-РНМ-1».

Комплект основной защиты - терминал «СИРИУС-Т».

Терминал «Сириус-Т» выполняет функции основной и резервных защит двухобмоточного трансформатора и включает в себя:

Двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора (токовая отсечка и защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания) - является основной защитой и предназначена для защиты от всех видов междуфазных замыканий в обмотках трансформатора, шинпроводах 6кВ до вводов питания секций 6кВ, а также от замыканий на «землю» в цепи обмотки ВН в зоне действия защиты и витковых замыканий фазы трансформатора. Действует на отключение трансформатора со всех сторон.

Защита выполнена по трехфазной схеме и подключена к трем группам трансформаторов тока:

ТТ -стороны ВН вводов трансформатора Т1(Т2);

ТТ -стороны ВН СВ-35кВ;

ТТ -стороны НН в КРУ-6кВ яч.1 (10) питание 1(2) секции 6кВ.

Зона действия защиты определяется расположением этих ТТ. При нормальной схеме включения зона действия ДЗТ определяется ТТ ТА1 и ТА14. При включении Т1(Т2) через СВ-35 от ВЛ 35 кВ 3508 и ВЛ 35 кВ 3501 зона действия определяется от ТТ СВ-35.

В плечах защиты установлены испытательные блоки: 01SG1-«Цепи переменного тока ВН», 01SG2- «Цепи переменного тока НН», 01SG3- «Цепи переменного тока СВ-35»

расположенные в шкафу защит трансформатора Т1(Т2).

- Дифференциальная токовая отсечка предназначена для быстрого отключения повреждений, сопровождающихся большим дифференциальным током. Она работает без выдержки времени, без каких-либо блокировок и не имеет торможения. При срабатывании дифференциальной отсечки на индикаторе терминала появляется причина срабатывания - «ДЗТ-1», светится светодиод «Срабатывание» На ЦС проходит аварийный сигнал [1].

- ДЗТ-2 (чувствительная ступень с торможением) предназначена для защиты трансформатора как от повреждений, сопровождающихся большими значениями токов, так и от межвитковых замыканий, при которых значение аварийного тока меньше номинального тока обмотки трансформатора. При срабатывании на индикаторе МПТ появляется - «ДЗТ-2», светится светодиод «Срабатывание». На ЦС проходит аварийный сигнал [1].

- ДЗТ-3 (сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты) контролирует действующее значение дифференциального тока трех фаз (целостность токовых цепей). Если в течение 9 секунд дифференциальный ток превышает уставку, то на терминале загораются

светодиоды «Небаланс ДЗТ» и «Внешняя неисправность», на индикаторе отображается надпись «Небаланс ДЗТ» На ЦС проходит предупредительный сигнал [1].

Действие ДЗТ вводится тумблером на терминале «Сириус-Т»

Двухступенчатая МТЗ стороны 35кВ трансформатора

Предназначена для резервирования диф. защиты трансформатора при к.з. в трансформаторе, шинопроводе 6кВ, а также для резервирования защит ввода секции 6кВ.

Обе ступени МТЗ ВН с независимой времятоковой характеристикой контролируют три фазных тока высшей стороны трансформатора IА ВН, IВ ВН, IС ВН.. Для увеличения чувствительности введена блокировка по 2-й гармонике дифференциального тока. Это позволяет отстроиться от бросков намагничивающего тока без загробления ступеней МТЗ ВН по времени и току. Количество введенных в работу ступеней МТЗ ВН задается с помощью уставок. Действует на отключение трансформатора с двух сторон.

При срабатывании на индикаторе терминала появляется - «МТЗ ВН-1» или «МТЗ ВН-2», светится светодиод «Срабатывание». На ЦС проходит аварийный сигнал.

Действие МТЗ ВН вводится тумблером на терминале «Сириус-Т».

Степень МТЗ стороны 6кВ трансформатора

Предназначены для защиты шин секций 6кВ от междуфазных К.З., резервирования защит фидеров секции 6кВ, резервирования защит СВ-6кВ, резервирования дуговой защиты секции 6кВ. Имеет одну ступень с независимой времятоковой характеристикой и контролирует три фазных тока низкой стороны силового трансформатора IА НН, IВ НН, IС НН. Действует:

-с первой (меньшей) выдержкой времени на отключение ввода 6кВ. Постоянно введена в работу. При срабатывании на индикаторе МПТ появляется - «МТЗНН-НН.», светится светодиод «Срабатывание». На ЦС проходит аварийный сигнал.

-со второй (большей) на отключение всего трансформатора. При срабатывании на индикаторе терминала появляется - «МТЗНН-НН.» и «МТЗНН-ВН.», светится светодиод «Срабатывание». На ЦС проходит аварийный сигнал.

Действие МТЗ НН вводится тумблером на терминале «Сириус-Т».

Защита от перегрузки контролирует три фазы тока в обмотках трех сторон трансформатора и действует с выдержкой времени на сигнал в случае перегруза по току любой обмотки трансформатора. Постоянно введена в работу. В случае, если в течение 9 сек. хотя бы один из токов превышает заданную уставку, то светится светодиод «Перегрузка» и появляется надпись на индикаторе с расшифровкой стороны, на которой произошла перегрузка. Светодиод «Перегрузка» работает в следящем режиме (гаснет при возврате токового органа). Также загорается светодиод «Внешняя неисправность» На ЦС проходит предупредительный сигнал.

Внешние защиты, действующие на отключение трансформатора через терминал:

-Отключение при срабатывании Газовой защиты трансформатора. Газовая защита основного бака предназначена для защиты трансформаторов от повреждений внутри бака, при которых происходит выделение газа, снижение уровня масла или возникновение ускоренного потока масла или его смеси с газом из бака в расширитель.

Практически все повреждения внутри бака трансформатора (даже самые незначительные) сопровождаются выделением газа в результате разложения масла и изоляционных материалов под действием частичных электрических разрядов, электрической дуги или повышенного нагрева. При к.з. происходит ускоренное протекание масла или его смеси с газом из бака в расширитель.

В некоторых случаях опасных внутренних повреждений трансформаторов (витковые замыкания, «пожар» стали и т.п.) действует

только газовая защита, а электрические защиты не работают из-за недостаточной чувствительности.

Газовые реле типа «РГ 80»(тр-р) имеют два контакта отключающий и сигнальный. Отключающий контакт вводится на отключение переводом ключа SAC1- «ГЗТ» на шкаф в положение «Отключение». При срабатывании на отключение трансформатор отключается со всех сторон. На индикаторе терминала появляется - «Газовая защита Тр», светится светодиод «Срабатывание». На ЦС проходит аварийный сигнал. Отключающий контакт переводится с действием на сигнал переводом ключа SAC1- «ГЗТ» на шкафу защиты Т1 (Т2) в положение «Сигнал». При срабатывании на индикаторе терминала появляется - «Сигн. ГЗ.», светится светодиод «Внешняя неисправность». На ЦС проходит предупредительный сигнал.

Сигнальный контакт постоянно подключён ко входу терминала и при его срабатывании на индикаторе терминала появляется - «Вход сигн. ГЗ.», светится светодиод «Внешняя неисправность». На ЦС проходит предупредительный сигнал.

Отключение при срабатывании Газовой защиты РПН. Газовая защита РПН предназначена для защиты трансформатора при нарушениях нормальной работы контактора РПН. Нарушение нормальной работы контактора РПН (повреждение изоляции, ослабление пружин механизма, увеличение переходного сопротивления силовых контактов) приводит к замедлению и нечёткости процесса переключения, что приводит к увеличению времени горения дуги при переключениях. Увеличение времени горения дуги, с учетом небольшого объема масла отсека РПН, сопровождается бурным разложением масла. Струя газомасляной смеси направляется из отсека РПН в отсек расширителя РПН. Выполнена на основе струйного реле типа РСТ-25, имеющего только отключающий контакт.

При срабатывании на отключение трансформатор отключается со всех сторон. На индикаторе терминала появляется - «Газовая защита РПН.», светится светодиод «Срабатывание». На ЦС проходит аварийный сигнал.

Управление схемой обдува осуществляется по двум критериям – достижением тока нагрузки номинальных значений и превышении температуры верхних слоев масла 55С. Выполнение одного из условий в течение 8 сек. приводит к пуску обдува.

Выдача сигнала блокировки РПН при повышении тока нагрузки выше номинального. Контролируются три фазных тока высшей стороны трансформатора $I_A ВН$, $I_B ВН$, $I_C ВН$. В случае, если в течение 10 секунд хотя бы один из токов стороны ВН превышает заданную уставку, то проходит блокировка работы РПН и появляется надпись на индикаторе «Блокировка РПН». Также светится светодиод «Внешняя неисправность». На ЦС проходит предупредительный сигнал.

Контроль уровня масла в расширителе трансформатора. Датчиками уровня масла являются 2 реле уровня масла (РУМ-1) установленные на расширителе трансформатора в отсеке РПН и в основном отсеке. При превышении или понижении уровня масла, через 10 секунд, появляется надпись на индикаторе «Уровень масла max» или «Уровень масла min» соответственно. Также светится светодиод «Внешняя неисправность». На ЦС проходит предупредительный сигнал.

Контроль температуры масла. При превышении температуры верхних слоёв масла 95С с термосигнализатора на терминал приходит сигнал, через 10 секунд, появляется надпись на индикаторе «Перегрев». Также светится светодиод «Внешняя неисправность». На ЦС проходит предупредительный сигнал.

Контроль исправности автоматики обдува трансформатора предназначен для сигнализации неисправности в схеме обдува трансформатора:

- отсутствие цепей $\sim 380\text{В}$ в шкафу дутья;
- неисправность автоматики обдува;

При появлении одного из этих сигналов, через 10 секунд, появляется надпись на индикаторе «Схема обдува». Также светится светодиод «Внешняя неисправность». На ЦС проходит предупредительный сигнал.

3.3 Автоматика и учёт

Операции отключения и включения выключателя по внешним командам. Операции включения и отключения осуществляются SA1- ключом управления В-6 Т1(Т2) с панели управления.

Блокировка от многократного включения («от прыгания») выключателя.

В течении времени наличия команды «Откл.» устройство блокирует любые команды на включение.

Формирование сигнала УРОВ вводного выключателя («УРОВ-ВВ») при отказах своего выключателя.

УРОВ – Устройство резервирования отказов выключателя

УРОВ запускается при любом срабатывании терминала на отключение выключателя при аварийном отключении.

Выходной сигнал «УРОВ-ВВ» формируется при срабатывании токовых защит терминала и не отключении выключателя через 0,3 секунд. Действует на отключение ввода 35кВ Т1(Т2).

Сигнал «УРОВ-ВВ» снимается после возврата токовых защит. Если выключатель нормально отключился, то сигнал «УРОВ-ВВ» не успевает сформироваться.

УРОВ-ВВ водится в работу тумблером на терминале, который должен быть обязательно включён.

Отключение выключателя по входу от дуговой защиты шин (ЗДЗ).

Сигнал на отключение ввода 6кВ 1с.ш.(2с.ш.) от ЗДЗ «ОВОД-М» поступает на соответствующий вход терминала «Сириус-2-В». По фактам приёма этого сигнала и наличия тока через вводной выключатель превышающего уставку, выключатель отключается и пуск АВР ІСШ-6кВ 1с.ш.(2с.ш.) блокируется. При срабатывании на индикаторе терминала появляется надпись «Срабатывание ЗДЗ», светятся светодиоды «Срабатывание» и «Аварийное отключение». На ЦС проходит аварийный сигнал и на передней панели терминала «Сириус-ЦС» мигают светодиоды «Аварийное отключение» и «Работа ЗДЗ»

Формирование сигнала АВР на включение секционного выключателя.

Устройство АВР предназначено для обеспечения бесперебойного питания потребителей, при пропадании напряжения на секции 6кВ при отсутствии повреждения на обесточенной секции. Устройство АВР выдаёт сигнал на включение СВ-6кВ тем самым потребители обесточенной секции запитываются от оставшейся в работе секции. АВР разрешается при отключении вводного выключателя 6 кВ защитой минимального напряжения (ЗМН) секции, основными защитами трансформатора(ДЗТ,ГЗ тр-ра, ГЗ РПН). При отключении выключателя ввода 6кВ от МТЗ, ЛЗШ, по цепям УРОВ, дуговой защиты; а так же от МТЗ ВН трансформатора, МТЗ НН трансформатора, реализованных в шкафах защит трансформатора, работа АВР блокируется (АВР запрещено). Сигнал на включение СВ-6кВ по цепи АВР не проходит так же при отключении ввода 6кВ ключом или кнопками управления.

АВР и ЗМН вводится в работу переводом ключа ПБ - «АВР и ЗМН». При этом тумблеры на терминале «Сириус-2-В» «АВР» и «ЗМН» должны быть обязательно включены. Если ПБ - «АВР и ЗМН» переводится в положение «Отключён», то на терминале загораются светодиоды – «ЗМН заблокировано», «АВР заблокировано» и появляется надпись – «Неисправность

ЗМН» и на ЦС проходит предупредительный сигнал, так же в шкафу ЦС загорается информационная лампа HL -«АВР СВ-6 выведено».

Выходной сигнал «Включение от АВР» формируется на время 2сек. Если по цепи АВР был выдан сигнал на включение СВ-6кВ то на терминале светится светодиод «АВР сработало».

4 Социальная ответственность

4.1 Введение

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

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

В разделе также рассматриваются вопросы техники безопасности, охраны окружающей среды и пожарной безопасности.

Основные вопросы и области охраны труда на подстанции регламентируются: кодексом законов о труде РФ, правилами устройства электроустановок (ПУЭ), правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, требованиями безопасности при работе с инструментами и приспособлениями, правилами применения и испытания средств защиты используемых в электроустановках, системой государственных стандартов безопасности труда, а также инструкциями по технике безопасности [3].

					ФЮРА.140205.010.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Михайлов Д.С.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Барская А.В.					57	124
Консульт.		Амелькович Ю.А.						

4.2 Производственная безопасность

При эксплуатации электрических сетей, воздушных и кабельных линий электропередач, оборудования распределительных устройств, оборудование, находящееся в оперативных пунктах управления энергетических предприятий имеются опасные и вредные производственные факторы (таблица 11).

Таблица 11 - Опасные и вредные производственные факторы

Источник фактора наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
-Электрические сети, электроустановки, распределители, трансформаторы, оборудование с электроприводом и т.д. -Зоны около электрооборудования на постоянном токе, зоны окраски распылением, синтетические материалы. -Зоны около линий электропередач, установок ТВЧ и индукционной сушки, электроламповых генераторов, телеэкранов, дисплеев, антенн, магнитов. -Отсутствие заземляющего контура. -Режущий и колющий инструмент, заусенцы, шероховатые поверхности, металлическая стружка, осколки хрупких материалов, заготовки и т.п. -Строительные и монтажные работы, обслуживание машин и установок. -Работа в неудобной позе, удержание груза. -Подъем и переноска тяжестей.	1) Повышенный уровень статического электричества. 2) Повышенный уровень электромагнитных излучений. 3) Повышенная напряженность электрического поля. 4) Влажность воздуха 5) Скорость движения воздуха 6) Повышенный уровень шума на рабочем месте. 7) Пониженная температура воздуха. 8) Тепловое излучение 9) Освещение.	1) Электрический ток. 2) Работа на высоте.	1 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [20]. 2) ГОСТ 12.1.003-83[19]. 3)ГОСТ 12.1.029 -80 ССБТ[21] 4)ПОТЭЭУ [5]. 5)Правила охраны труда при работе на высоте [22]. 6) СП 52.13330.2011 [16].

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

Опасными производственными факторами на подстанции являются:

1) Поражения человека электрическим током

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

Источником поражения электрическим током является электрооборудование находящееся на территории подстанции.

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

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

В силу того, что возможность поражения электрическим током является наиболее опасным из производственных факторов при работе на подстанции, то методам и способам защиты от него уделяется особое внимание.

Электробезопасность – это система организационных и технических мероприятий и механических средств, обеспечивающих защиту людей от воздействия электрического тока, электрической дуги электромагнитного поля и статического электричества [5].

Электробезопасность должна обеспечиваться:

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

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

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

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы [5]:

- защитное заземление;
- зануление;
- выравнивание потенциала;
- малое напряжение;
- контроль изоляции.

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

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

а) основные:

- изолирующие штанги;
- изолирующие и электроизмерительные клещи;
- указатели напряжения;
- указатели напряжения для фазировки.

б) дополнительные:

- диэлектрические перчатки, боты, коврики;
- изолированные подставки, накладки;
- диэлектрические колпаки;
- переносные заземления;
- ограждающие устройства;
- плакаты и знаки безопасности.

К работе в электроустановках допускаются лица, прошедшие инструктаж и обучение безопасным методам труда, проверку знаний правил безопасности и инструкций в соответствии с занимаемой должностью применительно к выполняемой работе с присвоением соответствующей квалификационной группы по технике безопасности и не имеющие медицинских противопоказаний [5].

Для обеспечения безопасности работ в электроустановках выполняется:

- отключение установки (части установки) от источника питания;
- проверка отсутствия напряжения;
- механическое запираание приводов коммутационных аппаратов, снятие предохранителей, отсоединение концов питающих линий и другие меры, исключающие возможность ошибочной подачи напряжения к месту работы;

- заземление отключенных токоведущих частей (наложение переносных заземлителей, включение заземляющих ножей);
- ограждение рабочего места или остающихся под напряжением токоведущих частей, к которым в процессе работы можно прикоснуться или приблизиться на недопустимое расстояние.

При проведении работ на токоведущих частях, находящихся под напряжением проводится выполнение работ по наряду не менее чем двумя лицами, с применением электрозащитных средств, с обеспечением безопасного расположения работающих и используемых механизмов и приспособлений [5].

Мероприятия на ПС:

- ОРУ ограждается забором, аппараты устанавливаются на металлических конструкциях высотой до токоведущих частей 2 м, ввод в КРУ выполняется на высоте 1,2 м;
- к обслуживанию электрооборудования допускается персонал с группой допуска не ниже IV группы;
- для аварийного слива масла предусмотрен бетонированный маслоприемник;
- в тёмное время суток на ПС предусматривается освещение четырьмя прожекторами, установленными на территории ОРУ;
- защитное заземление ПС выполняется искусственным заземлителями, соединёнными стальной полосой; сопротивление заземления не более 0,5 Ом;
- для молниезащиты на ПС устанавливаются три стержневых молниеотвода;
- освещение запитывается от трансформаторов собственных нужд, предусматривается АВР
- для исключения ошибочных действий персонала при производстве оперативных переключений в распределительных устройствах подстанции предусмотрена механическая блокировка;

- для работы под напряжением рабочие обеспечиваются средствами защиты (резиновыми перчатками, изолирующими штангами, диэлектрическими ботами, резиновыми ковриками, инструментом с изолирующими рукоятками).

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

2) Падение человека с высоты [22]

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

В соответствии с формулировками «Правилами по охране труда при работе на высоте п. 3».

К работам на высоте относятся работы, когда:

- а) существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты 1,8 м и более;
- б) работник осуществляет подъем, превышающий по высоте 5 м или спуск, превышающий по высоте 5 м, по вертикальной лестнице, угол наклона которой к горизонтальной поверхности более 75° ;
- в) работы производятся на площадках на расстоянии ближе 2 м от неогражденных перепадов по высоте более 1,8 м, а также если высота ограждения этих площадок менее 1,1 м;
- г) существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты менее 1,8 м, если работа проводится над машинами или механизмами, водной поверхностью или выступающими предметами» [22].

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

- а) технические - отсутствие ограждений, предохранительных поясов, недостаточная прочность и устойчивость лесов, настилов, люлек, лестниц;

- б) технологические - недостатки в проектах производства работ, неправильная технология ведения работ;
- в) психологические — потеря самообладания, нарушение координации движений, неосторожные действия, небрежное выполнение своей работы;
- г) метеорологические - сильный ветер, низкая и высокая температуры воздуха, дождь, снег, туман, гололед.

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

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

Меры безопасности при работе на высоте:

В необходимых случаях работать на высоте можно с неогражденных поверхностей или с постоянно укрепленных лестниц, но с обязательным применением проверенных и испытанных страховочных привязей.

Запрещается работать с лестниц и стремянок около работающих машин, оборудования и над ними, а также вблизи токоведущих частей, находящихся под напряжением и не защищенных от случайного прикосновения к ним. При необходимости работы в таких местах машины и оборудование должны быть отключены, а токоведущие части отключены и заземлены. Для переноски и хранения инструментов, метизов, установочных элементов лица, работающие на высоте, должны быть снабжены индивидуальными сумками или инструментальными ящиками.

При выполнении работ на высоте запрещается подниматься и опускаться по тросам и канатам, пользоваться для этой цели подъемными монтажными механизмами, переходить по незакрепленным конструкциям и работать на них, а также перелезать через ограждения и садиться на них[22].

Запрещается подбрасывание каких-либо предметов для подачи работающим наверху. Инструменты, материалы и другие предметы необходимо подавать с помощью веревки, к середине которой их привязывают. Второй конец веревки должен находиться в руках у стоящего внизу работника, который удерживает поднимаемые предметы от раскачивания. В случае гололеда, сильного ветра (более шести баллов), снегопада или дождя монтажные работы на высоте на открытом воздухе прекращают.

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

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

1) Повышенная напряженность электрического поля. В процессе профилактических и наладочных работ на подстанции электротехнический персонал подвергается воздействию электрического поля, что может неблагоприятно сказаться на состоянии здоровья. Длительное воздействие электрического поля на организм человека может вызвать нарушение функционального состояния нервной и сердечно-сосудистой систем. Это выражается в повышенной утомляемости, снижении качества выполнения рабочих операций, болях в области сердца, изменении кровяного давления и пульса [15].

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

Различают следующие виды воздействия электрического поля на человека:

- непосредственное (прямое) воздействие, проявляющиеся при пребывании в электрическом поле. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем [15].
- косвенное воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека к изолированным от земли конст-

рукциям, корпусам машин и механизмов или при прикосновении человека, изолированного от земли, к заземленным конструкциям.

Кроме того, электрическое поле может стать причиной воспламенения или взрыва паров горючих материалов и смесей в результате возникновения электрических разрядов при прикосновении предметов и людей с машинами и механизмами.[15]

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

Влияние параметров микроклимата на человека, а следовательно и меры по предотвращению или уменьшению этого влияния, определяются условиями труда.

Определение класса условий труда по параметрам микроклимата при работе на открытой территории, осуществляется, в соответствии с руководством Р 2.2.2006-05, на основании следующих данных:

- температуры воздуха, °С;
- скорости ветра, м/с;
- категории выполняемой работы;
- наличие или отсутствие регламентированных перерывов в работе.

Оптимальные условия микроклимата

Холодный и летний период года - (t ниже $+$) на постоянных рабочих местах

Характеристика производственных помещений [20]:

-помещения, характеризуемые незначительными избытками явной теплоты (23 Вт/м² и менее)

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

Температура воздуха- 17,0-19,0

Относительная влажность воздуха – 60-40%

Скорость движения воздуха: Не более 0,2 м/с,

Температура воздуха вне постоянных рабочих мест: 13-20

Тёплый период года - (t + и выше) на постоянных рабочих местах

Характеристика производственных помещений [20]:

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

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

Температура воздуха- 19,0

Относительная влажность воздуха – 60-40%

Скорость движения воздуха: 0,2м/с,

Температура воздуха вне постоянных рабочих мест: не более чем на 5⁰ выше средней температуры наружного воздуха в 13 ч. самого жаркого месяца.

Допустимые условия микроклимата

Холодный и летний период года - (t ниже +) на постоянных рабочих местах.

Характеристика производственных помещений [20]:

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

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

Температура воздуха- 15,0-22,0

Относительная влажность воздуха – 15-75%

Скорость движения воздуха: 0,2-0,4 м/с,

Температура воздуха вне постоянных рабочих мест: 14-21,

Тёплый период года - (t + и выше) на постоянных рабочих местах

Характеристика производственных помещений [20]:

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

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

Температура воздуха- 16,0-27,0

Относительная влажность воздуха – 15-75%

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

Температура воздуха вне постоянных рабочих мест: не более чем на 5⁰ выше средней температуры наружного воздуха в 13 ч. самого жаркого месяца.

В холодные и теплые периоды параметры микроклимата обеспечиваются:

- отоплением;
- естественная и искусственная вентиляция;
- системой кондиционирования воздуха;

Тепловое излучение [20]:

Допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела работающих от производственных источников сводим в таблицу 12.

Таблица 12 – Допустимые величины интенсивности теплового излучения

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

При наличии теплового облучения работающих температура воздуха на рабочих местах не должна превышать 21°С - при категории работ Пб;

В производственных помещениях, в которых допустимые нормативные величины показателей микроклимата невозможно установить из-за технологических требований к производственному процессу или экономически обоснованной нецелесообразности, условия микроклимата

следует рассматривать как вредные и опасные. В целях профилактики неблагоприятного воздействия микроклимата должны быть использованы защитные мероприятия (например, системы местного кондиционирования воздуха, воздушное душирование, компенсация неблагоприятного воздействия одного параметра микроклимата изменением другого, спецодежда и другие средства индивидуальной защиты, помещения для отдыха и обогрева, регламентация времени работы, в частности, перерывы в работе, сокращение рабочего дня, увеличение продолжительности отпуска, уменьшение стажа работы и др.). [20]

Работы, выполняемые электротехническим персоналом в процессе ремонта и обслуживания подстанций, относятся к категории Па - Пб (работы средней тяжести) [20].

К категории Па относятся работы, связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких (до 1 кг) изделий или предметов в положении стоя или сидя и требующие определенного физического напряжения.

К категории Пб относятся работы, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением [20].

В ходе выполнения работ предусмотрены следующие перерывы в работе: обеденный перерыв, продолжительностью один час; перерыв на обогрев (не более чем через 2 часа пребывания на открытой территории в зимний период).

Таким образом, в соответствии руководством Р 2.2.2006-05, для работ категории Па - Пб, при наличии регламентированных перерывов в работе, класс условий труда электротехнического персонала, работающего на открытой территории следует оценить классом 3.2.

3) Нормы на предельно допустимые напряженности электрического поля (ЭП) для персонала установлены в СанПиН 2.2.4.1191 – 03 [15]:

- $E \geq 25$ кВ/м- пребывание в ЭП без средств защиты не допускается;

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

В целях уменьшения воздействия электрического поля на электротехнический персонал подстанций, следует применять организационные и технические мероприятия, направленные на снижение степени воздействия ЭП [15].

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

К техническим мероприятиям следует отнести: применение защитного заземления; использование стационарных и инвентарных экранирующих устройств; применение металлоконструкций открытых распределительных устройств из оцинкованных, алюминированных или алюминиевых элементов [24].

4) Освещение

Рабочее и аварийное освещение во всех помещениях, на рабочих местах и на открытой территории должно обеспечивать освещенность согласно ведомственным нормам и "Санитарным нормам проектирования промышленных предприятий". СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*[16]

Светильники аварийного освещения должны отличаться от светильников рабочего освещения отличительными знаками или окраской.

Аварийное и рабочее освещение в нормальном режиме должно питаться от общего источника.

Присоединение к сети аварийного освещения переносных трансформаторов и других видов нагрузок, не относящихся к этому освещению, запрещается. Сеть аварийного отключения должна быть без штепсельных розеток. Питание сети освещения по схемам, отличных от проектных, запрещается [16].

Переносные ручные светильники ремонтного освещения должны питаться от сети напряжением не выше 42 В, а при повышенной опасности поражения электрическим током – не выше 12 В.

Вилки 12-42 В не должны подходить к розеткам 127 и 220 В. Розетки должны иметь надписи с указанием напряжения.

Оперативно-ремонтный персонал даже при наличии аварийного освещения должен быть снабжен переносными электрическими фонарями.

Очистку светильников должен выполнять по графику специально обученный персонал. Периодичность очистки должна быть установлена с учетом местных условий.

Осмотр и проверка осветительной сети должны проводиться в следующие сроки [16]:

проверка исправности аварийного освещения при отключении рабочего освещения – 2 раза в год;

измерение освещенности рабочих мест – при вводе в эксплуатацию и в дальнейшем по мере необходимости;

испытание изоляции стационарных трансформаторов 12-42 В – 1 раз в год, переносных трансформаторов и светильников 12-42 В – 2 раза в год.

Проверка состояния стационарного оборудования и электропроводки аварийного и рабочего освещения, испытание и измерение сопротивления изоляции должны проводиться при пуске в эксплуатацию, а в дальнейшем - по графику, утвержденному главным инженером энергопредприятия.

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

производственные помещения – 200 - 300 люкс.[16]

5) Шум

Шум - это беспорядочное сочетание звуков различной частоты и интенсивности, возникающих при механических колебаниях в твердых, жидких и газообразных средах. Шум отрицательно влияет на организм человека, и в первую очередь на его центральную нервную и сердечно-сосудистую системы, приводит к появлению профессиональных заболеваний. Источниками производственного шума являются машины и оборудование, в данном случае трансформаторы. Допустимый уровень шумов регламентируется ГОСТ 12.1.003-83 «ССБТ. Шум Согласно ГОСТ 12.1.003-83 уровни звука в рабочих зонах не должны превышать 80 дБА. В соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ для снижения шума применяют следующие методы: уменьшение в источнике; изменение направленности излучения; уменьшение шума на пути его распространения [19].

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

- вкладыши - мягкие тампоны из ультратонкого волокна. Снижение шума 5... 20 дБ;
- наушники - при воздействии шумов с высокими уровнями (более 120 дБ);
- шлемы - применяют, когда вкладыши и наушники не обеспечивают необходимой защиты.[19]

4.3 Расчет молниезащиты на ПС 35/6 «Центральная»

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией, влияющей на работу подстанции, является удар молнии.

Молния представляет собой электрический разряд в атмосфере между

облаками и землей или между разноименными зарядами облаков.

Воздействие зарядов молнии могут быть двух видов:

- 1) молния поражает здание и установки (непосредственно удар молнии);
- 2) молния оказывает вторичное воздействие, объясняемое электростатической и электромагнитной индукцией.

Производственные, жилые и общественные здания и сооружения в зависимости от их конструктивных характеристик, назначения и значимости, вероятности возникновения взрыва или пожара, технологических особенностей, а также от интенсивности грозовой деятельности в районе их местонахождения подразделяют на три категории по устройству молниезащиты:

I. Производственные здания и сооружения со взрывоопасными помещениями классов В-1 и В-2 по ПУЭ (к данной категории относятся также здания электростанций и подстанций).

II. Другие здания и сооружения со взрывоопасными помещениями, не относимые к категории I.

III. Все остальные здания и сооружения, том числе пожароопасные помещения.

Здания и сооружения относящиеся к категории I, подлежат обязательной молниезащите; зона защиты должна обладать степенью надежности 99,5% и выше.

Интенсивность грозовой деятельности характеризуется числом грозовых часов n или грозовых дней n' в году ($n \approx 1,5n'$) [24]. Для Томской области этот показатель равен $n = 40 \div 60$ часов в год.

Число ударов молнии в 1 км^2 поверхности земли составляет в среднем 0,067 за один грозовой час.

Число ударов молнии в отдельно стоящий молниеотвод высотой h , м, равно [24]:

$$N = 1,5\pi n h^2 \cdot 10^{-6}. \quad (17)$$

Открытое распределительное устройство (ОРУ) напряжением 35кВ должно быть защищено от прямых ударов молнии по ПУЭ. Существующая система молниезащиты ПС «Центральная» выполнена стержневыми молниеотводами, установленными на порталах.

При установке нового оборудования часть нового оборудования остается незащищенной от ударов молнии, в связи, с чем проектом предусмотрена установка на вновь устанавливаемом портале дополнительного молниеотвода и перерасчет системы молниезащиты подстанции.

Защита от прямых ударов молнии ОРУ – 35кВ осуществляется стержневыми молниеотводами, как правило, на их конструкциях. В соответствии с ПУЭ места присоединения молниеотводов находятся не ближе 15м от места присоединения трансформаторов к заземляющему контуру. Защитное действие молниеотвода характеризуется его зоной защиты, которая представляет собой пространство, не поражаемое прямыми ударами молний. Сооружение считается защищенным, когда все его части находятся в пределах зоны защиты молниеотводов. Зона защиты многократных стержневых молниеотводов равной высоты определяется как зона защиты попарно взятых соседних стержневых молниеотводов [24].

Рассчитать молниезащиту – это значит определить тип защиты, её зону, параметры и ожидаемое количество поражений объекта молнией в год.

По типу защиты молниезащита на ПС «Центральная» будет выполнена многократной стержневой.

1. Выбор высоты молниеотводов. Открытое распределительное устройство 35 кВ подстанции «Центральная» имеет следующие габаритные размеры: высота наиболее высокого объекта h_x составляет 7 м, длина $a = 32$ м, ширина $b = 28$ м. Расстояние между ближними молниеотводами $l_1 = l_2 = 17$ м, между удалёнными - $l_2 = 22$ м. Предельное расстояние между молниеотводами определяется по соотношению [24]:

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2 + l_3^2} = \sqrt{17^2 + 17^2 + 22^2} = 32,5 \text{ м.} \quad (18)$$

Для молниеотводов высотой $h \leq 30$ м условие защиты всей площади имеет вид: $L \leq 8(h - h_x) \leq 8h_a$. Из этого соотношения превышение высоты молниеотводов h_a над высотой защищаемого объекта h_x должно составлять:

$$h_a \geq \frac{L}{8} = \frac{32,5}{8} = 4,07 \text{ м.} \quad (19)$$

Полная высота молниеотвода подстанции:

$$h = h_x + h_a = 7 + 4,07 = 11,07 \text{ м.} \quad (20)$$

Молниеотводы данной высоты должны обеспечить защиту всей площади ОРУ подстанции от прямых ударов молнии.

2. Определение границ зоны защиты. Для многократных стержневых молниеотводов зона защиты строится посредством попарно взятых соседних стержневых молниеотводов [24].

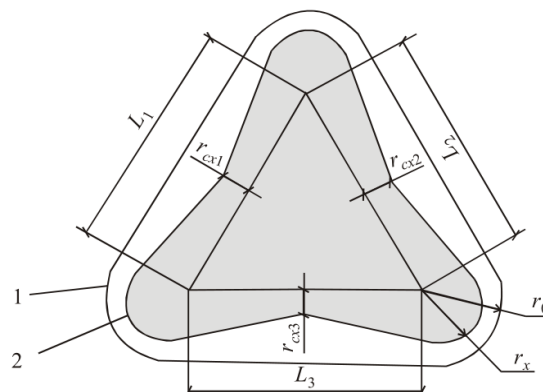


Рисунок 4.3.1 – Зона защиты (в плане) многократного стержневого молниеотвода: 1 – граница зоны защиты на уровне земли; 2 – тоже на уровне h_x .

Высота вершины конуса стержневого молниеотвода h_0 и радиусы защиты на уровне земли r_0 и на высоте защищаемого объекта r_x определяются как для одиночного стержневого молниеотвода [24]:

$$h_0 = 0,92h = 0,92 \cdot 11,07 = 10,18 \text{ м;} \quad (21)$$

$$r_x = 1,5(h - 1,1h_x) \cdot 2 = 1,5\left(h - \frac{h_x}{0,92}\right) \cdot 2 = 1,5 \cdot \left(11,07 - \frac{7}{0,92}\right) \cdot 2 = 10,41 \text{ м;} \quad (22)$$

$$r_0 = 1,5h = 1,5 \cdot 11,07 = 16,6 \text{ м.} \quad (23)$$

Высота средней части попарно взятых молниеотводов:

$$h_{\min 1} = h_{c1} = h_0 - 0,14 \cdot (l_1 - h) = 10,18 - 0,14 \cdot (17 - 11,07) = 9,35 \text{ м;} \quad (24)$$

$$h_{\min 2} = h_{c2} = h_0 - 0,14 \cdot (l_2 - h) = 10,18 - 0,14 \cdot (17 - 11,07) = 9,35 \text{ м;} \quad (25)$$

$$h_{\min 3} = h_{c3} = h_0 - 0,14 \cdot (l_3 - h) = 10,18 - 0,14 \cdot (22 - 11,07) = 8,65 \text{ м.} \quad (26)$$

Ширина средней части зоны попарно взятых молниеотводов на уровне земли составляет:

$$r_c = r_0 = 1,5h = 1,5 \cdot 11,07 = 16,6 \text{ м,} \quad (27)$$

на уровне высоты защищаемого объекта:

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}} = 16,6 \cdot \frac{9,35 - 7}{9,35} = 4,17 \text{ м;} \quad (28)$$

$$r_{cx2} = r_0 \cdot \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}} = 16,6 \cdot \frac{9,35 - 7}{9,35} = 4,17 \text{ м;} \quad (29)$$

$$r_{cx3} = r_0 \cdot \frac{h_{c3} - h_x}{h_{c3}} = 16,6 \cdot \frac{8,65 - 7}{8,65} = 3,16 \text{ м.} \quad (30)$$

2. Определение надёжности защиты подстанции от прямых ударов молнии.

Число ударов молнии в подстанцию в год определяется по соотношению:

$$N = 0,06n(a + 10h)(b + 10h) \cdot 10^{-6}; \quad (31)$$

$$N = 0,06 \cdot 50 \cdot (32 + 10 \cdot 11,07) \cdot (28 + 10 \cdot 11,07) \cdot 10^{-6} = 0,099.$$

Число отключений подстанции по соотношению $\gamma = N \cdot \psi_n \cdot \psi_i \cdot \psi_g$ составит:

$$\gamma = N \cdot \psi_n \cdot \psi_i \cdot \psi_g = 0,099 \cdot 10^{-3} \cdot 0,68 \cdot 0,70 = 0,47 \cdot 10^{-4}, \quad (32)$$

где $\psi_n = 10^{-3}$ - вероятность прорыва молнии сквозь зону защиты молниеотводов, $\psi_i = 0,68$ - вероятность перекрытия изоляции при прямом ударе молнии, $\psi_g = 0,70$ - вероятность перехода импульсного перекрытия в силовую дугу.

Показатель грозоупорности составит:

$$m = \frac{1}{\gamma} = \frac{1}{0,47 \cdot 10^{-4}} = 2,1 \cdot 10^4 \text{ лет.} \quad (33)$$

Фактически m ещё больше, так как зона молниезащиты построена с запасом.[24]

Организационные и технические мероприятия по технике безопасности при выполнении ремонтных работ в электроустановках на подстанции

Целью мероприятия является [9]:

обеспечить нормальный безаварийный режим работы электроустановок;

бесперебойность электроснабжения высококачественной электроэнергией электроприемников;

нормативная безопасность персонала в процессе монтажа, оперативного обслуживания, наладки, ремонта, испытания электрооборудования;

предупредить случайное появления напряжения на отключенных токоведущих частях и случайного приближение на опасные расстояния к токоведущим частям под напряжением.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работы в электроустановках, являются [5]:

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

допуск к работе;

надзор во время работы;

оформление перерыва в работе, перевод на другое место, окончания работы.

Работы на подстанции в отношении мер по технике безопасности подразделяются на работы, выполняемые:

со снятием напряжения;

без снятия напряжения, на токоведущих частях и внутри их;

без снятия напряжения вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением.

Ответственными за безопасность работ являются следующие лица:

выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации (мастер);

ответственный руководитель работ (начальник группы подстанции);

допускающий к работе из числа дежурного или оперативно-ремонтного персонала;

производитель работ;

наблюдающий;

член бригады.

Выдающий наряд, отдающий распоряжение, определяет необходимость и возможность безопасного выполнения работы. Он отвечает за достаточность и правильность указанных в наряде (распоряжении) мер безопасности, за качественный и количественный состав бригады и назначение ответственных за безопасность, а также за соответствие выполняемой работе групп перечисленных работников [5].

Право выдачи нарядов и распоряжений предоставляется работникам из числа административно-технического персонала организации, имеющим группу V – в электроустановках напряжением выше 1000 В. Ответственный руководитель работ отвечает за выполнение всех указанных в наряде мер безопасности их достаточность, за принимаемые им дополнительные меры безопасности, за полноту и качества целевого инструктажа бригады, в том числе проводимого допускающим и производителем работ, а также за организацию безопасного ведения работ [5].

Ответственный руководитель работ должен иметь группу по ТБ – V. Необходимость назначения ответственного руководителя работ определяет выдающий наряд.

Наряд выписывается в двух, а при передачи его по телефону, радио – в трех экземплярах.

В тех случаях, когда производитель работ назначается одновременно допускающим, наряд независимо от способа его передачи заполняется в двух экземплярах, один из которых остается у выдающего наряд.

Число нарядов, выдаваемых на одного ответственного руководителя работ, определяет выдающий наряд.

Допускающему и производителю работ (наблюдающему) может быть выдано сразу несколько нарядов и распоряжений для поочередного допуска и работы по ним.

Наряд выдается на срок не более 15 календарных дней со дня начала работы и может быть продлен один раз на срок не более 15 календарных дней со дня продления. При перерывах в работе наряд остается действительным.

Продлевать наряд может работник, выдавший наряд, или другой работник, имеющий право выдачи наряда на работы в электроустановке.

Учет работ по нарядам ведется в Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям.

Подготовка рабочего места и допуск бригады к работе проводится после получения разрешения от оперативного персонала или уполномоченного на это работника. Разрешение может быть передано выполняющему подготовку рабочего места и допуск бригады к работе персоналу лично, по телефону, радио, с нарочным или через оперативный персонал промежуточной подстанции. Не допускается выдача таких разрешений заранее. Допуск бригады разрешается только по одному наряду.

Допуск к работе по нарядам и распоряжениям проводится непосредственно на рабочем месте, Допуск к работе проводится после проверки подготовки рабочего места. Началу работ по наряду или распоряжению предшествует целевой инструктаж, предусматривающий

указания по безопасному выполнению конкретной работы.

После допуска надзор за соблюдением бригадой требований безопасности возлагается на производителя работ (наблюдающего), который так организует свою работу, чтобы вести контроль за всеми членами бригады, находясь по возможности на том участке рабочего места, где выполняется наиболее опасная работа. Не допускается наблюдающему совмещать надзор с выполнением какой-либо работы.

Перевод бригады на другое рабочее место осуществляет допускающий, также могут выполнять ответственный руководитель или производитель работ. Перевод оформляется в наряде.

При перерыве в работе на протяжении рабочего дня бригада удаляется с рабочего места, а двери РУ закрываются. После полного окончания работы производитель работ удаляет бригаду с рабочего места, снимает установленные бригадой временные ограждения, переносные плакаты безопасности, флажки и заземления, закрывает двери электроустановки на замок и оформляет в наряде полное окончание работ своей подписью.

Производитель работ, выполняемых по наряду в электроустановках напряжением выше 1000 В, должен иметь группу IV, а выполняемых по распоряжению – III.

Наблюдающим может назначаться работник, имеющий группу III.

Каждый член бригады должен соблюдать правила ТБ и инструктивные указания, полученные при допуске к работе и во время работы, а также требования инструкций по охране труда [5].

Технические мероприятия по обеспечению безопасности работ на подстанции включают:

отключение установки и принятие мер против подачи напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов. Это отключение выполняется, с видимым разрывом электрической цепи для чего помимо выключателя отключается

еще и разъединители. Во избежание опасности обратной трансформации напряжения, силовые трансформаторы и трансформаторы напряжения, связанные с выделенным для работ участком электроустановки должны быть отключены и схемы их разобраны также со стороны других своих обмоток;

на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты «не включать – работают люди» и другие. Чтобы предотвратить случайное включения приводы аппаратов запирают механическими запорами;

проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

наложено заземление (включены заземляющие ножи, а там где они отсутствуют установлены переносные заземления);

вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

При эксплуатации действующих электроустановок важную роль в обеспечение безопасности электротехнического персонала играют электротехнические средства защиты:

изолирующие, которые делятся на основные и дополнительные. К основным изолирующим средствам относятся – изолирующие штанги (оперативные, измерительные, для наложения заземления), изолирующие и электроизмерительные клещи, указатели напряжения, а также средства для ремонтных работ под напряжением. Дополнительным изолирующим средствам защиты относятся – диэлектрические перчатки, боты и ковры, изолирующие подставки и накладки, изолирующие колпаки, штанги для переноса и выравнивания потенциала;

ограждающие, к которым относятся – щиты (ширмы), изолирующие накладки, временные переносные заземления и предупреждающие плакаты;

индивидуальные, к которым относятся защитные каски, очки, щитки; противогазы и респираторы; специальные рукавицы, изготовленные из трудновоспламеняемой ткани; предохранительные монтерские пояса; страховочные канаты; монтерские когти, а также индивидуальные экранирующие комплекты и переносные экранирующие устройства, защищающие персонал от воздействия электрического поля в электроустановках сверхвысокого напряжения промышленной частоты.

Порядок включения электрооборудования после ремонта представляет собой обратную последовательность действию отключению этого оборудования.

Технические мероприятия выполняет оперативно-ремонтный персонал по разрешению мастера, который выдает наряд на выполнение ремонтных работ в электроустановках.[5]

4.4 Экологическая безопасность

Вопросы охраны окружающей среды решают на основе системного подхода, рассматривая систему «Человек - производство - окружающая среда» как единую и неразрывную.

Так при строительстве подстанции существуют проблемы связанные со строительством и монтажом оборудования подстанции – это нарушение естественного ландшафта за счет застройки территории, производства земляных работ, строительства дорог, а также за счет сооружения линии электропередачи. При этом естественный почвенный слой губится, что ведет к непоправимым последствиям. Самым ценным слоем почвы является верхний слой-гумус. Его толщина составляет 15 – 20 см и при строительстве он разрушается. Искусственные насыпи песка и гравия при строительстве подстанции нарушают естественный минеральный и органический состав почв. Помимо этого в результате строительства подстанции и прокладки линий электропередачи происходит отчуждении земли из пользования

сельскохозяйственных районов. Так как подстанция находится в сельскохозяйственном районе, то возможно загрязнение почвы трансформаторным маслом, отходами строительства и ведет к загрязнению атмосферы и биосферы. В последствии этого нарушается биологический баланс, изменяется физико-химический состав почвы, что приводит к непоправимым последствиям для окружающей среды. При повреждении трансформатора и растекании трансформаторного масла, масло из поврежденного трансформатора, которое может растечься тонкой пленкой по поверхности близ лежащих водоемов, препятствует доступу кислорода к воде. Это может привести к гибели рыб, водорослей и других организмов, живущих в воде. Увеличение уровня шума отпугивает животных с близ лежащих территорий. Это нарушает биосферы.

Мероприятия по охране окружающей среды регламентируются

ГОСТ 17.0.001-76(Основные положения), ГОСТ 17.2.1.01-76 (Атмосфера) и ГОСТ 17.1.1.02-77(Гидросфера) и другими нормативными документами, которые предусматривают:

ограничения поступлений в окружающую среду промышленных, транспортных, сельскохозяйственных и бытовых сточных вод и выбросов в атмосферу;

рациональное использование и охрана водоемов;

сохранение и рациональное использование земли;

охрану и рациональное использование биологических ресурсов;

обеспечение воспроизводства других животных, поддержание в благоприятном состоянии условий их обитания;

улучшение использования недр и др.

В 1992 году был принят закон об охране окружающей природной среды, который в комплексе с мерами организационного, правового, экономического и воспитательного воздействия призван создавать формирование и укрепление правопорядка и обеспечения экологической

безопасности.

Так для строительства подстанции использовалась большая территория. Чтобы уменьшить занимаемую площадь, оборудование подстанции смонтировано на минимально допустимом, правилами устройства электроустановок, расстоянии друг от друга по условиям техники безопасности и условиям эксплуатации подстанции. Для уменьшения площади занимаемой воздушными линиями электропередачи две параллельно проложенные линии подвешиваются на двухцепных опорах.

Трансформаторное масло хранится в специальных емкостях, не допускающих его попадания в почву. Утечка масла из бака трансформатора предотвращается релейной защитой. В трансформаторах установлены показатели уровня масла. Его постоянно контролирует оперативный персонал подстанции. Ведется своевременная очистка масла в силикогелевых осушителях, для продолжения срока службы масла. Предусмотрены емкости для аварийного слива масла. Слитое масло используется для нужд смазки, а остальное отправляется на переработку. Территория подстанции ограждена забором, поэтому попадание животных на территорию подстанции исключено. Также на подстанции ведутся работы по охране окружающей среды.

Главным загрязнителем поверхностных слоев литосферы являются твердые отходы, в компактных массах получающиеся в быту и на производстве (сыпучие или монолитные массы достаточно крупных размеров). Так, в нашей стране ежегодно образуется более 12 млрд. тонн таких отходов. Наибольшее количество твердых отходов получается в энергетике (теплоэнергетика), черной и цветной металлургии, горнодобывающей, лесной, деревообрабатывающей, химической и туковой отраслях хозяйства.

Твердые отходы необходимо удалять, складировать, утилизировать. Затраты на хранение, удаление, перемещение отходов составляют 0,1 часть

готовой продукции, а под отвалами, свалками и полигонами твердых отходов занят 1 млн. га земли. Отходы не только занимают полезную территорию, но и отравляют окружающую природную среду продуктами своего разложения или превращения в другие соединения, загрязняют среду за счет перемещения с потоками воздуха или воды, образуя с последней либо растворы, либо водные суспензии.

Однако отходы наносят столь существенный вред вследствие неправильного к ним отношения. Еще Д. И. Менделеев отмечал, что в производстве нет отходов, а имеется неиспользованное сырье. Следовательно, важнейшим природоохранным мероприятием (вернее, направлением деятельности) является разработка способов утилизации твердых отходов, превращение отходов в источник вторичного сырья, а также последующая их утилизация.

Примером такого подхода является использование отходов металлообработки, вышедшего из строя металлического оборудования, станков, машин и т. д. в производстве стали, при этом сталь, изготовленная из металлолома, вдвое дешевле стали из природной руды.

4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Одной из основных задач при проектировании объектов народного хозяйства (ОНХ) является повышения их устойчивой работы в чрезвычайных ситуациях (военное время, стихийные бедствия).

Для этого заблаговременно организуется и приводится большой объем работ, направленный на повышение устойчивости работы объекта в чрезвычайных условиях. К ним относятся инженерно-технические и организационные мероприятия. Инженерно-техническими мероприятиями обеспечиваются повышение устойчивости промышленных зданий, сооружений, оборудования

и коммуникаций предприятия к воздействию поражающих факторов ядерного оружия, стихийного бедствия [12].

Сущность повышения устойчивой работы объектов в ЧС мирного и военного времени заключается в разработке в заблаговременном проведении комплекса организационных и инженерно-технических мероприятий, направленных на максимальное снижение возможных потерь и разрушений при ЧС.

Устойчивость работы объекта зависит от факторов, основными из которых являются [13]:

1. надежность защиты работающих и членов их семей от пожаров, оружия массового поражения (ОПМ);
2. способность инженерно-технического комплекса (ИТК) объекта (здания, технологического оборудования, коммуникаций) в определенной степени защиты от поражающих и разрушительных факторов ОПМ;
3. обеспеченность системы работы объекта всем необходимым для производства продукции (электричеством, сырьем, топливом, водой);
4. подготовленность объекта к ведению восстановительных работ;
5. подготовленность объекта к ведению спасательных работ;
6. надежность управления, оповещения и связи.

Все требования по обеспечению работы в ЧС должны быть запланированы в планах ГО объекта. Нормы проектирования инженерно-технических мероприятий ГО [13].

Нормы проектирования ИТМ ГО – это руководящий документ, определяющий требования и рекомендации к проведению мероприятий обеспечивающих устойчивую работу народного хозяйства страны (разрабатывается Госпланом, Госстроем, штабом ГО России). Нормы проектирования направлены:

1. на защиту населения и снижения возможности разрушений и потерь в ЧС;

2. на устойчивость функционирования объектов в ЧС;
3. на создание условий для проведения спасательных и других неотложных работ в очагах поражения.

Требования норм проектирования распространяются:

1. на все города и объекты народного хозяйства, по которым предполагается удар ядерного оружия;
2. на всю территорию страны, в части защиты населения и ОНХ от радиоактивного заражения;
3. светомаскировка населенных пунктов с регионами, соблюдения и полного солнечного затмения.

Требования норм проектирования к размещению ОНХ.

Цель требований: не допускать дальнейшей концентрации объектов промышленности в крупных городах, повысить их устойчивость путем рассредоточения объектов с учетом возможных разрушений при стихийных бедствиях и ОПМ.

Основные требования:

- новые предприятия электрических сетей энергетики имеющих государственное значение, склады – строить за пределами зон возможных разрушений и катастрофических затоплений;
- категоризованные ОНХ должны размещаться на расстоянии от 6 до 60 км от границ застройки города;
- базы текущего снабжения расположить на окраине города, куда выносить парки трамвайные, троллейбусные, автобусные, электрические подстанции;
- склады сильно действующих ядовитых веществ (СДЯВ) и взрывчатых веществ размещать в загородной зоне, вдали от населенных пунктов;
- склады горюче-смазочными материалами (ГСМ), расположенные на берегах рек строить ниже по течению реки от населенных пунктов.

Требования норм к строительству производственных зданий и сооружений.

Цель требований: повысить физическую, сейсмическую устойчивость зданий, от которых зависит производство, уменьшить возможность возникновения аварий при разрушениях зданий, сооружений. Для этого необходимо[14]:

- а) при проектировании производственных и жилых зданий расположенных в зоне возможных разрушений применять легкие несгораемые или трудносгораемые материалы;
- б) отдавать предпочтение горизонтальным конструкциям с меньшей наружностью;
- в) важные производственные сооружения строить заглубленные или с повышенной устойчивостью.

Требование к системе электроснабжения.

1. электроснабжение предприятий проектировать от двух независимых источников, расположенных на значительном расстоянии друг от друга;
2. место строительства ТЭС выбирать с учетом минимальных разрушений и потерь в случае аварий, катастроф и стихийных бедствий;
3. воздушные линии электропередачи заменять на подземные (кабельные);
4. трансформаторные подстанции надёжно защищать, маскировать.

Мероприятия по повышению устойчивости систем электроснабжения.

1. создаются дублирующие источники электрической энергии, газа;
2. инженерные и энергетические коммуникации переносятся в подземные сооружения;
3. наиболее ответственные устройства размещать в подвальных помещениях;
4. производятся прочные крепления трубопроводов и эстакад, чтобы избежать их сдвига или сброса;
5. деревянные опоры заменять на металлические или железобетонные;
6. создается резерв автономных источников электроснабжения и водоснабжения;

7. подключение объекта к нескольким источникам питания, удаленных один от другого на расстояние исключающим их одновременное поражение.

Учитывая сложность систем электроснабжения, опасность производства работ на поврежденных сетях восстановительные работы должны вестись специализированными формированиями энергетических служб.[9]

В качестве ЧС на подстанции можно рассмотреть утечку масла из силового трансформатора:

1) При утечке масло попадает в маслоприемную ванну заполненную песчано-гравийной смесью которая впитывает его. После устранения течи песчано-гравийная смесь промывается или при сильном пропитывании меняется на новую.

2) При больших объемах вытекающего масла оно попадает в аварийный маслоприемник, объем которого рассчитан так, чтобы принять весь объем масла трансформатора. После устранения течи масло при необходимости очищается, осушается и заливается обратно в трансформатор.

Течи устраняются следующими способами:

Нарушена плотность сварных швов бака трансформатора, волнистых стенок бака с дном, в местах заделки труб в стенку бака, радиаторов в местах сварки.

Места течи подварить ацетиленовой сваркой. До поварки бака масло из него слить, магнитопровод трансформатора вынуть, радиаторы снять с бака. По окончании сварки бак испытать водой в течение 1—2 ч под давлением столба воды высотой 1,5 м над уровнем масла в расширителе. Для этого бак заполняют водой, а в крышку герметически закрытого бака ввинчивают трубу длиной 1,5 м, диаметром от 1/3 до 1 дюйма, снабженную наверху воронкой, через которую производят окончательное заполнение бака и трубы водой. Испытывать бак можно и маслом. Незначительную течь масла можно устранить чеканкой.

Между крышкой и баком трансформатора имеются неплотности. Подтянуть болты, крепящие крышку. Если это не поможет, установить новое уплотнение.

Имеются неплотности в установке вводов. Течь масла между опорными фланцами и крышкой трансформатора устранить подтяжкой болтов или заменой прокладки новой. Просачивание масла в армировке опорного фланца в том случае, если фарфор имеет бортик, устранить армированием ввода в новый фланец и установкой резиновой прокладки между верхом фланца и опорной поверхностью фарфора. Если фарфор старого типа (без бортика, резиновой или пробковой прокладки), то необходимо заменить ввод. Если масло просачивается через армировку верхнего колпачка, заменить ввод. Просачивание масла вверх по шпильке устранить подмоткой под нижнюю гайку асбестового шнура, пропитанного лаком.

Пожарная безопасность при устройстве и эксплуатации подстанции

Согласно НПБ 105-03:

Территория подстанции по степени пожаровзрывоопасности относится к категории "В2" и II степени огнестойкости.

При загорании электроустановок необходимо в первую очередь позвонить в пожарную службу по телефону 01(010), предотвратить доступ электрического тока к электроустановкам, где произошло возгорание, по возможности сообщить руководству и приступить к тушению пожара с помощью первичных средств пожаротушения. Из средств пожаротушения желательно применять локализованные средства: воздушно - механическую пену высокой плотности, а также инертные газообразные разбавители.

Главными причинами взрывов и пожаров на производстве является неисправное ведение производственного процесса с участием горючих

веществ, неисправного электрооборудования или не правильная его эксплуатация.

Существенную роль в пожарной безопасности электроустановок играют правильный выбор и режим работы электрооборудования с учетом пожароопасности и взрывоопасности помещений, применение молниеотводов и отводов электростатических зарядов.[23]

В данном проекте в электроустановках используются пожароопасные вещества и материалы. Особо выделим среди них трансформаторное масло и изоляционные материалы.

Для обеспечения конструктивного соответствия электротехнических изделий ПУЭ выделяются пожароопасные зоны.

Пожароопасные зоны – пространства в помещении или вне его, в котором находятся горючие вещества, как при нормальном осуществлении технологического процесса, так и в результате его нарушения. Классификацию пожара и огнегасительные вещества сводим в таблицу 13.

Таблица 13– Классификация пожара и рекомендуемые
огнегасительные вещества

Класс пожара	Характеристика горящ. среды, объекта	Огнегасительные средства
Е	Электроустановки под напряжением	Порошки, двуокись азота, оксид азота, углекислый газ, составы бромэтил+СО ₂

Применяются следующие типы огнетушителей:

ОУ-5 (10 или 80) – огнетушитель углекислотный, вместимостью 5 (10 или 80 килограммов). Служит для тушения пожаров и загораний классов В, Е (только электроустановок, находящихся под напряжением до 1000 В). Преимуществом углекислотных огнетушителей является возможность тушения электроустановок под напряжением и производственных помещений с огнеопасными жидкостями без нанесения ущерба от огнетушащего вещества товарам и оборудованию. Огнетушащее вещество –

двуокись углерода.

ОП-5 (10, 100)– огнетушитель порошковый, вместимостью 5 (10 или 100 литров) предназначен для тушения загораний тлеющих материалов, горючих жидкостей, газов и электроустановок, находящихся под напряжением не более 1000 В, на промышленных предприятиях, складах хранения горючих материалов, а также на транспортных средствах.

ОУБ-8 – огнетушитель этиловый, вместимостью 8 килограммов

ОХП – огнетушитель бромхладонный

Ответственным за организацию пожарной безопасности является директор. В его обязанности входит:

создание комиссии под представительством главного инженера;

назначение ответственных по наиболее опасным отделам.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных подразделений несут их руководители, которые обязаны:

обеспечить на подстанции соблюдение противопожарного режима;

следить за исправностью оборудования и немедленно принимать меры по устранению неполадок;

следить за уборкой рабочих мест по окончании работы, отключением электроприборов и электросетей, кроме дежурного освещения и тех установок, которые по условиям производства должны действовать круглосуточно;

обеспечить постоянную готовность к действию имеющихся средств пожаротушения, связи и сигнализации.

В задачи комиссии по профилактике пожаров входят:

оценка пожарной опасности объекта, соответствия проекта пожарной безопасности;

снабжения подстанции автоматическими средствами пожаротушения;

разработка инструкций по пожарной безопасности, плана ликвидации аварий на подстанции, разработка оперативного плана;

- создание добровольной пожарной дружины;
- обучение рабочих пожарной безопасности. [23]

4.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, является [5]:

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

Ответственными за безопасность работ являются:

- а) лицо, выдающее наряд, отдающее распоряжение, утверждающий перечень работ выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- б) допускающий - ответственное лицо из оперативного персонала;
- в) ответственный руководитель работ (далее ответственный руководитель);
- г) производитель работ;
- д) наблюдающий;
- е) члены бригады.

Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ со снятием напряжения [5]:

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

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;

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

К правовым вопросам обеспечения безопасности можно отнести:

- Медицинские осмотры (ежегодно);
- Обеспечение работников СИЗ (средствами индивидуальной защиты)
- Выдача смывающих средств;
- Молоко и лечебно-профилактическое питание;
- Дополнительный ежегодный отпуск [5].

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью раздела является расчет сравнительной экономической эффективности капитальных вложений на реконструкцию подстанции и сопоставления разрабатываемых проектных вариантов. Рассмотрим два варианта:

- 1) установка двух трансформаторов типа ТДН-25000-35/6
- 2) установка двух трансформаторов типа ТДН-16000-35/6

5.1 Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости

Для расчета основной заработной платы сотрудников составляем график выполнения работ таблица 15.

Для определения трудоемкости выполнения проекта сначала составим перечень основных этапов и видов работ, которые должны быть выполнены. Для определения ожидаемого значения продолжительности работ $t_{ож.}$ применим вариант, основанный на использовании трех оценок: t_{max} , t_{min} , $t_{н.в.}$.

$$t_{ож.} = \frac{t_{min} + 4 \cdot t_{н.в.} + t_{max}}{6} \quad (34)$$

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.

Описание графика выполнения работ сводим в таблицу 14.

					ФЮРА.140205.010 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.	Михайлов Д.С.				Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Барская А.В.						95	124
Консульт.	Коршунова Л.А.					ТПУ ИДО гр. 3-9202		

Таблица 14 – Описание графика выполнения работ

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

Таблица 15 – Этапы выполнения работ и график выполнения работ

№ этап а	Наименование работы	Потребная численность, чел.	Продолжительность работы				График выполнения работ, дни													
			t_{min}	$t_{н.в.}$	t_{max}	$t_{ож}$	1 - 6	7 - 11	12 - 18	19 - 23	24 - 28	29 - 33	34 - 38	39 - 46	47 - 50	51 - 54	55 - 67	68 - 83	84 - 90	
0-1	Разработка задания	Руководитель Ведущий инженер Инженер	5	6	7	6														
1-2	Подбор кадров	Руководитель Ведущий инженер Инженер	4	5	6	5														
2-3	Сбор и изучение литературы	Руководитель Ведущий инженер Инженер	7	8	9	8														
3-4	Анализ полученной информации	Руководитель Ведущий инженер Инженер	4	5	6	5														
4-5	Выбор варианта реконструкции	Руководитель Ведущий инженер Инженер	4	5	6	5														
5-6	Выбор оборудования	Руководитель Ведущий инженер Инженер	4	5	6	5														
6 - 7	Расчет токов КЗ и релейной защиты	Руководитель Ведущий инженер Инженер	4	5	6	5														
7-8	Окончательный расчет варианта	Руководитель Ведущий инженер Инженер	7	8	9	8														
8-9	Доработка	Руководитель Ведущий инженер Инженер	3	4	3	4														
9- 10	Выводы и предложения по проделанной работе	Руководитель Ведущий инженер Инженер	3	4	3	4														
10- 11	Оформление отчета по проделанной работе	Руководитель Ведущий инженер Инженер	12	13	14	13														
11- 12	Выполнение графической части	Руководитель Ведущий инженер Инженер	15	16	17	15														
12- 13	Проверка и сдача проекта	Руководитель Ведущий инженер Инженер	5	6	7	5														
Итого			77	90	92	90														

5.2. Расчет затрат на проектирование

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

1. материальные затраты;
2. оплата труда;
3. отчисления в социальные фонды;
4. амортизация основных фондов;
5. прочие затраты;
6. накладные расходы [11].

1. Материальные затраты включают в себя:

расходные материалы (бумага, картриджи для принтера, плоттера, ручки, изготовление слайдов), сведенные в приведенную ниже таблицу 16.

Таблица 16 – Материальные затраты

Материал	Единица измерения	Количество	Стоимость, руб.
Печатная бумага	Пачка	1	240
Диск CD-RW	Шт.	2	80
Канц. товары	Шт.	6	150
Картридж	Шт.	1	1000
ИТОГО			$I_m = 1470$

2. Расчет заработной платы [11].

T_m - число дней работы.

$$ЗП_{рук} = ((30000 \cdot 1,1 \cdot 1,3) / 21) \cdot 90 = 183\,858 \text{ руб.},$$

где 30000- оклад

1,1 – коэффициент за неиспользованный отпуск

1,3 – районный коэффициент

$$ЗП_{вед. инженер} = ((26000 \cdot 1,1 \cdot 1,3) / 21) \cdot 90 = 159\,343 \text{ руб.},$$

$$ЗП_{инженер} = ((18000 \cdot 1,1 \cdot 1,3) / 21) \cdot 90 = 110\,315 \text{ руб.},$$

Сводим расчеты в таблицу 17.

Таблица 17 – Заработная плата исполнителей

Исполнители	Группа	Оклад руб.	Время занятости дней	Зп, руб.
Руководитель	3	30000	90	183 858
Ведущий инженер	2	26000	90	159 343
Инженер	2	18000	90	110 315
Итого				453 516

$$\text{Фонд заработной платы } \Phi ЗП = \sum ЗП_{\text{исп}}, \quad (35)$$

$$\Phi ЗП = 453\,516 \text{ руб.}$$

3. Размер отчислений в социальные фонды составляет 30% от $\Phi ЗП$.

Сумма начислений на социальные нужды составляет:

$$И_{\text{сн}} = 453\,516 \cdot 0,30 = 117\,914 \text{ руб.}$$

4. Амортизационные отчисления считаем по следующей формуле.

Специальное оборудование учитывается в сметной стоимости в виде амортизационных отчислений по формуле [11]:

$$И_{\text{ам}} = \frac{T_{\text{и}}}{T_{\text{кал}}} \cdot H_{\text{а}} \cdot \Phi_{\text{п}} \quad (36)$$

где $\Phi_{\text{п}}$ - первоначальная стоимость оборудования;

$H_{\text{а}}$ - норма амортизации;

$T_{\text{и}}$ - количество дней использования оборудования;

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

Амортизационные отчисления сводим в таблицу 18.

Таблица 18

Наименование	Количество	$\Phi_{\text{п}}$, р	$H_{\text{а}}$, %	$T_{\text{и}}$ дней	$И_{\text{ам}}$ р
Компьютер	3 шт.	90 000	0,2	20	987
Принтер	1 шт.	8 000	0,2	10	44
Стол	3 шт.	45 000	0,1	53	604
Стул	3 шт.	21 000	0,2	53	610
Итого					2245

Амортизационные отчисления составляют $И_{\text{ам}} = 2245$ рублей.

5. Прочие расходы :

$$И_{\text{пр}} = 0,1(ЗП + И_{\text{м}} + И_{\text{ам}} + И_{\text{сн}}) \quad (37)$$

$$И_{пр} = 0,1(453516 + 1470 + 2245 + 117914) = 57515 \text{ руб.}$$

6. Накладные расходы принимаем 200% от ФЗП:

$$И_p = 2 \cdot \text{ФЗП} \quad (38)$$

$$И_p = 2 \cdot 453516 = 907032 \text{ руб.}$$

Себестоимость проекта:

$$И_{п} = И_{м} + И_{зп} + И_{сн} + И_{ам} + И_{пр} + И_p \quad (39)$$

$$И_{п} = 1470 + 453\,516 + 117\,914 + 2245 + 57\,515 + 907\,032 = 1\,539\,692 \text{ руб.}$$

Принимаем рентабельность 20%, прибыль:

$$И_б = И_{п} \cdot 0,2$$

$$И_б = 1\,539\,692 \cdot 0,2 = 307\,939 \text{ руб.}$$

Стоимость проекта:

$$Ц_{п} = И_{п} + И_б$$

$$Ц_{п} = 1\,539\,632 + 307\,939 = 1\,847\,571 \text{ руб.}$$

Смета затрат представлена в таблице 19.

Таблица 19 – Смета затрат

Вид расходов	Обозначение	Сумма, руб.
Материальные затраты	$И_{м}$	1 470
Заработная плата	$И_{зп}$	453 516
Амортизация	$И_{ам}$	2 245
Отчисления на социальные нужды	$И_{сн}$	117 914
Прочие расходы	$И_{пр}$	57 515
Накладные расходы	$И_p$	907 032
Себестоимость проекта	$И_{п}$	1 539 692
Прибыль	$П_б$	307 939
Стоимость проекта	$К_{пр}$	1 847 571

5.3 Расчет приведенных затрат по вариантам с одинаковой надежностью

Экономическим критерием, по которому определяют наивыгоднейший вариант, является минимум приведенных затрат, руб/год, вычисленных по формуле

$$Z = p_H \cdot K + I \quad (40)$$

где p_H – норма дисконта, 1/год (для расчетов установок энергетики $p_H = 0,15$);

K – единовременные капитальные вложения, руб.;

I – ежегодные эксплуатационные затраты, руб.

5.4 Расчет капитальных вложений

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[11].

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 %
заготовительно-складские	1,2 – 1,5 %
установка и монтаж	5 – 20 %
пуск и регулировка	2 – 3 %

итого 11,2 – 34,5 %

В данном расчете принимается 20 %.

Результаты расчета сводим в таблицу 20.

Таблица 20 – Расчет капиталовложений на оборудование

№ варианта	Наименование электрооборудования	Кол-во шт.	Цена 1 шт. руб.	Дополнительные затраты руб.	Итого по варианту	Монтажные работы
1	Ячейка* трансформатора ТДН –25000 кВ·А	2	7 950 000	850 000	8800000	880 000
2	Ячейка* трансформатора ТД –16000 кВ·А	2	6 770 000	795 000	7565000	756 500

* Показатели стоимости ячейки трансформатора учитывают установленное оборудование (трансформатор, кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей в ОПУ, а также панели управления, защиты и автоматики, установленные в ОПУ, относящиеся к ячейке, гибкие связи трансформаторов и др.), материалы, строительные и монтажные работы.

Расчет капиталовложений для каждого варианта:

$$K = K_{\text{пр}} + K_{\text{об}} + K_{\text{монт}}$$

Вариант 1.

$$K = 1\,847\,571 + 8\,800\,000 + 880\,000 = 11\,527\,571$$

Вариант 2.

$$K = 1\,847\,571 + 7\,565\,000 + 756\,500 = 10\,169\,071$$

5.5 Расчет ежегодных эксплуатационных затрат

Вторым важным, помимо капиталовложений, технико-экономическим показателем являются эксплуатационные затраты (издержки), необходимые для эксплуатации энергетического оборудования.

Эксплуатационные затраты, руб., определяются из следующей формулы:

$$I = I_{ам} + I_{обсл} + I_{пот} \quad (41)$$

Вариант 1.

$$737765 + 230552 + 342166 = 1310483 \text{ руб.}$$

Вариант 2.

$$650821 + 203382 + 249135 = 1103338 \text{ руб.}$$

где $I_{ам}$ – ежегодные амортизационные отчисления, руб;

$I_{обсл}$ – годовые расходы на обслуживание и текущий ремонт электрооборудования, руб;

$I_{пот}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии, руб.

Отчисления на амортизацию включают издержки на капитальный ремонт и на накопление средств, необходимых для замены (реновации) изношенного и морально устаревшего оборудования. Отчисления на амортизацию тем выше, чем меньше срок службы оборудования. Отчисления на обслуживание предназначены для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Для предотвращения повреждений все элементы сети подвергаются периодическим осмотрам и профилактическим испытаниям. Эти мероприятия финансируются из отчислений на текущий ремонт.

Ежегодные амортизационные отчисления, тыс. руб.

$$I_{ам} = P_{ам} \cdot K \quad (42)$$

где $P_{ам}$ – норма амортизационных отчислений, % (для силового электрооборудования $P_{ам} = 6,4 \%$)

Вариант 1.

$$I_{ам1} = 0,064 \cdot 11527571 = 737765 \text{ руб./год} \quad (43)$$

Вариант 2.

$$I_{ам2} = 0,064 \cdot 10169071 = 650821 \text{ руб./год} \quad (44)$$

Годовые расходы на обслуживание и текущий ремонт, руб.

$$I_{обсл} = P_{обсл} \cdot K \quad (45)$$

где $P_{обсл}$ – норма затрат на обслуживание, % (для силового электрооборудования $P_{ам} = 2 \%$).

Вариант 1.

$$I_{\text{обсл}1} = 0,02 \cdot 11527571 = 230552 \text{ руб./год} \quad (46)$$

Вариант 2.

$$I_{\text{обсл}2} = 0,02 \cdot 10169071 = 203382 \text{ руб./год} \quad (47)$$

Стоимость годовых потерь активной электроэнергии, руб.

$$I_{\text{ном}} = \Delta P_T \cdot T_{\Gamma} \cdot \tau \quad (48)$$

Вариант 1.

$$I_{\text{пот}1} = 43,4 \cdot 8760 \cdot 0,9 = 342166, \text{ руб.}$$

Вариант 2.

$$I_{\text{пот}2} = 31,6 \cdot 8760 \cdot 0,9 = 249135, \text{ руб.}$$

где ΔP – среднегодовые потери активной мощности, кВт;

T_{Γ} – годовое время включения электроустановки $T_{\Gamma} = 8760$

ч/год.

$\tau = 0,9$ руб. – стоимость кВт·ч

Потери активной и реактивной мощности в автотрансформаторах сравниваемых вариантов определяем по формулам:

$$\Delta P_T = \Delta P_{XX} + \Delta P_{K3} \cdot \beta^2, \text{ кВт} \quad (49)$$

Вариант 1.

$$\Delta P_{T1} = 25 + 115 \cdot 0,4^2 = 43,4, \text{ кВт}$$

Вариант 2.

$$\Delta P_{T2} = 18 + 85 \cdot 0,4^2 = 31,6, \text{ кВт}$$

где ΔP_{XX} ΔP_{K3} – номинальные активные потери в стали и обмотках трансформатора, кВт;

β – коэффициент загрузки трансформатора.

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{XX} + \beta^2 \cdot S_H \cdot U_K \% \cdot 1/100, \text{ квар} \quad (50)$$

$\Delta Q_{XX} = S_H \cdot I_{XX} \% \cdot 1/100$ – постоянная составляющая потерь реактивной мощности, квар.

$\Delta Q_{кз} = S_H \cdot U_K \% \cdot 1/100$ – реактивная мощность, потребляемая

трансформатором при полной нагрузке, квар.

$I_{xx} \%$ - ток холостого хода, %.

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

Расчет потерь, технические данные автотрансформаторов сведем в таблицу 21.

Таблица 21 – Расчет потерь в автотрансформаторах

№ варианта	Количество и технические данные трансформатора	Коэффициент загрузки β	Потери активной мощности ΔP	Потери реактивной мощности ΔQ
1	ТДН – 25000 кВ·А $S_H = 25000$ кВ·А $\Delta P_{xx} = 25$ кВт $\Delta P_{кз} = 115$ кВт $I_{xx} \% = 0,5 \%$ $U_{кз} \% = 9,5 \%$	$\beta = 0,4$	43,4 кВт	125 квар
	в 2 ^х ТДН – 25 МВ·А		86,8 кВт	250 квар
2	ТДН – 16000 кВ·А $S_H = 16000$ кВ·А $\Delta P_{xx} = 18$ кВт $\Delta P_{кз} = 85$ кВт $I_{xx} \% = 0,6 \%$ $U_{кз} \% = 10 \%$	$\beta = 0,4$	31,6 кВт	96 квар
	в 2 ^х ТДН – 16 МВ·А		63,2 кВт	192 квар

Результаты расчетов приведенных затрат сводим в таблицу 22.

Таблица 22 – Приведенные затраты, руб.

№	$З = p_n \cdot K + И$	p_n	К	$И = И_{ам} + И_{обсл} + С_э$		
				$И_{ам}$	$И_{обсл}$	$И_{пот}$
1	2 610 327	0,15	11527571	737765	230552	342166
2	2 416 644	0,15	10169071	650821	203382	249135

$$З = p_n \cdot K + И \quad (51)$$

$$З_1 = 0,15 \cdot 11527571 + 1310483 = 3039619 \text{ руб.}$$

$$З_2 = 0,15 \cdot 10169071 + 1103338 = 2628699 \text{ руб.}$$

В результате произведенных расчетов оптимальным по экономическим показателям является вариант 2, характеризующийся минимальными приведенными затратами (на 13,5% ниже приведенных затрат по варианту 1). Следовательно, принимаем вариант с установкой двух трансформаторов мощностью по 16 МВА.

6 Ремонт силовых трансформаторов

6.1 Сроки и объемы текущих и капитальных ремонтов

Текущие ремонты трансформаторов с их отключением, но без выемки сердечника проводят по мере необходимости, но не реже одного раза в три года, а для трансформаторов 35/6 - 10 кВ не реже одного раза в год.

Капитальный ремонт трансформаторов электростанций и понизительных подстанций с напряжением 35 кВ с выемкой сердечника делают первый раз через шесть лет после ввода в эксплуатацию, а в дальнейшем по мере необходимости в зависимости от результатов измерений и состояния трансформатора. Однако в зависимости от типа трансформатора, условий транспортировки, монтажа и эксплуатации сроки текущих и капитальных ремонтов могут быть изменены [26].

Так, Всесоюзное объединение «Главэлектрремонт» устанавливает следующие интервалы между капитальными ремонтами трансформаторов I и II габаритов:

- 1) для новых трансформаторов - 6 - 8 лет;
- 2) для трансформаторов с частичной герметизацией и защитой масла после капитального ремонта (включая случаи установки расширителей и термосифонных фильтров при ремонте) - 4 - 5 лет;
- 3) для трансформаторов, прошедших восстановительный капитальный ремонт (без герметизации и защиты масла) - 2 - 3 года [26].

					ФЮРА.140205.010 ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат			
Разраб.		Михайлов Д.С.			Капитальный ремонт трансформаторов	Лит.	Лист
Руковод.		Барская А.В.					Листов
Реценз.							107
Н.Контр							124
Утвердил						ТПУ ИДО гр. 3-9202	

В объем текущего ремонта трансформаторов с обязательным их отключением входят все операции наружного осмотра (см. выше) и устранение обнаруженных неисправностей, а также чистка и окраска бака, ремонт пробивных предохранителей в трансформаторах с изолированной нейтралью, ремонт и замена заземляющих проводников, маслоуказательных устройств, контактов и соединений. Сливают отстой из расширителя, доливают масло, подтягивают болты уплотнений, измеряют сопротивление изоляции и определяют электрическую прочность масла [26].

Объем капитального ремонта трансформатора в каждом конкретном случае специфичен и определяется видами и степенью повреждения. Часто капитальный ремонт является восстановительным, включает в себя замену (перемотку) обмоток трансформатора и ряд других подобных операций и таким образом приближается по объему работ к изготовлению трансформатора [26].

Текущий ремонт трансформаторов проводят на месте их установки с обязательным отключением от источников питания. Капитальные ремонты делают на электроремонтных предприятиях.

6.2 Общие положения

6.2.1. В комплект технической документации на капитальный ремонт трансформатора в обязательном порядке, согласно СО 34.20.608-2003*, должны входить: ведомость планируемых работ по ремонту; сетевой график ремонта; программа вывода энергоустановки в ремонт; программа приема энергоустановки из ремонта; пояснительная записка, включающая обязательный раздел "Требования безопасности при выполнении ремонтных работ". При необходимости выполнения неотложных ремонтных работ (неплановые ремонты, работы, выявленные при дефектации оборудования и

пр.) и невозможности разработки проекта производства работ до начала работ, допускается выполнение работ по настоящему СО [26].

6.2.2. Ведомость планируемых работ по ремонту составляется в соответствии с требованиями СО 34.04.181-2003.

6.2.3. Подготовка к ремонту трансформатора должна включать проверку комплектности технической документации, подготовку ремонтной площадки, проверку работоспособности технологического оборудования, оснастки и инструмента, а также наличия нормативного количества необходимых материалов [26].

6.2.4. В объем работ при капитальном ремонте трансформаторов без разборки активной части (снятия обмоток трансформатора) должно входить:

- вскрытие трансформатора, подъем активной части или съемной части бака ("колокола"); осмотр и очистка магнитопровода от шлама и грязи, устранение дефектов, проверка и восстановление изоляции, подтяжка доступных стяжных шпилек (бандажей), проверка состояния заземления; осмотр и очистка обмоток и отводов, подпрессовка обмоток, проверка и ремонт ярмовой изоляции, ремонт изоляции отводов, подтяжка и ремонт креплений отводов;-осмотр, проверка и очистка переключателей, мелкий ремонт и подтяжка контактов или замена их при необходимости, проверка состояния паек, целостности перемычек, проверка исправности всех механизмов переключателя РПН; осмотр, очистка и ремонт бака ("колокола"), крышки (поддона), расширителя, предохранительной трубы, арматуры, радиаторов, термосифонного фильтра и при необходимости их окраски; осмотр, очистка, ремонт вводов, замена уплотнений и в случае необходимости замена масла в вводах; осмотр, очистка и ремонт устройств системы охлаждения (насосов, вентиляторов, охладителей ДЦ и Ц, арматуры); испытание масла, очистка, сушка и в случае необходимости регенерация или смена масла; сушка

изоляции (при необходимости); сборка трансформатора с заменой всех уплотнений и его испытание [26].

6.2.5. Ремонтная площадка должна обеспечивать защиту активной части и вводов от пыли и влаги, а также размещение и связь между технологическими участками [26].

6.2.6. Ремонт устройств РПН должен проводиться в соответствии с требованиями инструкций завода-изготовителя по эксплуатации и ремонту переключающих устройств [26].

6.2.7. При ремонте, монтаже, испытаниях и включении трансформаторов необходимо руководствоваться действующими общими и местными правилами по технике безопасности, а также действующими общими и местными правилами и инструкциями по противопожарной безопасности [26].

6.2.8. Перед началом ремонта необходимо проверить работоспособность оборудования и наличие материалов по соответствующим ведомостям оборудования и материалов технологического процесса. При определении номенклатуры и количества материалов для проведения капитального ремонта конкретного трансформатора необходимо пользоваться стандартом организации СО 34.10.3 96-2005. Номенклатуру и количество технологического оборудования следует определять по технологическому процессу на ремонт трансформатора [26].

6.3 Содержание работы

6.3.1. Подготовительные работы.

Проверка комплектности запасных частей и материалов и их соответствия сопроводительной технической документации. Уборка ремонтной площадки, проверка и приведение в рабочее состояние аппаратуры для слива и заливки масла, прогрева трансформатора, проверка и подготовка ремонтной оснастки, сварочного оборудования, инвентарных лесов, грузоподъемных механизмов, средств пожаротушения и техники безопасности.

6.3.2. Демонтаж трансформатора (на фундаменте).

Удаление подкладок, смазка осей катков тележек (кареток). Отсоединение токопроводов, шин, заземлений, силовых и контрольных кабелей. Частичная разборка системы пожаротушения.

6.3.3. Доставка на ремонтную площадку и обратно. Для трансформаторов свыше 1600 кВА (один цикл): подъем трансформатора с помощью гидродомкратов, разворот катков на 90°; перекатка трансформатора узкой стороной на расстояние до 50 м; перекатка трансформатора широкой стороной на расстояние до 20 м.

6.3.4. Прогрев трансформатора перед вскрытием.

Подготовка аппаратуры для прогрева. Сборка схемы прогрева. Прогрев и снятие аппаратуры.

6.3.5 Предремонтные испытания:

- измерения сопротивления изоляции мегаомметром R60,
- измерение $\tan \delta$ изоляции обмоток,
- измерение сопротивления обмоток постоянному току,
- измерения потерь холостого хода при пониженном напряжении,

- проверка работы механической части переключающего устройства,
- физико-химический анализ масла.

6.3.6. Частичный слив масла.

Сборка маслопровода и слив масла из бака до уровня обмоток.

6.3.7. Демонтаж расширителя и арматуры.

Демонтаж предохранительной трубы, привода переключателя, расширителя, воздухоосушителя, газового реле, контрольно-измерительных приборов.

6.3.8. Полный слив масла из бака и радиаторов.

Установка заглушек на фланцы бака, трубопроводы.

6.3.9. Демонтаж вводов.

Отсоединение и снятие вводов, укладка их на ремонтные стеллажи.

6.3.10. Демонтаж системы охлаждения.

Демонтаж, радиаторов, дутьевых вентиляторов, диффузоров, термосифонных фильтров, кронштейнов, эл. кабелей.

6.3.11. Вскрытие активной части.

Развинчивание разъема, строповка, установка крышки трансформатора на ремонтную площадку, снятие стопорных болтов, строповка, установка активной части на ремонтную площадку.

6.3.12. Ремонт крышки.

Зачистка и обезжиривание наружных и внутренних поверхностей, устранение механических повреждений, испытание сварных швов на герметичность, заварка мест течей, окраска, замена уплотнений.

6.3.13. Ремонт бака.

Зачистка и обезжиривание наружных и внутренних поверхностей, устранение механических повреждений, испытание сварных швов на герметичность, заварка мест течей, окраска, замена уплотнений, ремонт тележек (кареток).

6.3.14. Ремонт активной части.

Чистка, промывка от шлама и грязи, проверка состояния прессовки магнитопровода и обмоток, проверка крепления деталей несущей конструкции отводов, предохранение от самоотвинчивания резьбовых соединений, подготовка к испытаниям.

6.3.15. Ремонт переключателя ПБВ.

Осмотр, проверка состояния контактных поверхностей, зачистка подгаров, проверка состояния отводов, измерение силы контактного нажатия и последовательности действия контактов.

6.3.16. Ремонт переключателя РПН.

Осмотр, проверка состояния контактных поверхностей, зачистка подгаров, проверка состояния отводов, измерение силы контактного нажатия и последовательности действия контактов.

6.3.17. Ремонт системы охлаждения М и Д.

Зачистка и обезжиривание наружных и внутренних поверхностей радиаторов, устранение механических повреждений, испытание сварных швов на герметичность, заварка мест течей, окраска, замена уплотнений. Промывка, ремонт радиаторных кранов, ремонт электродвигателей, балансировка вентиляторов, измерение сопротивления обмоток электродвигателей, ремонт распределительных коробок, проверка и зачистка контактов.

6.3.18. Ремонт предохранительной трубы.

Зачистка и обезжиривание наружных и внутренних поверхностей, устранение механических повреждений, испытание сварных швов на герметичность, заварка мест течей, ремонт диафрагмы, окраска, замена уплотнений.

6.3.19. Ремонт расширителя.

Зачистка и обезжиривание наружных и внутренних поверхностей, устранение механических повреждений, испытание сварных швов на герметичность, заварка мест течей, окраска, замена уплотнений. Осмотр и ремонт маслоуказателя.

6.3.20. Ремонт вводов.

Наружный осмотр, разборка, чистка. Замена уплотнений. Сборка, испытания.

6.3.21. Ремонт термосифонного фильтра.

Зачистка и обезжиривание наружных и внутренних поверхностей, устранение механических повреждений, испытание сварных швов на герметичность, заварка мест течей, окраска, замена уплотнений. Разборка, очистка сеток и поверхностей стенок. Замена силикагеля.

6.3.22. Ремонт воздухоосушителя.

Зачистка и обезжиривание наружных и внутренних поверхностей, устранение механических повреждений, испытание сварных швов на герметичность, заварка мест течей, окраска, замена уплотнений, замена силикагеля.

6.3.23. Сборка системы охлаждения и арматуры.

Сборка и установка радиаторов со сборкой трубопроводов и задвижек, установка дутьевых вентиляторов, термосифонных фильтров, кронштейнов, кабелей (проводов). Установка предохранительной трубы, расширителя, воздухоосушителя, газового реле.

6.3.24. Установка активной части в бак.

Строповка, подъем и установка активной части в бак. Установка распорных болтов. Установка и завинчивание крышки на баке трансформатора.

6.3.25. Обработка масла и заливка трансформатора.

Сушка и очистка трансформаторного масла. Заливка масла в трансформатор с дегазацией.

6.3.26. Установка вводов и контрольно-измерительных приборов на крышку.

6.3.27. Испытание трансформаторного масла (одна проба).

- измерение тангенса угла диэлектрических потерь,
- определение количества растворенной воды в масле,
- определение содержания механических примесей,
- определение прозрачности масла,
- определение кислотного числа,
- определение водорастворимых кислот и щелочей,
- определение температуры вспышки масла,
- определение электрической прочности масла.

6.3.28. Доливка масла.

Доливка масла в трансформатор.

6.3.29. Прогрев (подсушка) трансформатора.

Подготовка оборудования и аппаратуры.

6.3.30. Испытание трансформатора:

- наружный осмотр и испытание бака на плотность,

- измерение потерь холостого хода при пониженном напряжении (для трансформаторов 1000 кВА и более),
- измерение потерь холостого хода при номинальном напряжении,
- измерение сопротивления изоляции R60,
- измерение $\tan \delta$ изоляции обмоток,
- измерение сопротивления обмоток постоянному току,
- проверка работы механической части и соответствия давления контактного нажатия паспортным данным переключающего устройства,
- измерение сопротивления изоляции ярмовых балок, прессующих колец, стяжных шпилек, обмоток, бандажей и полубандажей ярем относительно активной стали и электростатических экранов относительно обмоток и магнитной системы,
- проверка группы соединения обмоток и коэффициента трансформации,
- испытание электрической прочности изоляции,
- проверка устройств охлаждения, предохранительных устройств, устройств защиты,
- испытание изоляции цепей защитной контрольно-измерительной аппаратуры, установленной на трансформаторе.

6.3.31. Установка трансформатора (на фундаменте).

Установка и закрепление подкладок, закрепление кареток, восстановление заземления, присоединение токопроводов, шин, силовых и контрольных кабелей, сборка системы пожаротушения [26].

7 Заключение

На ПС «Центральная» к замене приняты два двухобмоточных трансформатора напряжением 35/6 кВ мощностью по 16000 кВ·А типа ТДН-16000-35/6 с регулированием напряжения под нагрузкой, с учетом того, что они 1991 и 1987 годов производства, 29 и 25 лет службы соответственно на более новые аналогичные трансформаторы.

Ток короткого замыкания на ПС «Центральная» на шинах 35 кВ составляет 9810А, на шинах 6кВ – 13730А. Все оборудование подстанции выбрано по номинальным параметрам, проверено на термическую и динамическую устойчивость к действию токов короткого замыкания.

На стороне 35 кВ к установке приняты вакуумные выключатели типа ВБНТ–35/630 (Замена МКП-35 , введенных в работу с 1963 года) и трансформаторы тока наружной установки ТВ-35-II производства ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока», разъединители РГП-СЭЩ-35/1000 производства ЗАО «Группа Компаний Электроцит» г. Самара.

Распределительное устройство 6 кВ укомплектовывается с выключателем ВВ/TEL-10-31,5/2000 (ввод в эксплуатацию 2012 год) на секционном выключателе и двумя выключателями ВВ/TEL-10-20/1600 (ввод в эксплуатацию 2012 год) на вводах, ВВУ СЭЩ-Э-П-10-20/1600 на отходящих линиях (Замена всех ВМГ-133/600, введенных в эксплуатацию с 1963 года)

Для питания потребителей собственных нужд подстанции предусматривается замена на аналогичные: трансформатора собственных нужд ТМ-100-35/0,23 кВ, а также двух трансформаторов собственных нужд ТМ-100-6/0,23 кВ, устанавливаемых шкафах КРУ и подключаемых к шинам 6кВ.

Защита от волн перенапряжений, набегающих с ВЛ-35 3508 и ВЛ-35 3501 предусматривается с помощью ограничителей перенапряжений ОПН-П-35/40,5/10/550.

Предусматривается замена разъединителей РЛНД-35/600 и РЛНД-2-35/600 на современные РГП-СЭЩ-35/1000 и РГП-СЭЩ-2-35/1000.

Также существует необходимость капитального ремонта здания ОПУ, совмещенного с КРУ (дата строительства 1960 год), или же реконструкция данного здания, с учетом возможности установки резервных ячеек или дополнительного оборудования.

8 Список использованных источников

1. Электроэнергетические системы и сети: Раб. программа, метод. указ. к выполнению контр. заданий и курсового проекта для студентов спец. 210400 “Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем”, 100200 “Электроэнергетические системы и сети”, 100400 “Электроснабжение” ИДО / Сост. Б.М. Валов, О.А. Мастерова, Н.Н. Харлов, Г.Ф. Хрущева, Н.Л. Бацева. – Томск: Изд. ТПУ, 2003.
2. Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4 - 750 кВ под ред. Е.Г. Гологорского. М.: «ЭНАС», 2007 – 527., таб. 1.36
3. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 февраля 2014 г. - М.: КНОРУС, 2014.-488 с.
4. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбесовича.- 4-е изд., перераб. и доп.-М.: ЭНАС, 2012.-376 с.:ил./ Сост. И.Г. Карапетян, Д.Л.Файбесович, И.М. Шапиро.
5. Правила по охране труда при эксплуатации в электроустановках. Приказ Минтруда России от 24.07.2013 N 328н.
6. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. - 5-е изд., стер.- СПб.: БХВ-Петербург, 2014.-608с.: ил. -(Учебная литература для вузов)
7. Передача и распределение электрической энергии учебное пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. - 4-е изд., стер.-М.: КНОРУС, 2014.-648с.-(Бакалавриат)
8. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов.-3-е изд., перераб. и доп.-М.: Энергоатомиздат, 1987.-648 с.:ил./ Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин.

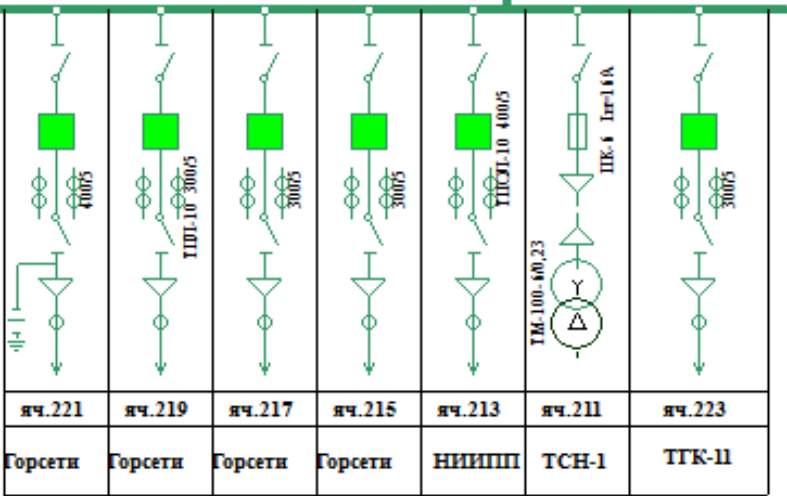
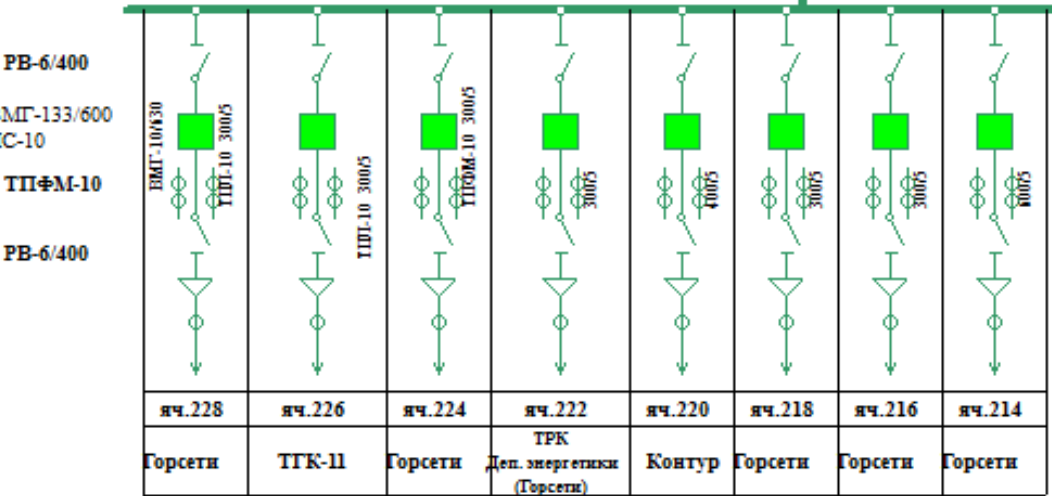
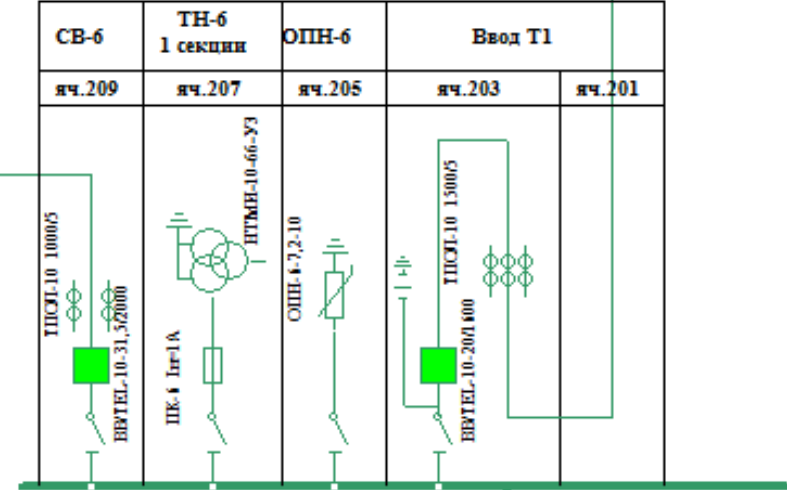
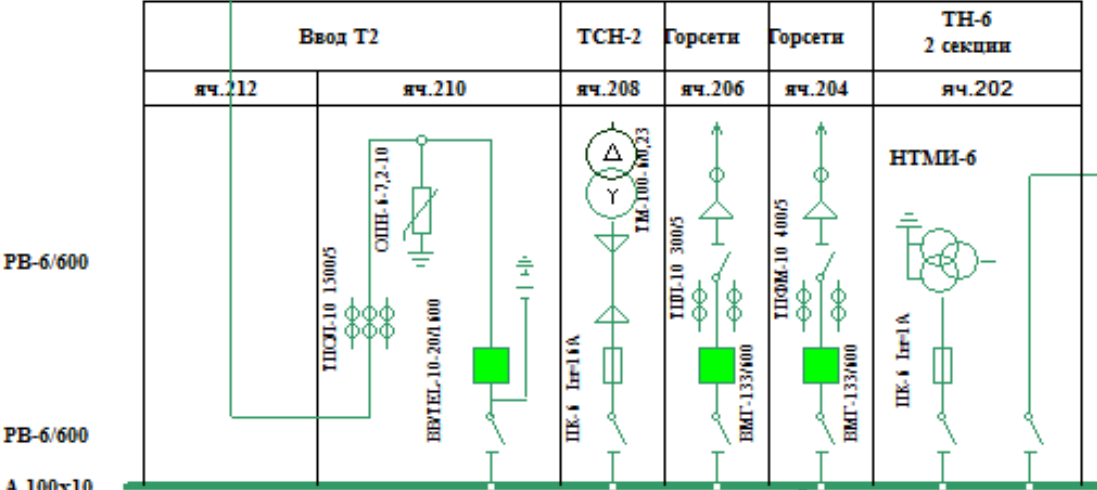
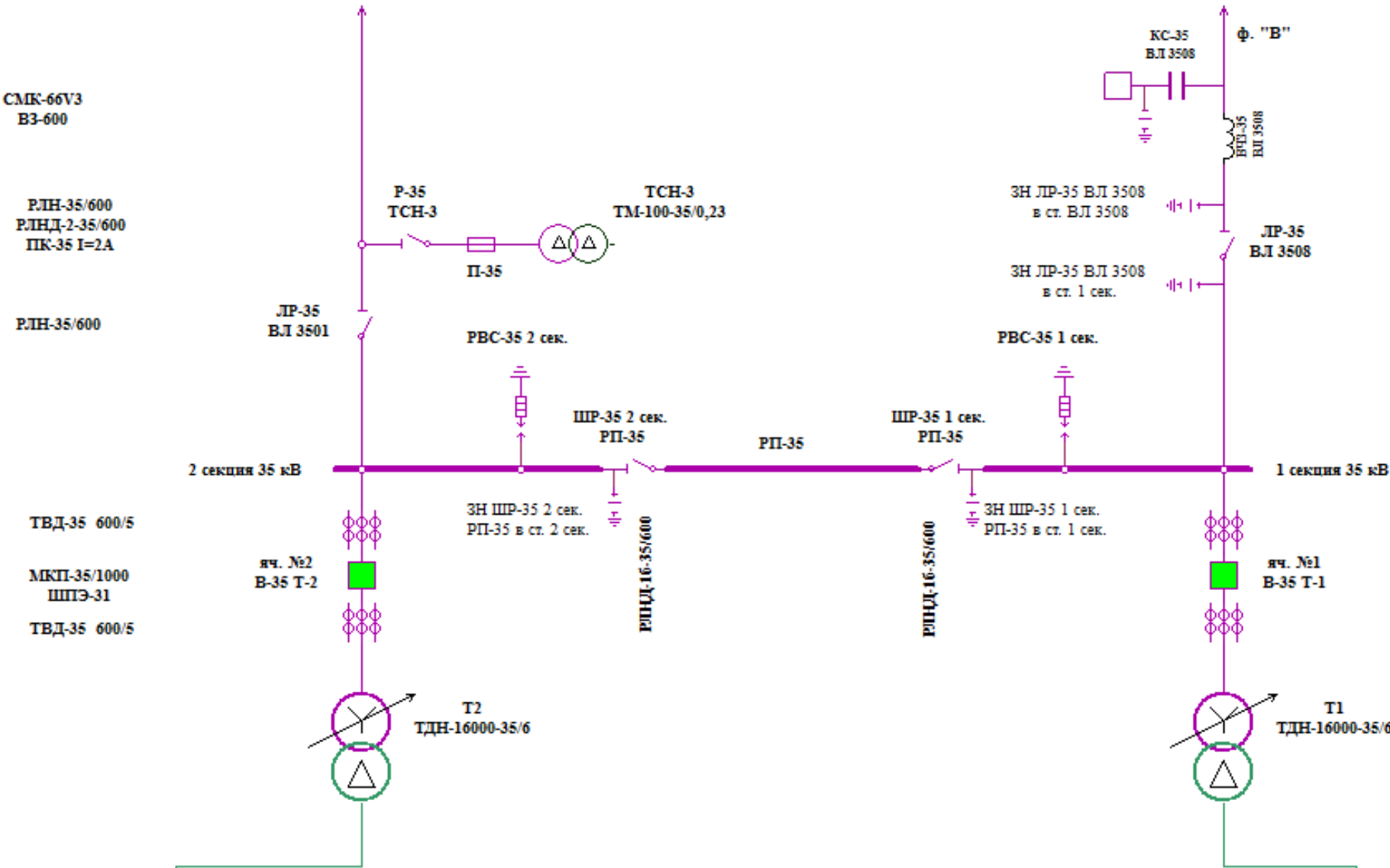
9. Мельников М.А. Электроснабжение промышленных предприятий: Учеб. пособие.-Томск: Изд. ТПУ, 2001.-140с.
10. Эксплуатация электроэнергетических систем и сетей: учебное пособие / О.А. Мастерова, А.В. Барская.-Томск: Изд-во ТПУ, 2006.-112с.
11. Шестопалов, А. О. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. [Электронный ресурс], 2013. - [С. 777-780]
12. Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды. Учебник / С.В. Белов. – 2-е изд., испр. и доп. – М: Издательство Юрайт, 2011. – 680 с.
13. Безопасность жизнедеятельности. Учебник для вузов/С.В. Белов, А.В. Ильницкая, А.Ф. Козьяков и др.; Под общ. ред. С.В.Белова. -М.: Высш. шк., 1999. - 448 с.
14. Безопасность жизнедеятельности / Под ред. О.Н. Русака. - СПб.: ЛТА, 1996.-231 с.
15. СанПиН 2.2.4.1191-03. Электромагнитные поля в производственных условиях.
16. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95, -35 с.
17. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
18. ГОСТ 12.0.002-80. Система стандартов безопасности труда. Термины и определения.
19. ГОСТ 12.1.003-83. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
20. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
21. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. «Средства и методы защиты от шума»

22. ПОТ РМ-012-2000 «Межотраслевыми правилами по охране труда при работе на высоте»
23. РД 153-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.
24. Елгазин, В.И. Расчет защитного заземления : учебное пособие / В. И. Елгазин; Томский политехнический институт; Под ред. Т. Ю. Могилевской. — Томск: Изд-во ТПИ, 1969. — 18 с.
25. ПАО «ТРК» [Электронный ресурс] URL: <http://trk.tom.ru/about/> (Дата обращения 21.04.2016).
26. СО 34.46.615-2006 Трансформаторы силовые масляные. Нормы времени на капитальный ремонт.

Приложение А – Схема электрических соединений до реконструкции

ВЛ 35 кВ ГРЭС-2-Центральная (3501)

ВЛ 35 кВ ГРЭС-2-Центральная (3508)



	Должность	ФИО	Подпись	Дата
Утверждаю				
Согласовано				
Согласовано				
Согласовано				
Исполнитель				

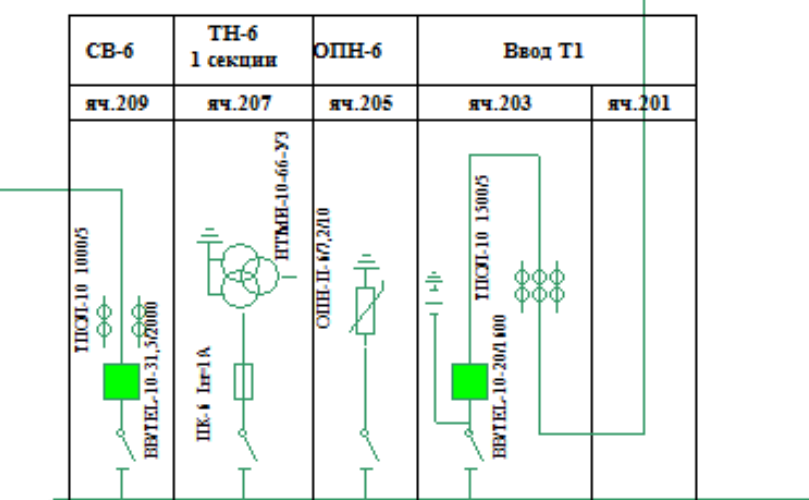
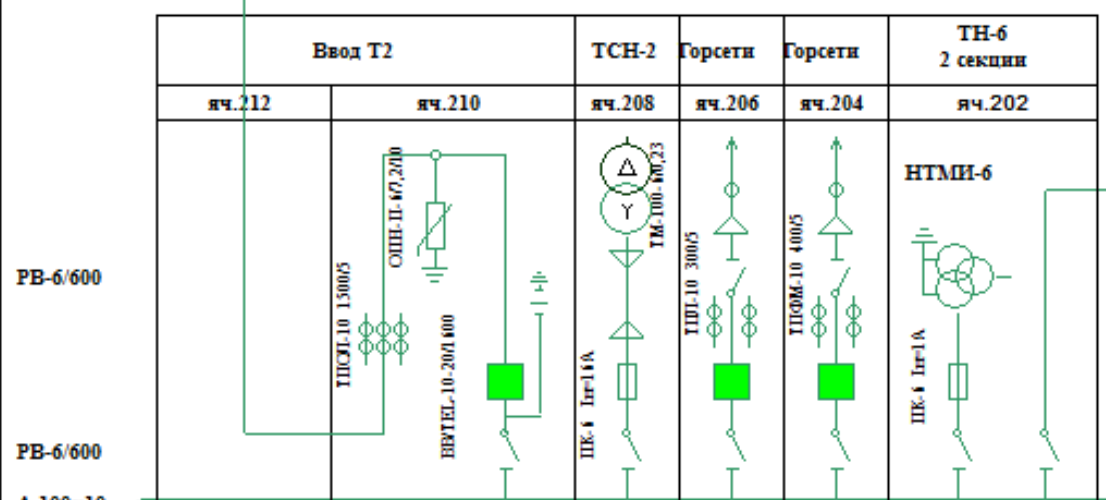
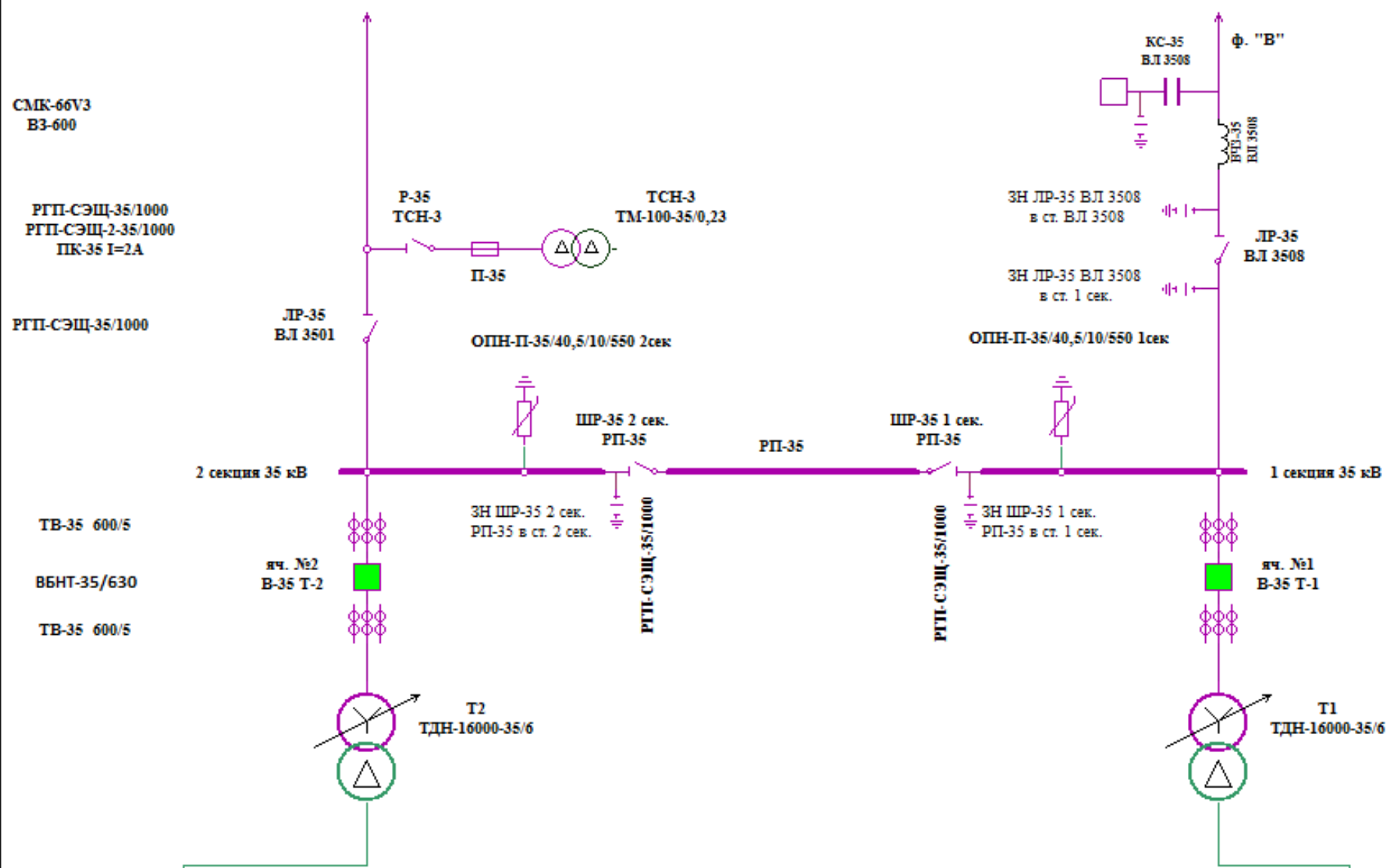
ПАО "ТРК"

Схема
электрических соединений
ПС Центральная - 35/6

Приложение Б – Схема электрических соединений после реконструкции

ВЛ 35 кВ ГРЭС-2-Центральная (3501)

ВЛ 35 кВ ГРЭС-2-Центральная (3508)



Ввод Т2		ТСН-2		ТН-6 2 секции											
яч. 212		яч. 210		яч. 208											
2 секция 6 кВ															
яч. 228		яч. 226		яч. 224		яч. 222		яч. 220		яч. 218		яч. 216		яч. 214	
Горсети		ТГК-11		Горсети		Деп. энергетика (Горсети)		Контур		Горсети		Горсети		Горсети	

1 секция 6 кВ						
яч. 221	яч. 219	яч. 217	яч. 215	яч. 213	яч. 211	яч. 223
Горсети	Горсети	Горсети	Горсети	НИИПП	ТСН-1	ТГК-11

Должность	ФИО	Подпись	Дата

ПАО "ТРК"

Схема
электрических соединений
ПС Центральная - 35/6