TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа энергетики
Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
Отделение Электроэнергетики и электротехники

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Модернизация автоматизированной системы управления подстанцией 500 кВ Холмогорская

УДК 621.311.016.351:681.532.57

Студент

Группа	**ФИО**	**Подпись**	**Дата**
5АМ92	Родионов Александр Романович		

Руководитель ВКР

Должность	**ФИО**	**Ученая степень, звание**	**Подпись**	**Дата**
Доцент ОЭЭ ИШЭ	Кулешова Е.О.	к.ф-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	**ФИО**	**Ученая степень, звание**	**Подпись**	**Дата**
Доцент ОСГН ШБИП	Якимова Т.Б.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	**ФИО**	**Ученая степень, звание**	**Подпись**	**Дата**
Старший преподаватель ООД ШБИП	Скачкова Л.А.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	**ФИО**	**Ученая степень, звание**	**Подпись**	**Дата**
Цифровая энергетика	Бацева Н.Л.	к.т.н., доцент		

Томск – 2021 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП ЦИФРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА, ПРОФИЛЬ «ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном (-ых) языке (-ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен формулировать цели и задачи исследования, выявлять приоритеты решения задач, выбирать критерии оценки
ОПК (У)-2	Способен применять современные методы исследования, оценивать и представлять результаты выполненной работы
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен создавать цифровые модели энергообъектов, сетевых районов, электротехнических устройств, устройств на базе силовой электроники, систем автоматического регулирования для решения исследовательских и технологических задач, анализировать процессы и интерпретировать результаты
ПК (У)-2	Способен применять нормативно-техническую документацию для разработки проектной документации и при эксплуатации энергообъектов и электротехнических устройств
ПК (У)-3	Способен выполнять инженерное проектирование энергообъектов и электротехнических устройств с учётом цифровизации электроэнергетики
ПК(У)-4	Способен обеспечивать эффективную эксплуатацию электрооборудования объектов электроэнергетики, включая цифровые подстанции, микропроцессорные защиты и комплексы противоаварийной автоматики, телемеханики
ПК(У)-5	Способен осуществлять оперативное управление режимами работы объектов электроэнергетики и энергорайонов с применением автоматизированных систем технологического управления
ПК(У)-6	Способен применять методы, позволяющие прогнозировать электропотребление и управлять им

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа энергетики
Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
Отделение Электроэнергетики и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

_____ «__»____2021 г. Н.Л. Бацева

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ92	Родионову Александру Романовичу

Тема работы:

Модернизация автоматизированной системы управления подстанцией 500 кВ Холмогорская	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№95-38/с от 05.04.2021

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.).*	Объект исследования – ПС Холмогорская 500 кВ в ЯАНО. Исходными данными являются данные об оборудовании, схемах, шкафах, приводах коммутационного оборудования, типах измерительного оборудования, типах первичного и вторичного оборудования.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов *(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).*	Целью работы является проектирование схем ЛВС и ИТС для трех архитектур ЦПС для ПС Холмогорская ПС 500 кВ. Выбор нового оборудования и замена старого. Проверка выбранного оборудования.
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)*	Схемы ЛВС и ИТС для 3-х архитектур ЦПС.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Скачкова Лариса Александровна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Якимова Татьяна Борисовна
Приложение (раздел на иностранном языке)	Воробьева Виктория Владимировна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кулешова Елена Олеговна	к.ф-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ92	Родионов Александр Романович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ92	Родионову Александру Романовичу

Школа	**ИШЭ**	**Отделение школы (НОЦ)**	**ОЭЭ**
Уровень образования	магистратура	**Направление/специальность**	13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. *Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих*	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами. Оклады в соответствии с окладами сотрудников «НИ ТПУ»
2. *Нормы и нормативы расходования ресурсов*	- районный коэффициент- 1,3; - накладные расходы – 16%; - норма амортизации 10%.
3. *Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования*	Общая система налогообложения. Страховые взносы во внебюджетные фонды 30%
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ конкурентоспособности технического решения; SWOT- анализ технического решения.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование работ; Формирование бюджета на разработку проекта; Определение затрат на реализацию проекта.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка потенциального эффекта.
4. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ конкурентоспособности технического решения; SWOT- анализ технического решения.
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей):*	
1. *Потенциальные риски* 2. *Матрица SWOT* 3. *График Ганта* 4. *Бюджет проекта*	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ92	Родионов Александр Романович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ92	Родионову Александру Романовичу

Инженерная школа	ИШЭ	**Отделение**	ОЭЭ
Уровень образования	Магистратура	**Направление/ специальность**	13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Тема ВКР

Модернизация автоматизированной системы управления ПС 500 кВ Холмогорская	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является рабочее место инженера-проектировщика цифровой подстанции, расположенное в помещении офисного типа.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– Трудовой Кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197- ФЗ (ред. От 05.04.2021); – Конституция РФ; – ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования;
2. Производственная безопасность 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные и опасные факторы в проектируемой производственной среде связанные: • с микроклиматическими параметрами • со световой средой • с поражением электрическим током • с пожаробезопасностью с отравлением
3. Экологическая безопасность:	анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу и литосферу;
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: Пожар

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Скачкова Лариса Александровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ92	Родионов Александр Романович		

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа энергетики
Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
Уровень образования: магистр
Отделение Электроэнергетики и электротехники
Период выполнения: осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года

Форма представления работы:

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)
02.02.21	Рассмотрение теоретического материала по теме исследования	10
06.03.21	Описание цифровой подстанции	10
25.03.21	Расчет заменяемого оборудования, выбор нового оборудования	20
26.04.21	Разработка схем ЛВС и ИТС для 3-х типов архитектур	20
17.05.21	Составление пояснительной записки, оформление	20
22.05.21	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
27.05.21	Социальная ответственность	10
		100

СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кулешова Е.О.	к.ф-м.н.		

СОГЛАСОВАНО:
Руководитель ООП

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Цифровая энергетика	Бацева Н.Л.	к.т.н., доцент		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 120 страниц, 12 рисунков, 18 таблиц, 8 приложений и список из 19 источников.

Ключевые слова: модернизация подстанции, цифровая подстанция, ПС Холмогорская 500 кВ, проектирование ИТС, проектирование ЛВС, цифровизация подстанции.

В данной работе объектом исследования является ПС Холмогорская 500 кВ.

Целями данной выпускной квалификационной работы являются проектирование модернизации АСУ ТП ПС Холмогорская 500 кВ, разработка схем ЛВС и ИТС для ОРУ-110 и ОРУ-220.

Расчеты и проектирование проводились согласно стандартам организации ПАО «ФСК ЕЭС».

Выпускная квалификационная работа выполнена с помощью следующих программных комплексов: MS Visio 2019, MS Word 2019, MS Excel 2019.

Аббревиатуры

АРМ – Автоматизированное рабочее место;

АИИС КУЭ - автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии;

АСУ ТП - автоматизированная система управления технологическими процессами;

АУВ – Автоматика управления выключателем;

АС - аварийная сигнализация;

АТ - автотрансформатор;

ВЛ - воздушная линия;

ВОЛС - волоконно-оптическая линия связи;

ДЗО - дифференциальная защита ошиновки;

ДЗТ - дифференциальная защита трансформатора;

ИБ - информационная безопасность;

ИЭУ - интеллектуальное электронное устройство;

ИТС - информационно-технологическая система;

КИВ - контроль изоляции вводов;

КП - контроллер присоединения;

ЛЭП - линия электропередачи;

ЛВС - локальная вычислительная сеть;

МЭК - международная электротехническая комиссия;

ОПУ - общеподстанционный пункт управления;

ОРУ - открытое распределительное устройство;

ОС - оперативная сигнализация;

ПАС - преобразователь аналоговых сигналов;

ПДС - преобразователь дискретных сигналов;

ПС - подстанция;

РЗА - релейная защита и автоматика;

СОЕВ - система обеспечения единого времени;

СОВ – Система обнаружения вторжения;

ТН - трансформатор напряжения;

ТТ - трансформатор тока;

УСО – Устройство связи с объектом;

ЦПС - цифровая подстанция;

ЦТН - цифровой трансформатор напряжения;

ЦТТ - цифровой трансформатор тока;

ШПАС - шкаф преобразователей аналоговых сигналов;

ШПДС - шкаф преобразователей дискретных сигналов;

ШСК - шкаф сетевых коммутаторов;

ШСО - шкаф серверного оборудования;

ШЭТ - шкаф электротехнический типовой;

ЭТН - электронный трансформатор напряжения;

ЭТТ - электронный трансформатор тока;

GOOSE - Generic Object Oriented Substation Event (англ.) – общие объектноориентированные события на подстанции;

MMS - Manufacturing Message Specification (англ.) – протокол МЭК 61850- 8-1 для передачи данных от интеллектуальных устройств в систему управления

PRP - Parallel Redundancy Protocol model (англ.) – протокол бесшовного параллельного резервирования;

SCD - Substation Configuration Description (англ.) – файл описания конфигурации подстанции;

SV - Sampled Values (англ.) – протокол МЭК 61850-9-2 для передачи мгновенных значений тока и напряжения от измерительных трансформаторов.

Оглавление

Введение	**15**
1 Характеристика энергообъекта	**18**
2 Цифровая ПС	**22**
2.1 Особенности ЦПС	**22**
2.2 Архитектуры ЦПС	**23**
2.3 Общая структура построения сети	**24**
2.4 Протоколы передачи данных	**26**
2.4.1 МЭК 61850-8-1 MMS	**26**
2.4.2 МЭК 61850-8-1 GOOSE	**27**
2.4.3 МЭЕ 61850-8-1 Sampled Value	**28**
2.5 Технические проблемы	**29**
3 Архитектура I	**31**
3.1 Модернизация оборудования	**31**
3.2 Состав шкафов РЗиА	**39**
3.3 Контроллеры присоединения	**46**
3.4 Замена первичного оборудования на ОРУ-110 и ОРУ-220	**48**
3.4.1 Выбор ТТ на напряжение 110 кВ	**50**
3.4.2 Выбор ТТ на напряжение 220 кВ	**54**
3.4.3 Выбор выключателя на напряжение 110 кВ	**57**
3.4.3.1 Проверка выключателя ВЭБ-УЭТМ-110	**60**
3.4.3.2 Расчет максимального рабочего тока	**60**
3.4.3.3 Проверка ВЭБ-УЭТМ-110 по напряжению	**60**
3.4.3.4 Проверка ВЭБ-УЭТМ-110 по длительному току	**61**
3.4.3.5 Проверка ВЭБ-УЭТМ-110 на симметричный ток отключения	**61**
3.4.3.6 Проверка ВЭБ-УЭТМ-110 возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ	**61**

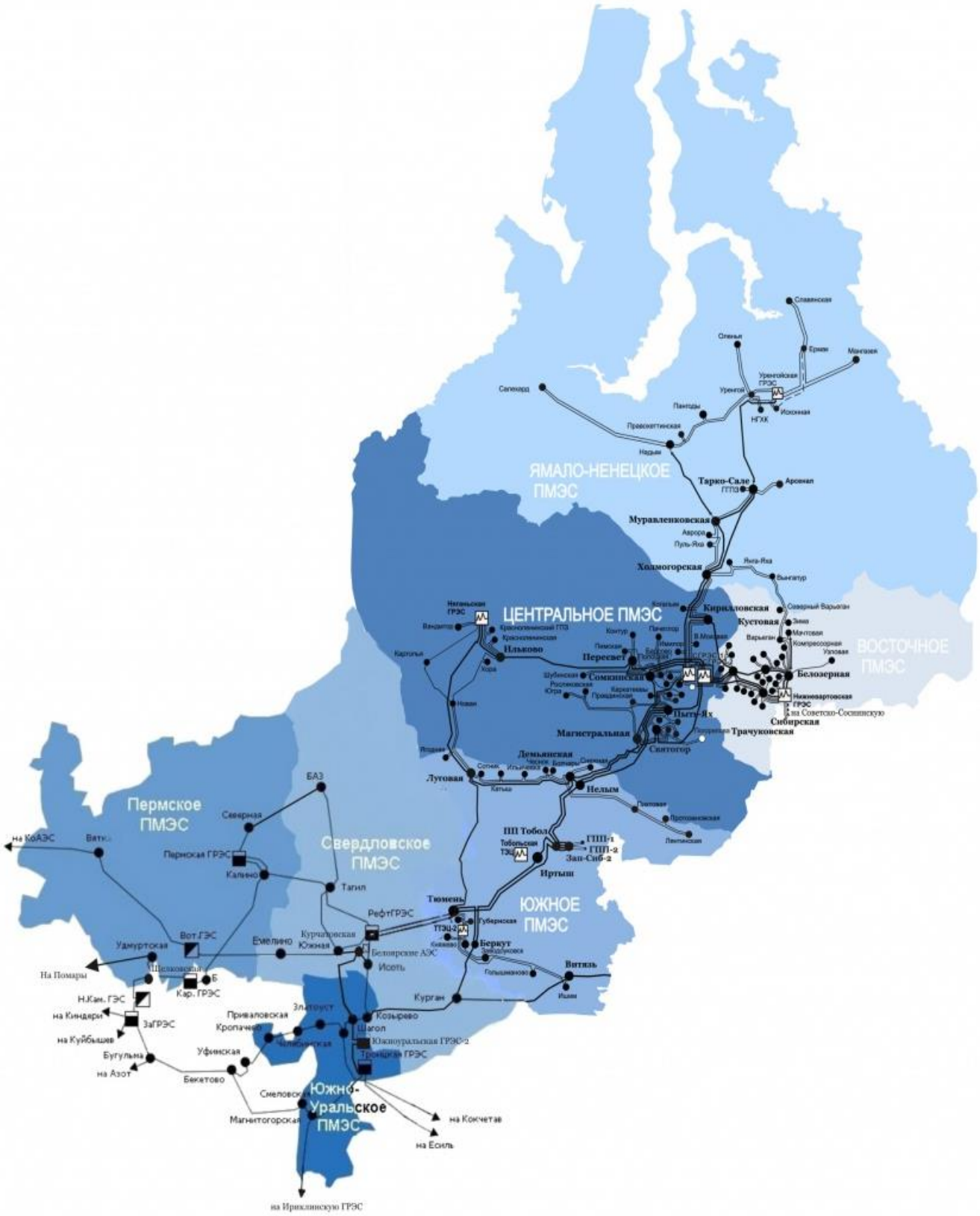
3.4.3.7 Проверка ВЭБ-УЭТМ-110 на электродинамическую стойкость	**63**
3.4.3.8 Проверка ВЭБ-УЭТМ-110 на термическую стойкость	**63**
3.4.4 Выбор выключателя на напряжение 220 кВ	**64**
3.4.4.1 Проверка выключателя ВЭБ-УЭТМ-220	**64**
3.4.4.2 Расчет максимального рабочего тока	**64**
3.4.4.3 Проверка ВЭБ-УЭТМ-220 по напряжению	**65**
3.4.4.4 Проверка ВЭБ-УЭТМ-220 по длительному току	**65**
3.4.4.5 Проверка ВЭБ-УЭТМ-220 на симметричный ток отключения	**65**
3.4.4.6 Проверка ВЭБ-УЭТМ-220 возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ	**65**
3.4.4.7 Проверка ВЭБ-УЭТМ-220 на электродинамическую стойкость	**66**
3.4.4.8 Проверка ВЭБ-УЭТМ-220 на термическую стойкость	**66**
3.5 ЛВС и ИТС архитектуры I-го типа	**67**
4 Архитектура II и III	**71**
4.1 Выбор ШПДС	**71**
4.2 ЛВС и ИТС архитектуры II-го типа	**75**
4.3 Выбор ШПАС	**75**
4.4 ЛВС и ИТС архитектуры III-го типа	**76**
4.5 Заключение по разделу	**77**
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение	**78**
5.1 Анализ конкурентных технических решений	**78**
5.2 SWOT-анализ проекта	**80**
5.3 Планирование работ	**82**
5.3.1 Структура работ	**82**
5.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ	**83**

5.3.3 Разработка графика выполнения проекта	**84**
5.4 Бюджет проекта	**87**
5.4.1 Расчет материальных затрат	**88**
5.4.2 Амортизационные отчисления	**88**
5.4.3 Основная заработная плата участников проекта	**89**
5.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителей проекта	**92**
5.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	**93**
5.4.6 Накладные расходы	**93**
5.4.7 Формирование бюджета затрат проекта	**94**
5.5 Затраты на реализацию проекта по замене РЗА	**94**
5.6 Заключение по разделу	**95**
6 Социальная ответственность	**97**
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	**98**
6.2 Производственная безопасность	**100**
6.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов	**102**
6.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего	**108**
6.3 Экологическая безопасность	**110**
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	**111**
6.5 Заключение по разделу	**115**
Заключение	**116**
Список литературы	**118**
Приложение А. Часть на английском языке	**120**
Приложение Б. Нормальная схема электрических соединений ПС 500 кВ Холмогорская на 2021 год	**136**
Приложение В. Технические параметры 1,2,5 АТГ. РЗА ВЛ. Сетевая автоматика	**137**

Приложение Г. Состав, защит и автоматики управления выключателем ВЛ, В, АТ(Т), СШ(С)	**155**
Приложение Д. Основные технические характеристики ВЭБ-УЭТМ-110	**159**
Приложение Е. Основные технические характеристики ВЭБ-УЭТМ-220	**161**
Приложение Ё. Схемы ЛВС	**163**
Приложение Ж. Схемы ИТС	**166**

Введение

МЭС Урала (Магистральные электрические сети Урала) — филиал Публичного акционерного общества «Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»), осуществляющий эксплуатацию линий электропередачи (ВЛ) и электрических подстанций (ПС) классом напряжения 220—500 кВ. В зону его обслуживания входят 9 субъектов Российской Федерации с населением свыше 21,6 млн человек: Курганская область, Свердловская область, Челябинская область, Кировская область, Тюменская область, Пермский край, Республика Удмуртия, Ханты-Мансийский автономный округ — Югра и Ямало-Ненецкий автономный округ. МЭС Урала обслуживает более 31,8 тыс. км линий электропередачи и 178 подстанции. Филиал обеспечивает электрическую связь Урала и Западной Сибири с энергосистемами центральных регионов России, Средней Волги, Казахстана. В подчинении находятся семь предприятий магистральных электросетей (ПМЭС) – Ямало-Ненецкое, Центральное, Восточное, Южное, Свердловское, Южно-Уральское, Пермское. В МЭС Урала работают 4,5 тыс. человек [22].


ЯМАЛО-НЕНЕЦКОЕ ПМЭС
ЦЕНТРАЛЬНОЕ ПМЭС
ВОСТОЧНОЕ ПМЭС
Пермское ПМЭС
Свердловское ПМЭС
ЮЖНОЕ ПМЭС
Южно-Уральское ПМЭС
Тарко-Сале
Муравленковская
Холмогорская
Кирилловская
Кустовая
Белозерная
Нижневартовская ГРЭС
Сибирская
Трачуковская
Пересвет
Сосновская
Пыть-Ях
Магистральная
Святогор
Демьянская
Луговая
Нельм
Иртыш
Тюмень
Беркут
Витязь
Курган
Козырево
Шагол
Южноуральская ГРЭС-2
Троицкая ГРЭС
Магнитогорская
Бекетово
Уфимская
Бугульма
ЗарГРЭС
Н.Кам. ГЭС
Кар. ГРЭС
Удмуртская
Вот.ГЭС
Емелино
Курчатовская Южная
Белоярские АЭС
Исеть
Рефт ГРЭС
Тагил
Калино
Пермская ГРЭС
Северная
БАЗ
Ильково
Ивдель
Карпинск
Ханты-Мансийск
Сургут
Нижневартовск
Лангепас
Когалым
Радужный
Новый Уренгой
Ямбург
Бованенково
Харасавэй
Ямал
Салехард
Лабытнанги
Надым
Пуровская
Уренгой
Ноябрьск
Пангоды
Игарка
Дудинка
Норильск
Диксон
Тикси
Якутск
Мирный
Ленск
Олекма
Нерюнгри
Тында
Бурея
Зея
Амур
Комсомольск-на-Амуре
Хабаровск
Биробиджан
Ванино
Сковородино
Чита
Могоча
Ингода
Ерофей Павлович
Ермаково
Ангарск
Иркутск
Тайшет
Братск
Усть-Илимск
Бодайбо
Ленинск-Кузнецкий
Кемерово
Новосибирск
Барнаул
Бийск
Горно-Алтайск
Рубцовск
Алтайское
Ташла
Ставрополь
Ростов-на-Дону
Волгоград
Астрахань
Элиста
Ставропольская
Краснодар
Сочи
Адлер
Армавир
Ростов
Таганрог
Новороссийск
Анапа
Геленджик
Туапсе
Ставропольская
Ессентуки
Пятигорск
Минеральные Воды
Грозный
Ставропольская
Ставропольская
Ставропольская

Основными задачами филиала являются:

– оказание услуг по передаче и распределению электрической энергии;

– оказание услуг по присоединению к электрическим сетям;

– оказание услуг по сбору, передаче и обработке технологической информации, включая данные измерений и учета;

– эксплуатация электрических сетей и иных объектов электросетевого хозяйства и технологическое управление ими;

– эксплуатация сетей технологической связи, средств измерений и учета, оборудования релейной защиты и противоаварийной автоматики и иного, связанного с функционированием электросетевого хозяйства, технологического оборудования, а также технологического управления ими;

– развитие электрических сетей и иных объектов электросетевого хозяйства, включая проектирование, инженерные изыскания, строительство, реконструкцию, техническое перевооружение, монтаж и наладку.

ПС Холмогорская 500 кВ расположена на территории ЯНАО, и соответственно входит в Ямало – Ненецкое предприятие магистральных электросетей (ЯН ПМЭС). В эксплуатации ЯН ПМЭС находятся 3 706 км линий электропередачи напряжением 110 – 500 кВ, 15 подстанций напряжением 220 – 500 кВ общей трансформаторной мощностью 7 018,19 МВА. До 2022 года планируется ввод в работу 5 современных ПС 220 кВ.

1 Характеристика энергообъекта

Рассматриваемым энергообъектом выбрана ПС 500/220/110/35/10 Холмогорская. Нормальная схема электрических соединений приведена в приложении 1.

Схемы распредустройств:

– ОРУ-500 кВ выполнено по комбинированной схеме: автотрансформаторы (1АТГ, 2АТГ) – шины с присоединением ВЛ через два выключателя. ВЛ 500 кВ СГРЭС1 – Холмогорская и ВЛ 500 кВ Холмогорская – Муравленковская включены по полуторной схеме (три выключателя на две линии). Автотрансформатор 5АТГ подключен к секциям шин через два выключателя;

– ОРУ-220 кВ выполнено по схеме – две системы шин с обходной;

– ОРУ-110 кВ выполнено по схеме – две системы шин с обходной;

– ОРУ-35 кВ выполнено по схеме – две секции шин, секционированные выключателем.

На ПС установлены следующие типы выключателей:

<u>ОРУ – 500 кВ:</u>

– Воздушные ВВ-500Б (1В и 2В-500 Тарко-Сале, 1В и 2В-500 Кирилловская, В-500 ВШЛ-11, В-500 ВЛЛ -10);

– Элегазовые HPL 550 B2 с пружинным приводом типа BLG-1002A (1В и 2В-500 5АТГ, В-500 ВШЛ-12);

<u>ОРУ – 220 кВ:</u>

– Элегазовые 242PMR-40 (В-220 Аврора, В-220 Пуль-Яха);

– Элегазовые HPL-245B1 с пружинным приводом типа BLG-1002A (В-220 1АТГ, В-220 6АТ, ОВ-220);

– Элегазовые ВГТ-1А1-220 (В-220 3АТ, 4АТ, Кирилловская, 2АТГ, 5АТГ, Когалым, ШСВ-220);

– Многообъёмные масляные У-220 (В-220 Янга-Яха, Вынгапур).

ОРУ – 110 кВ:

– Малообъемные масляные ВМТ-110 (В-110 Пуль-Яха, Вышка-2, 6АТ);

– Элегазовые 145РМ-40 (В-110 Крайняя, Разряд-1, Разряд-2, Вышка- 1, НПГЭ-1, Р-110);

– Элегазовые ВЭБ-110 (ОВ-110, ШСВ-110, В-110 4АТ);

– Элегазовые ВГТ-110 (В-110 НПГЭ-2, 3АТ, НПС);

ОРУ – 35 кВ:

– Масляные МКП-35 (В-35 3АТ; 4АТ; СВ; 1Р; 2Р; 3Р; 3ТСН; 4ТСН; 5ТСН);

– Масляные С-35 (В-35 Восточная-1, Восточная-2, ЦПС-1, ЦПС-2);

КРУ – 10 кВ:

– Масляные типа ВК-10 (В-10 1ТСН, 2ТСН, 6ТСН, 7ТСН).

Автотрансформаторы:

– 1АТГ, 2АТГ, 5АТГ: тип 3хАОДЦТН-167000/500/220/10;

– 3АТ, 4АТ и 6АТ: тип АТДЦТН-125000/220/110/35.

Реакторы:

– Р-110 тип 3хРОД-33333/110;

– 1Р-35, 2Р-35, 3Р-35 тип РТД-20000/35;

– Р-10 1АТГ, Р-10 2АТГ тип РТСТГ 10-1600-0,35.

Трансформаторы напряжения:

– Маслонаполненные: ТН-500 СГРЭС-1, ТН-500 СГРЭС-1, ТН-500 Муравленковская, ТН-500 Муравленковская: тип СРВ-550;

– ТН-500 Кирилловская, Тарко-Сале, 2ТН-500: тип НКФ-500;

– 1ТН-500: тип DFK-500/25;

– 1ТН-220, 2ТН-220, ТН-220 ОСШ ф.А: тип VCU-245;

– 1ТН-110, 2ТН-110, ТН-110 ОСШ ф.А: тип VCU-123;

– 1ТН-35, 2ТН-35, ТН-35 3АТ и 4АТ: тип ЗНОМ-35;

– 1ТН и 2ТН-10: тип НТМИ-10;

– ТН-10 5АТГ: тип НАМИ-10.

Трансформаторы тока:

Маслонаполненные:

– ТТ-500: ВЛЛ-10 Муравленковская, Муравленковская, ВШЛ-12, СГРЭС-1: тип IMB-550;

– ТТ-500 ВЛЛ-10 СГРЭС-1, 1,2В Тарко-Сале, ВШЛ-11, 2В Кирилловская: тип IOSK-550;

– ТТ-500 1В Кирилловская тип СА-525;

Элегазовые:

– ТТ-500 1В 5АТГ, 2В 5АТГ: тип TG-550;

– ТТ-220 1АТГ, 6АТ, ОВ: тип TG-245;

– ТТ-220: 3АТ, 4АТ, Кирилловская, 2АТГ, 5АТГ, Когалым, ШСВ-220 тип ТРГ-220;

– ТТ-110 6АТ, НПС: тип ТРГ-110;

Маслонаполненные:

– ТТ-110: 3АТ, Пуль-Яха, Вышка-2, НПГЭ-2, 3АТ: тип ТФЗМ-110;

– ТТ-35: ЦПС-1(2), Восточная -1(2) тип ТФЗМ-35.

Питание оперативных цепей защит, сигнализации, автоматики и управления оборудованием 500 кВ, 10 кВ, осуществляется постоянным током напряжением 220В от АКБ-2 (тип 6OpzS-600), которая находится в режиме постоянного подзаряда от двух ВТПЕ.

Питание оперативных цепей защит, сигнализации, автоматики и управления оборудованием 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ, осуществляется постоянным током напряжением 220В от АКБ-1 (тип УТС-7), которая находится в режиме постоянного подзаряда от двух ВТПЕ. Имеется возможность взаиморезервирования АКБ-1 и АКБ-2.

Питание собственных нужд ПС осуществляется переменным током 0,4 от:

– 1ТСН, 7ТСН, подключенных к КРУН-10 1АТГ;

– 2ТСН, 6ТСН, подключенных к КРУН-10 2АТГ;

– 3ТСН, подключенный к 1С-35;

– 4ТСН, 5ТСН, подключенных к 2С-35.

Аварийные процессы регистрируются устройством типа АУРА-256, для ВЛ 500 кВ СГРЭС1 – Холмогорская, ВЛ 500 кВ Кирилловская – Холмогорская, ВЛ 500 кВ Холмогорская – Тарко-Сале, 1СШ-220 дополнительно установлены ЦАО РЭС.

Для определения мест повреждения (ОМП) на ВЛ 500 кВ, ВЛ 220 кВ, ВЛ 110 кВ используются индикаторы микропроцессорные фиксирующие, типа ИМФ-3Р и индикаторы фиксирующие, типа ЛИФП.

Для предотвращения ошибочных действий оперативного персонала при операциях с разъединителями, на ПС выполнена электромагнитная блокировка (ЭМБ) разъединителей ОРУ-500; ОРУ-220; ОРУ-110; ОРУ-35.

Оперативное обслуживание осуществляется постоянным дежурством в ОПУ-2, сменой в составе: дежурного инженера подстанции (ДИП) и дежурного электромонтера (ДЭМ).

Более подробная информация о защитах ВЛ, АТГ, автоматике и характеристике АТГ1, АТГ3, АТГ5 приведена в Приложении 2.

2 Цифровая ПС

Актуальность данной работы обосновывается тем, что в Единой энергосистеме России продолжается процесс модернизации электрических подстанций. Электроэнергетика во все времена являлась двигателем прогресса. Сегодня она также составляет прочную базу для развития других отраслей промышленности. Поэтому к ней применяется требование опережающего развития. Это требование не только касается роста показателей мощности и пропускной способности электросети, но и проявляется в необходимости внедрения инновационных технологий.

Цифровой подстанцией (ЦПС) называется подстанция, в которой организация всех потоков информации при решении задач мониторинга, анализа и управления осуществляется в цифровой форме, а параметры такой передачи определяются единым файлом электронного проекта. В качестве основной среды передачи данных в рамках цифровой подстанции используется локальная вычислительная сеть (ЛВС) на базе технологии Ethernet, а в качестве коммуникационных протоколов применяются протоколы, описанные стандартом МЭК 61850 [2].

2.1 Особенности ЦПС

Одной из ключевых особенностей цифровой подстанции является приближение устройств сбора дискретных и аналоговых сигналов и выдачи управляющих воздействий непосредственно к оборудованию с последующей передачей всей информации, необходимой для функционирования комплексов РЗА и АСУ ТП ПС, в цифровой форме. Благодаря этому достигается сокращение суммарной длины электрических кабелей и вторичных цепей, как следствие снижение вероятности их повреждения и

повышение наблюдаемости вторичных систем [2].

Стандарт МЭК 61850 регламентирует применение различных протоколов передачи данных для различных задач в рамках вторичной системы подстанции:

– для передачи измерений от электронных измерительных трансформаторов тока и напряжения, и преобразователей аналоговых сигналов (мгновенных значений) применяется протокол Sampled Values, определяемый главой МЭК 61850-9-2;

– для передачи дискретных сигналов от преобразователей дискретных сигналов (ПДС) к устройствам РЗА и КП, а также для быстрого обмена информацией о событиях между различными устройствами на ПС применяется протокол GOOSE, определяемый главой МЭК 61850-8-1;

– для передачи данных телесигнализации, телеизмерений и команд телеуправления между устройствами и системой АСУ ТП применяются коммуникационные сервисы стандарта МЭК 61850, реализуемые с использованием протокола MMS, в соответствии с положениями главы МЭК 61850-8-1 [2].

2.2 Архитектуры ЦПС

Архитектура 1 типа. Обмен всей информацией между ИЭУ осуществляется дискретными и аналоговыми электрическими сигналами, передаваемыми по контрольному кабелю; информационный обмен с верхним уровнем (SCADA) осуществляется по цифровому протоколу MMS

Архитектура 2 типа. Взаимодействие между ИЭУ выполняется при помощи объектно-ориентированных сообщений (протокол GOOSE), согласно стандарту МЭК 61850-8-1; информационный обмен с верхним уровнем (SCADA) осуществляется по цифровому протоколу MMS; измерения тока и напряжения передаются в виде электрических аналоговых сигналов с использованием контрольных кабелей.

Архитектура 3 типа. Взаимодействие между ИЭУ РЗА выполняется при помощи сообщений-GOOSE, согласно стандарту МЭК 61850- 8-1;

информация от измерительных устройств тока и напряжения передается в цифровом виде с использованием протокола передачи мгновенных значений (SV), согласно стандарту МЭК 61850-9-2; информационный обмен с верхним уровнем (SCADA) осуществляется по цифровому протоколу MMS

Таблица 2.1. Особенности реализации Архитектур I, II и III [2].

	Архитектура I	Архитектура II	Архитектура III
Использование протокола MMS	Да	Да	Да
Использование протокола GOOSE	Нет	Да	Да
Использование протокола Sampled Values	Нет		Да
Применение оборудования с поддержкой МЭК 61850 на подстанционном уровне	Да	Да	Да
Применение оборудования с поддержкой МЭК 61850 на уровне присоединения	Да	Да	Да
Применение оборудования с поддержкой МЭК 61850 на полевом уровне	Нет	Да	Да
Использование ШПДС	Нет	Да	Да
Использование ШПАС	Нет	Нет	Да
Использование ЦТТ и ЦТН, работающих по протоколу Sampled Values	Нет	Нет	Да

2.3 Общая структура построения сети

Все оборудование подстанции условно делится на 3 уровня:

- Уровень подстанции
- Уровень присоединения
- Уровень процесса

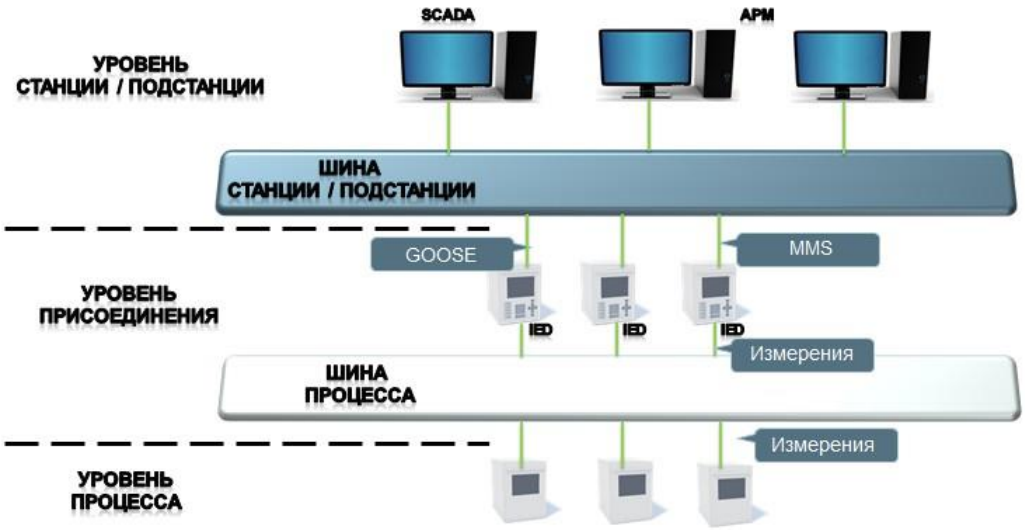


Рисунок 2.1 – Структура цифровой подстанции

Устройства **уровня процесса (полевой)** – дискретные и аналоговые устройства сопряжения с объектом – ПДС (преобразователи дискретных сигналов), ПАС (преобразователи аналоговых сигналов), а также сетевое оборудование шины процесса. Данные устройства в непосредственной близости от первичного оборудования.

Устройства **уровня присоединения** включают в себя: терминалы РЗА с функцией АУВ, выполняющие функции контроллера присоединений; контроллеры ячеек; измерительные преобразователи; интегрируемые на информационном уровне устройства смежных систем: РЗА, РАС, ЩСН, ЩХН, ЩПТ.

Устройства **подстанционного уровня** – средства сбора, централизованного хранения и представления информации, сетевое оборудование, объединяющее устройства подстанционного уровня и устройства уровня присоединения, а также оборудование, обеспечивающее передачу информации в диспетчерские центры [3].

2.4 Протоколы передачи данных

2.4.1 МЭК 61850-8-1 MMS

Протокол передачи данных MMS (Manufacturing Message Specification) применяется для передачи данных по клиент-серверной технологии, как правило используется для обмена информацией между ИЭУ и системами верхнего уровня, а также между ИЭУ по локальной вычислительной сети.

Протокол передачи данных MMS используется для:

- Обеспечения типовой процедуры передачи данных от ИЭУ и контроллеров различных типов без привязки к конкретным производителям;
- Считывания и записи данных с использованием стандартизованных сообщений.

Помимо описанных применений, протокол MMS также поддерживает формирование и передачу журналов событий, передачу файлов различных форматов, что позволяет получать информацию от устройств в подготовленном виде (файлы осциллограмм в формате COMTRADE и прочее).

В стандарте МЭК 61850 описывается два вида отчетов для передачи наборов данных:

1) Небуферизируемый отчет;

2) Буферизируемый отчет.

Небуферизируемый отчет отправляется клиенту при выполнении условий отправки и не сохраняется в памяти сервера. При потере связи между клиентом и сервером информация теряется.

Буферизируемый отчет при потере связи между клиентом и сервером сохраняется в циклический буфер памяти и отправляется клиенту при восстановлении связи с сервером.

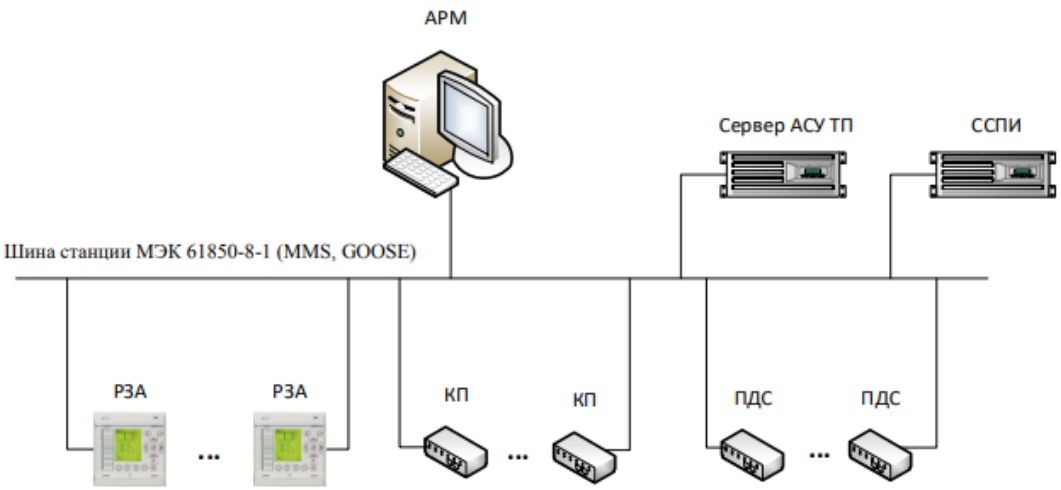


Рисунок 2.4.1 – Связь систем подстанции с ИЭУ

На рисунке 2.4.1 изображена структура взаимодействия элементов ЦПС по протоколу MMS.

Терминалы РЗА и терминалы КП, получают информацию от преобразователей дискретных сигналов (GOOSE-сообщения), и передают сигналы далее на сервера и на рабочие места персонала в виде MMS. Также с АРМ персонал может управлять терминалами РЗА и КП.

2.4.2 МЭК 61850-8-1 GOOSE

Протокол GOOSE (Generic Object-Oriented Substation Event) используется для быстрой передачи данных о событиях между ИЭУ по локальной вычислительной сети.

Передача GOOSE-сообщений осуществляется в режиме многоадресной рассылки Multicast. Для адресации кадров на канальном уровне используются MAC адреса физических устройств, MAC-адрес получателя идентифицирует адрес многоадресной рассылки GOOSE-сообщения.

Для получения и последующей обработки сообщения устройство приемник должно быть подписано на необходимое ему сообщение.

Поскольку передача данных ведется в режиме многоадресной рассылки с высокой скоростью, для GOOSE-сообщений не реализован механизм получения подтверждения о доставке сообщения от получателей. Передаваемый кадр GOOSE-сообщения содержит все текущие значения

атрибутов данных, внесенных в набор данных. При изменении одного или нескольких значений атрибутов устройство моментально инициирует посылку нового GOOSE-сообщения с обновленными данными [3].

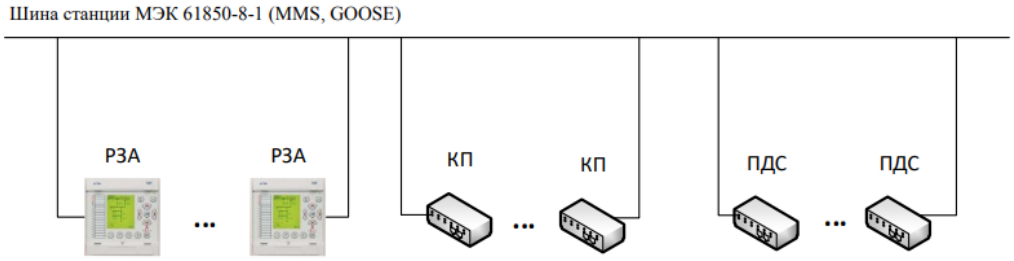


Рисунок 2.4.2 – Связь систем подстанции с ИЭУ

На рисунке 2.4.2 изображена структура взаимодействия элементов ЦПС по протоколу GOOSE.

Терминалы РЗА и терминалы КП, получают информацию от преобразователей дискретных сигналов (ПДС) в виде GOOSE-сообщений, и также могут выдавать команды управления в обратную сторону.

2.4.3 МЭК 61850-8-1 Sampled Values (SV)

Протокол передачи данных Sampled Values используется для передачи значений тока и напряжения по локальной вычислительной сети. В традиционной схеме подключения устройств различного функционала и назначения цепи от измерительных трансформаторов тока и напряжения на РУ прокладываются до самих устройств, размещенных как вблизи первичного оборудования, так и на значительном расстоянии. При использовании всех возможностей, заложенных в стандарт МЭК 61850, предполагается, что все сигналы от первичного оборудования передаются в цифровом виде на ИЭУ, в том числе мгновенные значения токов и напряжений. Для преобразования аналоговых значений от электромагнитных трансформаторов тока и напряжения, а также преобразования данных от цифровых ТТ и ТН в данные протокола Sampled Values применяются специальные преобразователи аналоговых сигналов ПАС, при этом ПАС, как правило, размещаются в

непосредственной близости от первичного измерительного оборудования и передают данные по ЛВС.

Потоки мгновенных значений по протоколу Sampled Values формируются на основе набора данных, в который включаются атрибуты мгновенных значений тока и напряжения. Также возможно включение в набор данных других атрибутов данных при условии необходимости их передачи с большой частотой дискретизации.

Передача потоков мгновенных значений Sampled Values осуществляется в многоадресной рассылке Multicast. Для адресации кадров на канальном уровне используются MAC-адреса, MAC-адрес получателя идентифицирует адрес многоадресной рассылки потока Sampled Values [3].

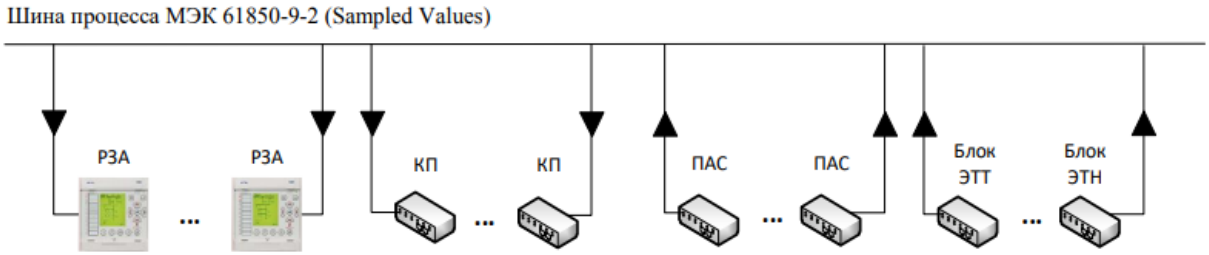


Рисунок 2.4.3 – Связь передачи мгновенных значений на ИЭУ по протоколу SV

На рисунке 2.4.3 изображена структура взаимодействия элементов ЦПС по протоколу SV.

Терминалы РЗА и КП, получают потоки данных (SV) с блоков ЭТТ и ЭТН, а также с преобразователей аналоговых сигналов (ПАС). Информация передается только в одну сторону.

2.5 Технические проблемы

Технические проблемы, которые могут быть эффективно решены с применением технологии ЦПС:

1) Снижение затрат на наладку и последующее обслуживание; Повышение надёжности и наблюдаемости ПС.

2) Снижение времени выведенного состояния оборудования (вывод оборудования только при неисправности); Уменьшение количества технологических нарушений (непрерывная диагностика оборудования и цепей); Оптимизация численности оперативного персонала (дистанционный вывод/ввод оборудования); Возможность интеграции различных производителей.
3) Переход на обслуживание «по состоянию»; Отработка технологии проектирования ЦПС; Отработка технологии монтажа и наладки ЦПС; Отработка технологии приёмки устройств РЗА, ПА АСУ ТП на объекте.

Технические проблемы, сдерживающие широкое внедрение технологии ЦПС:

1) Необходимость пересмотра подходов к комплексам РЗА ЦПС;
2) Технологии используемые в ЭТТ и ЭТН не отработаны; Нет статистики по использованию ЭТТ и ЭТН; Нет технических решений при потери синхронизации сервера времени со спутниками и при выходе всех серверов времени; Решения по эксплуатации ЦПС подлежат отработки и дальнейшей корректировки после отработки.
3) В настоящее время отсутствуют апробированные технические решения по информационной безопасности ЦПС.
4) Отсутствие подготовки персонала, для работы с оборудованием, применяемым на цифровых подстанциях. Что приводит к необходимости повышения квалификации/переквалификации персонала.

3 Архитектура I

Чтобы провести модернизацию ПС до архитектуры первого типа, требуется ряд оборудования программно-технического комплекса (ПТК):

3.1 Модернизация оборудования

- управляемые коммутаторы.

Сетевые коммутаторы (далее коммутаторы) относятся к активному сетевому оборудованию, обеспечивающему информационные связи устройств полевого уровня и уровня присоединения, устройств уровня присоединения и станционного уровня, и вместе с структурированными кабельными сетями составляют инфраструктуру передачи информации, являющуюся неотъемлемым архитектурным элементом подстанции. Коммутатор обеспечивает выполнение следующих функций:

– непрерывность связи между устройствами ЛВС для возможности передачи трафика иному сетевому сегменту;

– построение единственного маршрута передачи данных по ЛВС без петель коммутации, приводящих к широковещательным штормам на данном участке ЛВС;

– установку приоритетов в доступе к ресурсам сети определенным видам трафика.

Коммутаторы должны обеспечивать надежную передачу данных между источником и приемником с заданными параметрами (время доставки, приоритезация и др.). Коммутатор может обеспечивать функции маршрутизатора при наличии соответствующих технических возможностей и соответствии требованиям к маршрутизаторам. Коммутаторы шины процесса и станционной шины должны поддерживать протокол синхронизации времени PTP (поддержка режимов master, slave, transparent clock) для станционной шины – программно, для шины процесса – аппаратно.

Коммутаторы обязательно должны поддерживать механизмы QoS (IEEE 802.1D) и VLAN (IEEE 802.1Q).

Коммутаторы обязательно должны поддерживать технологию зеркалирования трафика (например, SPAN) и удаленного зеркалирования (например, RSPAN или ERSPAN) от источников типа «порт» и «VLAN». Коммутаторы шины процесса должны иметь коммуникационные интерфейсы с разъемами LC, выполненные на базе волоконно-оптических каналов связи. Коммутаторы должны иметь коммуникационные интерфейсы, соответствующие требованиям не хуже IEEE 802.3 в части интерфейса 100BASE-LX [21].

Конкретный состав (тип разъемов, скорость передачи) коммуникационных интерфейсов должен определяться при проектировании. Промышленные коммутаторы должны соответствовать требованиям, утвержденным ПАО «Россети» и ПАО «ФСК ЕЭС».

Промышленный коммутатор Redundancy Box (далее RedBox) – коммутатор, реализующий в сети ЛВС технологию резервирования PRP (Parallel Redundancy Protocol). PRP использует две параллельных сети передачи данных (Сеть «А» и Сеть «В») с произвольной топологией, не исключая ЛВС с отсутствием резервирования (MRP и RSTP). Сеть «А» и Сеть «В» работают независимо друг от друга и могут не содержать никакой специальной аппаратной или программной поддержки PRP. Сам протокол PRP реализуется на конечных устройствах типа DANP (Double Attached Node for PRP), имеющих два сетевых интерфейса и подключенных к двум независимым сетям. В основе PRP резервирования – существование минимум двух одновременно активных соединений между двумя узлами сети таким образом, что отправитель данных посылает кадры синхронно по двум независимым Ethernet каналам. Учитывая разную топологию, пропускную способность и загруженность обоих сетей, два кадра доходят до адресата с разной задержкой. Первый пришедший получателю кадр принимается и передается на верхний уровень, второй – удаляется. Сетевое приложение (SAN устройство),

принимающее поток данных от RedBox, не ощущает разницы между резервированным с PRP и обычным Ethernet-интерфейсом. RedBox идентифицирует дублирование кадров благодаря специальному контрольному маркеру RCT (Redundancy Control Trailer) в составе кадров протокола. В дополнение к идентификатору подсети и пользовательским данным в кадр помещается 32-битовое поле, включающее номер последовательности PRP, который служит идентификатором для RedBox для передачи его на верхний уровень или удаления. RedBox в ЛВС АСУ ТП ПС предназначены для подключения серверов удаленного доступа и осциллограмм к станционной шине [21].

- интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ);

- Устройства уровня присоединения должны обеспечивать прием и обработку данных, получаемых от устройств уровня процесса, выполнение соответствующих алгоритмов прикладных функций с передачей режимной и диагностической информации на уровень шины подстанции;
- устройства должны поддерживать протокол МЭК 61850-9-2 SV для приема мгновенных значений тока и напряжения от устройств уровня процесса;
- устройства должны поддерживать протокол МЭК 61850-8-1 GOOSE для обмена информацией с устройствами уровня процесса и другими устройствам уровня присоединения;
- устройства должны формировать буферизированные и небуферизированные отчеты в соответствии с МЭК 61850-8-1 MMS;
- оборудование интеллектуальных электронных устройств должно быть предназначено для работы в условиях ПС (соответствие требованиям к ЭМС и надежности);
- устройства уровня присоединения должны иметь интерфейсы для подключения к сегментам ЛВС шины процесса и шины подстанции. Подключение ИЭУ к шине процесса должно быть резервированным с нулевым временем восстановления по протоколу PRP, технические решения

по подключению ИЭУ к шине подстанции должны обеспечивать защиту от одиночного отказа;

- оборудование ИЭУ должно обеспечивать продолжение работы при отказе технических средств уровня подстанции; − устройства уровня присоединения, выполняющие функции РЗА, должны резервироваться;
- устройства уровня присоединения должны иметь функции самодиагностики для обеспечения обнаружения отказов с точностью до отдельного модуля (блока), входящего в устройство уровня присоединения;
- сбои в работе и отказы функционирования узлов устройства уровня присоединения должны автоматически фиксироваться в журнале событий устройства, а также отражаться в виде соответствующей визуальной сигнализации. В состав диагностируемых компонентов устройств должны быть включены Ethernet соединения;
- устройства уровня присоединения должны использовать протокол синхронизации времени PTP (МЭК 61850-9-3, IEEE Std 1588-2008, Power Profile) [21].

- подсистема единого времени;

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) обеспечивает синхронизацию времени на подстанции с помощью первичных и вторичных часов. Время задается на первичных часах, которые синхронизируются по внешним каналам связи (спутники GPS/ГЛОНАСС), информация о времени передается по ЛВС подстанции. СОЕВ состоит из:

- приемника (активной антенны) спутникового сигнала точного времени;
- сервера точного времени (ведущих часов);
- коммуникационной сети с аппаратной поддержкой протокола PTP;
- устройств подстанции с синхронизируемыми часами точного времени.

Устройства и каналы СОЕВ должны резервироваться. В системе синхронизации должно иметься не менее 2 серверов точного времени. СОЕВ

на подстанции должна обеспечивать календарную синхронизацию времени и инструментальную синхронизацию времени. Сервер точного времени должен обеспечивать поддержку стандартных сетевых протоколов SNTP, PTP. Протоколы SNTP и PTP должны обрабатываться независимо и не влиять друг на друга в процессе одновременной работы [3].

Рекомендуемое число независимых сетевых портов на сервере времени – 4.

- станционный контроллер связи и управления (СКСУ);

- контроллер присоединения (КП)

Контроллеры присоединения относятся к устройствам уровня присоединения ЦПС и осуществляют контроль оборудования, управление КА присоединений, расчет электрических величин, относящихся к присоединениям одной или нескольких секции шин распределительного устройства, и передачу данных о присоединении на подстанционный уровень ЦПС по протоколу МЭК 61850-8-1 (MMS) в соответствии с требованиями корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС» к сервисам передачи данных, отображаемым на протокол MMS [3].

Погрешность вычисления электрических величин в КП должна быть не более 0,05%. КП должен обеспечивать возможность отображения мнемосхемы присоединения средствами местного ЧМИ и возможность управления КА присоединений (резервный способ управления при неисправности оборудования АСУ ТП подстанционного уровня).

КП обязательно должны поддерживать сервис календарной синхронизации по протоколу SNTP в соответствии с требованиями стандарта МЭК 61850-8-1. Внутренние часы КП при потере внешней синхронизации должны обеспечить уход внутреннего времени не более чем на 1 мс в течение 10 секунд. Переход на резервный источник внешней синхронизации должен осуществляться в течение не более чем 1 с.

Основные функции КП [21]:

- получение измерительных SV-потоков тока и напряжения от ЭТТ/ЭТН присоединения, обработка мгновенных значений тока и напряжения и регистрация параметров полученных и рассчитанных электрических величин;
- прием GOOSE-сообщений и регистрация дискретных сигналов, полученных от ПДС контролируемого присоединения;
- получение GOOSE-сообщений от смежных ИЭУ;
- контроль состояния и разрешение/запрет управления КА;
- передача на подстанционный уровень двухбитных сигналов состояния КА;
- получение команд управления от подстанционного уровня ЦПС;
- выдача на ПДС контролируемого присоединения команд управления КА/РПН посредством GOOSE-сообщений;
- выдача на УПАСК команд телеуправления;
- отображение состояния КА, схемы присоединения в виде мнемосхемы и процесса функционирования КА (в том числе оперативных блокировок) на дисплее ЧМИ КП;
- ТАПВ с контролем напряжения или улавливанием синхронизма; (при реализации в КП функции АУВ);
- УРОВ; (при реализации в КП функции АУВ);

- файловый сервер

Файловый сервер относится к устройствам подстанционного уровня управления ЦПС и выполняет функции хранения, обработки полученной от коммуникационного сервера данных и их представления персоналу в виде экранных форм (процессов, таблиц, графиков и т.д.), а также функцию удаленного мониторинга, сбора и передачи осциллограмм на верхние уровни управления. К файловым серверам относятся серверы АСУ ТП и серверы сбора и анализа событий («шлюзы» дистанционного мониторинга РЗА и АСУ ТП).

Файловые серверы обязательно должны поддерживать сервис календарной синхронизации по протоколу SNTP в соответствии с требованиями стандарта МЭК 61850-8-1. Файловые серверы должны быть рассчитаны на работу с не менее чем двумя серверами календарной синхронизации (основным и резервным). Файловые серверы должны входить в состав типовых шкафов ШСО.

Файловый сервер должен взаимодействовать с коммуникационными серверами и АРМ персонала по станционной шине используя сервисы клиент-серверного обмена в соответствии с МЭК 61850-8-1 и корпоративным профилем МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС» [3].

Файловый сервер должен принимать данные от коммуникационного сервера с использованием сервисов отчетов (Report), передачи файлов (File transfer) в соответствии с МЭК 61850-7-2 и корпоративным профилем МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС».

Файловый сервер должен соответствовать требованиям стандарта МЭК 61850-8-1 к клиенту клиент-серверного взаимодействия. Файловый сервер должен передавать данные коммуникационным серверам и АРМ персонала по изменению данных (Data Change), а также по запросу (polling) с использованием сервисов отчетов (Report), передачи файлов (File transfer) в соответствии с МЭК 61850-7-2 и корпоративным профилем МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС» [3].

Файловый сервер должен соответствовать требованиям стандарта МЭК 61850-8-1 к серверу клиент-серверного взаимодействия. Для передачи данных от сервера АСУ ТП в ЦУС должен использоваться протокол 104. Информационное взаимодействие по протоколу 104 должно осуществляться на базе информационной модели МЭК 61850. Для этой цели файловый сервер должен:

- сформировать информационную модель протокола 104;
- сформировать модель опроса/получения данных – создать виртуальные объекты данных МЭК 61850.

- установить соответствие между виртуальными объектами МЭК 61850 и объектами протокола 104.

В качестве алгоритма взаимодействия информационных моделей протокола 104 и МЭК 61850 в файловом сервере должен использоваться стандарт МЭК 61850-80-1.

Коммуникационные интерфейсы файловых серверов должны быть выполнены на базе волоконно-оптических каналов связи и соответствовать требованиям IEEE 802.3 в части интерфейса 1000BASE-LX. Файловый сервер должен иметь дублированные коммуникационные интерфейсы, обеспечивающих функционирование канала связи с параллельным резервированием по протоколу PRP согласно МЭК 62439-3. Коммуникационные интерфейсы файловых серверов обязательно должны поддерживать механизмы QoS (IEEE 802.1p) и VLAN (IEEE 802.1Q) [3].

- кабельная и проводниковая продукция;

После внедрения перечисленного оборудования на ПС, мы можем составить ЛВС для подстанции первой архитектуры. В дальнейшем, используя ПДС и ПАС мы можем составить архитектуры 2-го и 3-го типа. С помощью ПДС мы получим команды управления коммутационными аппаратами в виде GOOSE-сообщений, а с помощью ПАС осуществим преобразование аналогово сигнала от ТТ и ТН в SV-потоки по протоколу МЭК 61850.

3.2 Состав шкафов РЗиА

При посещении и изучении объекта исследования, было выявлено, что приблизительно 43% шкафов РЗиА реализованы на электромеханической панели, и 36% на базе электроники.

При модернизации ПС Холмогорская 500 кВ в цифровую подстанцию, необходима замена электромеханических шкафов РЗиА на современные микропроцессорные шкафы.

Среди отечественных производителей можно выделить:

- ООО НПП «ЭКРА».
- ООО «Прософт-Системы»
- ООО НПП «Бреслер»
- ООО «Релематика»
- ООО "НТЦ "Механотроника"

Среди зарубежных:

- АО «Siemens»
- ПАО «Schneider Electric»
- ПАО «ABB»

Все компании имеют свои достоинства и недостатки в плане разработок шкафов РЗА, в виде цен, интерфейса, программной составляющей и службы поддержки.

Остановим выбор на «ЭКРА», обосновывается он двумя основными причинами:

1) Подстанция на данный момент уже имеет шкафы РЗиА компании «ЭКРА», и персонал Ноябрьской ГП имеет опыт по работе со шкафами данного производителя;

2) Защиты соседних ПС используют электромеханические шкафы РЗиА, а шкафы компании «ЭКРА» совместимы со многими электромеханическими шкафами.

Далее приведена таблица 3.2.1, в которой для каждого присоединения на ОРУ-500, ОРУ-220 и ОРУ-110 выбраны шкафы РЗиА, в рамках модернизации ПС.

Таблица 3.2.1. Шкафы РЗА и АУВ, для присоединений на ОРУ-500, ОРУ-220 и ОРУ-110.

1,2 АТГ
Для СН 220:
Резервная защита:
ШЭ2607 572. Резервная защита автотрансформатора.
Для ВН 500:
Резервная защита:
ШЭ2607 572. Резервная защита автотрансформатора.
Основная защита + защита НН:
ШЭ2710 542543. Комплекс основных защит автотрансформатора.
Автоматика В-220:
ШЭ2607 019. Автоматика управления выключателем.
5 АТГ
Для СН 220:
Резервная защита:
ШЭ2607 572. Резервная защита автотрансформатора.
Для ВН 500:
Резервная защита:
ШЭ2607 572. Резервная защита автотрансформатора.
Основная защита + защита НН:
ШЭ2710 542543. Комплекс основных защит автотрансформатора.
Автоматика 1,2 В-500:
ШЭ2607 511. Автоматика управления выключателем.
Автоматика В-220:
ШЭ2607 019. Автоматика управления выключателем.

Продолжение таблицы 3.2.1

ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Холмогорская
Основная защита (ОАПВ):
ШЭ2710 538 (Направленная и дифференциально-фазная защита линии с комплектом ступенчатых защит и устройством ОАПВ) либо, ШЭ2710 582 (Дифференциально-фазная защита и ОАПВ).
Резервная защита (ОАПВ):
ШЭ2710 521. Резервная защита и ОАПВ.
Управление, и автоматика выключателя:
ШЭ2710 511. Управление, защита и автоматика выключателя. (ТАПВ). (УСТАНОВЛЕННО).
ВЛ 500 кВ Холмогорская – Муравленковская
Основная защита (ОАПВ):
GE L90. (УСТАНОВЛЕННО).
Резервная защита (ОАПВ):
GE D60. (УСТАНОВЛЕННО).
Управление, и автоматика выключателя.
ШЭ2710 511. Управление, защита и автоматика выключателя. (ТАПВ). (УСТАНОВЛЕННО).
ВЛ 500 кВ Кирилловская – Холмогорская
Основная защита:
MiCOM P547 (УСТАНОВЛЕН) – Требуется замена на ШЭ2710 582 (Дифференциально-фазная защита и ОАПВ) по причине отсутствия ОАПВ от основной защиты, при замене оборудования на микропроцессорное. *В MiCOM P547 ОАПВ не реализован, MiCOM реализует функции АПВ в шкафах управления выключателем.*
Резервная защита (ОАПВ):
ШЭ2710 521. Резервная защита и ОАПВ.
Управление, и автоматика выключателя:

Продолжение таблицы 3.2.1

ШЭ2710 511. Управление, защита и автоматика выключателя. (ТАПВ). (УСТАНОВЛЕННО).
ВЛ 500 кВ Холмогорская – Тарко-Сале
Основная защита (ОАПВ):
ШЭ2710 582. Дифференциально-фазная защита и ОАПВ.
Резервная защита (ОАПВ):
ШЭ2710 521. Резервная защита и ОАПВ.
Управление, и автоматика выключателя:
ШЭ2710 511. Управление, защита и автоматика выключателя. (ТАПВ). (УСТАНОВЛЕННО).
ШИНЫ 500 кВ
ШЭ2710 562. Защита сборных шин х2.
ВЛ 220 кВ Кирилловская – Холмогорская
Основная защита:
ШЭ2607 083. Шкаф высокочастотной защиты линии 110-330 кВ х2.
Резервная защита + Автоматика:
Шкаф ШЭ2607 011021. Шкаф ступенчатых защит линии и автоматики управления выключателем 110-220 кВ.
ВЛ 220 кВ Холмогорская – Когалым
Основная защита:
ШЭ2607 083. Шкаф высокочастотной защиты линии 110-330 кВ.
Резервная защита + Автоматика:
Шкаф ШЭ2607 011021. Шкаф ступенчатых защит линии и автоматики управления выключателем 110-220 кВ.
ВЛ 220 кВ Холмогорская – Вынгапур
Основная защита:
ШЭ2607 083. Шкаф высокочастотной защиты линии 110-330 кВ х2.
Резервная защита + Автоматика:

Продолжение таблицы 3.2.1

Шкаф ШЭ2607 011021. Шкаф ступенчатых защит линии и автоматики управления выключателем 110-220 кВ.
ВЛ 220 кВ Холмогорская – Пуль-Яха
Основная защита:
ШЭ2607 083. Шкаф высокочастотной защиты линии 110-330 кВ.
Резервная защита + Автоматика:
Шкаф ШЭ2607 012021. Шкаф ступенчатых защит линии и автоматики управления выключателем 110-220 кВ.
ВЛ 220 кВ Холмогорская – Аврора
Основная защита:
ШЭ2607 083. Шкаф высокочастотной защиты линии 110-330 кВ.
Резервная защита + Автоматика:
Шкаф ШЭ2607 012021. Шкаф ступенчатых защит линии и автоматики управления выключателем 110-220 кВ.
ВЛ 220 кВ Холмогорская – Янга-Яха
Основная защита:
ШЭ2607 083. Шкаф высокочастотной защиты линии 110-330 кВ х2.
Резервная защита + Автоматика:
Шкаф ШЭ2607 011021. Шкаф ступенчатых защит линии и автоматики управления выключателем 110-220 кВ.
3(4) АТ
Основная защита:
ШЭ2607 042. Шкаф защиты автотрансформатора х2.
Резервная защита СН:
ШЭ2607 072. Шкаф защиты автотрансформатора.
Резервная защита ВН:
ШЭ2607 072. Шкаф защиты автотрансформатора.
Автоматика В-110 и В-220:

Продолжение таблицы 3.2.1

ШЭ2607 019. Автоматика управления выключателем х2
6 АТ
Основная защита:
ШЭ2607 042. Шкаф защиты автотрансформатора х2. (УСТАНОВЛЕННО)
Резервная защита СН:
ШЭ2607 072. Шкаф защиты автотрансформатора. (УСТАНОВЛЕННО)
Резервная защита ВН:
ШЭ2607 072. Шкаф защиты автотрансформатора. (УСТАНОВЛЕННО)
Автоматика В-110 и В-220:
ШЭ2607 019. Автоматика управления выключателем х2. (УСТАНОВЛЕННО)
ОВ-220
Резервная защита + Автоматика:
ШЭ2607 011021. Защита линии и автоматика управления линейным выключателем.
ШСВ-220
Резервные защиты + Автоматика:
ШЭ2607 015. Резервная защита и автоматика управления секционного (шиносоединительного) выключателя.
1(2) СШ-220
ШЭ2607 065. Шкаф защиты сборных шин 110-220 кВ и централизованного УРОВ.
ВЛ 110 кВ Холмогорская – Разряд-1(2)
Основная защита:
ШЭ2607 083. Шкаф высокочастотной защиты линии 110-330 кВ
Резервная защита + Автоматика:
Шкаф ШЭ2607 011021. Шкаф ступенчатых защит линии и автоматики управления выключателем 110-220 кВ.

Продолжение таблицы 3.2.1

ВЛ 110 кВ Холмогорская – Пуль-Яха (Крайняя)
Основная защита:
ШЭ2607 083. Шкаф высокочастотной защиты линии 110-330 кВ.
Резервная защита + Автоматика:
Шкаф ШЭ2607 011021. Шкаф ступенчатых защит линии и автоматики управления выключателем 110-220 кВ.
ВЛ 110 кВ Холмогорская – НПГЭ-1(2)
Основная защита:
ШЭ2607 031. Шкаф НВЧЗ. (УСТАНОВЛЕННО).
Резервная защита + Автоматика:
Шкаф ШЭ2607 011021. Шкаф ступенчатых защит линии и автоматики управления выключателем 110-220 кВ. (УСТАНОВЛЕННО).
ВЛ 110 кВ Холмогорская – Вышка-1(2), НПС
Основные защита + Автоматика:
Шкаф ШЭ2607 011021. Шкаф ступенчатых защит линии и автоматики управления выключателем 110-220 кВ.
Р-110
Защита:
ШЭ2607 049. Шкаф защиты шунтирующего реактора х3
Автоматика В-110 Р:
ШЭ2607 011. Защита линии и автоматика управления линейным выключателем.
1(2) СШ-110
ШЭ2607 065. Шкаф защиты сборных шин 110-220 кВ и централизованного УРОВ.
ОВ-110
ШЭ2607 013. (УСТАНОВЛЕННО)
ШСВ-220

Продолжение таблицы 3.2.1

Резервные защиты + Автоматика:
ШЭ2607 015. Резервная защита и автоматика управления секционного (шиносоединительного) выключателя.

Более подробная информация по реализованным защитам представлена в приложении 3.

3.3 Контроллеры присоединения

Контроллеры присоединения являются необходимыми устройством для ЦПС, они осуществляют контроль оборудования, управление КА присоединений, расчет электрических величин, относящихся к присоединениям одной или нескольких секции шин распределительного устройства, и передачу данных о присоединении на подстанционный уровень ЦПС по протоколу МЭК 61850-8-1 (MMS) [2].

Так как шкафы РЗиА при модернизации ПС, будут закупаться у «ЭКРА», то разумно также закупить и контроллеры присоединения у одного производителя, что упростит синхронизацию между шкафами РЗиА и КП.

Составим таблицу 3.3.1, в которой для каждого присоединения обозначим выбранные по [4, приложение Б] шкафы с терминалами контроллеров присоединения.

Таблица 3.3.1. Шкафы КП, для присоединений на ОРУ-500, ОРУ-220 и ОРУ-110.

Присоединения	**Тип шкафа**
ОРУ-500	
ВЛ 500 Холмогорская – Тарко-Сале	Шкаф ШЭЭ 243 0211 (Терминал ЭКРА 24Х №1);
ВЛ 500 Кирилловская – Холмогорская	Шкаф ШЭЭ 243 0211 (Терминал ЭКРА 24Х №2);

Продолжение таблицы 3.3.1

ВЛ 500 СГРЭС-1 – Холмогорская (ВШЛ-11 + ВЛЛ-10)	Шкаф ШЭЭ 243 0211 (Терминал ЭКРА 24Х №3);
ВЛ 500 Холмогорская – Муравленковская (ВШЛ-12)	Шкаф ШЭЭ 243 0211 (Терминал ЭКРА 24Х №4);
5АТГ (1В-500 5АТГ + 2В-500 5АТГ)	Нетиповой шкаф (Терминал ЭКРА 24Х №5) либо шкаф ШЭЭ 245 0210 (Терминал ЭКРА 24Х №5 и №5.1);
1АТГ + 1ТН	Шкаф ШЭЭ 243 0211 (Терминал ЭКРА 24Х №6);
2АТГ + 2ТН	Шкаф ШЭЭ 243 0211 (Терминал ЭКРА 24Х №7);
Либо	
1АТГ + 1ТН + 2АТГ + 2ТН	Шкаф ШЭЭ 245 0210 (Терминал ЭКРА 24Х №6 и Терминал ЭКРА 24Х №7)
ОРУ-220	
Яч. 1АТГ + Яч. 2АТГ	Шкаф ШЭЭ 244 0111 (Терминал ЭКРА 24Х №1 и №2);
Яч. 3АТ + Яч. 4АТ	Шкаф ШЭЭ 244 0111 (Терминал ЭКРА 24Х №3 и №4);
Яч. 5АТГ + Яч. 6АТ	Шкаф ШЭЭ 244 0111 (Терминал ЭКРА 24Х №5 и №6);
ШСВ-220 + ОВ-220 + ТН1 + ТН2 + ТН-220 ОСШ	Шкаф ШЭЭ 244 0110 (Терминал ЭКРА 24Х №7 и №8);
ВЛ 220 кВ Холмогорская – Аврора + ВЛ 220 кВ Холмогорская – Пуль-Яха	Шкаф ШЭЭ 244 0110 (Терминал ЭКРА 24Х №9 и №10);

Продолжение таблицы 3.3.1

ВЛ 220 кВ Холмогорская – Янга-Яха + ВЛ 220 кВ Холмогорская – Вынгапур	Шкаф ШЭЭ 244 0110 (Терминал ЭКРА 24Х №11 и №12);
ВЛ 220 кВ Холмогорская – Когалым + ВЛ 220 кВ Кирилловская – Холмогорская	Шкаф ШЭЭ 244 0110 (Терминал ЭКРА 24Х №13 и №14);
ОРУ-110	
ШСВ-110 + ОВ-110 + ТН1 + ТН2 + ТН-110 ОСШ	Шкаф ШЭЭ 244 0110 (Терминал ЭКРА 24Х №1 и №2);
Яч. 3АТ + Яч. 4АТ	Шкаф ШЭЭ 244 0111 (Терминал ЭКРА 24Х №3 и №4);
ВЛ 110 кВ Холмогорская – НПС + Яч. 6АТ	Нетиповой шкаф (Терминал ЭКРА 24Х №5 и №6)
ВЛ 110 кВ Холмогорская – Пуль-Яха + ВЛ 110 кВ Холмогорская – Крайняя	Шкаф ШЭЭ 244 0110 (Терминал ЭКРА 24Х №7 и №8);
ВЛ 110 кВ Холмогорская – Разряд-1 + ВЛ 110 кВ Холмогорская – Разряд-2	Шкаф ШЭЭ 244 0110 (Терминал ЭКРА 24Х №9 и №10);
ВЛ 110 кВ Холмогорская – Вышка-1 + ВЛ 110 кВ Холмогорская – Вышка-2	Шкаф ШЭЭ 244 0110 (Терминал ЭКРА 24Х №11 и №12);
ВЛ 110 кВ НПГЭ-1 – Холмогорская + ВЛ 110 кВ НПГЭ-2 – Холмогорская	Шкаф ШЭЭ 244 0110 (Терминал ЭКРА 24Х №13 и №14);
Р-110	Шкаф ШЭЭ 244 0110 (Терминал ЭКРА 24Х №15);

3.4 Замена первичного оборудования на ОРУ-110 и ОРУ-220

На этапе проектирования ИТС возникла проблема с первичным оборудованием, а именно с ТТ. На ОРУ-220 в ячейках: №1 ВЛ-220 кВ Аврора, №6 ВЛ-220 кВ Пуль-Яха, №7 ВЛ-220 кВ Янга-Яха и №8 ВЛ-220 кВ Вынгапур, также на ОРУ-110 в ячейках: №6 ВЛ-110 Крайняя, №7 ВЛ-110 кВ Разряд-2, №8 ВЛ-110 кВ Разряд-1, №10 ВЛ-110 кВ Вышка-1, №11 ВЛ-110 кВ НПГЭ-1,

№13 Р-110 установлены выключатели, встроенные ТТ которых не удовлетворяют требования ЦПС. Также выносные ТТ на ОРУ-110 в ячейках: №4 3АТ, №5 ВЛ-110 кВ Пуль-Яха, №9 ВЛ-110 кВ Вышка-2, №12 ВЛ-110 кВ НПГЭ-2 не удовлетворяют требованиям ЦПС. В связи с этим, выберем и проведем проверки для новых выключателей и ТТ.

На ОРУ-220 производим замену выключателей типа У-220-1000/2000-25 У1 и 242 PMR 40 в ячейках: №1 ВЛ-220 кВ Аврора, №6 ВЛ-220 кВ Пуль-Яха, №7 ВЛ-220 кВ Янга-Яха и №8 ВЛ-220 кВ Вынгапур. По причине недостаточного количества кернов встроенных ТТ и их класса точности.

Среди отечественных производителей можно выделить:

- ЗАО «ЗЭТО»
- ЭЛКОМ-УРАЛ, ООО
- АО «Уралэлектротяжмаш»
- ОАО "ПО Элтехника"
- ОАО «НПП «Контакт»
- НПП «Элвест»Siemens

Среди зарубежных:

- АО «Siemens»
- ПАО «Schneider Electric»
- ПАО «ABB»

Далее проведем расчет для выключателей фирмы АО «Уралэлектротяжмаш», т.к. подобный тип выключателей уже используется на ПС Холмогорская 500 кВ.

Соответственно, альтернативой для замены может послужить баковый выключатель ВЭБ-УЭТМ-220 УХЛ1 (Производитель АО «Уралэлектротяжмаш»), который включает в себя встроенные ТТ типа ТВГ-УЭТМ-220, которые отвечают всем требованиям цифровой подстанции по количеству ответвлений от вторичных обмоток, классу точности, климатическим исполнениям, номинальному току отключения.

На ОРУ-110 производим замену выключателей типа 145PM40 в ячейках: №6 ВЛ-110 Крайняя, №7 ВЛ-110 кВ Разряд-2, №8 ВЛ-110 кВ Разряд-1, №10 ВЛ-110 кВ Вышка-1, №11 ВЛ-110 кВ НПГЭ-1, №13 Р-110. По причине недостаточного количества кернов встроенных ТТ и их класса точности.

Альтернативой для замены может послужить баковый выключатель ВЭБ-УЭТМ-220 УХЛ1 (Производитель АО «Уралэлектротяжмаш»), который включает в себя встроенные ТТ типа ТВГ-УЭТМ-220, которые отвечают всем требованиям цифровой подстанции по количеству ответвлений от вторичных обмоток, классу точности, климатическим исполнениям, номинальному току отключения.

На ОРУ-110 произведем замену выносных ТТ (ТФЗМ-110Б-I ХЛ1), по причине недостаточного количества кернов и их класса точности.

В ячейках: №4 3АТ, №5 ВЛ-110 кВ Пуль-Яха, №9 ВЛ-110 кВ Вышка-2, №12 ВЛ-110 кВ НПГЭ-2, заменяем ТФЗМ-110Б-I ХЛ1 на ТРГ-110 II, т.к. ТТ не подходит по количеству кернов и их классу точности.

Также на изначальной схеме представлены ТН VCU-123 для 110 кВ и VCU-245 для 220 кВ, но изображены они были некорректно, т.к. данные трансформаторы имеют 4 вторичные обмотки с классами точности: 0.2, 0.5, 1.0P, 3.0P, что соответствует для требований ЦПС. Ошибка в схеме была исправлена.

3.4.1 Выбор ТТ на напряжение 110 кВ

Для выбора нового ТТ мы должны рассчитать максимальный рабочий ток линии, т.к. официальные данные о нем отсутствуют, можем рассчитать его приближенно по максимальной мощности силовых трансформаторов, которые питаются по защищаемой линии:

$$I_{\text{раб}\,max} = \frac{\sum S_{\text{номТ}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}$$

$$I^{4}_{\text{раб}\,max} = \frac{125000}{190{,}53} = 656\ \text{А};$$

Из каталога производителя выбираем комплект 608-161:

Обмотка		$I_{1ном}/I_{2ном}$ в зависимости от конструктивного исполнения, А		Класс точности
		Конструктивное исполнение 1	Конструктивное исполнение 2	
№1 Для измерения	обмотка	200-400-800/5	800/5	0,2S
	отпайка	100-200-400/5	400/5	0,5
№2 Для измерения		200-400-800/5	800/5	0,2
№3 Для защиты		200-400-800/5	800/5	5P
№4 Для защиты		200-400-800/5	800/5	5P
№5 Для защиты		200-400-800/5	800/5	5P
№6 Для защиты		200-400-800/5	800/5	5P

Номинальная вторичная нагрузка, В·А (Ом)	Коэффициент безопасности	Номинальная предельная кратность	Сопротивление постоянному току, Ом
60 (2,4)	5	-	0,105
60 (2,4)	5	-	0,204
25 (1,0)	5	-	0,16
15 (0,6)	-	15	0,182
15 (0,6)		15	0,182
15 (0,6)		15	0,182
15 (0,6)	-	15	0,182

Рисунок 3.4.1.1 – Метрологические характеристики вторичных обмоток ТРГ-УЭТМ-110

Проверим ТТ на обеспечение точной работы РЗА при КЗ вне защищаемой зоны на ячейках: №4 3АТ (ДЗТ), №5 ВЛ-110 кВ Пуль-Яха (ДФЗ), №9 ВЛ-110 кВ Вышка-2 (ДЗ), №12 ВЛ-110 кВ НПГЭ-2 (ДФЗ).

Для дифференциальной защиты ($I_{1.РАСЧ}$) принимается равным наибольшему значению тока при внешнем КЗ;

По данным предоставленными ПАО «ФСК ЕЭС» ПМЭС Урала принимаем:

$$I_{1.РАСЧ} = 1098 \text{ А};$$

Допустимое сопротивление нагрузки ($Z_{ДОП}$) зависит от расчетной кратности тока ($К_{РАСЧ}$). Расчетную кратность тока определяют по формуле

$$К_{РАСЧ} = I_{1.РАСЧ} / I_{1.НОМ} = \frac{1098}{800} = 1.373;$$

По документации производителя ТТ известно сопротивление вторичной обмотки ТТ ($Z_{2Т}$); допустимое сопротивление нагрузки ТТ ($Z_{ДОП}$, Ом), определяют по формуле:

$$Z_{ДОП} = \frac{К_{НОМ} \cdot (Z_{2Т} + Z_{2НОМ})}{К_{РАСЧ}} - Z_{2Т} = \frac{15 \cdot (0.182 + 0.6)}{1.373} - 0.182 = \frac{11.73}{1.373} - 0.182 = 8.361 \text{ Ом};$$

$Z_{2Т}$ – полное сопротивление вторичной обмотки ТТ, Ом. Может быть принято равным сопротивлению обмотки постоянному току $R_{2Т}$, значение берем из документации производителя;

$Z_{2НОМ}$ - номинальная нагрузка ТТ, берется по документации производителя, Ом;

$К_{РАСЧ}$ - расчетная кратность тока.

При известной вторичной мощности ($S_р$, В · А), вторичное сопротивление реле ($Z_р$, Ом), рассчитывают по формуле:

$$Z_р(Ом) = S_р(В \cdot А) / I^2_{НОМ} (А);$$

По информации производителя на устройство ШЭ2607 083, находим потребляемую им мощность по токовым цепям (при Іном = 5А).

$$S_р = 2 \text{ В} \cdot \text{А};$$

Переводим потребляемую мощность в Омы:

$$Z_р(Ом) = S_р(В \cdot А) / I^2_{НОМ} (А) = 2 / 5^2 = 0.08 \text{ Ом};$$

Максимальная вторичная нагрузка для схемы соединения ТТ “полная звезда” будет для трехфазного КЗ, его и примем в качестве расчетного, формула:

$$Z_{Н.РАСЧ} = r_{пр} + Z_р + r_{пер};$$

Сопротивление проводов от ТТ к терминалу защиты и переходное сопротивление примем равными, так как нам неизвестна длина и исполнение провода:

$$r_{пр} = r_{пер} = 0.1 \text{ Ом};$$

$$Z_{Н.РАСЧ} = r_{пр} + Z_р + r_{пер} = 0.1 + 0.08 + 0.1 = 0.28 \text{ Ом};$$

Погрешность ТТ не превышает 10(5)% при выполнении следующего условия:

$$Z_{Н.РАСЧ}\,(0.28\ Ом) < Z_{Н.ДОП}\,(8.361\ Ом);$$

Для дистанционной защиты линии с односторонним питанием ($I_{1.РАСЧ}$) принимается равным наибольшему значению тока КЗ в конце первой зоны защиты. Для линий с двусторонним питанием следует дополнительно определить ток при КЗ на шинах той подстанции, где установлена защита (“КЗ за спиной”).

По данным предоставленными ПАО «ФСК ЕЭС» ПМЭС Урала принимаем наибольший ток (шины ПС где установлена защита):

$$I_{1.РАСЧ} = 15\ 828\ А;$$

Допустимое сопротивление нагрузки ($Z_{ДОП}$) зависит от расчетной кратности тока ($К_{РАСЧ}$). Расчетную кратность тока определяют по формуле

$$К_{РАСЧ} = I_{1.РАСЧ} / I_{1.НОМ} = \frac{15828}{800} = 19.785;$$

По документации производителя ТТ известно сопротивление вторичной обмотки ТТ ($Z_{2Т}$), допустимое сопротивление нагрузки ТТ ($Z_{ДОП}$, Ом), определяют по формуле:

$$Z_{ДОП} = \frac{К_{НОМ}\cdot(Z_{2Т}+Z_{2НОМ})}{К_{РАСЧ}} - Z_{2Т} = \frac{15\cdot(0.182+0.6)}{19.785} - 0.182 = \frac{11.73}{19.785} - 0.182 = 0.411\ Ом;$$

$Z_{2Т}$ – полное сопротивление вторичной обмотки ТТ, Ом. Может быть принято равным сопротивлению обмотки постоянному току $R_{2Т}$, значение берем из документации производителя;

$Z_{2НОМ}$ - номинальная нагрузка ТТ, берется по документации производителя, Ом;

$К_{РАСЧ}$ - расчетная кратность тока.

При известной вторичной мощности ($S_р$, В · А), вторичное сопротивление реле ($Z_р$, Ом), рассчитывают по формуле:

$$Z_р(Ом) = S_р(В\cdot А) / I^2_{НОМ}\,(А);$$

По информации производителя на устройство ШЭ2607 083, находим потребляемую им мощность по токовым цепям (при Іном = 5А).

$$S_р = 2 \text{ В·А};$$

Переводим потребляемую мощность в Омы:

$$Z_р(\text{Ом}) = S_р(\text{В·А}) / I^2_{\text{НОМ}} (\text{А}) = 2 / 5^2 = 0.08 \text{ Ом};$$

Максимальная вторичная нагрузка для схемы соединения ТТ “полная звезда” будет для трехфазного КЗ, его и примем в качестве расчетного, формула:

$$Z_{\text{Н.РАСЧ}} = r_{\text{пр}} + Z_р + r_{\text{пер}};$$

Сопротивление проводов от ТТ к терминалу защиты и переходное сопротивление примем равными, так как нам неизвестна длина и исполнение провода:

$$r_{\text{пр}} = r_{\text{пер}} = 0.1 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{Н.РАСЧ}} = r_{\text{пр}} + Z_р + r_{\text{пер}} = 0.1 + 0.08 + 0.1 = 0.28 \text{ Ом};$$

Погрешность ТТ не превышает 10(5)% при выполнении следующего условия:

$$Z_{\text{Н.РАСЧ}} (0.28 \text{ Ом}) < Z_{\text{Н.ДОП}} (0.411 \text{ Ом});$$

Вывод: проверку на 10-и % погрешность ТТ проходит.

3.4.2 Выбор ТТ на напряжение 220 кВ

Рассчитать максимальный рабочий ток линии, т.к. официальные данные о нем отсутствуют, можем рассчитать его приближенно по максимальной мощности силовых трансформаторов, которые питаются по защищаемой линии:

$$I_{\text{раб}\,max} = \frac{\sum S_{\text{номТ}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}}$$

$$I^4_{\text{раб}\,max} = \frac{3\text{x}167000}{381{,}05} = 1314.79 \text{ А};$$

Из каталога производителя выбираем:

Комплект № 623-192 (2000-1500-1000-500/5).

Трансформатор тока	$I_{1ном}$ / $I_{2ном}$, А S1-S5	Класс точности /нагрузка ($S_{2ном}$), В·А	$К_{Бном}$ или $К_{ном}$	$I_{1ном}$ / $I_{2ном}$, А S1-S4	Класс точности /нагрузка ($S_{2ном}$), В·А	$К_{Бном}$ или $К_{ном}$
ТА1	**2000/5**	10Р/50	40	**1500/5**	10Р/50	25
ТА2	**2000/5**	10Р/50	40	**1500/5**	10Р/50	25
ТА3	**2000/5**	0,2/50	10	**1500/5**	0,2/50	10
ТА4	**2000/5**	10Р/50	40	**1500/5**	10Р/50	25
ТА5	**2000/5**	10Р/50	40	**1500/5**	10Р/50	25
ТА6	**2000/5**	0,2S/50	10	**1500/5**	0,2S/50	10

$I_{1ном}$ / $I_{2ном}$, А S1-S3	Класс точности /нагрузка ($S_{2ном}$), В·А	$К_{Бном}$ или $К_{ном}$	$I_{1ном}$ / $I_{2ном}$, А S1-S2	Класс точности /нагрузка ($S_{2ном}$), В·А	$К_{Бном}$ или $К_{ном}$
1000/5	10Р/30	20	**500/5**	10Р/30	10
1000/5	10Р/30	20	**500/5**	10Р/30	10
1000/5	0,2/50	10	**500/5**	0,2/15	10
1000/5	10Р/30	20	**500/5**	10Р/30	10
1000/5	10Р/30	20	**500/5**	10Р/30	10
1000/5	0,2S/30	10	**500/5**	0,5/20	10

Трансформатор тока	Выводы	Расчетное сопротивление постоянному току, не более, Ом
Для измерения ТА3, ТА6	И1-И5	0,364
	И1-И4	0,273
	И1-И3	0,173
	И1-И2	0,074
Для защиты ТА1,ТА2,ТА4,ТА5	И1-И5	0,710
	И1-И4	0,531
	И1-И3	0,343
	И1-И2	0,178

Рисунок 3.4.3.1 - Метрологические характеристики вторичных обмоток ТВГ-УЭТМ-220

Также трансформатор требуется проверить на 10-и % погрешность, для этого:

Проверим ТТ на обеспечение точной работы РЗА при КЗ вне защищаемой зоны на ячейках: №1 ВЛ-220 кВ Аврора, №6 ВЛ-220 кВ Пуль-Яха, №7 ВЛ-220

кВ Янга-Яха и №8 ВЛ-220 кВ Вынгапур. Во всех ячейках основной защитой является ДФЗ.

Для дифференциальной защиты ($I_{1.РАСЧ}$) принимается равным наибольшему значению тока при внешнем КЗ;

По данным предоставленными ПАО «ФСК ЕЭС» ПМЭС Урала принимаем:

$$I_{1.РАСЧ} = 20\ 219\ А;$$

Допустимое сопротивление нагрузки ($Z_{ДОП}$) зависит от расчетной кратности тока ($К_{РАСЧ}$). Расчетную кратность тока определяют по формуле:

$$К_{РАСЧ} = I_{1.РАСЧ} / I_{1.НОМ} = \frac{20219}{1500} = 13.48;$$

Переводим номинальную мощность обмотки ТТ в Омы:

$$Z_{2НОМ}(Ом) = S_{2НОМ}(В{\cdot}А) / I^2_{НОМ}\ (А) = 50 / 5^2 = 2\ Ом;$$

По документации производителя ТТ известно сопротивление вторичной обмотки ТТ ($Z_{2Т}$), допустимое сопротивление нагрузки ТТ ($Z_{ДОП}$, Ом), определяют по формуле:

$$Z_{ДОП} = \frac{К_{НОМ}\cdot(Z_{2Т}+Z_{2НОМ})}{К_{РАСЧ}} - Z_{2Т} = \frac{25\cdot(0.178+2)}{13.48} - 0.178 = \frac{54.45}{13.48} - 0.178 = 3.861\ Ом;$$

$Z_{2Т}$ – полное сопротивление вторичной обмотки ТТ, Ом. Может быть принято равным сопротивлению обмотки постоянному току $R_{2Т}$, значение берем из документации производителя;

$Z_{2НОМ}$ - номинальная нагрузка ТТ, берется по документации производителя, Ом;

$К_{РАСЧ}$ - расчетная кратность тока.

При известной вторичной мощности ($S_р$, В · А), вторичное сопротивление реле ($Z_р$, Ом), рассчитывают по формуле:

$$Z_р(Ом) = S_р(В{\cdot}А) / I^2_{НОМ}\ (А);$$

По информации производителя на устройство ШЭ2607 083, находим потребляемую им мощность по токовым цепям (при Iном = 5А).

$$S_р = 2 \text{ В·А};$$

Переводим потребляемую мощность в Омы:

$$Z_р(\text{Ом}) = S_р(\text{В·А}) / I^2_{\text{НОМ}} (\text{А}) = 2 / 5^2 = 0.08 \text{ Ом};$$

Максимальная вторичная нагрузка для схемы соединения ТТ “полная звезда” будет для трехфазного КЗ, его и примем в качестве расчетного, формула:

$$Z_{\text{Н.РАСЧ}} = r_{\text{пр}} + Z_р + r_{\text{пер}};$$

Сопротивление проводов от ТТ к терминалу защиты и переходное сопротивление примем равными, так как нам неизвестна длина и исполнение провода:

$$r_{\text{пр}} = r_{\text{пер}} = 0.1 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{Н.РАСЧ}} = r_{\text{пр}} + Z_р + r_{\text{пер}} = 0.1 + 0.08 + 0.1 = 0.28 \text{ Ом};$$

Погрешность ТТ не превышает 10(5)% при выполнении следующего условия:

$$Z_{\text{Н.РАСЧ}} (0.28 \text{ Ом}) < Z_{\text{Н.ДОП}} (3.861 \text{ Ом});$$

Вывод: проверку на 10-и % погрешность ТТ проходит.

3.4.3 Выбор выключателя на напряжение 110 кВ

Выключатель — это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока.

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения в цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее короткое замыкание [5].

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);

быстрота действия, т. е. наименьшее время отключения;

пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т. е. быстрое включение выключателя сразу же

после отключения;

возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ и выше;

легкость ревизии и осмотра контактов;

взрыво- и пожаробезопасность;

удобство транспортировки и эксплуатации.

Выключатели выбираются по номинальным значениям напряжения и тока, роду установки и условиям работы, конструктивному выполнению, отключающей способности. Выключатели обязательно должны быть проверены на электродинамическую и термическую устойчивость при токах КЗ и на предельный ток включения. Проверка выключателей по параметрам восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя в учебном проектировании обычно не производится, так как в большинстве энергосистем реальные условия восстановления напряжения соответствуют условиям испытания выключателя [5].

Выключатели высокого напряжения должны длительно выдерживать номинальный ток $I_{\text{ном}}$ и номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$.

Выбор выключателей производится:

- по напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{н.выкл}};$$

- по длительному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}};$$

- по отключающей способности.

В первую очередь производиться проверка на симметричный ток отключения:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{п}\tau}.$$

Где $I_{\text{п}\tau}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в момент τ начала расхождения дугогасительных контактов, кА;

$I_{\text{откл.ном}}$ – номинальный ток отключения, кА.

Далее проверяется способность выключателя отключить асимметричный ток КЗ, то есть полный ток КЗ с учетом апериодической составляющей:

$$i_{\alpha.\text{ном}} = \frac{\sqrt{2}\beta_{\text{норм}} I_{\text{откл.ном}}}{100} \geq i_{\alpha\tau}.$$

$i_{\alpha.\text{ном}}$ – номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ;

$\beta_{\text{норм}}$ - нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе КЗ, % (по каталогам);

$i_{\alpha\tau}$ - апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ;

τ - наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов,

$$\tau = t_{\text{з}.min} + t_{\text{с.в}};$$

$t_{\text{з}.min} = 0.01$ с. – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{\text{с.в}}$ = собственное время отключения выключателя.

Высоковольтный выключатель проверяется на электродинамическую устойчивость по предельному сквозному току КЗ [5]:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}};$$

$$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}(I^{''}),$$

Где $I_{\text{п0}}(I^{''})$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя;

$I_{\text{пр.скв}}$ – действующее значение предельного сквозного тока КЗ (по каталогу);

$i_{\text{уд}}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$i_{пр.скв}$ – амплитудное значение предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

Выключатель проверяется на термическую устойчивость по тепловому импульсу [5]:

$$I_{тер}^2 i_{тер} \geq B_к;$$

$$B_к = I''^2(t_{отк} + T_\alpha);$$

Где $B_к$ – тепловой импульс по расчету;

$I_{тер}$ – ток термической стойкости по каталогу;

$i_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с;

Проверка высоковольтных выключателей по параметрам восстанавливающегося напряжения чаще всего не проводится.

3.4.3.1 Проверка выключателя ВЭБ-УЭТМ-110

На основе описанного расчета рассмотрим выбор выключателя высокого напряжения для установки на ОРУ 110 кВ по типу ВЭБ-УЭТМ-110. Выключатель будем проверять по всем вышеописанным условиям. Каталожные данные выключателя приведены в приложении 4.

3.4.3.2 Расчет максимального рабочего тока

Максимальный рабочий ток на шинах 110 кВ равен:

$$I_{расч} = \frac{K_{пер} \cdot \sum S_{номТ}}{\sqrt{3} U_{ном}},$$

$$I_{расч} = \frac{K_{пер} \cdot \sum S_{номТ}}{\sqrt{3} U_{ном}} = \frac{1{,}3 \cdot 3 \cdot 125000}{\sqrt{3} \cdot 110} = \frac{487500}{190.53} = 852.88 \text{ А}.$$

Где $K_{пер}$ – коэффициент перспективного развития ПС, увеличивающий рабочий максимальный ток на 30%, равный 1,3.

3.4.3.3 Проверка ВЭБ-УЭТМ-110 по напряжению

Выключатель проверяется по напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{н.выкл};$$

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ} = U_{н.выкл} = 110 \text{ кВ}.$$

3.4.3.4 Проверка ВЭБ-УЭТМ-110 по длительному току

По длительному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}};$$

$$3150 \text{ А} \geq 852.88 \text{ А}.$$

3.4.3.5 Проверка ВЭБ-УЭТМ-110 на симметричный ток отключения

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{п}\tau};$$

$$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА} > I_{\text{п}\tau} = 15.828 \text{ кА}.$$

где $I_{\text{п}\tau}$ – значение трехфазного тока КЗ по расчетам ФСК ЕЭС, А.

3.4.3.6 Проверка ВЭБ-УЭТМ-110 возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

Т.к. расчет КЗ не проводился, и нам известны данные о токах трехфазных КЗ, воспользуемся таблицей №3.4.2.6 [5, таблица 3.6], и примем:

$$T_{\alpha} = 0.15, \text{с.};$$

$$k_{\text{уд}} = 1.935.$$

Таблица 3.4.3.6 – Значение постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ (T_a) и ударного коэффициента ($k_{уд}$) для характерных ветвей, примыкающих к точке КЗ [5].

Элемент или часть энергосистемы	T_a, с	$k_{уд}$
Турбогенератор мощностью, МВт:		
12—60	0,16—0,25	1,94—1,955
100—1000	0,4—0,54	1,975—1,98
Блок, состоящий из турбогенератора мощностью 60 МВт и трансформатора, при номинальном напряжении генератора, кВ:		
6,3	0,2	1,95
10	0,15	1,935
Блок, состоящий из турбогенератора и повышающего трансформатора, при мощности генератора, МВт:		
100—200	0,26	1,965
300	0,32	1,97
500	0,35	1,973
800	0,3	1,967
Система, связанная со сборными шинами, где рассматривается КЗ, воздушными линиями напряжением, кВ:		
35	0,02	1,608
110—150	0,02—0,03	1,608—1,717
220—330	0,03—0,04	1,717—1,78
500—750	0,06—0,08	1,85—1,895
Система, связанная со сборными шинами, где рассматривается КЗ, через трансформаторы единичной мощностью, МВ·А:		
80 и выше	0,06—0,15	1,85—1,935
32—80	0,05—0,1	1,82—1,904
5,6—32	0,02—0,05	1,6—1,82

$$i_{\alpha.\text{ном}} = \frac{\sqrt{2}\beta_{\text{норм}} I_{\text{откл.ном}}}{100} \geq i_{\alpha\tau}.$$

$$i_{\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 15.828 \cdot e^{\frac{-0.045}{0.15}} = 16.583, \text{кА};$$

$$i_{\alpha.\text{ном}} = \frac{\sqrt{2}\beta_{\text{норм}} I_{\text{откл.ном}}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22.627, \text{кА};$$

$$i_{\alpha.\text{ном}} = 22.627 \text{ кА} > i_{\alpha\tau} = 16.583 \text{ кА}.$$

$i_{\alpha.\text{ном}}$ - номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ;

$\beta_{\text{норм}}$ - нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, % (по каталогам);

$i_{\alpha\tau}$ - апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ;

τ - наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов.

$\tau = t_{з.min} + t_{с.в}$;

$t_{з.min} = 0.01$ с. – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{с.в}$ = 0,035 с., собственное время отключения выключателя по каталогу.

3.4.3.7 Проверка ВЭБ-УЭТМ-110 на электродинамическую стойкость

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд};\ I_{пр.скв} \geq I_{п0},$$

$$102\ кА > 43.314\ кА;\ 40\ кА \geq 15.828\ кА,$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 15.828 \cdot 1.935 = 43.314\ кА.$$

$i_{пр.скв}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости), по каталогу (Приложение 2);

$I_{пр.скв}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, по каталогу (Приложение 2).

3.4.3.8 Проверка ВЭБ-УЭТМ-110 на термическую стойкость

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{тер}^2 i_{тер} \geq B_к;$$

$$B_к = I''^2 (t_{отк} + T_\alpha);$$

$$B_к = 15.828^2 \cdot (0.055 + 0.15) = 51.358, кА^2 \cdot с;$$

$$I_{тер}^2 i_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800, кА^2 \cdot с.$$

Где $B_к$ – тепловой импульс по расчету;

$I_{тер}$ – ток термической стойкости по каталогу;

$i_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с (Приложение 2);

$B_к$ – тепловой импульс тока КЗ по расчету.

Выключатель удовлетворяет всем условиям проверки. Сведем полученные результаты проверки в таблицу 3.4.3.8.

Таблица 3.4.3.8. Результаты выбора и проверки выключателя ВЭБ-УЭТМ-110.

Баковый выключатель ВЭБ-УЭТМ-110		
Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} \geq U_{н.выкл}$	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{н.выкл} = 110$ кВ
$I_{ном} \geq I_{норм.расч}$	$I_{норм} = 852.88$ А	$I_{ном} = 3150$ А
$I_{откл.ном} \geq I_{п\tau}$;	$I_{п\tau} = 15.828$ кА	$I_{откл.ном} = 40$ кА
$i_{\alpha.ном} \geq i_{\alpha\tau}$	$i_{\alpha\tau} = 16.583$ кА	$i_{\alpha.ном} = 22.627$ кА
$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$	$I_{п0} = 15.828$ кА,	$I_{пр.скв} = 40$ кА
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 43.314$ кА	$i_{пр.скв} = 102$ кА
$I_{тер}^2 i_{тер} \geq B_к$	$B_к = 51.358, кА^2 \cdot с$	$I_{тер}^2 i_{тер} = 4800, кА^2 \cdot с$

3.4.4 Выбор выключателей на напряжение 220 кВ

Выбор выключателя для ОРУ-220 полностью соответствует описанию выбора для ОРУ-110 [раздел 3.4.3].

3.4.4.1 Проверка выключателя ВЭБ-УЭТМ-220

На основе описанного расчета рассмотрим выбор выключателя высокого напряжения для установки на ОРУ 220 кВ по типу ВЭБ-УЭТМ-220. Каталожные данные выключателя приведены в приложении 5.

3.4.4.2 Расчет максимального рабочего тока

Максимальный рабочий ток на шинах 220 кВ равен:

$$I_{расч} = \frac{K_{пер} \cdot \sum S_{номТ}}{\sqrt{3} U_{ном}},$$

$$I_{расч} = \frac{K_{пер} \cdot \sum S_{номТ}}{\sqrt{3} U_{ном}} = \frac{1{,}3 \cdot 3 \cdot 167000}{\sqrt{3} \cdot 220} = \frac{651300}{381.05} = 1709.23 \text{ А}.$$

Где $K_{пер}$ – коэффициент перспективного развития ПС, увеличивающий рабочий максимальный ток на 30%, равный 1,3.

3.4.4.3 Проверка ВЭБ-УЭТМ-220 по напряжению

Выключатель проверяется по напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{н.выкл}};$$

$$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ} = U_{\text{н.выкл}} = 220 \text{ кВ}.$$

3.4.4.4 Проверка ВЭБ-УЭТМ-220 по длительному току

По длительному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}};$$

$$3150 \text{ А} \geq 1709.23 \text{ А}.$$

3.4.4.5 Проверка ВЭБ-УЭТМ-220 на симметричный ток отключения

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{п}\tau}; 20\ 219$$

$$I_{\text{откл.ном}} = 50 \text{ кА} > I_{\text{п}\tau} = 20.219 \text{ кА}.$$

где $I_{\text{п}\tau}$ – значение трехфазного тока КЗ по расчетам ФСК ЕЭС, А.

3.4.4.6 Проверка ВЭБ-УЭТМ-220 возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

Т.к. расчет КЗ не проводился, и нам известны данные о токах трехфазных КЗ, воспользуемся таблицей 3.4.3.6 [5, таблица 3.6], и примем:

$$T_{\alpha} = 0.15, \text{с.};$$

$$k_{\text{уд}} = 1.935.$$

Проверяем возможность отключения апериодической составляющей:

$$i_{\alpha.\text{ном}} = \frac{\sqrt{2}\beta_{\text{норм}} I_{\text{откл.ном}}}{100} \geq i_{\alpha\tau}.$$

$$i_{\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п}0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 20.219 \cdot e^{\frac{-0.035}{0.15}} = 22.643, \text{кА};$$

$$i_{\alpha.\text{ном}} = \frac{\sqrt{2}\beta_{\text{норм}} I_{\text{откл.ном}}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 47 \cdot 50}{100} = 33.234, \text{кА};$$

$$i_{\alpha.\text{ном}} = 33.234 \text{ кА} > i_{\alpha\tau} = 22.643 \text{ кА}.$$

$i_{\alpha.\text{ном}}$ - номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ;

$\beta_{\text{норм}}$ - нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, % по каталогу (Приложение 3);

$i_{\alpha\tau}$ - апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ;

τ - наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов.

$\tau = t_{з.min} + t_{\text{с.в}}$;

$t_{з.min} = 0.01$ с. – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{\text{с.в}}$ = 0.025 с., собственное время отключения выключателя по каталогу (Приложение 3).

3.4.4.7 Проверка ВЭБ-УЭТМ-220 на электродинамическую стойкость

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}};\ I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}},$$

$$125\ \text{кА} > 55.329\ \text{кА};\ 50\ \text{кА} \geq 20.219\ \text{кА},$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot k_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 20.219 \cdot 1.935 = 55.329\ \text{кА}.$$

$\text{i}_{\text{пр.скв}}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу (Приложение 3);

$I_{\text{пр.скв}}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, по каталогу (Приложение 3).

3.4.4.8 Проверка ВЭБ-УЭТМ-220 на термическую стойкость

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 i_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}};$$

$$B_{\text{к}} = I''^2 (t_{\text{отк}} + T_{\alpha});$$

$$B_{\text{к}} = 20.219^2 \cdot (0.05 + 0.15) = 81.762, \text{кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{тер}^2 i_{тер} = 50^2 \cdot 3 = 7500, кА^2 \cdot с.$$

Где $B_к$ – тепловой импульс по расчету;

$I_{тер}$ – ток термической стойкости по каталогу, кА (Приложение 3);

$i_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с (Приложение 3);

Выключатель удовлетворяет всем условиям проверки. Сведем полученные результаты проверки в таблицу 3.4.4.8.

Таблица 3.4.4.8. Результаты выбора и проверки выключателя ВЭБ-УЭТМ-220.

Баковый выключатель ВЭБ-УЭТМ-220		
Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} \geq U_{н.выкл}$	$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{н.выкл} = 220$ кВ
$I_{ном} \geq I_{норм.расч}$	$I_{расч} = 1709.23$ А	$I_{ном} = 3150$ А
$I_{откл.ном} \geq I_{п\tau}$;	$I_{п\tau} = 20.219$ кА	$I_{откл.ном} = 50$ кА
$i_{\alpha.ном} \geq i_{\alpha\tau}$	$i_{\alpha\tau} = 22.643$ кА	$i_{\alpha.ном} = 33.234$ кА
$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$	$I_{п0} = 20.219$кА,	$I_{пр.скв} = 50$ кА
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 55.329$ кА	$i_{пр.скв} = 125$ кА
$I_{тер}^2 i_{тер} \geq B_к$	$B_к = 81.762, кА^2 \cdot с$	$I_{тер}^2 i_{тер} = 7500, кА^2 \cdot с$

Все выбранное оборудование прошло проверку, соответственно оно подходит для установки на ПС Холмогорская 500 кВ.

3.5 ЛВС и ИТС архитектуры I-го типа

Локально-вычислительная сеть (ЛВС, LAN) – система связей обмена данными между вычислительными устройствами (компьютеры, сервера, коммутаторы), которая покрывает определенную территорию офиса, здания, предприятия и т.д.

В главе 3.1 было описано оборудование, из которого состоит ЛВС, также в главе 2.3 было представлена ее структура.

ЛВС АСУ ТП ПС должна быть сегментирована на логические сегменты – шины, с целью построения многоуровневой системы защиты.

В ЛВС АСУ ТП ПС, в общем случае, выделяют четыре шины:

– шина процесса – должна быть отделена физически от шины станции;

– шина станции – обеспечивает связь между вторичными устройствами на уровне присоединений и отделена от шины управления при помощи МЭ;

– шина управления – обеспечивает связь между собой АРМ ОП, АРМ РЗА/АСУ, серверов АСУ ТП и отделена от ДМЗ при помощи МЭ;

– ДМЗ отделена от шины управления и от шины станции при помощи МЭ (возможно применение программного МЭ) [10].

Также следует сказать про безопасность ЛВС.

Общеподстанционная система информационной безопасности должна состоять из следующих компонентов:

1. объектовая система обнаружения вторжений;
2. антивирусное обеспечение
3. система обновления программного обеспечения;
4. центр управления информационной безопасностью.

Также система обнаружения вторжений (СОВ) на сетевом уровне должна контролировать трафик в следующих ключевых точках:

1. шина станции PRP сеть «А»;
2. шина станции PRP сеть «Б»;
3. шина управления;
4. шина ДМЗ.

Для этого с коммутаторов через SPAN-порты трафик направляется на сервер СОВ. Интерфейс сервера СОВ настроен на работу только в режиме приема и неспособен оказать какое-либо влияние на работу АСУ ТП.

SPAN-порты настраиваются на коммутаторах шины управления – по одному на основном и резервном коммутаторе. На SPAN-порт зеркалируется

трафик с портов коммутатора, к которым подключены сервера АСУ ТП, и с портов коммутатора, организующих кольцо.

Также SPAN-порты настраиваются на коммутаторах шины станции PRP сети А и Б – по одному из каждой сети. На SPAN-порт зеркалируется трафик с портов коммутатора, организующих кольцо.

Для III архитектуры с отдельной шиной процесса SPAN-порты также настраиваются на коммутаторах шины процесса PRP сети А и Б – по одному из каждой сети. На SPAN-порт зеркалируется трафик с портов коммутатора, организующих кольцо.

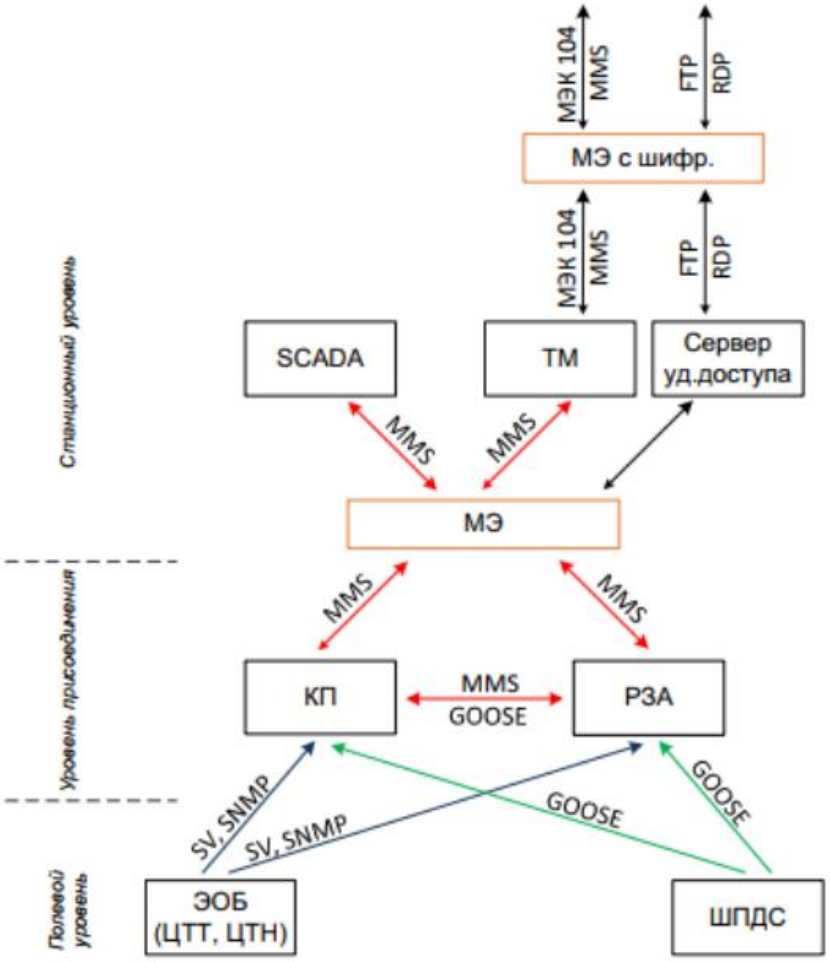


Рисунок 3.5.1 – Схема информационных потоков и сегментирование ЛВС АСУ ТП ЦПС для III архитектуры.

ИТС – это схема распределения по трансформаторам тока (ТТ) и трансформаторам напряжения (ТН) устройств информационно-

технологических систем, то есть, релейной защиты и автоматики, противоаварийной автоматики (РЗА), измерений автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) или телемеханики (ТМ), автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ), контроля качества электроэнергии (ККЭЭ), систем мониторинга оборудования [9].

На схеме должны быть отражены:

- отдельно стоящие трансформаторы тока;
- трансформаторы тока, встроенные в первичное и силовое оборудование (автотрансформаторы, трансформаторы, шунтирующие реакторы, выключатели и другое оборудование);
- трансформаторы напряжения;
- трансформатор напряжения в фазе (на линии, на обходной системе шин.)
- все вторичные обмотки трансформаторов тока;
- все вторичные обмотки трансформаторов напряжения.

Для каждой вторичной обмотки трансформатора тока на схеме должны быть отражены значения номинального первичного и вторичного токов, а также класс точности обмоток [9].

После того как оборудование соответствует нормам ЦПС, можно спроектировать схемы ЛВС и ИТС для первой архитектуры. Схемы сведены в приложение 6 и приложение 7 соответственно.

ЛВС архитектуры первого типа имеет структуру PRP-сети, чем и выполняется резервирование. Шкафы сетевых коммутаторов и ИЭУ на схеме имеют сегментацию по напряжению, для ОРУ-110, 220, 500 кВ. Также каждое ИЭУ (РЗА и КП) сегментированы по ячейкам, но это значит что ИЭУ установлены в непосредственной близости к первичному оборудованию, хотя и такая реализация возможна при использовании шкафов УСО.

4 Архитектура II и III

Для перехода от первой архитектуры ЦПС ко второй требуется применение ШПДС, с их помощью будет происходит преобразование электрических дискретных сигналов в цифровую форму в соответствии с протоколом МЭК 61850-8-1 (GOOSE-сообщения), и передачи их по интерфейсу Ethernet 100Base-FX на вышестоящий уровень системы управления, а также обратное преобразование сигналов управления от терминалов РЗА и контроллера присоединения (КП).

4.1 Выбор ШПДС

ШПДС предназначены для преобразования в цифровой вид и передачи на уровень присоединения и уровень подстанции данных о состоянии оборудования, а также выполнения команд управления, полученных от технических средств уровня присоединения. Обмен данными выполняется с использованием протокола МЭК 61850-8-1 GOOSE, MMS. Преобразователи дискретных сигналов должны поддерживать протоколы сервиса единого точного времени ПС.

ПАО «ФСК ЕЭС» ввела в действие стандарты [7,8], которые определяют корпоративные требования к типовым шкафам преобразователей аналоговых сигналов (ШПАС) и шкафам преобразователей дискретных сигналов (ШПДС), выполняемым в соответствии с архитектурами второго и третьего типа. Данный стандарт определяет общие требования к конструктивному исполнению и идентификации шкафов. Эти типовые технические требования должны учитываться всеми организациями, выполняющими работы по созданию, модернизации и проектированию указанных устройств для объектов ПАО «ФСК ЕЭС».

ООО НПП «ЭКРА» г. Чебоксары предоставляет решения по реализации ПАС и ПДС на основе терминалов БЭ2704v750 и БЭ2704v752, которые

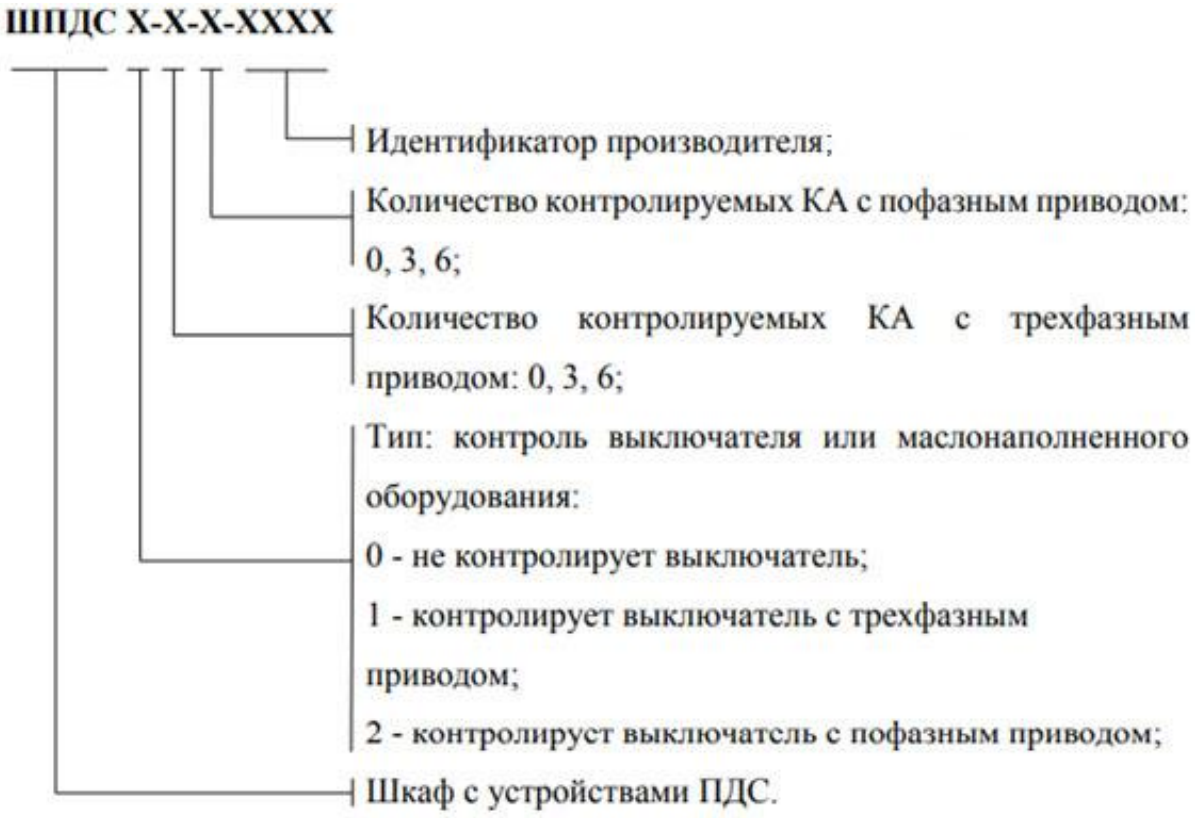
успешно внедрены на цифровых подстанциях (например, ПС Медведевская 110 кВ).

Основываясь на опыте внедрения данных терминалов на ПС Медведевская 110 кВ, и наличии на ПС Холмогорская 500 кВ преобладающей части шкафов производства «ЭКРА», использование вышеупомянутых терминалов будет оправданным.

Пользуясь стандартом [7, таблица 5.1.1], составим таблицу 4.1.1, в которой укажем, тип выключателя, тип автотрансформатора, присоединение и типовые шкафы ШПДС. Данные типовые ШПДС требуется применить для реализации второй архитектуры ЦПС, т.к. в ней предусмотрено использование цифровых дискретных сигналов в виде GOOSE-сообщений.

Таблица построена на основании данных предоставленных от «ФСК ЕЭС», по приводам разъединителей.

Структура шифра и принцип кодирования ШПДС приведены на рисунке 4.1.1.



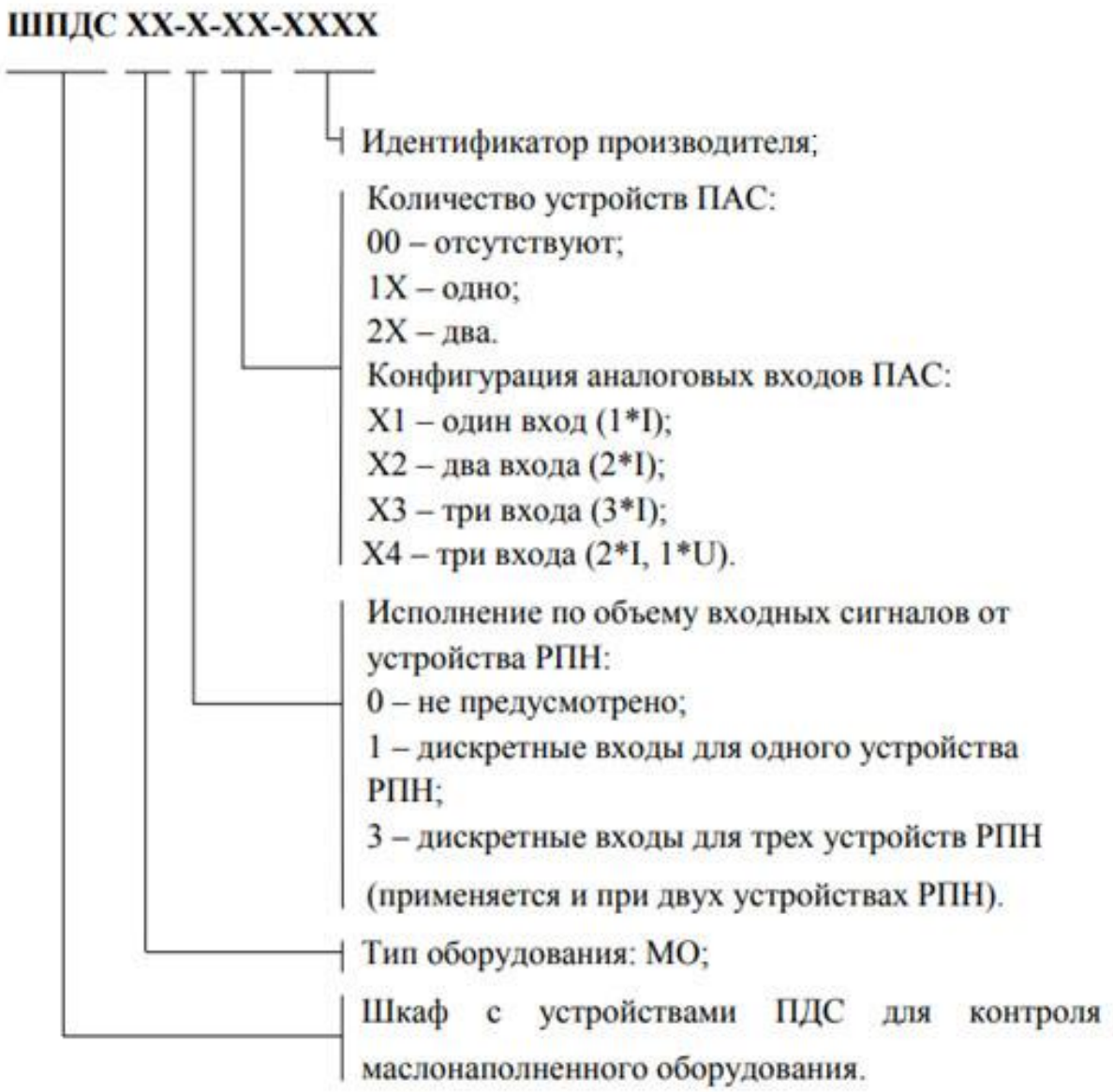


Рисунок 4.1.1 - Структура шифра и принцип кодирования ШПДС

На ОРУ-110 и ОРУ-220 все разъединители на 2СШ имеют пофазные привода, за исключением: ШР-110 1ТН, ШР-110 2ТН, ШР-220 1ТН, ШР-220 2ТН и 2ШР-220 ШСВ. На 1СШ и ОСШ разъединители имеют трехфазные привода. На ОРУ-500 все разъединители имеют пофазный привод, но в работе данный класс напряжения не рассматривается на ИТС.

Изначально, на ОРУ-110 все приводы выключателей являлись трехполюсными. В главе 3.4, мы произвели замену выключателей в ячейках: №6 ВЛ-110 Крайняя, №7 ВЛ-110 кВ Разряд-2, №8 ВЛ-110 кВ Разряд-1, №10 ВЛ-110 кВ Вышка-1, №11 ВЛ-110 кВ НПГЭ-1, №13 Р-110, выбрав выключатели с пофазным приводом.

Также на ОРУ-220, на текущий момент, все приводы выключателей являются трехполюсными, кроме: В-220 Янга-Яха, В-220 Вынгапур. В главе 3.4, на ОРУ-220 была произведена замена выключателей в ячейках: №1 ВЛ-220 кВ Аврора, №6 ВЛ-220 кВ Пуль-Яха, №7 ВЛ-220 кВ Янга-Яха и №8 ВЛ-220 кВ Вынгапур на выключатели с пофазным приводом.

На ОРУ-500 все выключатели имеют пофазный привод, но в схеме ИТС данный класс напряжения не рассматривается.

Таблица 4.1.1. Распределение ШПДС по присоединениям, выключателям, автотрансформаторам.

	Тип выключателя/ автотрансформатора	Типовые шкафы ШПДС	Присоединение
ОРУ-220	Элегазовые **ВЭБ-УЭТМ-220**	ШПДС 0-6-0 ШПДС 2-3-3	Аврора, Пуль-Яха, Янга-Яха, Вынгапур
	Элегазовые **HPL-245B1**	ШПДС 0-6-0 ШПДС 1-3-3	1АТГ, 6АТ
		ШПДС 0-3-0 ШПДС 1-3-3	ОВ-220
	Элегазовые **ВГТ-1А1-220**	ШПДС 0-6-0 ШПДС 1-3-3	3АТ, 4АТ, Кирилловская, 2АТГ, 5АТГ, Когалым
		ШПДС 1-6-0	ШСВ-220
		ШПДС 0-3-0	1ТН-220, 2ТН-220
ОРУ-110	Малообъемные масляные **ВМТ-110**	ШПДС 1-3-3 ШПДС 0-6-0	Пуль-Яха, Вышка-2, 6АТ
	Элегазовые **ВЭБ-110**	ШПДС 2-3-3 ШПДС 0-6-0	Крайняя, Разряд-1, Разряд-2, Вышка-1, НПГЭ-1, В-110 Р
		ШПДС 1-3-3 ШПДС 0-3-0	ОВ-110
		ШПДС 1-3-3 ШПДС 0-6-0	4АТ
		ШПДС 1-3-3	ШСВ-110
	Элегазовые **ВГТ-110**	ШПДС 1-3-3 ШПДС 0-6-0	НПГЭ-2, 3АТ, НПС
		ШПДС 0-3-0	1ТН-110, 2ТН-110

3АТ, 4АТ, 6АТ		ШПДС МО 1-00	

4.2 ЛВС и ИТС архитектуры II-го типа

На схеме ЛВС для архитектуры второго типа добавляются ШПДС, которые управляются и обмениваются GOOSE-сообщения с ИЭУ. Шкафы ПДС изображены в ячейках присоединений структурно, типовые шкафы ПДС приведены в таблице 4.1.1, и на схеме ИТС приложение.

На схеме ИТС для второй архитектуры, по сравнению со схемой ИТС первой архитектуры, добавились типовые ШПДС, которые обозначаются рядом с присоединением [7].

ЛВС для ЦПС архитектуры II приведена в приложении 8. ИТС ЛВС для ЦПС архитектуры II приведена в приложении 9.

4.3 Выбор ШПАС

Для перехода к архитектуре III типа, необходимо использовать ШПАС. Шкафы преобразователей аналоговых сигналов (ШПАС) предназначены для размещения устройств преобразования аналоговых сигналов (ПАС). Устройства ПАС предназначены для преобразования аналоговых сигналов от электромагнитных измерительных трансформаторов тока и напряжения в цифровой формат в соответствии с протоколом стандарта МЭК 61850-9-2. ШПАС предусматриваются при реализации объектов по архитектуре III типа на переходном этапе (до широкомасштабного внедрения цифровых ТТ и ТН) [8].

При проектировании объектов ПАО «ФСК ЕЭС» должны применяться типовые ШПАС:

– ШПАС ТН - преобразования в SV поток аналогового сигнала напряжения от обмоток «звезда» измерительного трансформатора

напряжения. К ШПАС ТН подключается шесть цепей напряжения: 3 со стороны «звезды», 3 со стороны «звезды» или «разомкнутого треугольника» для контроля цепей напряжения;

– ШПАС ТТ - предназначен для преобразования в SV поток аналогового сигнала от трансформаторов тока. В ШПАС ТТ устанавливаются два ПАС, каждый из которых подключается к отдельной обмотке ТТ;

– ШПАС ОН - предназначен для преобразования в SV поток аналогового сигнала от шкафа отбора напряжения (ШОН) или однофазного ТН [8].

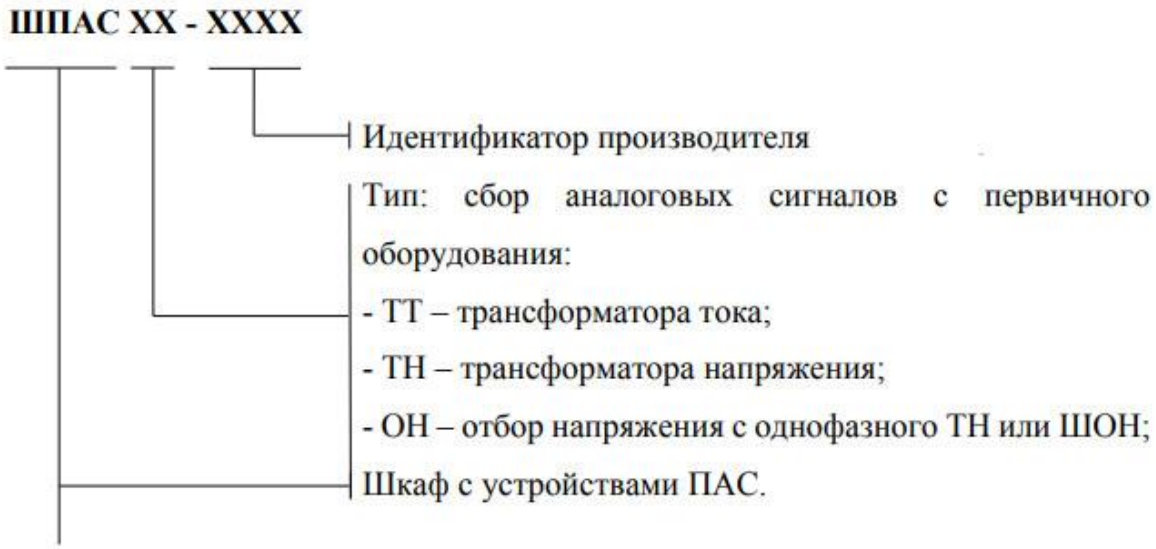


Рисунок 4.3.1 - Структура шифра и принцип кодирования ШПАС

4.4 ЛВС и ИТС архитектуры III-го типа

На схеме ЛВС для архитектуры третьего типа добавляются ШПАС и отдельная шина процесса. Шкафы ПАС изображены в ячейках и имеют соединение с шиной процесса, которая имеет кольцевое построение. Шина в свою очередь передает информацию на терминалы РЗА и КП.

На схеме ИТС для третьей архитектуры, по сравнению со схемой ИТС второй архитектуры, добавились типовые ШПАС, которые обозначаются рядом с кернами ТТ на присоединениях.

4.5 Заключение по разделу

В ходе проектирования модернизации ПС Холмогорской 500 кВ на ОРУ-110 и ОРУ-220, было выявлено и предложена обоснованная замена первичного оборудования в виде выключателей и ТТ. Также была аргументирована замена шкафов РЗА на микропроцессорные. Выбраны типовые КП, ШПДС и ШПАС. Составлены схемы ЛВС и ИТС для I-ой, II-ой III-ей архитектуры ЦПС.

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью данного раздела является анализ проекта «Модернизация автоматизированной системы управления ПС 500 кВ Холмогорская» с точки зрения менеджмента, финансов и ресурсоэффективности.

Практическое достижение цели данной работы подразумевает постановку и выполнение ряда задач:

1) анализ конкурентоспособности оборудования, используемого в качестве шкафов РЗиА (составление оценочной карты, SWOT-анализ);

2) планирование работ в рамках выполняемого проекта (определение структуры работ и участников работ, установление продолжительности работ, построение графика проведений научно-технических исследований);

3) расчет бюджета на проектирование.

4) расчет затрат на реализацию проекта.

Потребителем данной работы может стать филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала, т.к. техническая часть работы выполнялась для ПС Холмогорская.

5.1 Анализ конкурентных технических решений

Оценка коммерческой ценности работы является необходимым условием для поиска источников финансирования проведения научного исследования.

Для сравнения аналогов и выявления наиболее подходящего шкафа защиты, с применением которого будет выполняться цифровизация, составим оценочную карту, в которой произведем оценку ресурсоэффективности с использованием технических и экономических критериев шкафов типа ШЭ 2607 488, ШЭ-МТ-053 и ШЭРА-ДФЗ-1002.

Для оценки ресурсоэффективности были определены наиболее подходящие технические и экономические критерии оценки объектов рассматриваемого типа, для наглядной иллюстрации и систематизации результатов анализа была использована оценочная карта (таблица 5.1.1). Оценка была выполнена по 10-ти бальной шкале, где 10 – наиболее сильная, 1 – наиболее слабая позиция.

Анализ конкурентных позиций выполняем по формуле:

$$К = \sum В_i \cdot Б_i, \quad (1)$$

где К – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

$В_i$ – вес показателя (в долях единицы);

$Б_i$ – балл *i*-го показателя.

Таблица 5.1.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных шкафов РЗиА

Критерии оценки	**Вес критерия**	**Баллы**			**Конкурентоспособность**		
		$Б_ф$ ШЭ 2607 488	$Б_{к1}$ ШЭ-МТ-053	$Б_{к2}$ ШЭРА-ДФЗ-1002	$К_ф$ ШЭ 2607 488	$К_{к1}$ ШЭ-МТ-053	$К_{к2}$ ШЭРА-ДФЗ-1002
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Энергоэкономичность	0,02	10	10	8	0,2	0,2	0,16
2. Предоставляемые возможности	0,1	10	8	8	1	0,8	0,8
3. Надежность	0,1	10	8	8	1	0,8	0,8
4. Помехоустойчивость	0,08	8	8	8	0,64	0,64	0,64
5. Возможность подключения к ЭВМ	0,1	10	10	10	1	1	1
6. Безопасность	0,1	10	10	10	1	1	1
7. Качество интеллектуального интерфейса	0,06	10	8	7	0,6	0,48	0,42
8. Удобство в эксплуатации	0,08	8	8	8	0,64	0,64	0,64
9. Простота эксплуатации	0,08	9	8	8	0,72	0,64	0,64
10. Уровень шума	0,02	8	8	8	0,16	0,16	0,16
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Цена	0,14	6	8	6	0,84	1,12	0,84
2. Предполагаемый срок эксплуатации	0,12	8	8	8	0,96	0,96	0,96
Итого	**1**	**107**	**102**	**97**	**8,76**	**8,44**	**8,06**

В соответствии с результатом расчетов показателей конкурентоспособности заключаем, что ШЭ 2607 488 – наиболее конкурентоспособная позиция из рассматриваемых ($К_ф$ превышает $К_{к1}$ на 3.8% и $К_{к2}$ на 8,6 %).

Из анализа конкурентных технических решений можно сделать вывод, что установка шкафа ШЭ 2607 488 наиболее целесообразна для данной работы. Также, большинство шкафов на ПС Холмогорская уже имеет шкафы компании ООО НПП «ЭКРА», что упрощает согласование защит.

5.2 SWOT-анализ проекта

SWOT-анализ представляет собой метод комплексной оценки внутренней и внешней среды проекта. Такой анализ подразумевает выявление сильных сторон и слабых сторон проекта, также возможностей и угроз со стороны внешней среды.

В таблице 5.2.1 представлена единая итоговая матрица SWOT-анализа.

Таблица 5.2.1 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны (S-Strengths):	Слабые стороны (W-Weaknesses):
• Большой срок эксплуатации и его надежность. • Широкий спектр функций и возможность дальнейшей модернизации ПС. • Дистанционное управление уставками и параметрами терминалов. • Простота в использовании. • Увеличение надежности ПС.	• Высокая стоимость • Требуются специалисты для работы с оборудованием. • Долгий и сложный процесс установки. • Дополнительные работы для подведения цепей постоянного тока. • Программное обеспечение требующие постоянного обновления. • Трудность в согласовании работ шкафов других производителей.
Возможности (O-Opportunities):	Угрозы (T-Threats):
• Повышение цен устройств конкурентов. • Масштабное обновление оборудования подстанций, переход на цифровые подстанции. • Рост спроса электроэнергии в регионе.	• Сильная конкуренция среди производителей. • Недостаточное финансирование на внедрение новых технологий и оптимизацию существующих. • Высокая стоимость ремонта оборудования.

Одним из важных слабых мест является трудность в согласовании с другими шкафами, чтобы свести эту неэффективность к минимуму, рекомендуется в дальнейшем закупать шкафы одного и того же производителя и нанимать на работу людей с опытом работы на разных шкафах.

Среди угроз можно выделить наиболее приоритетной высокую стоимость ремонта. Для снижения данной угрозы, рекомендуется проводить диагностику работы шкафа как можно чаще.

Отметим, что микропроцессорные устройства обладают рядом недостатков (высокая стоимость, высокая ремонтная стоимость, немаловероятная повреждаемость устройств). Однако, в результате того, что разработка новейших устройств релейной защиты на электромеханической или полупроводниковой основе практически не ведется, использование МУРЗ представляется безальтернативным вариантом.

Результат SWOT-анализа выявили сильные и слабые стороны выбранного устройства защиты. Среди аналогов ШЭ 2607 488 обладает рядом преимуществ (большая функциональность, надежность, простота в эксплуатации, опыт внедрения устройств), при этом слабые стороны рассматриваемого шкафа характерны для всего класса микропроцессорных устройств защиты в настоящий момент, что подтверждает целесообразность использования данного устройства.

5.3 Планирование работ

5.3.1 Структура работ

Планирование разработки проекта – этап, необходимый для рациональной его организации. Планирование совокупности предполагаемых работ осуществляется в следующей последовательности:

- формирование структуры работ в рамках проекта;
- утверждение участников работ каждого типа;
- определение продолжительности предполагаемых работ;
- формирование графика проведения работ.

Для реализации проекта устанавливается группа исполнителей: руководитель проекта и инженер. Каждому виду запланированных работ соотносится должность исполнителя.

В таблице 5.3.1 представлен перечень этапов, работ и распределение исполнителей в рамках выполнения проекта.

Таблица 5.3.1 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

№	Содержание работ	Исполнитель
1	Формирование технического задания и его утверждение	Кулешова Е.О.
2	Обсуждение основных положений исследования	Родионов А.Р. Кулешова Е.О.
3	Подбор и анализ материалов по тематике исследования	Родионов А.Р.
4	Календарное планирование предполагаемых работ	Кулешова Е.О.
5	Анализ данных утвержденной схемы ПС	Родионов А.Р.
6	Предварительный выбор устройств, схем реализации	
7	Написание теоретической части, составление схем, уточнение выбора оборудования	
8	Составление отчета в программной среде, по модернизации ПС	Родионов А.Р.
9	Консультирование исполнителя по отдельным вопросам, проверка завершенной работы	Кулешова Е.О.
10	Построение и оформление схем, рисунков и других графических материалов	Родионов А.Р.
11	Оформление пояснительной записки по НТИ в соответствии с СТО ТПУ	Родионов А.Р.

5.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Определение трудоемкости работ каждого из участников проекта представляется целесообразным по причине того, что трудовые затраты в большинстве случаев составляют значительную часть стоимости разработки проекта.

Оценка вероятностного показателя трудоемкости производится экспертным путем в человеко-днях. В связи с тем, что трудоемкость выполнения работ зависит от ряда трудно учитываемых факторов, данный показатель носит вероятностный характер.

Определение ожидаемого или среднего значения трудоемкости производится по формуле, приведенной ниже:

$$t_{\text{ожi}} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \qquad (2)$$

где $t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i-ой работы чел.-дн.;

$t_{\min_i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i-ой работы, чел.-дн.;

$t_{\max_i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i-ой работы, чел.-дн.

Показатель ожидаемой трудоемкости выполнения работы позволяет определить продолжительность данной работы в рабочих днях ($T_{\text{р}}$):

$$T_{\text{р}_i} = \frac{t_{\text{ожi}}}{\text{Ч}_i}, \qquad (3)$$

где $T_{\text{р}i}$ – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

Ч_i – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

5.3.3 Разработка графика выполнения проекта

По условиям раздела, перечень графических материалов включает в себя график Ганта, это наиболее удобный и при этом наглядный способ иллюстрации графика работ.

Диаграмма Ганта представляет собой горизонтальный график, на котором работы по теме исследования представляются расположенными во времени отрезками, ограниченными сроками начала и окончания выполнения работ.

Для получения наглядного графика, длительность этапов работ переводим из рабочих дней в календарные дни в соответствии с формулой, представленной ниже:

$$T_{\text{к}i} = T_{\text{р}i} \cdot k_{\text{кал}}, \tag{4}$$

где $T_{\text{к}i}$ – продолжительность выполнения i-й работы в календарных днях;

$T_{\text{р}i}$ – продолжительность выполнения i-й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Для определения коэффициента календарности используем следующую формулу:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \tag{5}$$

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

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе округляем до целого числа.

Принцип выполнения расчета проиллюстрируем на примере. Рассмотрим работу «Проверка завершенной работы» для руководителя.

1) Для руководителя:

а) ожидаемая трудоемкость выполнения работы:

$$t_{\text{ож}} = \frac{3 \cdot t_{\min} + 2 \cdot t_{\max}}{5} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 4}{5} = 2{,}8 \text{ чел.-дн.};$$

б) продолжительность работы:

$$T_р = \frac{t_{ож}}{Ч} = \frac{2,8}{1} = 2,8 \text{ дня};$$

в) коэффициент календарности (*6-ти дневная рабочая неделя*):

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 52 - 14} = 1,22;$$

г) продолжительность работы в календарных днях:

$$T_к = T_р \cdot k_{кал} = 2,8 \cdot 1,22 \approx 4 \text{ дня}.$$

Все рассчитанные значения сводим в таблицу 5.4.

Таблица 5.3.3.1 – Временные показатели выполнения проекта

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}		Длительность работ в календарных днях, T_{Ki}	
	t_{min}, человеко-дни		t_{max}, человеко-дни		$t_{ожi}$, человеко-дни					
	Кулешова Е.О.	Родионов А.Р.	Кулешова Е.О.	Родионов А.Р.	Кулешова Е.О.	Родионов А.Р.	Кулешова Е.О.	Родионов А.Р.	Кулешова Е.О.	Родионов А.Р.
Формирование технического задания и его утверждение	1	-	1	-	1	-	1	-	2	-
Обсуждение основных положений исследования	1	1	1	1	1	1	0.5	0.5	1	1
Подбор и анализ материалов по тематике исследования	-	6	-	7	-	6.4	-	6.4	-	8
Календарное планирование предполагаемых работ	1	-	2	-	1.4	-	1.4	-	2	-
Анализ данных утвержденной схемы ПС	-	4	-	7	-	5.2	-	5.2	-	7
Предварительный выбор устройств, схем реализации	-	2	-	4	-	2.8	-	2.8	-	4

Написание теоретической части, составление схем, уточнение выбора оборудования	-	9	-	14	-	11	-	11	-	14
Составление отчета в программной среде, по модернизации ПС	-	10	-	14	-	11.6	-	11.6	-	15
Консультирование исполнителя по отдельным вопросам, проверка завершенной работы	2	-	4	-	2.8	-	2.8	-	4	-
Построение и оформление схем, рисунков и других графических материалов	-	5	-	6	-	5.4	-	5.4	-	7
Оформление пояснительной записки по НТИ в соответствии с СТО ТПУ	-	5	-	6	-	5.4	-	5.4	-	7
Итого	5	42	8	59	6.2	48.8	(6)	(49)	9	63

На основании результатов расчетов в таблице 4 выполняем построение графика Ганта (рисунок 5.1).

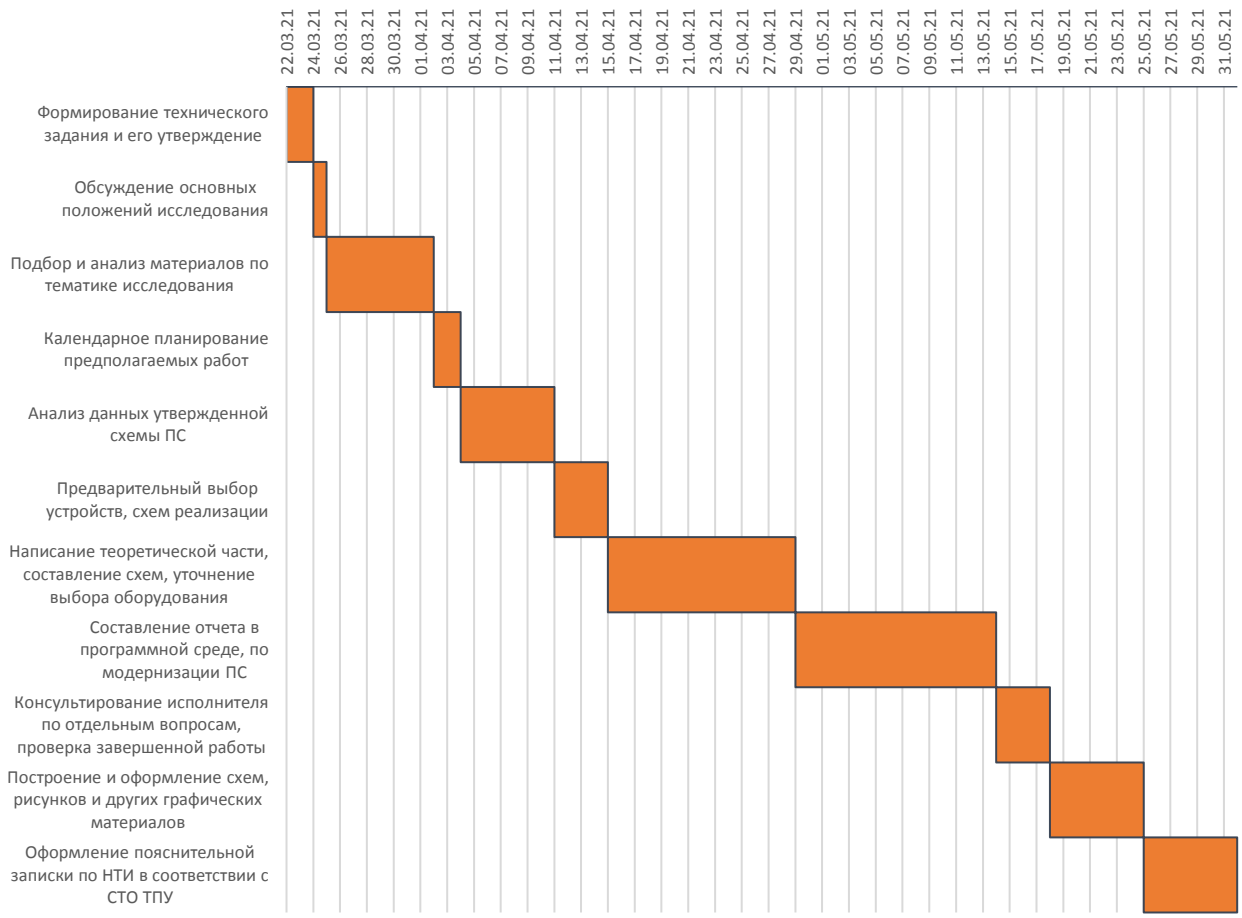


Рисунок 5.1 – График Ганта

В ходе данного этапа работы были определены длительности и обозначены сроки выполнения всех запланированных видов работ. Был построен график Ганта, иллюстрирующий этапы выполнения проекта участниками в течение сформированных сроков. Итоговая длительность выполнения проекта в календарных днях составила 71 календарных дней: 9 дней – длительность работ, выполняемых научным работником; 63 дня – длительность работ, выполняемых инженером.

5.4 Бюджет проекта

В процессе планирования бюджета проекта необходимо обеспечить полное и точное отражение всех видов расходов, которые связаны с его выполнением. Ниже представлена группировка затрат по статьям расходов, используемая при формировании бюджета проекта:

- материальные затраты проекта;
- амортизационные отчисления;

- основная заработная плата участников;
- дополнительная заработная плата участников;
- страховые отчисления;
- накладные расходы.

5.4.1 Расчет материальных затрат

Материальные затраты на разработку проекта включили в себя расходы на канцелярские товары и составили 300 рублей. Данная сумма аргументируется тем, что все расчеты проводятся в программных комплексах, и канцелярские приспособления являются второстепенными при разработке проекта.

5.4.2 Амортизационные отчисления

Расчет затрат на оборудование и программные комплексы (ПК) учитывается в виде амортизационных отчислений, так как данное оборудование и программы предоставляются высшим учебным заведением.

Проектирование осуществлялось на ноутбуке ASUS X555L. Были использованы следующие программные комплексы: Helinks STS System Integration и Microsoft Office 2016.

Первоначальная стоимость используемого оборудования 40 000 рублей. Срок полезного использования 3 года. Панируется использовать в течение 3 месяцев.

Стоимость одной лицензии для ПК Helinks STS System Integration составляет 654 000 рублей. Срок полезного использования берем 5 лет. Планируем использовать в течение 2 месяцев.

Продемонстрируем расчет показателей амортизации, результаты расчетов зафиксируем в таблице 6.

Для оборудования:

- норма амортизации:

$$Ан = \frac{1}{n} \cdot 100\% = \frac{1}{3} \cdot 100\% = 33{,}33\%;$$

- годовые амортизационные отчисления:

$$Аг = 40\,000 \cdot 0{,}3333 \approx 13\,333 \text{ руб.};$$

- ежемесячные амортизационные отчисления:

$$Ам = \frac{13\,333}{12} \approx 1\,111 \text{ руб.};$$

- итоговая сумма амортизации основных средств:

$$А = 1\,111 \cdot 3 = 3\,333 \text{ руб.};$$

Для Helinks STS System Integration:

- норма амортизации:

$$Ан = \frac{1}{n} \cdot 100\% = \frac{1}{5} \cdot 100\% = 20\%;$$

- годовые амортизационные отчисления:

$$Аг = 654\,000 \cdot 0{,}2 = 130\,800 \text{ руб.};$$

- ежемесячные амортизационные отчисления:

$$Ам = \frac{130\,800}{12} = 10\,900 \text{ руб.};$$

- итоговая сумма амортизации основных средств:

$$А = 4\,000 \cdot 2 = 21\,800 \text{ руб.};$$

Таблица 5.4.2.1 – Затраты на оборудование и программные комплексы и амортизационные отчисления

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Амортизация, руб.
1	Лицензионный программный комплекс Helinks STS System Integration	1	654 000	21 800
2	Ноутбук ASUS X555L	1	40 000	3 333
Итого ($З_{аморт}$)				25 133

5.4.3 Основная заработная плата участников проекта

В ходе выполнения данного этапа расчета рассчитывается основная заработная плата участников проекта: научный руководитель и инженер. Величину расходов по заработной плате определяет трудоемкость выполняемых работ и действующая система окладов и тарифных ставок.

Заработная плата работников представляет собой сумму двух составляющих: основная и дополнительная заработная плата. Основная заработная плата включает в себя премии, выплачиваемые ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20-30 % от оклада, а также доплаты и надбавки. Дополнительная заработная плата составляет 12-15 % от основной, по условиям раздела.

Формула расчета заработной платы представлена ниже:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп}, \quad (6)$$

где $З_{зп}$ – заработная плата;

$З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Расчет основной заработной платы выполняем по формуле, представленной ниже:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_р, \quad (7)$$

где $З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.;

$Т_р$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

Расчет среднедневной заработной платы выполняем по формуле:

$$З_{дн.} = \frac{З_м \cdot М}{F_д}, \quad (8)$$

где $З_м$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

М – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня М=11,2 месяца, 6-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней М=10,4 месяца, 5-дневная неделя;

$F_д$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дней. (таблица 5.7).

Таблица 5.4.3.1 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	**Руководитель/Инженер**
Календарное число дней	365
Количество нерабочих дней: - выходные и праздничные дни	 118
Потери рабочего времени: - отпуск - невыходы по болезни	 24 10
Действительный годовой фонд рабочего времени	213

Зарплата работника за месяц рассчитывается по формуле, представленной ниже:

$$З_{м} = З_{ТС} \cdot (1 + k_{пр} + k_{д}) \cdot k_{р}, \quad (9)$$

где $З_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0.3 (т.е. 30% от $З_{тс}$);

$k_{д}$ – коэффициент доплат и надбавок (принимается равным 0.2-0.5);

$k_{р}$ – районный коэффициент, равный 1.3 (для Томска).

1) Рассчитаем заработную плату каждого из работников:

Заработную плату руководителя примем с учетом методических указаний, равную 35 120 рублей, ассистента 12 792 рублей.

а) расчет заработной платы руководителя:

$$З_{м} = 35\,120 \cdot (1 + 0.3 + 0.3) \cdot 1.3 = 73\,049.6 \text{ руб.};$$

б) расчет заработной платы инженера:

$$З_{м} = 12\,792 \cdot (1 + 0.3 + 0) \cdot 1.3 = 21\,618.48 \text{ руб.};$$

2) Рассчитаем среднедневную заработную плату работников:

а) среднедневная заработная плата руководителя:

$$З_{дн.руководителя} = \frac{73\,049.6 \cdot 11.2}{213} = 3\,841.11 \text{ руб.};$$

б) среднедневная заработная плата инженера:

$$З_{дн.инженера} = \frac{21\,618.48 \cdot 11.2}{213} = 1\,136.75 \text{ руб.};$$

3) Рассчитаем основную заработную плату работников:

а) основная заработная плата руководителя:

$$З_{осн} = 3\ 841.11 \cdot 6 = 23\ 046.66 \text{ руб.};$$

б) основная заработная плата инженера:

$$З_{осн} = 1\ 136.75 \cdot 49 = 55\ 700.75 \text{ руб.};$$

Обобщенный результат расчетов представлен в таблице 5.8.

Таблица 5.4.3.2 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$З_{ТС}$, руб.	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	$З_{М}$, руб.	$З_{дн}$, руб.	$T_{р}$, раб. дн.	$З_{осн}$, руб.
Руководитель	35 120	0,3	0,3	1,3	73 049,6	3 841,11	6	23 046,66
Инженер	12 792	0,3	0	1,3	21 618,48	1 136,75	49	55 700,75
Затраты по основной заработной плате, руб.	78 747,41							

5.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителей проекта

Затраты на дополнительную заработную плату исполнителей проекта учитывают величину доплат за отклонение от нормальных условий труда, предусмотренных трудовым кодексом Российской Федерации, а также выплат, связанных с обеспечением компенсаций и гарантий.

Расчет дополнительной заработной платы выполняем по следующей формуле:

$$З_{доп.} = k_{доп} \cdot З_{осн}, \quad (10)$$

Где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (по МУ принимаем равным 0,12).

Выполним расчет дополнительной заработной платы:

а) дополнительная заработная плата руководителя:

$$З_{доп.руковод.} = k_{доп} \cdot З_{осн} = 0.12 \cdot 23\ 046.66 = 2\ 765.6 \text{ руб.};$$

б) дополнительная заработная плата инженера:

$$З_{доп.инженера} = k_{доп} \cdot З_{осн} = 0.12 \cdot 55\ 700.75 = 6\ 684.09 \text{ руб.};$$

в) затраты по дополнительной заработной плате:

$$З_{доп} = З_{доп.руковод.} + З_{доп.инженера} = 2\ 765.6 + 6\ 684.09 = 9\ 449.69 \text{ руб.};$$

5.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Данная статья расходов отражает обязательные отчисления по установленным законодательством РФ нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ), медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на уплату труда работников.

Ставка отчислений во внебюджетные фонды для учреждений, осуществляющих научную и образовательную деятельность, принимается 30%.

Величину отчислений во внебюджетные фонды определяем по следующей формуле:

$$З_{внеб.} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (11)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Приведем пример расчета отчислений во внебюджетные фонды:

а) отчисления во внебюджетные фонды для руководителя:

$$З_{внеб.руковод.} = 0.3 \cdot (23\ 046.66 + 2\ 765.6\ ) = 7\ 743.68 \text{ руб.};$$

б) отчисления во внебюджетные фонды для инженера:

$$З_{внеб.инженер} = 0.3 \cdot (55\ 700.75 + 6\ 684.09\ ) = 18715.45 \text{ руб.};$$

в) отчисления во внебюджетные фонды:

$$З_{внеб} = 7\ 743.68\ + 18\ 715.45\ = 26\ 459.13 \text{ руб.};$$

5.4.6 Накладные расходы

Статья накладных расходов вводится для учета затрат организации, не попавших в предыдущие статьи расходов: ксерокопирование и печать материалов проекта, оплата услуг связи, электроэнергии, размножение материалов. Величину накладных расходов определяем по следующей формуле:

$$З_{накл} = \left(З_{аморт} + З_{мат} + З_{осн} + З_{доп} + З_{внеб}\right) \cdot k_{нр} \quad (12)$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы (принимается равным 0,16 по МУ)

Пример расчета накладных расходов:

$$З_{накл} = (25\ 133 + 300 + 78\ 747.41 + 9\ 449.69 + 26\ 459.13\ ) \cdot 0.16;$$

$$З_{накл} = (140\ 089.23) \cdot 0.16 = 22\ 414.28 \text{ руб.};$$

5.4.7 Формирование бюджета затрат проекта

Рассчитанная величина затрат разрабатываемого проекта является основной для формирования бюджета затрат проекта, который при составлении договора с заказчиком принимается в качестве нижнего предела затрат на разработку.

В таблице 5.9 проиллюстрировано определение бюджета затрат на разработку проекта.

Таблица 5.4.7.1 – Бюджет затрат на проектирование

Наименование статьи	Сумма, руб.	%
1. Амортизация оборудования и программных комплексов	25 133	15,466
2. Материальные затраты	300	0,185
3. Затраты по основной заработной плате	78 747,41	48,459
4. Затраты по дополнительной заработной плате	9 449,69	5,815
5. Отчисления во внебюджетные фонды	26 459,13	16,282
6. Накладные расходы	22 414,28	13,793
Бюджет затрат проекта	162 503,51	100

В соответствии с результатами расчета бюджета затрат на разработку проекта, сумма, необходимая на его проектирование составила 162 503,51 рублей. Основные расходы пришлись на статью затрат по основной заработной плате сотрудников – 48,459 % от общего бюджета затрат проекта.

5.5 Затраты на реализацию проекта по замене РЗА

Затраты на реализацию проекта включают в себя стоимость приобретаемого оборудования, доставку, пуско-наладочные работы (ПНР), монтаж, погрузочно-разгрузочные работы и затраты собственного персонала на выполнение услуг и работ.

В таблице 5.10 проиллюстрировано определение затрат на реализацию проекта по замене РЗА.

Таблица 5.5.1 – Затраты на реализацию проекта по замене РЗА

Затраты	Сумма, руб.
Стоимость шкафа РЗиА ШЭ2607 488 (ПНР и монтаж включительно)	2 832 000 x 59 = 167 088 000
Погрузочно-разгрузочные работы, доставка и страховка во время транспортировки	25 000 x 59 = 1 475 000
Итого:	168 563 000

В соответствии с результатами расчета затрат на реализацию, сумма, необходимая на реализацию проекта составила 168 563 000 рублей.

5.6 Заключение по разделу

В результате выполнения раздела были выполнены все поставленные задачи:

1) Из анализа конкурентоспособности ШЭ 2607 488 при помощи оценочной карты следует, что данное устройство представляется наиболее эффективным среди аналогичных устройств. Показатель конкурентоспособности выбранного устройства превышает показатели рассмотренных конкурирующих устройств (ШЭ-МТ-053 и ШЭРА-ДФЗ-1002) на 3.8% и 8,6% соответственно.

2) Итоговая длительность выполнения проекта составила 63 календарных дня.

3) Был выполнен расчет бюджета проекта. Сумма, необходимая на осуществление проекта, составила 162 503,51 рублей. Большую часть расходов на разработку проекта составляют затраты по основной заработной плате сотрудников – 48,459% от общего бюджета затрат.

4) Также были рассчитаны затраты на реализацию данного проекта, которые составили 168 563 000 р.;

В роли основной защиты была выбрана дифференциально-фазная защита (ДФЗ), в качестве резервных защит выступили комплекты ступенчатых защит (КСЗ), включающих:

Дистанционную защиту (ДЗ);

Токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП) (ТСЗ).

Токовую отсечку (ТО);

Максимальную токовую защиту (МТЗ).

6 Социальная ответственность

Данный раздел рассматривает введённые в результате работы решения с точки зрения социальной ответственности за моральные, экологические, экономические и негативные общественные последствия, и ущерб, нанесённый человеку после их реализации.

Тема выпускной квалификационной работы «Модернизация автоматизированной системы управления ПС 500 кВ Холмогорская». В ходе выполнения работы будут рассмотрены опасные и вредные производственные факторы, которые могут воздействовать на проектировщика. Также будет рассмотрена безопасность в чрезвычайных ситуациях и экологическая безопасность.

Кабинет, в котором находится инженер-проектировщик, располагается в офисном помещении учебного заведения. Вся работа по проектированию проводится на персональном компьютере.

При выполнении работы инженер-проектировщик подвергается воздействию некоторого комплекса различных факторов среды, которые оказывают влияние на его здоровье. Совокупность данных факторов называют условиями труда.

Условия труда характеризуют вредными и опасными факторами. Такие факторы приводят к ухудшению здоровья в некоторой степени, и могут даже привести к несчастному случаю. Основная задача по улучшению условий труда — это обеспечение безопасности работника и персонала, сохранение здоровья работающих, сокращение несчастных случаев и заболеваний на производстве.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Основой законодательного обеспечения безопасности является основной закон государства – Конституция Российской Федерации. В Трудовом кодексе Российской Федерации устанавливаются права и обязанности работодателей и работников в отношении охраны труда.

Также Трудовой кодекс определяет основные обязанности, права и ответственность нанимателей и работников по вопросам охраны труда, устанавливает гарантии права работников на охрану труда, регламентирует деятельность службы охраны труда, устанавливает функции государства в этой области, предусматривает систему государственного надзора и контроля за соблюдением законодательства об охране труда и общественный контроль в этой области.

Все производственные помещения, оборудование, технологические процессы должны отвечать требованиям обеспечения здоровых и безопасных условий труда.

Требования к производственному оборудованию, равно как и к его размещению и организации рабочих мест, а также требования безопасности, предъявляемые к организации производственных процессов и направленные на предупреждение производственного травматизма, закрепляются в правилах по технике безопасности.

Система стандартов безопасности труда (ССБТ) - комплекс взаимосвязанных стандартов, содержащих требования, нормы и правила организационно-технического, метрологического санитарно-гигиенического характера, направленные на обеспечение безопасных условий труда, сохранение жизни и здоровья и работников в процессе трудовой деятельности.

Согласно трудовому кодексу РФ, продолжительность работ не должна превышать 40 часов в неделю, таким образом, при пятидневной рабочей

неделе продолжительность рабочего дня должна составлять не более 8 часов [12].

На рабочем месте должны быть обеспечены нормы микроклимата помещений, а размер самого помещения при работе с должен быть не менее 6 $м^2$.

Дополнительно при работе с ПК во избежание появления головных болей, мигреней и ухудшения самочувствия в целом необходимо обеспечить защиту от ЭМП, а при работе рекомендуется соблюдать следующий регламент:

− рекомендуемая полная продолжительность рабочего времени за экраном монитора взрослого пользователя, использующего обычный монитор с защитным фильтром − 4 часа за 8-ми часовой рабочий день.

− в конце каждого часа работы необходимо делать 5 - минутный перерыв, а через каждые 2 часа - 15 минутный, выключить монитор и покидать рабочее место.

Организация должна обеспечить, чтобы персонал, выполняющий работы, которые могут оказать вредные воздействия на окружающую среду, обладал необходимой компетентностью и прошел соответствующее экологическое обучение, инструктаж и аттестацию.

Обязательное социальное страхование представляет собой систему создаваемых государством правовых, экономических и организационных мер, направленных на компенсацию или минимизацию последствий изменения материального и (или) социального положения работающих граждан, а в случаях, предусмотренных законодательством РФ.

Обязательное социальное страхование работников регламентируется [14]. Работодатели обязуются обеспечить своим подчиненным социальное страхование от возможных производственных несчастных случаев. Также представленный вид страхования может применяться в случае возникновения профессионального заболевания.

Работники всех категорий подлежат обязательному социальному страхованию (ОСС) вне зависимости от их желания. Обязанность создания

гарантий возложена на работодателей и производится за счет расходов предприятия. Каждый из видов ОСС имеет четко установленные ставки, преимущественно зависящие от принятой в компании-работодателе системы налогообложения.

6.2 Производственная безопасность

Производственная безопасность - это система организационных мероприятий и технических средств, уменьшающих вероятность воздействия на работников опасных производственных факторов до нормируемого уровня.

Производственная безопасность должна закладываться уже на этапе планирования и обеспечиваться на всех этапах производственного процесса. Поэтому требования по ТБ должны быть предъявлены до начала работ и утверждаться на всем продолжении производственного цикла, в частности, таким образом, чтобы их эффективность поддавалась последующей оценке. На этапе планирования должна быть распределена ответственность по обеспечению здоровых и безопасных условий труда персонала.

В таблице 6.1 перечислены опасные и вредные факторы, которым подвергается на рабочем месте инженер-проектировщик, а также указаны нормативные документы, регламентирующие перечень факторов, степень их воздействия, и необходимые нормы.

Таблица 6.2.1 – Опасные и вредные факторы при исследовании рабочего места проектировщика.

<table>
<tr><th rowspan="2">Источник фактора, наименование видов работ</th><th colspan="3">Этапы работ</th><th>Нормативные документы</th></tr>
<tr><th>Разработка</th><th>Изготовление</th><th>Эксплуатация</th><th></th></tr>
<tr><td>1. Микроклимат</td><td>+</td><td>+</td><td>+</td><td rowspan="5">1. Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений";
2. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение; СанПиН 2.2.4.548–96;
3. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов;
4. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 29.07.2017) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности";
5. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».</td></tr>
<tr><td>2. Недостаточная освещенность рабочей зоны</td><td>+</td><td>+</td><td>+</td></tr>
<tr><td>3. Поражением электрическим током</td><td>+</td><td>+</td><td>+</td></tr>
<tr><td>4. Пожар</td><td>+</td><td>+</td><td>+</td></tr>
<tr><td>5. Поломка газоразрядных ламп</td><td>+</td><td>+</td><td>+</td></tr>
</table>

6.2.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов

Вредными и опасными производственными факторами считаются те факторы, воздействие которых на персонал при различных условиях вызывают различные заболевания, снижение работоспособности, нарушение репродуктивности и так далее. Заболевания, которые возникли под действием этих факторов, называют профессиональными.

1. Рабочее освещение. Оно предусматривается для всех помещений производственных зданий, а также участков открытых пространств, предназначенных для работы. Недостаточное освещение может оказывать влияние на функционирование зрительного аппарата, определять зрительную работоспособность, вызывать усталость.

Местное освещение не должно создавать блики на экране. Расположение светильников необходимо выбирать таким образом, чтобы яркость бликов на экране не превышала 40 кд/м2. Расположение светильников в помещении должно создавать сплошные или прерывистые линии сбоку от рабочего места параллельно с линией зрения работника. При расположении по периметру помещения — линия светильников должна располагаться над рабочим местом.

Для обеспечения искусственного освещения в помещение с ПК должна быть установлена система общего равномерного освещения. Проектирование искусственного освещения осуществляется в соответствии с действующими строительными нормами и правилами СНиП. Коэффициент естественной освещенности (КЕО) должен быть обеспечен не меньше 1,2% в зонах с устойчивым снежным покровом и не меньше 1,5% на остальной территории.

Естественное освещение обусловлено прямыми солнечными лучами и рассеянным светом небосвода. Меняется в зависимости от географической широты, времени суток, степени облачности, прозрачности атмосферы.

Из-за неправильного освещения образуется глубокие и резкие тени и другие неблагоприятные факторы, зрение быстро утомляется, что приводит к дискомфорту, снижению концентрации, появлению симптомов усталости.

Согласно санитарно-гигиеническим требованиям в лабораториях высших учебных заведений предусматривается естественное, искусственное и совмещенное освещение. При работе за персональным компьютером и работе с необходимой документацией минимальная искусственная освещенность рабочего места должна составлять 200 лк. В данных условиях разряд зрительной работы – 4г (работа средней точности). К освещению рабочих мест, оборудованных персональным компьютером, применяются следующие требования (табл. 6.2.1.1).

Таблица 6.2.1.1 – Требования к освещению рабочего места, оборудованного ПК

Параметр	Значение параметра
Освещенность на рабочем столе, лк	300-500
Освещённость на экране, лк	не выше 300
Блики на экране, кд/м²	не выше 40
Прямая блёскость источника света, кд/м²	200
Показатель ослеплённости	не более 20
Показатель дискомфорта	не более 15
Отношение яркости между рабочими поверхностями	3:1-5:1
Отношение яркости между поверхностями стен и оборудования	10:1
Коэффициент пульсации, %	не более 5

Для смягчения теней, образующихся при неправильном освещении, рекомендуется использовать светильники со светорассеивающими молочными стеклами, а при естественном освещении использовать солнцезащитные устройства (жалюзи, козырьки и т. д.).

Помещение оснащено рабочим и аварийным освещением, согласно требованиям, СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания», а естественное освещение организовано через оконный проем размером 1,3×2,8h.

Выполним расчет общего равномерного искусственного освещения по методу светового потока для прямоугольного помещения длиной

По рисунку 6.2.1.1, А = 7 м, шириной В = 4,2 м, высотой Н = 4 м. Необходимо создать освещенность $E_{н} = 300$ лк. Согласно отраслевым нормам освещенности уровень рабочей поверхности над полом составляет $h_{рп} = 0{,}8$ м.

Световой поток ламп светильника определяется по формуле:

$$Ф = E_{н} \cdot S \cdot K_{з} \cdot Z \cdot 100/(n \cdot \eta)\text{, лм}$$

где: $E_{н}$ – нормируемая минимальная освещённость по СНиП 23-05-95, лк;

S – площадь освещаемого помещения, м^2;

$K_{з}$ – коэффициент запаса, учитывающий старение ламп и загрязнение светильников, при малом выделении пыли $K_{з}$= 1,5;

Z – коэффициент неравномерности освещения. Для люминесцентных ламп при расчётах составляет Z = 1,1;

n – число ламп в помещении;

η – коэффициент использования светового потока, %.

Так как поверхность стен окрашена в серый цвет, побеленные с окнами без штор, то коэффициент отражения поверхности стен $\rho_{ст} = 50\%$. Поверхность потолка также побеленная, поэтому коэффициент отражения поверхности потолка $\rho_{п} = 70\%$ [19, табл. 10].

Выбираем светильник типа ОД-2-125 с количеством ламп N = 2 шт.

Высота светильника над рабочей поверхностью:

$$h = H - h_{рп} = 4 - 0{,}8 = 3{,}2 \text{ м.}$$

Индекс помещения:

$$i = S/\big(h \cdot (A + B)\big) = 28/\big(3{,}2 \cdot (7 + 4)\big) = 0{,}8.$$

где: $S = A \cdot B = 7 \cdot 4 = 28$ м^2.

Учитывая $\rho_{ст}$, $\rho_{п}$, i ,определяем значение коэффициента использования светового потока по [19, табл. 11]: $\eta = 45\%$.

Потребный световой поток ламп:

$$Ф = 300 \cdot 28 \cdot 1{,}5 \cdot 1{,}1 \cdot 100/(4 \cdot 45) = 7700 \text{ лм.}$$

По [19, табл. 1] выбираем ближайшую стандартную лампу – ЛБ-80 с потоком 5200 лм. Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \left[\left(Ф_{л.станд} - Ф_{л.расч}\right)/Ф_{л.станд}\right] \cdot 100\% \leq +20\%,$$

$$-10\% \leq [(8150 - 7700)/8150] \cdot 100\% \leq +20\%,$$

$$-10\% \leq 5{,}52\% \leq +20\%.$$

Световой поток лампы не выходит за пределы диапазона (–10% ÷ +20%), поэтому нет необходимости далее корректировать число светильников и также их высоту подвеса.

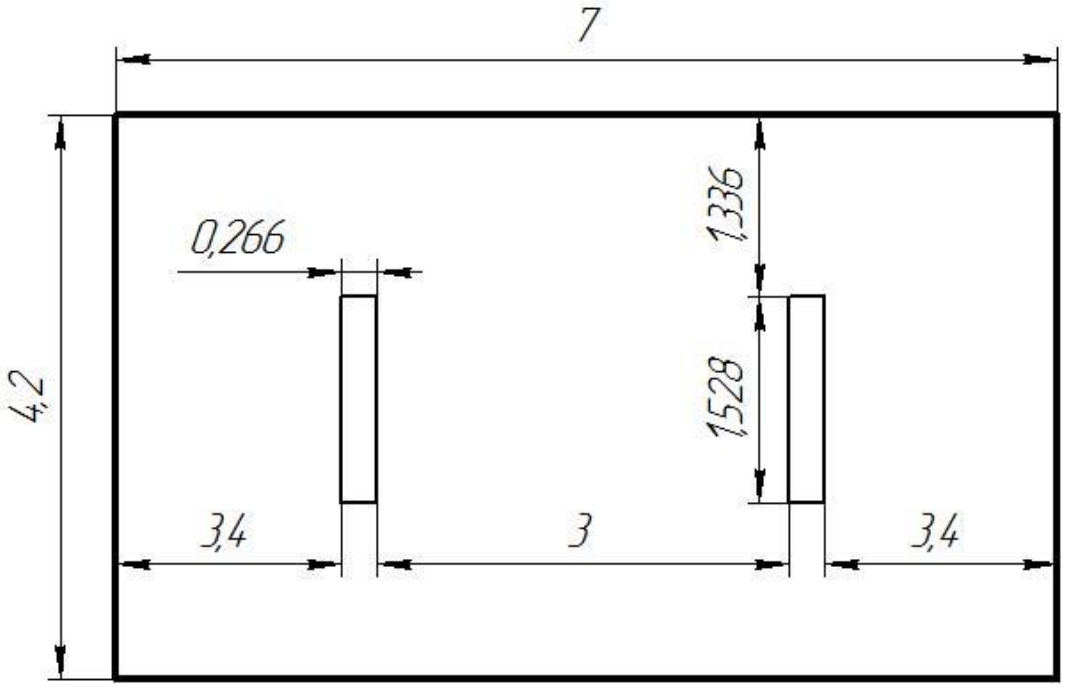


Рисунок 6.2.1.1 – План размещения светильников

2. Микроклимат. Оптимальные микроклиматические условия – сочетание параметров климата, которые при длительном и систематическом воздействии на человека обеспечивают сохранение нормального функционирования и теплового состояния без напряжения реакций терморегуляции. Они обеспечивают ощущение теплового комфорта и создают предпосылки для высокого уровня работоспособности.

Все виды работ (при различной степени их интенсивности) разделяют на три категории: легкие, средней тяжести и тяжелые. Таким образом, работа на ПК в офисном помещении относится к классу легких работ с энергозатратами 150 ккал/час, то есть к классу работ Iб. Для данного типа работ допустимые величины микроклиматы должны обеспечиваться при следующих условиях:

- перепад температуры воздуха по горизонтали, а также ее изменения в течение смены не должны превышать 4° С;

- перепад температуры воздуха по высоте должен быть не более 3° С.

Для обеспечения достаточного, постоянного и равномерного нагревания воздуха в помещении в холодный период года, а также пожаробезопасности используется система отопления. При расчетах системы отопления её проверяют на возможность возмещения потерь теплоты через ограждающие конструкции здания и на нагрев проникающего в помещение холодного воздуха.

Оптимальные параметры микроклимата на рабочем месте указаны в таблице 6.2.1.2 и представлены ниже.

Таблица 6.2.1.2 – Оптимальные параметры микроклимата на рабочем месте [17]

Период года	Температура, град. С°	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с	Температура поверхностей, t С°
Холодное	21–23	60–40	< 0,1	20–24
Теплое	22–24	60–40	< 0,1	21–25

Одним из факторов влияющим на микроклимат в офисном помещении при работе с ПК являются источники тепла, к ним относится установленное в помещении оборудование и приборы освещения, а также солнечная радиация.

3. Поражение электрическим током. К опасным факторам можно отнести наличие в рабочем помещении большого количества аппаратуры, использующей однофазный электрический ток напряжением 220 В и частотой 50 Гц. По опасности электропоражения комната относится к помещениям без повышенной опасности.

Электрический ток имеет значительные особенности, отличающие его от других опасных и вредных производственных факторов.

- Электрический ток не может дистанционно ощущаться человеком, так как человек не обладает соответствующими органами чувств. Поэтому защитная реакция организма проявляется только после воздействия электрического тока.

- Электрический ток, протекая через тело человека, оказывает свое воздействие как в местах контактов, на пути протекания через организм, так и может вызывать рефлекторное воздействие, при этом нарушая нормальную деятельность отдельных органов и систем организма человека (нервной, сердечно-сосудистой, дыхания и т.п.).
- Электрический ток может является риском для получения электротравмы без непосредственного контакта с токоведущими частями – при перемещении по земле (полу) вблизи поврежденной электроустановки (в случае замыкания на землю), через электрическую дугу.

По опасности поражения электрическим током помещение относится к помещениям без повышенной опасности, так как отсутствует влажность, высокая температура, токопроводящая пыль и возможность одновременного соприкосновения с имеющими соединение с землей металлическими предметами и металлическими корпусами оборудования.

4. Возгорание. Рабочее место инженера-проектировщика находится в помещении, в котором имеется электропроводка напряжением 220В, предназначенная непосредственно для питания вычислительной техники и освещения. В том случае, если происходит неправильная эксплуатация оборудования, может произойти короткое замыкание электрической цепи, которое в дальнейшем будет сопровождаться возгоранием, что грозит уничтожением техники, документов и другого имеющегося оборудования.

Причинами пожара могут служить короткое замыкание при работе ЭВМ, вследствие перегрузки элементов электронных схем и токоведущих частей, или проводки освещения. Пожарная опасность возникает при профилактических и ремонтных работах электронной техники, использованием различных смазочных веществ и легковоспламеняющихся

жидкостей. Все это требует принятия мер обеспечения пожарной безопасности.

5. Поломка газоразрядных ламп. В газоразрядных лампах могут использоваться различные газы, но наибольшее распространение получили те, которые работаю на парах ртути. При разрушении колбы, пары ртути попадают в помещение, тем самым они могут вызвать отравляющее воздействие. Острое отравление ртутью может вызвать слабость, головную боль, тошноту и рвоту, также боли в животе, повышенную температуру

6.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего

Для снижения воздействия опасных и вредных факторов необходимо провести ряд дополнительных мероприятий по контролю и обеспечению рабочего помещения мерами, предотвращающими или сводящими к минимуму воздействие вредных факторов на организм инженера-проектировщика.

1. В качестве источников искусственного света стоит использовать люминесцентные лампы, которые имеют ряд существенных преимуществ в сравнении с лампами накаливания: обладают более высоким КПД (в 1,5-2 раза выше, чем КПД у ламп накаливания); по спектральному составу они близки к дневному, естественному свету; обладают повышенной светоотдачей (в 3 - 4 раза выше, чем у ламп накаливания); у них более длительный срок службы.

Согласно [17], освещенность рабочего стола должна быть не менее 300÷500 лк, которая может быть достигнута установкой местного освещения (светильников). В качестве светильников местного освещения вероятно использование ламп накаливания. Также светильники местного освещения имеют не просвечивающий отражатель.

2. Соответствующие микроклиматические условия можно поддерживать благодаря использованию на рабочем месте системы вентиляции и отопления. Для обеспечения норм микроклиматических параметров и очистки воздуха в помещении офиса используют систему естественной вентиляции, но для

обеспечения наиболее комфортных условий работы в весенне-летнее время года этого недостаточно. Именно поэтому предлагается установка вентиляторов или системы кондиционирования воздуха, которая предназначена для поддержания комфортной постоянной влажности и температуры и в том числе очистки воздуха от загрязнений, вредных веществ.

3. Дополнительная защита электроприборов осуществляется за счет установления сетевого фильтра в рабочем помещении. Он предназначен для подавления высокочастотных помех, негативно сказывающихся на работе электрооборудования. Во время нормального режима работы оборудования опасность поражения электрическим током практически отсутствует, однако существуют аварийные режимы работы, когда происходит случайное электрическое соединение частей оборудования, находящегося под напряжением с заземленными конструкциями.

Основными мероприятиями по обеспечению электробезопасности будут являться: изолирование токоведущих частей, исключающее возможное соприкосновение с ними; наличие общего рубильника; установка защитного заземления; своевременный осмотр технического оборудования, изоляции.

4. Для сохранности ценного электрооборудования помещение должно быть оборудовано 1 или 2 класса огнестойкости, а значит оно должно быть выполнено из негорючих материалов.

Организационные мероприятия: противопожарный инструктаж обслуживающего персонала; обучение персонала правилам техники безопасности; издание инструкций, плакатов, планов эвакуации.

Эксплуатационные мероприятия: соблюдение эксплуатационных норм оборудования; обеспечение свободного подхода к оборудованию; содержание в исправном состоянии изоляции токоведущих проводников.

К техническим мероприятиям относится соблюдение противопожарных требований при устройстве электропроводок, оборудования, систем оповещения, вентиляции и освещения. В коридоре имеется порошковый

огнетушитель типа ОП–5, рубильник, на двери приведен план эвакуации в случае пожара, и, на досягаемом расстоянии, находится пожарный щит.

5. Чтобы снизить вероятность отравления парами ртути при разбитии лампы, требуется вывести рабочий персонал из помещения, где произошла неисправность, провести демеркуризацию помещения, провести замеры содержания ртути в воздухе рабочей зоны, провести утилизацию ламп на основании санитарно-гигиенических норм.

6.3 Экологическая безопасность

В компьютерах и прочей электрической технике содержится огромное количество компонентов, которые содержат токсичные вещества, представляющие угрозу для человека и окружающей среды. К таким веществам относятся:

– свинец (накапливается в организме, поражая почки и нервную систему);

– ртуть (вызывает быструю интоксикацию, поражает нервную систему и клетки головного мозга);

– никель;

– цинк (вызывает аллергические реакции и дерматиты);

– щелочи (вызывают химические ожоги кожи и слизистых оболочек).

Поэтому все электрические прибор требуют специальные комплексные методы утилизации. В этот комплекс мероприятий входят:

– отделение металлических частей от неметаллических;

– металлические части переплавляются для последующего производства;

– неметаллические части компьютера подвергаются специально переработке.

В настоящее время ведётся внедрение безотходной технологии в ряде отраслей промышленности, однако полный перевод ведущих отраслей

промышленности на безотходную технологию потребует решения большого комплекса сложных технологических и конструкторских организационных задач.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Источник чрезвычайной ситуации — это опасное природное явление, авария или опасное техногенное происшествие, экологическая или биолого-социальная катастрофа, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация [16].

Рабочее место инженера-проектировщика релейной защиты и автоматики находится в помещении, в котором имеется электропроводка напряжением 220В, предназначенная непосредственно для питания вычислительной техники, персонального компьютера и освещения. В том случае, если происходит неправильная эксплуатация оборудования, может произойти короткое замыкание электрической цепи, которое в дальнейшем будет сопровождаться возгоранием, что грозит уничтожением техники, документов, имеющегося рабочего оборудования и нанесением вреда здоровью человека.

Причинами пожара могут служить короткое замыкание при работе ЭВМ, вследствие перегрузки элементов электронных схем и токоведущих частей, или проводки освещения. Пожарная опасность также возникает при профилактических и ремонтных работах электронной техники, с использованием различных смазочных, горючих спиртосодержащих веществ и легковоспламеняющихся жидкостей, а также при использовании сварочных или паяльных инструментов. Все это требует принятия мер обеспечения пожарной безопасности.

Для сохранности ценного электрооборудования помещение должно быть выполнено не из горючих материалов.

Для профилактики пожара следует проводить следующие организационные и эксплуатационные мероприятия:

- противопожарный инструктаж обслуживающего персонала;
- обучение персонала правилам техники безопасности;

- издание или закупка инструкций, плакатов, планов эвакуации;
- соблюдение эксплуатационных норм оборудования;
- обеспечение свободного прохода к оборудованию;
- содержание в исправном состоянии изоляции токоведущих проводников.

К техническим мероприятиям можно отнести соблюдение противопожарных требований при устройстве электропроводок, оборудования, систем оповещения, вентиляции и освещения. В коридоре обязательно должен быть порошковый огнетушитель типа ОП-5, рубильник, на двери приведен план эвакуации в случае пожара, и, на досягаемом расстоянии, находиться пожарный щит.

Помещение компьютерного класса по взрывопожарной безопасности, в соответствии с [18], относится к категории В.

Для профилактики пожаробезопасности должны быть проводиться следующие мероприятия:

- хранение информации производить в обособленных помещениях, оборудованных несгораемыми шкафами и стеллажами;
- в помещениях, смежных с залами для ЭВМ, не желательно размещение производств категории "А" и "В";
- система вентиляции должна быть оборудована устройством, обеспечивающим автоматическое отключение при пожаре;
- необходимо производить очистку от пыли всех аппаратов и узлов ЭВМ (желательно раз в месяц);

В случае распространения огня во время пожара с одной части здания на другую, для его предотвращения распространения устраивают противопожарные преграды в виде стен, перегородок, дверей и окон.

В коридорах, на лестничных площадках и у входов, должны быть установлены пожарные краны. В помещении должны быть первичные средства огнетушения: ящик с сухим песком, огнетушители.

Для ликвидации пожаров в начальной стадии используются первичные средства пожаротушения: пожарные краны; химические пенные, углекислотные и порошковые огнетушители.

При возгорании или возникновении пожара следует немедленно начать эвакуацию людей, отключить подачу воздуха по системе вентиляции, обесточить помещение и вызвать пожарную охрану. При эвакуации, следует не создавать паники и двигаться в соответствии с планом эвакуации.

Наиболее дешевым и простым средством пожаротушения является вода, поступающая из обычного водопровода. Для осуществления эффективного тушения огня используют пожарные рукава и стволы, находящиеся в специальных шкафах, расположенных в коридоре. В пунктах первичных средств огнетушения должны располагаться ящик с песком, пожарные ведра и топор.

Если возгорание произошло в электроустановке, для его устранения должны использоваться огнетушители углекислотные типа ОУ–2, или порошковые типа ОП–5.

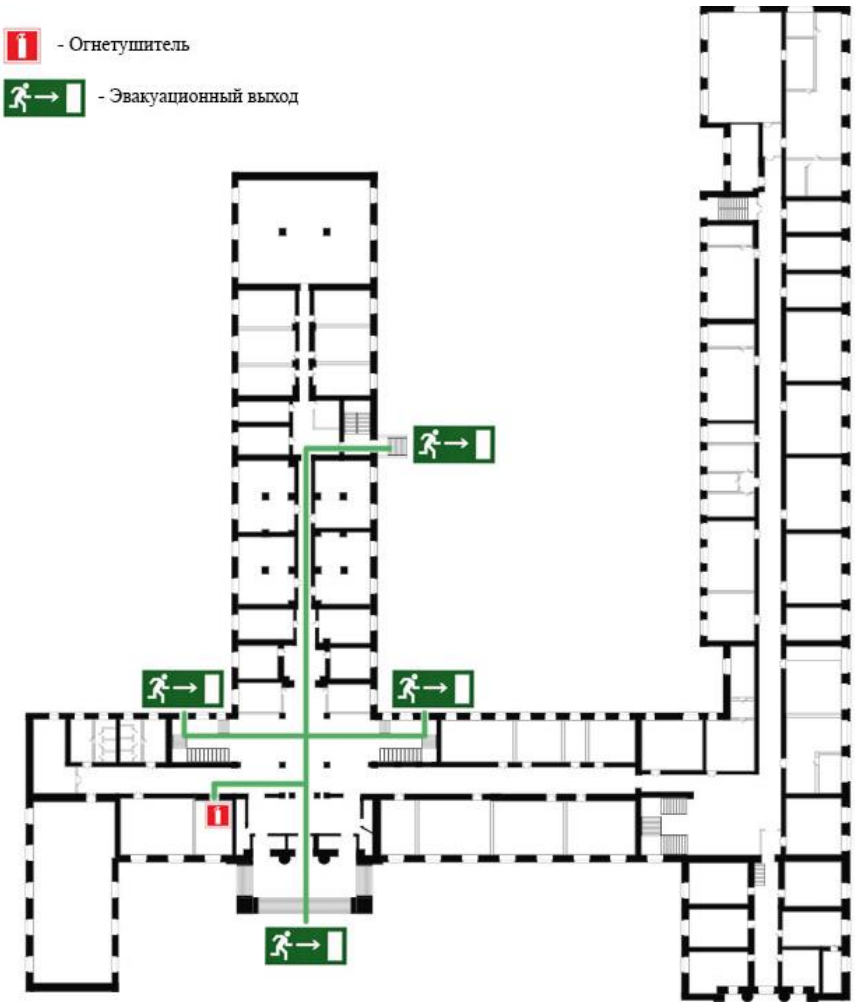


Рисунок 6.4.1 – План эвакуации

После того, как покинули здание, начальник смены, включая всех инженеров, должны организовать мероприятия по тушению пожара, до прибытия пожарных подразделений:

- удалить всех посторонних лиц от пожара;
- установить очаг возгорания;
- убедиться в работоспособности системы автоматического пожаротушения, а в случае отказа – перевести её ручное включение;
- осуществить тушение пожара средствами пожаротушения;
- встретить пожарные подразделения и указать на расположение водоисточников.

При тушении пожара огнетушителем, до прибытия пожарных подразделений, следует соблюдать безопасное расстояние.

6.5 Заключение по разделу

В результате выполнения раздела социальная ответственность были выполнены следующие пункты:

− произведен анализ вредных и опасных производственных факторов, которые могут воздействовать на инженера-проектировщика в рабочей зоне (микроклимат, освещение, поражение электрическим током, пожар, отравление парами ртути);

− выявлены возможные чрезвычайные ситуации, возникновение которых наиболее вероятно в зоне работы инженера-проектировщика (короткое замыкание, приводящее к поражению электрическим током человека или к пожару);

− разработаны организационные мероприятия по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций;

− рассмотрены правовые нормы работы в офисных помещениях, продолжительность работы за компьютером и условия микроклимата (рекомендуемая продолжительность работы за экраном монитора не более 4 часов за 8-ми часовой рабочий день.).

Производственное освещение является одной из важных составляющих комфортных условий работы. На рабочем месте пользователя ПК должны быть соблюдены нормы освещенности и качественные показатели освещения. Используются люминесцентные лампы и естественное освещение от окон.

Заключение

В дипломной работе была спроектирована модернизация АС ТП ПС Холмогорская 500 кВ. В работу диплома входит ОРУ-110 и ОРУ-220, для данных классов напряжений было выбрано новое первичное оборудование, в разделе «3.4 Замена первичного оборудования на ОРУ-110 и ОРУ-220»:

На ОРУ-220 в ячейках: №1 ВЛ-220 кВ Аврора, №6 ВЛ-220 кВ Пуль-Яха, №7 ВЛ-220 кВ Янга-Яха и №8 ВЛ-220 кВ Вынгапур, также на ОРУ-110 в ячейках: №6 ВЛ-110 Крайняя, №7 ВЛ-110 кВ Разряд-2, №8 ВЛ-110 кВ Разряд-1, №10 ВЛ-110 кВ Вышка-1, №11 ВЛ-110 кВ НПГЭ-1, №13 Р-110 установлены выключатели, встроенные ТТ которых не удовлетворяют требования ЦПС. Также выносные ТТ на ОРУ-110 в ячейках: №4 3АТ, №5 ВЛ-110 кВ Пуль-Яха, №9 ВЛ-110 кВ Вышка-2, №12 ВЛ-110 кВ НПГЭ-2 не удовлетворяют требованиям ЦПС.

На ОРУ-220 производили замену выключателей типа У-220-1000/2000-25 У1 и 242 PMR 40 в ячейках: №1 ВЛ-220 кВ Аврора, №6 ВЛ-220 кВ Пуль-Яха, №7 ВЛ-220 кВ Янга-Яха и №8 ВЛ-220 кВ Вынгапур.

На ОРУ-110 производили замену выключателей типа 145РМ40 в ячейках: №6 ВЛ-110 Крайняя, №7 ВЛ-110 кВ Разряд-2, №8 ВЛ-110 кВ Разряд-1, №10 ВЛ-110 кВ Вышка-1, №11 ВЛ-110 кВ НПГЭ-1, №13 Р-110.

На ОРУ-110 производили замену выносных ТТ (ТФЗМ-110Б-I ХЛ1).

Оборудование прошло все проверки и удовлетворяет требованиям ЦПС.

Также в разделе «3.2 Состав шкафов РЗиА» и «3.3 Контроллеры присоединения», был обоснован выбор ИЭУ уровня присоединения.

В главе «4 Архитектура II и III», описан и обоснован выбор шкафов ШПДС и ШПАС для II-ой и III-ей архитектуры ЦПС. В приложении приведены разработанные схемы ЛВС и ИТС.

В результате выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» при помощи оценочной карты провели анализ конкурентоспособности шкафов МП РЗА. Были рассчитаны затраты на реализацию данного проекта, которые составили 168 563 000 р.;

В результате выполнения раздела «Социальная ответственность» был произведен анализ вредных и опасных производственных факторов, которые могут воздействовать на инженера-проектировщика в рабочей зоне b dыявлены возможные чрезвычайные ситуации, возникновение которых наиболее вероятно в зоне работы инженера-проектировщика.

Список литературы

1. Перечень инструкций, пояснений и схем по эксплуатации и оперативному обслуживанию оборудования ПС 500 кВ Холмогорская;

2. СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.10.299-2020. Цифровая подстанция. Методические указания по проектированию ЦПС;

3. СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007 - 25.040.30.309-2020. Корпоративный профиль МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС»;

4. Устройства управления присоединением (контроллеры присоединения) шкафы ШЭЭ 24Х и ШНЭ 209Х на базе терминалов ЭКРА 24Х. Каталог основных исполнений. – ЭКРА.650320.007 РБ. Версия 1.3 (Январь 2018 г.);

5. Рожкова Л.Д. - Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для студ. учреждений сред. проф. Образования / Л.Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. - 10-е изд., стер. -М.: Издательский центр «Академия», 2013. - 448 с.;

6. СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ООО НТЦ «Механотроника» СТО ДИВГ-060-2017. Требования к трансформаторам тока. Методические указания;

7. СТО 56947007-29.240.10.301-2020 Типовые шкафы. Шкафы преобразователей дискретных сигналов (ШПДС). ПАО "ФСК ЕЭС". Москва-2020.

8. СТО 56947007-29.240.10.300-2020 Типовые шкафы. Шкафы преобразователей аналоговых сигналов (ШПАС) ПАО "ФСК ЕЭС". Москва - 2020.

9. СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.021-2008. Схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств информационно-технологических систем (ИТС). Типовые требования к оформлению.

10. СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.10.302-2020. Типовые технические требования к организации и производительности технологических ЛВС в АСУ ТП ПС ЕНЭС.

11. ГОСТ Р 50923-96. Дисплеи. Рабочее место оператора. Общие эргономические требования и требования к производственной среде. Методы измерения.

12. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.04.2021)

13. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»;

14. Федеральный закон №165-ФЗ от 16 июля 1999 г. (в ред. от 24.02.2021);

15. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»

16. ГОСТ Р 22.0.02-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения

17. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

18. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 29.07.2017) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности"

19. Назаренко О.Б. Безопасность жизнедеятельности. Расчёт искусственного освещения. Методические указания к выполнению индивидуальных заданий для студентов дневного и заочного обучения всех направлений и специальностей ТПУ. – Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 20 с.

20. Презентация «Разработка и внедрение ЦПС на вновь строящихся и реконструируемых объектах энергетики». Шеметев А.С., апрель 2018.

21. СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ПАО «РОССЕТИ» СТО 34.01-21-004-2019. ЦИФРОВОЙ ПИТАЮЩИЙ ЦЕНТР. ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРОЕКТИРОВАНИЮ ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 110-220 кВ И УЗЛОВЫХ ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 35 кВ.

22. https://ru.wikipedia.org/wiki/«Россети_ФСК_ЕЭС»

Приложение А
(справочное)

Digital substation

Modernization of the «Kholmogorskaya» substation

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ92	Родионов А.Р.		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кулешова Е.О.	Кандидат физико-математических наук		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Воробьева В.В.	Кандидат филологических наук		

2. Digital substation

2.1 Introduction. Features of the digital substation

A digital substation is a substation in which the organization of all information flows in solving monitoring, analysis and management tasks are carried out in digital form, and the parameters of such transmission are determined by a single electronic project file. A local area network (LAN) based on Ethernet technology is used as the main data transmission medium within a digital substation, and the protocols described in the IEC 61850 standard [2] are used as communication protocols.

One of the key features of a digital substation is the approach of devices for collecting discrete and analog signals and issuing control actions directly to the equipment, followed by the transmission of all the information necessary for the operation of the relay protection and APCS substation complexes in digital form. This results in a reduction in the total length of electrical cables and secondary circuits, resulting in a reduction in the probability of their damage and an increase in the observability of secondary systems [2].

The IEC 61850 standard regulates the use of various data transmission protocols for various tasks within the secondary substation system:

For the transmission of measurements from electronic current and voltage measuring transformers and analog signal converters (instantaneous values), the Sampled Values protocol is used, as defined by the IEC 61850-9-2 chapter;

For the transmission of discrete signals from discrete signal converters (DSC) to relay protection and CP devices, as well as for the rapid exchange of event information between different devices on the substation, the GOOSE protocol is used, defined by chapter IEC 61850-8-1;

For the transmission of telesignalization data, tele-measurements and remote control commands between devices and the automated process control system, the communication services of the IEC 61850 standard, implemented using the MMS protocol, in accordance with the provisions of chapter IEC 61850-8-1 are used. [2].

2.2 Architectures of digital substations

2.2.1 Type 1 architecture

The exchange of all information between the IED is carried out by discrete and analog electrical signals transmitted over the control cable; information exchange with the upper level (SCADA) is carried out via the digital protocol MMS.

2.2.2 Type 2 architecture

The interaction between the IED is carried out using object-oriented messages (GOOSE protocol), according to the IEC 61850-8-1 standard; information exchange with the upper level (SCADA) is carried out via the digital MMS protocol; current and voltage measurements are transmitted as electrical analog signals using control cables.

2.2.3 Architecture of 3 types

The interaction between the IEU is carried out using messages-GOOSE, according to the IEC 61850 - 8-1 standard; information from current and voltage measuring devices is transmitted digitally using the instantaneous value transfer protocol (SV), according to the IEC 61850-9-2 standard; information exchange with the upper level (SCADA) is carried out via the digital MMS protocol.

Table 2.1. Features of the implementation of Architectures I, II and III [2].

	Architecture I	Architecture II	Architecture III
Using the protocol MMS	Yes	Yes	Yes
Using the protocol GOOSE	No	Yes	Yes
Using the protocol Sampled Values	No	Yes	Yes
Application of equipment with IEC 61850 support at the substation level	Yes	Yes	Yes
Application of equipment with IEC 61850 support at the connection level	Yes	Yes	Yes
Application of IEC 61850-enabled equipment at the field level	No	Yes	Yes
Using digital signal converters	No	Yes	Yes
Using analog signal converters	No	No	Yes
Use of digital current transformers and digital voltage transformers operating under the Sampled Values protocol	No	No	Yes

2.3 General structure of the network construction

All substation equipment is divided into 3 levels:

- Substation level
- Connection level
- Process (field) Level

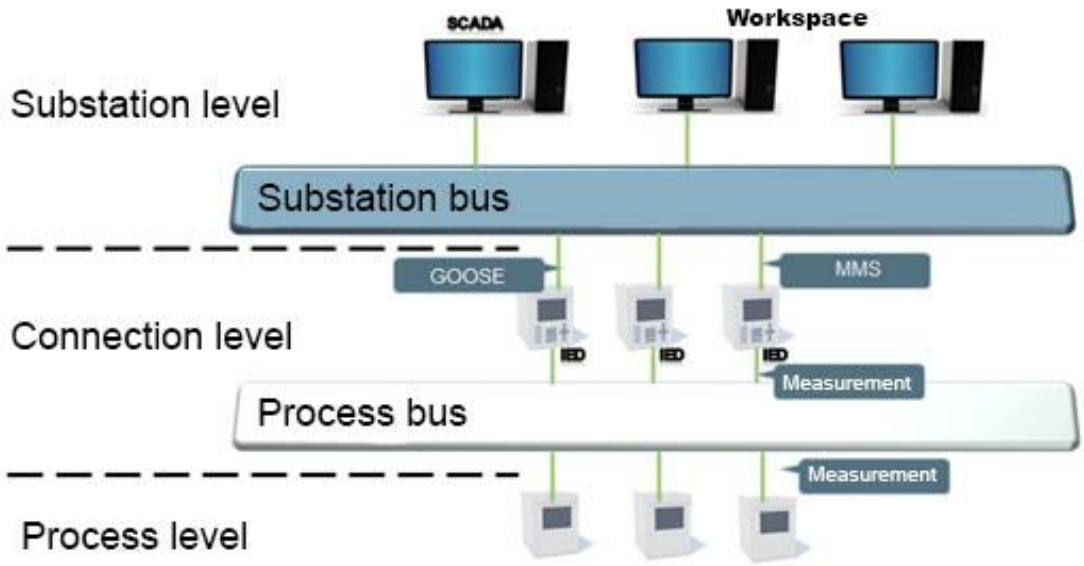


Figure 2.1 – Digital substation structure

Process level devices (field) - discrete and analog interface devices with the object – DMU (digital merging unit), AMU (analog merging unit), as well as network equipment of the process bus. These devices are located in the immediate vicinity of the primary equipment.

Connection level devices include: relay protection terminals with the automatic switch control function, which perform the functions of the connection controller; bay controllers; measuring transducers; devices of adjacent systems that are integrated at the information level: relay protection, emergency event logger, etc;

Substation level devices – means of collecting, centralized storage and presentation of information, network equipment that combines substation-level devices and connection-level devices, as well as equipment that provides information transmission to dispatch centers.

2.4 Data transfer protocols

2.4.1 IEC 61850-8-1 MMS

The MMS (Manufacturing Message Specification) data transfer protocol is used for data transmission over client-server technology, usually used for information exchange between the IED and top-level systems, as well as between the IED over a local area network.

The MMS data transfer protocol is used for:

- Providing a standard procedure for transmitting data from various types of IEDs and controllers without reference to specific manufacturers;
- Read and write data using standardized messages.

In addition to the described applications, the MMS protocol also supports the formation and transmission of event logs, the transfer of files in various formats, which allows you to receive information from devices in a prepared form (waveform files in COMTRADE format, etc.).

The IEC 61850 standard describes two types of reports for transmitting data sets:

1) Unbuffered report;

2) Buffered report.

The unbuffered report is sent to the client when the sending conditions are met and is not stored in the server memory. If the connection between the client and the server is lost, the information is lost.

The buffered report is stored in a circular memory buffer when the connection between the client and the server is lost and sent to the client when the connection with the server is restored.

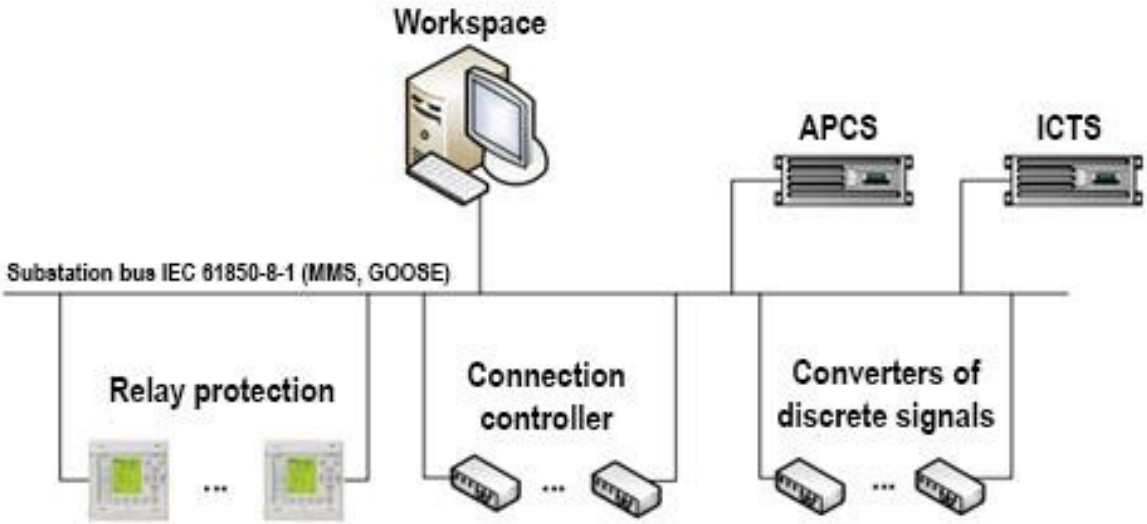


Figure 2.4.1 - Communication of substation systems with IED

2.4.2 IEC 61850-8-1 GOOSE

The GOOSE (Generic Object-Oriented Substation Event) protocol is used for fast transmission of event data between IEDs over a local area network.

GOOSE messages are transmitted in multicast mode. The MAC addresses of physical devices are used to address frames at the link layer, and the recipient's MAC address identifies the multicast address of the GOOSE message.

To receive and then process the message, the receiver device must be subscribed to the message it needs.

Since the data is transmitted in multicast mode at a high speed, the mechanism for receiving confirmation of the message delivery from the recipients is not implemented for GOOSE messages. The transmitted GOOSE message frame contains all the current values of the data attributes entered in the dataset. When one or more attribute values change, the device immediately initiates sending a new GOOSE message with the updated data [2].

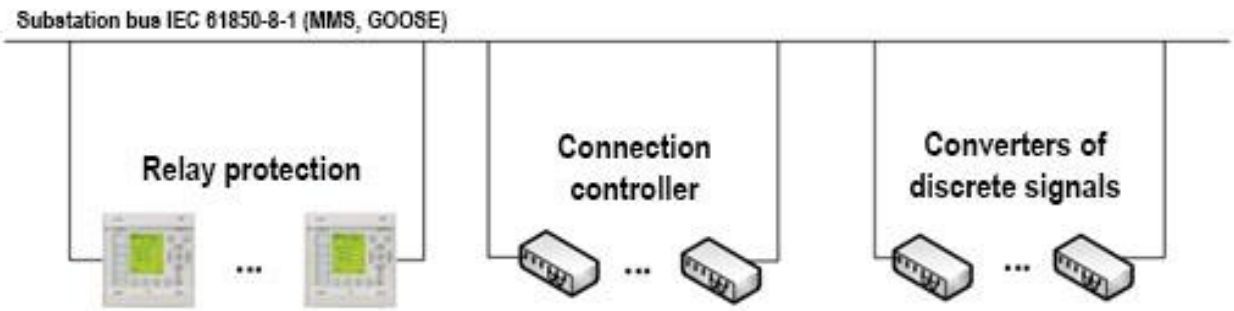


Figure 2.4.2 - Communication of substation systems with IED

2.4.3 IEC 61850-8-1 Sampled Values (SV)

The Sampled Values data transfer protocol is used to transmit current and voltage values over a local area network. In the traditional scheme of connecting devices of various functions and purposes, the circuits from the current and voltage measuring transformers on the switchgear are laid to the devices themselves, located both near the primary equipment and at a considerable distance. When using all the features laid down in the IEC 61850 standard, it is assumed that all signals from the primary equipment are transmitted digitally to the IED, including instantaneous values of currents and voltages. To convert analog values from electromagnetic current and voltage transformers, as well as to convert data from digital CT and VT to data from the Sampled Values protocol, special analog signal converters are used, as a rule, they are located in the immediate vicinity of the primary measuring equipment and transmit data over the LAN [2].

Streams of instantaneous values using the Sampled Values protocol are formed based on a data set that includes attributes of instantaneous current and voltage values. It is also possible to include other data attributes in the data set, provided that they need to be transmitted at a high sampling rate.

The instant value streams of Sampled Values are transmitted in multicast. MAC addresses are used to address frames at the link layer, and the recipient's MAC address identifies the multicast address of the Sampled Values stream.

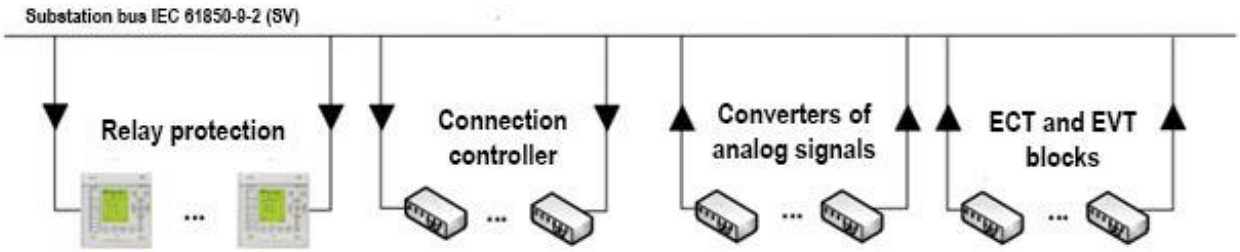


Figure 2.4.3 - Communication of instantaneous values transmission to IED via SV protocol

2.5 Technical problems

Technical problems that can be effectively solved with the use of digital substation technology:

1) Reducing the cost of commissioning and subsequent maintenance; Improving the reliability and observability of the substation.

2) Reducing the time of the output state of the equipment (output of equipment only in case of a malfunction); Reducing the number of technological violations (continuous diagnostics of equipment and circuits); Optimizing the number of operational personnel (remote output / input of equipment); The ability to integrate different manufacturers.

3) Transition to maintenance "as-is"; Development of the design technology of the CPS; Development of the technology of installation and adjustment of the CPS; Development of the technology of acceptance of relay protection devices, automation process control system at the facility.

Technical problems hindering the widespread adoption of digital substation technology:

1) The need to review the approaches to the relay protection complexes of the digital substation;

2) The technologies used in ECT and EVT are not worked out; There are no statistics on the use of ECT and EVT; There are no technical solutions for the loss of synchronization of the time server with satellites and when all time servers exit; Decisions on the operation of the substation are subject to testing and further adjustments after testing.

3) Currently, there are no proven technical solutions for the information security of the digital substation.

3. Modernization of the «Kholmogorskaya» substation

For this project, for the implementation of the digital substation on the 1st architecture, it is required:

- digital merging unit (DMU);

DMU are designed to convert to digital form and transmit data on the state of the equipment to the connection level and the substation level, as well as to execute control commands received from the technical means of the connection level. Data exchange is performed using the IEC 61850-8-1 GOOSE, MMS protocol. The digital signal converters must support the protocols of the single exact time of the substation service.

- managed switches.

Network switches (hereinafter referred to as switches) refer to the active network equipment that provides information communications of field-level and connection-level devices, connection-level devices and station-level devices, and together with structured cable networks constitute the information transmission infrastructure, which is an integral architectural element of a substation. The switch provides the following functions

- continuity of communication between LAN devices to enable traffic transmission to another network segment;
- building a single data transmission route over a LAN without switching loops that lead to broadcast storms on a given LAN segment;
- prioritizing access to network resources for certain types of traffic.

The switches must provide reliable data transmission between the source and the receiver with the specified parameters (delivery time, prioritization, etc.). The switch can provide the functions of the router if the appropriate technical capabilities are available and the requirements for the routers are met. The process bus and station bus switches must support the PTP time synchronization protocol (support for master, slave, transparent clock modes) for the station bus – software, for the process bus – hardware. Switches must support QoS (IEEE 802.1 D) and VLAN (IEEE 802.1 Q) mechanisms [3].

Switches must support the technology of mirroring traffic (for example, SPAN) and remote mirroring (for example, RSPAN or ERSPAN) from sources such as "port" and "VLAN". The process bus switches must have communication interfaces with LC connectors made on the basis of fiber-optic communication channels.

Switches must have communication interfaces that meet the requirements of at least IEEE 802.3 for the 100BASE-LX interface.

The specific composition (type of connectors, transmission speed) of communication interfaces should be determined during the design process. Industrial switches must meet the requirements approved by PJSC «ROSSETI» and PJSC «FSK EES».

The industrial Redundancy Box Switch (hereinafter referred to as RedBox) is a switch that implements the PRP (Parallel Redundancy Protocol) redundancy technology in the LAN network. PRP uses two parallel data networks (Network "A" and Network "B") with an arbitrary topology, not excluding the LAN with no redundancy (MRP and RSTP). Network "A" and Network "B" operate independently of each other and may not contain any special hardware or software support for PRP. The PRP protocol itself is implemented on end devices of the DANP type (Double Attached Node for PRP), which have two network interfaces and are connected to two independent networks. The basis of PRP redundancy is the existence of at least two simultaneously active connections between two network nodes in such a way that the data sender sends frames synchronously over two independent Ethernet channels. Given the different topology, bandwidth, and workload of both networks, two frames reach the destination with different latency. The first frame that comes to the recipient is received and transmitted to the upper level, the second one is deleted. A network application (SAN device) that receives a data stream from RedBox does not feel the difference between a redundant one with PRP and a regular Ethernet interface. RedBox identifies duplicate frames by using a special RCT (Redundancy Control Trailer) marker as part of the protocol frames. In addition to the subnet ID and user data, a 32-bit field is placed in the frame, including the PRP sequence number, which serves as an identifier for RedBox to pass it to the top level or delete it. RedBox in the LAN of the APCS of the substation are designed to connect remote access servers and waveforms to the station bus.

- intelligent electronic devices (IEDs);

- Connection-level devices must ensure the reception and processing of data received from process-level devices, the implementation of appropriate algorithms for application functions, and the transmission of operational and diagnostic information to the substation bus level [2];
- Devices must support the IEC 61850-9-2 SV protocol to receive instantaneous current and voltage values from process-level devices;
- Devices must support the IEC 61850-8-1 GOOSE protocol for exchanging information with process-level devices and other connection-level devices;
- Devices must generate buffered and unbuffered reports in accordance with IEC 61850-8-1 MMS;
- the equipment of intelligent electronic devices must be designed to operate in a substation environment;
- connection-level devices must have interfaces for connecting to the LAN segments of the process bus and the substation bus. The connection of the IED to the process bus must be redundant with zero recovery time according to the PRP protocol, technical solutions for connecting the IED to the substation bus must provide protection against a single failure;
- the equipment of the IED must ensure the continuation of operation in the event of a failure of the substation level technical means; − the connection level devices that perform the functions of the relay protection must be reserved;
- connection-level devices must have self-diagnostic functions to ensure that failures are detected with accuracy to the individual module (block) included in the connection-level device;
- failures in the operation and functioning of the nodes of the connection level device should be automatically recorded in the event log of the device, as well as reflected in the form of an appropriate visual alarm. The diagnostic components of the devices must include Ethernet connections;
- Connection-level devices must use the PTP time synchronization protocol (IEC 61850-9-3, IEEE Std 1588-2008, Power Profile).

- single time subsystem;

The Unified Time Management System (UTMS) provides time synchronization at the substation using primary and secondary clocks. The time is set on the primary clock, which is synchronized via external communication channels (GPS/GLONASS satellites), and the time information is transmitted via the LAN of the substation. UTMS consists of:

- receiver (active antenna) of the satellite signal of the exact time;
- accurate time servers (leading clocks);
- a communication network with hardware support for the PTP protocol;
- substation devices with synchronized accurate time clocks.

UTMS devices and channels must be reserved. The synchronization system must have at least 2 accurate time servers. UTMS at the substation should provide calendar time synchronization and instrumental time synchronization. The exact time server must support the standard network protocols SNTP, PTP. The SNTP and PTP protocols should be handled independently and should not affect each other while running simultaneously.

The recommended number of independent network ports on the time server is 4.

- Station Communication and Control Controller (SCCC);

- connection controller (CC);

Connection controllers belong to the devices of the digital substation connection level and control the connection equipment, control the connection of commutate equipment, calculate the electrical values related to the connections of one or more bus sections of the switchgear, and transmit connection data to the substation level of the digital substation according to the IEC 61850-8-1 (MMS) protocol in accordance with the requirements of the corporate profile of PJSC «FSK EES» for data transmission services displayed on the MMS protocol.

The error in calculating the electrical values in the CC should be no more than 0.05%. The CC must provide the ability to display the connection mnemonic

diagram by means of local HMI and the ability to control the commutate equipment (a backup control method in case of a malfunction of the substation-level automated control system equipment).

CC must support the calendar synchronization service over the SNTP protocol in accordance with the requirements of the IEC 61850-8-1 standard. The internal clock of the CC, when the external synchronization is lost, must ensure that the internal time goes away by no more than 1 ms for 10 seconds. The transition to the backup source of external synchronization should be carried out within no more than 1 s. [3].

Key CC functions:

- obtaining measurement SV-flows of current and voltage from the ECT/ EVT connection, processing instantaneous values of current and voltage and registering the parameters of the received and calculated electrical quantities;
- reception of GOOSE messages and registration of discrete signals received from the DSC of the controlled connection;
- receiving GOOSE messages from adjacent IEDs;
- monitoring the status and passing/prohibiting the control of commutate equipment;
- transmission of two-bit status signals to the substation level of the commutation equipment;
- receiving control commands from the substation level;
- issuance of the control commands of the commutation equipment via GOOSE-messages to the DSC of the controlled connection;
- issuing remote control commands;
- display of the status of the commutation equipment, the connection scheme in the form of a mnemonic diagram and the process of functioning of the commutation equipment (including operational locks) on the display of the HMI CC;

- three-phase automatic re-activation with voltage control or synchronism detection; (when implementing the automatic re-activation function in the control unit);
- Breaker failure redundancy device; (when implementing the automatic re-activation function in the CP);

- file server

The file server refers to the devices of the substation control level of the digital substation and performs the functions of storing, processing data received from the communication server and presenting it to the personnel in the form of screen forms (processes, tables, graphs, etc.), as well as the function of remote monitoring, collecting and transmitting waveforms to the upper control levels. File servers include automated process control system servers and event collection and analysis servers ("gateways" for remote monitoring of relay protection and automated process control systems).

File servers must support the calendar synchronization service over the SNTP protocol in accordance with the requirements of the IEC 61850-8-1 standard. File servers must be designed to work with at least two calendar synchronization servers (primary and backup).

The file server must communicate with the communication servers and the personnel workstation via the station bus using the client-server exchange services in accordance with IEC 61850-8-1 and the corporate profile IEC 61850 of PJSC «FSK EES».

The file server must receive data from the communication server using the services of reports, file transfer in accordance with IEC 61850-7-2 and the corporate profile IEC 61850 of PJSC «FSK EES».

The file server must meet the requirements of the IEC 61850-8-1 standard for client-server communication. The file server must transmit data to the communication servers and the personnel workstation for data change, as well as on request using the services of reports, file transfer in accordance with IEC 61850-7-2 and the corporate profile IEC 61850 of PJSC «FSK EES» [3].

The file server must meet the requirements of the IEC 61850-8-1 standard for the client-server communication server. Protocol 104 should be used for data transfer from the automated process control system server to the network control center. Information interaction under protocol 104 should be based on the IEC 61850 information model. For this purpose, the file server must:

- create an information model of the protocol 104;
- create a survey/data acquisition model – create virtual IEC 61850 data objects.
- establish a correspondence between IEC 61850 virtual objects and Protocol 104 objects.

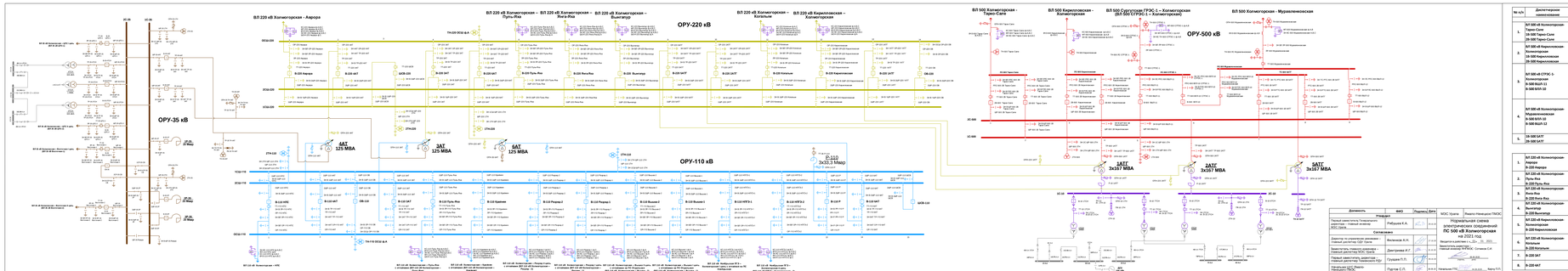
The file server should use the IEC 61850-80-1 standard as an algorithm for the interaction of information models of Protocol 104 and IEC 61850.

The communication interfaces of the file servers must be based on fiber-optic communication channels and meet the requirements of IEEE 802.3 in terms of the 1000BASE-LX interface. The file server must have duplicated communication interfaces that ensure the operation of a communication channel with parallel redundancy over the PRP protocol in accordance with IEC 62439-3. Communication interfaces of file servers must support QoS (IEEE 802.1 p) and VLAN (IEEE 802.1 Q) mechanisms.

- cable and wire products;

3.1 Conclusion. Further development

After implementing the listed equipment at the substation, we can create a LAN for the substation of the first architecture. In the future, using DMU and AMU, we can create architectures of the 2nd and 3rd types. With the help of, we will receive commands for controlling switching devices in the form of GOOSE-messages, and with the help of AMU, we will convert the analog signal from CT and VT into SV-streams according to the IEC 61850.


ОРУ-220 кВ
ОРУ-500 кВ
ОРУ-35 кВ
ОРУ-110 кВ
ВЛ 220 кВ Хопёрская - Аверка
ВЛ 220 кВ Хопёрская - Пугачёв-Рва
ВЛ 220 кВ Хопёрская - Выгаиград
ВЛ 220 кВ Хопёрская - Кагальник
ВЛ 220 кВ Хопёрская - Хопёрская
ВЛ 500 Хопёрская - Тарко-Сале
ВЛ 500 Кирилловская - Хопёрская
ВЛ 500 Сургутская ГРЭС-1 – Хопёрская (ВЛ 500 СГРЭС-1 - Хопёрская)
ВЛ 500 Хопёрская - Муравленковская
АТ-125 МВА
АТ-125 МВА
АТ-125 МВА
АТ-125 МВА
АТ-3х167 МВА
АТ-3х167 МВА
АТ-3х167 МВА
АТ-3х167 МВА
Р-110
3х31,5 МВар
ШСВ-110
ШСВ-220
ШСВ-500
ШСВ-35
ТН-500 ОСШ В А
ТН-110 ОСШ В А
ТН-220 ОСШ В А
ТН-35 ОСШ В А
ВЛ 110 кВ Кагальник - Ростов-Рва
ВЛ 110 кВ Кагальник - Ростов-Рва
ВЛ 110 кВ Кагальник - Ростов-Рва
ВЛ 110 кВ Кагальник - Ростов-Рва
ВЛ 110 кВ Кагальник - Ростов-Рва
ВЛ 110 кВ Кагальник - Ростов-Рва
ВЛ 110 кВ Кагальник-ТЕЦ-1
ВЛ 110 кВ Кагальник-ТЕЦ-1
ВЛ 110 кВ Кагальник-ТЕЦ-1

Приложение В. Технические параметры 1,2,5 АТГ. РЗА ВЛ. Сетевая автоматика.

Технические параметры 1, 2, 5 АТГ

АТГ включает в себя три однофазных автотрансформатора типа АОДЦТН-167000/500/220/10.

Расшифровка обозначения АОДЦТН-167000/500/220/10:

А – автотрансформатор;

О – однофазный;

ДЦ – принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла;

Т – трехобмоточный;

Н – регулирование напряжения под нагрузкой;

167000 – номинальная мощность автотрансформатора, кВ·А;

500 – класс напряжения обмотки высокого напряжения (ВН), кВ;

220 – класс напряжения обмотки среднего напряжения (СН), кВ;

10 – класс напряжения обмотки низкого напряжения (НН), кВ.

Таблица В.1 – Технические характеристики автотрансформатора АОДЦТН-167000/500/220/10

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерений	Норма	
1.	Номинальная мощность обмотки			
	-ВН	кВА	167000	
	-СН	кВА	167000	
	-НН	кВА	50000	
2.				
	-высшее	кВ	500/√3	
	-среднее	кВ	230/√3	
	-низшее	кВ	11	38,5
3.	Схема и группа соединений обмоток		Yн авто/Δ-0-11	
4.	РПН	Тип	SAV3(1)-1600-245/245-013	
	-положений	Шт.	13	
	-диапазон регулирования на СН	%/кВ	±6х2/257,84/√3 ÷202,16/√3	
5	Номинальный ток стороны			
	-ВН	А	578	
	-СН	А	1257	
	-НН	А	4545	1302

	Наибольший длительно допустимый ток в общей обмотке	А	750
6.	Масса		
	-полная	т	167
	-активная часть	т	95
	-масла	т	40
	-съемная часть бака	т	10
	-транспортная	т	146

Автотрансформатор состоит из следующих основных составных частей:

– Активная часть, включающая: остов, обмотки (ОО – общая обмотка, ПО – последовательная обмотка, ОНН – обмотка низшего напряжения, обмотка компенсирующая КО, изоляция, отводы, устройство прессовки отводов;

– Бак (1);

– Высоковольтные вводы (3, 4, 5, 6);

– Расширитель (2);

– Система охлаждения (9);

– Адсорбирующие фильтры;

– Устройство РПН с приводом (7);

– Газовая защита (10);

– Контрольно – измерительные приборы и аппаратура, защитные устройства (8).

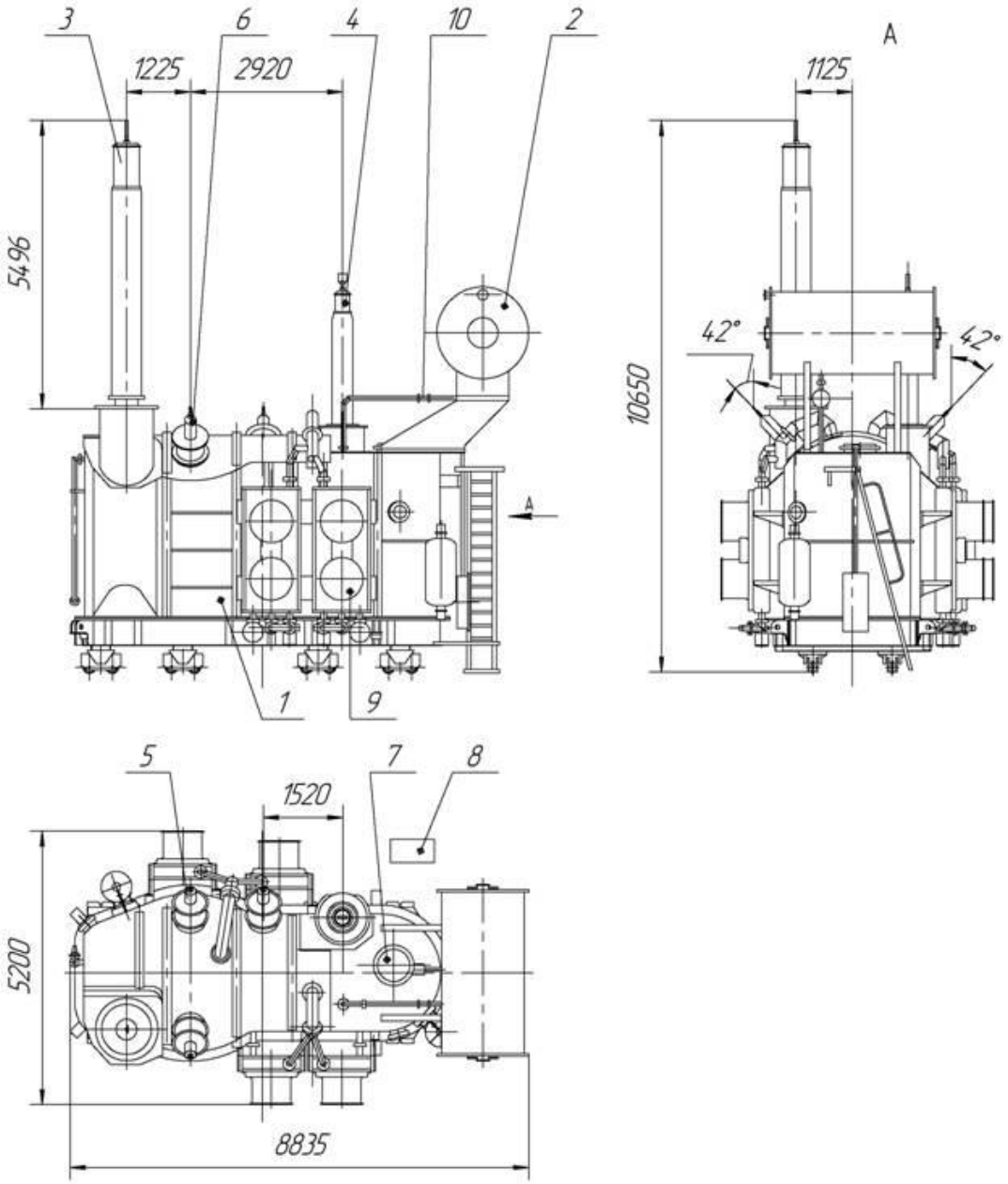


Рисунок В.1 – АОДЦТН-167000/500/220/10

<u>Активная часть:</u>

Остов АТ — состоит из двухрамного шихтованного магнитопровода, выполненного из листов холоднокатаной электротехнической стали не более 0,35 мм, имеющей жаростойкое изоляционное покрытие. Конструктивно магнитопровод состоит из одного стержня и двух боковых ярм (с сечением по 50% сечения основного стержня) и элементов конструкции, обеспечивающих: стяжку и прессовку магнитопровода, механическую прочность остова, изоляцию между активной сталью и металлическими деталями, заземление

магнитопровода и деталей стяжки, установку обмоток на остове и их прессовку, устойчивое положение остова и активной части в баке.

На основном стержне остова в следующем порядке расположены концентрично: обмотка низшего напряжения – НН; обмотка общая – ОО; обмотка последовательная – ПО,

На боковом стержне расположены:

– Обмотка компенсационная КО, служит для уменьшения сопротивления короткого замыкания между РО и ПО, ОО, обмоткой НН, а также определяет распределение магнитного потока по рамам магнитопровода;

– Обмотка регулировочная РО.

Главная изоляция обмоток маслобарьерного типа выполняется из набора изолирующих цилиндров, дистанцирующих реек и мягких угловых шайб (изоляция между обмотками), изолирующих и угловых шайб и дистанцирующих прокладок (изоляция от обмоток до заземленных чашей).

Отводы выполняются медным проводом. Регулировочные отпайки обмоток с помощью отводов соединятся с переключающим устройством. Все отводы, исключая гибкие связи, изолированы. Прессовка обмоток выполняется с помощью прессующих колец и винтов.

Высоковольтные вводы:

Вывод линейных концов ВН и СН производится с помощью маслоналолненных и герметичных вводов. Контроль давления герметичных вводов осуществляется манометрами, встроенными во втулки вводов, контроль уровня масла маслонаполненных вводов осуществляется маслоуказателями, встроенными в расширитель ввода.

Система охлаждения:

Сущность работы охлаждающего устройства состоит в том, что горячее трансформаторное масло из верхней части бака трансформатора засасывается электронасосом и прокачивается через радиатор, в котором оно охлаждается и по маслопроводам поступает в нижнюю часть бака.

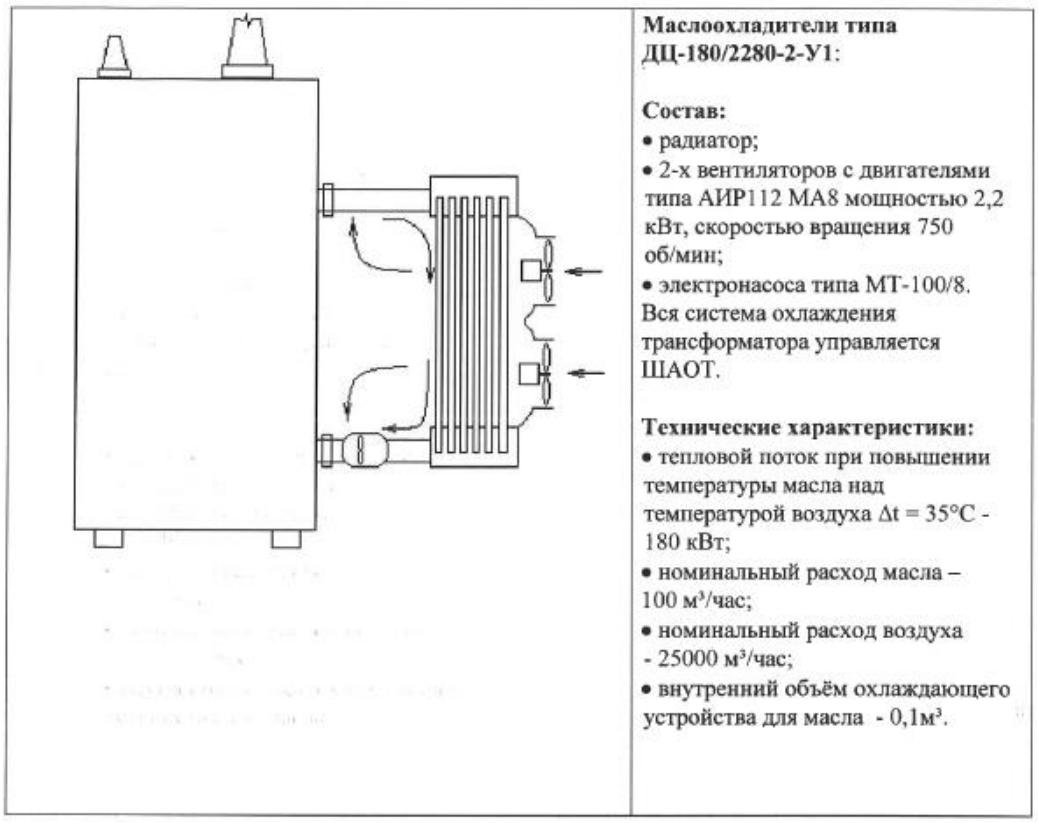


Рисунок В.2 – Система охлаждения ДЦ (с принудительной циркуляцией масла и воздуха)

Система охлаждения состоит из трех рабочих и одного резервного охлаждающих устройств типа ДЦ (встроенные циркуляционные насосы и навесные охладители с вентиляторами), навешенных на бак, шкаф автоматического управления, адсорбционных и пластинчатых фильтров. Охлаждающие устройства комплектуются электронасосами типа 5Т – 100/8У1, расположенными в нижней части охладителей и тихоходными вентиляторами типа НАП – 7,4.

Релейная защита и автоматика 1(2)АТГ

Основные защиты, действующие без выдержки времени на отключение 1(2)АТГ со всех сторон с запретом АПВ и пуском УРОВ-220, УРОВ-500:

– Дифференциальная защита (ДЗТ). Зона ДЗТ 1(2)АТГ ограничена трансформаторами тока (ТТ): встроенными во ввода 500 1(2)АТГ, выносными трансформаторами тока В-220 1АТГ (встроенными во ввода В-220 2АТГ), встроенными во ввода 10 1(2)АТГ. При замене В-220 1(2)АТГ на ОВ-220, ДЗТ

1(2)АТГ переводится на ТТ-220 ОВ. В зону действия ДЗТ 1(2)АТГ входит 1(2)АТГ, ошиновка 220 от 1(2)АТГ до ОСШ-220 и ОСШ-220;

– Газовая защита основного бака;

– Газовая защита РПН;

– Дифференциальная защита регулировочной и компенсационной обмоток.

Контроль изоляции вводов 500 (КИВ-500) действует в зависимости от величины токов утечки:

• на сигнал (3,5мА);

• на отключение 1(2)АТГ со всех сторон с запретом АПВ (13мА). Выполнена блокировка от неисправности токовых цепей КИВ-500 (ток срабатывания 35мА).

Резервные защиты АТГ:

– Токовая защита обратной последовательности (ТЗОП-500) на стороне 500, с приставкой от симметричных КЗ, действует:

а) 1 ступень, направленная в сеть 500:

• с первой выдержкой времени на отключение В-500 ВШЛ-11(12), 1(2)В-500 Кирилловская, Тарко-Сале, 5АТГ без запрета АПВ;

• со второй выдержкой времени на отключение со всех сторон с запретом АПВ 1(2)АТГ.

Б) 2 ступень, ненаправленная с приставкой от симметричных КЗ, с пуском по напряжению от 1(2)ТН-500 действует:

• с первой выдержкой времени на отключение ШСВ-220 без запрета АПВ;

• со второй выдержкой времени на отключение В-220 1(2)АТГ без запрета АПВ;

• с третьей выдержкой времени на отключение 1(2)АТГ со всех сторон с запретом АПВ.

– Трёхступенчатая токовая защита нулевой последовательности (ЗЗ- 500) на стороне 500, направленная в сеть 500, действует:

• с первой выдержкой времени на отключение В-500 ВШЛ-11(12), 1(2)В-500 Кирилловская, Тарко-Сале, 5АТГ без запрета АПВ;

• со второй выдержкой времени на отключение 1(2)АТГ со всех сторон с запретом АПВ.

– Две зоны дистанционной защиты (ДЗ-500) на стороне 500, направленная в сеть 220, действует:

• с первой выдержкой времени на отключение ШСВ-220 без запрета АПВ;

• со второй выдержкой времени на отключение В-220 1(2)АТГ без запрета АПВ;

• с третьей выдержкой времени на отключение 1(2)АТГ со всех сторон с запретом АПВ.

– Две зоны дистанционной защиты (ДЗ-220) на стороне 220, направленная в сеть 500, действует:

• с первой выдержкой времени на отключение В-500 ВШЛ-11(12), 1(2)В-500 Кирилловская, Тарко-Сале, 5АТГ без запрета АПВ;

• со второй выдержкой времени на отключение 1(2)АТГ со всех сторон с запретом АПВ.

– Трёхступенчатая токовая защита нулевой последовательности (ЗЗ- 220) на стороне 220, направленная в сеть 220, действует:

• с первой выдержкой времени на отключение ШСВ-220 без запрета АПВ;

• со второй выдержкой времени на отключение В-220 1(2)АТГ без запрета АПВ;

• с третьей выдержкой времени на отключение 1(2)АТГ со всех сторон с запретом АПВ.

– Защита от перегруза на стороне 500 и в нейтрали 1(2)АТГ действует на сигнал.

– Максимальная токовая защита (МТЗ-10) на стороне 10 1(2)АТГ без пуска по напряжению действует:

• с первой выдержкой времени на отключение всех В-10 1(2)С (АПВ на В-10 не выполнено);

• со второй выдержкой времени на отключение 1(2)АТГ со всех сторон с запретом АПВ.

– Дифференциальная защита ошиновки 10 (ДЗО-10) действует на отключение 1(2)АТГ со всех сторон с запретом АПВ. Зона действия ДЗО-10 ограничена ТТ установленными во вводах 10 1(2)АТГ и ТТ установленными в КРУН-10 1(2)АТГ.

– Защита от потери охлаждения (принудительной циркуляции масла) 1(2)АТГ действует на отключение 1(2)АТГ со всех сторон с запретом АПВ:

• через 10 минут при нагрузке более 80% номинальной и температуре верхних слоев масла выше 80°С;

• через 30 минут при температуре верхних слоев масла более 80°С независимо от нагрузки АТ;

• через 60 минут независимо от температуры верхних слоев масла и нагрузки. Работа АТГ даже в режиме холостого хода со всеми отключенными охладителями не допускается.

– Дуговая защита ОВОД-МД в КРУН-10 кВ 1АТГ (2АТГ): Быстродействующая селективная дуговая защита ОВОД-МД установлена в КРУН-10 кВ 1АТГ (2АТГ) с целью обнаружения замыканий, сопровождаемых открытой электрической дугой и выдачи сигнала на отключение аварийного участка без выдержки времени.

При возникновении дугового замыкания в отсеке ячейки 1ТСН (2ТСН), 7ТСН (6ТСН), 1ТН (2ТН) или С-10 и получении сигнала МТЗ от пусковых цепей МТЗ-10 1АТГ (2АТГ), устройство выдает команду на отключение:

• 1АТГ (2АТГ) со всех сторон с запретом АПВ.

При возникновении дугового замыкания в отсеке шинной сборки 1ТСН (2ТСН) или 7ТСН (6ТСН) и получении сигнала от МТЗ-10 1ТСН (2ТСН) или 7ТСН (6ТСН), устройство выдает команду на отключение:

• В-10 1ТСН (2ТСН) или 7ТСН (6ТСН), соответственно.

В случае неуспешного отключения В-10 1ТСН (2ТСН) или В-10 7ТСН (6ТСН) защита действует на отключение:

• 1АТГ (2АТГ) со всех сторон с запретом АПВ.

Автоматика управлением охлаждением.

Выполнена автоматика управления охлаждением 1(2)АТГ – пуск групп охлаждения в зависимости от температуры масла (более 50^0 С) и токовой нагрузки:

• на включение 1 рабочей группы охладителей при нагрузке АТГ менее 40% от номинальной;

• на включение 1 и 2 рабочих групп охладителей при нагрузке АТГ от 40 до 70 % от номинальной;

• на включение 1, 2 рабочих групп и дополнительной группы охладителей при нагрузке АТГ более 70 % от номинальной.

Отключение групп охладителей происходит при достижении температуры верхних слоев масла ниже 40°С. Циркуляционные насосы основных групп охлаждения включены постоянно. При отказе одной из групп охлаждения автоматически включается резервная группа.

Автоматика (АПВ) В-220 1(2)АТГ выполнена с контролями наличия и синхронности напряжения 1(2)ТН-500 и 1(2)ТН-220. Обеспечивает однократное повторное включение при отключении от ДЗШ-220, резервных защит 1(2)АТГ, направленных в сеть 220, при наличии напряжения на 1(2)ТН-500. Предусмотрена возможность синхронизации 1,2,5АТГ на выключателях В-220 ПС 500 кВ Холмогорская с помощью колонки синхронизации.

РПН 1(2)АТГ осуществляет регулирование напряжения на шинах 220 ПС 500 кВ Холмогорская путем перевода его под нагрузкой.

Защита от понижения давления элегаза в В-220 1(2)АТГ действует:

• первая уставка «низкое давление элегаза в выключателе» – предупредительный сигнал;

• вторая уставка «привод блокирован по низкому давлению элегаза в выключателе» – блокировка привода.

Защита от понижения давления элегаза в ТТ-220 1(2)АТГдействует:

• первая уставка – предупредительный сигнал;

• вторая уставка – аварийный сигнал.

Релейная защита и автоматика ВЛ 500 кВ Холмогорская – Тарко-Сале

Основная защита ВЛ дифференциально-фазная высокочастотная защита (ДФЗ) типа ДФЗ-503, действует на отключение выключателей ВЛ через избирательные органы ОАПВ без запрета АПВ.

Резервные защиты ВЛ:

• три зоны направленной дистанционной защиты (ДЗ-500) типа ДЗ-503, действует на отключение выключателей ВЛ:

• четырёхступенчатая направленная токовая защита нулевой последовательности (ЗЗ-500), действует на отключение выключателей ВЛ:

Защита от непереключения фаз выключателя, действует на его отключение без пуска УРОВ-500 и на пуск защиты от неполнофазного режима.

Защита от неполнофазного режима ВЛ с контролем срабатывания 4 ступени ЗЗ-500, по факту срабатывания индивидуальной защиты от непереключения фаз В-500 и отключенному положению второго выключателя защищаемой ВЛ, действует на отключение этого выключателя с пуском УРОВ-500.

Защита от повышения напряжения (АПН), действует на отключение выключателей ВЛ с запретом ТАПВ. АПН пускает собственный УРОВ. Действие УРОВ АПН аналогично действию УРОВ-500 1,2В- 500 Тарко-Сале.

Защита линейного ТН типа НКФ (ЗНКФЛ), используется для предупреждения повреждения ТН-500 Тарко-Сале от витковых замыканий, которая с выдержкой времени действует на отключение ВЛ 500 кВ Холмогорская - Тарко-Сале с запретом ТАПВ и пуском 1 команды АНКА-344 ВЛ 500 кВ Холмогорская - Тарко-Сале. Отключение ВЛ 500 кВ осуществляется через основную группу выходных реле. ЗНКФЛ выводится из работы перед выводом ДЗ-500 ВЛ 500 кВ Холмогорская - Тарко-Сале из работы, так как питание цепей напряжения ЗНКФЛ осуществляется от цепей напряжения ДЗ-500 ВЛ 500 кВ Холмогорская - Тарко-Сале [1].

<u>Автоматика ВЛ 500 кВ Холмогорская - Тарко-Сале</u> панели типа АПВ-503 (ОАПВ+ТАПВ) выполнена:

• для 1В-500 с контролем отсутствия напряжения на ТН-500 Тарко-Сале и наличия напряжения на 1ТН-500 или синхронизма напряжений на ТН-500 Тарко-Сале и 1ТН-500;

• для 2В-500 с контролем отсутствия напряжения на ТН-500 Тарко-Сале и наличием на 2ТН-500 или синхронности напряжения на ТН-500 Тарко-Сале и 2ТН-500.

Автоматика ВЛ 500 кВ Холмогорская – Тарко-Сале обеспечивает:

• при однофазных КЗ отключение одной повреждённой фазы и её однократное повторное включение;

• при включении, отключенной через ОАПВ фазы ВЛ, на устойчивое КЗ - отключение трёх фаз 1В и 2В ВЛ 500 кВ с запретом ТАПВ;

• при междуфазных КЗ на ВЛ, в том числе и при переходе однофазного КЗ в междуфазное, или возникновении повреждений на не отключенных фазах ВЛ до начала цикла ОАПВ повреждённой фазы, отключение трёх фаз 1В и 2В ВЛ 500 кВ и их однократное ТАПВ;

• при всех видах повреждений на оставшихся в работе фазах ВЛ, возникающих в цикле ОАПВ повреждённой фазы, отключение трёх фаз 1В и 2В ВЛ 500 кВ с запретом ТАПВ;

• преимущество ТАПВ одного из выключателей ВЛ (выбирается оперативно);

• блокирование ТАПВ второго (первого) выключателя при неуспешном ТАПВ первого (второго) выключателя.

<u>УРОВ-500 1(2)В-500 Тарко-Сале</u>, действует:

• без выдержки времени на отключение 1(2)В-500 Тарко-Сале;

• с выдержкой времени на выходные реле защит ВЛ 500 кВ Холмогорская – Тарко-Сале с запретом АПВ и пуском 1-й команды АНКА-344 ВЛ 500 кВ Холмогорская – Тарко-Сале;

• с выдержкой времени, через выходные реле ДЗО-500 1(2)С, на отключение 1(2)С-500 и 1(2)АТГ.

Работа УРОВ-500 осуществляется по следующим факторам:

• срабатывание выходных реле защит (основных или резервных защит ВЛ, ОАПВ ВЛ, ДЗО-500 1(2)С, основных или резервных защит 1(2)АТГ);

• действие защит на выключатель В-500;

• наличие тока через выключатель.

Релейная защита и автоматика ВЛ 220 кВ Холмогорская – Когалым

Основная защита ВЛ направленная высокочастотная защита (НВЧЗ) типа ПДЭ-2802 с ВЧ постом АВЗК-80, действует на отключение выключателя ВЛ с пуском УРОВ-220.

При замене В-220 Когалым на ОВ-220, ПДЭ-2802 переводится действием на отключение ОВ-220, ТТ-220 ОВ вводятся в схему ПДЭ-2802 с помощью панели перевода токовых цепей.

Резервные защиты ВЛ типа ЭПЗ-1636 с действием на отключение выключателя ВЛ с пуском УРОВ-220 от выходных реле защит. В состав панели ЭПЗ-1636 входят:

• три зоны направленной дистанционной защиты (ДЗ-220);

• четырёхступенчатая направленная токовая защита нулевой последовательности (ЗЗ-220);

• межфазная токовая отсечка (МФТО).

Автоматика (АПВ) В-220 Когалым обеспечивает однократное повторное включение ВЛ. При выводе в ремонт 1АТГ на В-220 Когалым оперативно вводится дополнительный режим АПВ.

Защита понижения давления элегаза в В-220 Когалым:

• первая уставка – предупредительный сигнал и выпадает блинкер «низкое давление элегаза В-220»;

• вторая уставка – действует на блокировку В-220 и выпадают блинкера «обрыв цепей управления», «аварийное давление элегаза В-220».

Защита понижения давления элегаза в ТТ-220 Когалым:

• первая уставка – предупредительный сигнал и выпадает блинкер «низкое давление элегаза ТТ»;

• вторая уставка – аварийный сигнал и выпадает блинкер «аварийное давление элегаза ТТ».

<u>УРОВ – 220:</u>

При работе защит ВЛ 220 кВ и отказе в отключении В-220 ВЛ, зафиксированной за 1СШ-220 или 2СШ-220 действует на отключение всех выключателей 1СШ-220 или 2СШ-220 через выходные реле ДЗШ-220 без запрета АПВ шин.

При повреждении одной из систем шин и отказе в отключении ШСВ-220 действует на отключение другой системы шин через выходные реле ДЗШ-220 без запрета АПВ шин.

При работе защит 1АТГ, 2АТГ, 5АТГ, 3(4)АТ и отказе в отключении соответственно В-220 1АТГ, В-220 2АТГ, В-220 5АТГ, В-220 3(4)АТ действует на отключение всех выключателей 1СШ-220 или 2СШ-220 через выходные реле ДЗШ-220 с запретом АПВ шин.

При работе ДЗШ-220 1(2)СШ и отказе в отключении В-220 ВЛ действует на останов ВЧ передатчиков защит (ДФЗ, ПДЭ-2802) всех ВЛ подключенных к 1(2)СШ-220.

При работе ДЗО-500 5АТГ и отказе в отключении В-220 5АТГ действует на отключение 5АТГ с запретом АПВ [1].

Релейная защита и автоматика ВЛ 110 кВ Холмогорская – Вышка I (II) цепь, ВЛ 110 кВ Холмогорская – НПС

<u>Основные защиты ВЛ</u> типа ЭПЗ-1636 действуют на отключение выключателя ВЛ с пуском УРОВ-110. В состав панели ЭПЗ-1636 входят:

• три зоны направленной дистанционной защиты (ДЗ-110);

• четырёхступенчатая направленная защита нулевой последовательности (ЗЗ-110);

• междуфазная токовая отсечка (МФТО).

Автоматика (АПВ) В-110 обеспечивает однократное повторное включение ВЛ.

Защита от понижения давления элегаза В-110 НПС (Вышка-1) действует:

• первая уставка – предупредительный сигнал и выпадает блинкер «низкое давление элегаза В-110»;

• вторая уставка – действует на блокировку В-110 и выпадают блинкера «обрыв цепей управления», «аварийное давление элегаза В-110».

Защита от понижения давления элегаза ТТ-110 НПС действует:

• первая уставка – предупредительный сигнал и выпадает блинкер «низкое давление элегаза ТТ»;

• вторая уставка – аварийный сигнал и выпадает блинкер «аварийное давление элегаза ТТ».

УРОВ – 110:

При работе защит ВЛ и отказе в отключении выключателя ВЛ, зафиксированной за 1СШ-110 или 2СШ-110 действует через выходные реле ДЗШ-110 на отключение всех выключателей 1СШ-110 или 2СШ- 110 без запрета АПВ шин.

При повреждении одной из систем шин и отказе в отключении ШСВ-110 действует на отключение другой системы шин через выходные реле ДЗШ-110 без запрета АПВ шин.

При работе защит 3(4)АТ и отказе в отключении В-110 3(4)АТ действует на отключение всех выключателей 1(2)СШ-110 через выходные реле ДЗШ-110 с запретом АПВ шин.

При работе ДЗШ-110 1(2)СШ и отказе в отключении В-110 ВЛ, действует на останов ВЧ передатчиков защит (ДФЗ) всех ВЛ подключенных к 1(2)СШ-110, оборудованных ВЧ защитой (ДФЗ).

При работе ДЗШ-110 1(2)СШ и отказе в отключении В-110 3(4)АТ действует на отключение 3(4)АТ с запретом АПВ.

Системная противоаварийная автоматика

<u>Автоматика прекращения асинхронного хода (АПАХ)</u> ВЛ 220 кВ Холмогорская – Вынгапур.

АПАХ ВЛ 220 кВ Холмогорская – Вынгапур по токовым цепям включена на сумму токов В-220 Вынгапур и В-220 Янга-Яха более 1000А, на три цикла качаний с периодом менее 2с. При замене В-220 Вынгапур или В-220 Янга-Яха перевод токовых цепей ОВ-220 в схему АПАХ не предусмотрен, поэтому при замене В-220 Вынгапур или В-220 Янга-Яха на ОВ-220 АПАХ выводится из работы и исключаются ТТ В-220 Вынгапур или В- 220 Янга-Яха из схемы АПАХ.

АПАХ ВЛ 220 кВ ВЛ 220 кВ Холмогорская – Вынгапур действует на:

• отключение В-220 Янга-Яха и В-220 Вынгапур с запретом АПВ;

• отключение В-110 НПГЭ-2(ОВ-110) и В-110 НПГЭ-1 (ОВ-110) с запретом АПВ;

• цепи отключения ОВ-220 от АПАХ не выполнены.

<u>Автоматика включения реактора (АВ) Р-110:</u>

АВ Р-110 предназначена для включения реактора при повышении напряжения на шинах 110 до значения 135/√3 кВ фазных с временем 2,5с. При замене В-110 Р на ОВ-110, действие АВ переводится на ОВ-110. При работе ДЗШ-110, основных и резервных защит реактора, АВ реактора блокируется.

<u>Автоматика снижения напряжения (АСН) Р-110:</u>

АСН Р-110 предназначена для отключения реактора при понижении напряжения на шинах 110 до значения 105/$\sqrt{3}$ кВ фазных с временем 1,4с. При замене В-110 Р на ОВ-110, действие АСН переводится на ОВ-110.

<u>Автоматика разгрузки линии (АРЛ-220):</u>

Ток срабатывания АРЛ-220 сезонно задается ТРДУ (лето / зима) по одной из ВЛ 220 кВ. Изменение уставок лето / зима, выполняет персонал РЗА по указанию службы электрических режимов Тюменского РДУ.

Действие АрЛ-220 приведено в таблице 2.

Таблица В.2 – Действие ступеней АРЛ-220

Ступень АРЛ	**Действие АРЛ-220**	**Реализация**
1	Пуск 5 команды АНКА-524 ВЛ 220 кВ Аврора, Пуск 5 команды АНКА-544 ВЛ 220 кВ Пуль-Яха	Пуск УОН на ПС 220 кВ Пуль-Яха и ПС 220 кВ Муравленковская
2	Пуск 4 команды АНКА-524 ВЛ 220 кВ Аврора, Пуск 4 команды АНКА-544 ВЛ 220 кВ Пуль-Яха	Пуск УОН на ПС 220 кВ Пуль-Яха и ПС 220 кВ Муравленковская
3	Пуск 6 команды АНКА-344 ВЛ 500 кВ Тарко-Сале Пуск 10 команды ПРД РСМ (ВОЛС) ВЛ 500 кВ Муравленковская Пуск 10 команды ПРД ETL-460 ВЛ 500 кВ Муравленковская	Пуск УОН на ПС 500 кВ Тарко-Сале

Действие УОН выполнено на отключение присоединений с блокировкой АПВ.

Блокировка АПВ на ПС 500 кВ Тарко-Сале, ПС 220 кВ Пуль- Яха и ПС 500 кВ Муравленковская снимается по команде диспетчера Тюменского РДУ от кнопки деблокирования АПВ, расположенных в цепях оперативного тока АРЛ-220 на ПС 500 кВ Холмогорская. При замене В-220 Пуль-Яха или В-220 Аврора на ОВ-220, АРЛ-220 подключается к ТТ-220 ОВ.

<u>Автоматика разгрузки линии (АРЛ-110):</u>

Ток срабатывания АРЛ-110 сезонно задается ТРДУ (лето / зима) по одной из ВЛ 110 кВ с контролем направления активной мощности от шин в линию. Иизменение уставок лето / зима, выполняет персонал РЗА по указанию службы электрических режимов Тюменского РДУ. Действие ступеней АРЛ-110 выполнено аналогично АРЛ-220, за исключением 3 ступени, выведенной действием на сигнал. При замене В-110 Пуль-Яха или В-110 Крайняя на ОВ-110, АРЛ-110 подключается к ТТ-110 ОВ [1].

<u>Автоматика от повышения напряжения (АПН-500)</u>:

Назначение АПН – ликвидация повышения напряжения до значения, опасного для оборудования. АПН выполнена на каждом вводе с запретом ТАПВ и пуском УРОВ АПН:

• ВЛ 500 кВ СГРЭС1 – Холмогорская - на отключение ВШЛ-11 и ВЛЛ-10;

• ВЛ 500 кВ Кирилловская – Холмогорская - на отключение 1В и 2В;

• ВЛ 500 кВ Холмогорская – Тарко-Сале - на отключение 1В и 2В;

• ВЛ 500 кВ Холмогорская – Муравленковская - на отключение ВШЛ-12 и ВЛЛ-10;

Таблица В.3 – Уставки АПН

Ввод	**$U_ф$, кВ**	**Q, МВар**	**Выдержка времени АПН, с**
ВЛ 500 кВ СГРЭС1	600/√3	210/3	3,5
ВЛ 500 кВ Кирилловская	600/√3	90/3	4
ВЛ 500 кВ Тарко-Сале (грубая ступень)	700/√3	-	0,15
ВЛ 500 кВ Тарко-Сале (чувствительная ступень)	600/√3	150/3	4
ВЛ 500 кВ Муравленковская	600/√3	90/3	3

<u>Частотно - делительная автоматика по частоте и напряжению (ДАЧН)</u> ВЛ 110 кВ НПГЭ-Холмогорская-1, ВЛ 110 кВ НПГЭ- Холмогорская-2:

ДАЧН предназначена для предотвращения аварийного снижения частоты Ноябрьского энергоузла путем отключения потребителей (автоматическая частотная разгрузка) и/или автоматической разгрузки по снижению напряжения и для включения отключенных потребителей после ликвидации аварийного дефицита мощности (автоматическое повторное включение по частоте).

- Условия срабатывания пускового органа ДАЧН по частоте:

1 ступень: 47,0 Гц с выдержкой времени 0,3 с;

2 ступень: 47,5 Гц с выдержкой времени 30 с;

- Условия срабатывания пускового органа ДАЧН по напряжению:

77/√3 кВ фазных первичных с выдержкой времени 8 с.

При выполнения любого из условия ДАЧН действует на отключения В-110 (ОВ-110) НПГЭ-1 и 2 с запретом АПВ [1].

Приложение Г. Состав, защит и автоматики управления выключателем ВЛ, В, АТ(Т), СШ(С).

Таблица Г.1. Состав, защит и автоматики управления выключателем ВЛ, В, АТ(Т), СШ(С).

Присоединение (диспетчерское наименование)	**Защиты и автоматики**	**Диспетчерское наименование защит и автоматики управления выключателем**	**Тип шкафа**
ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Холмогорская	Основные	НДЗ ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Холмогорская (ОАПВ В-500 ВШЛ-11, В-500 ВЛЛ-10)	Шкаф типа ШЭ2710 538
	Резервные	ДЗ ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Холмогорская (ОАПВ В-500 ВШЛ-11, В-500 ВЛЛ-10)	Шкаф типа ШЭ2710 521
		ТЗНП, МФТО, ЗНР ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Холмогорская	
	ТАПВ	АПВ ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Холмогорская (ТАПВ В-500 ВШЛ-11, ТАПВ В-500 ВЛЛ-10)	Шкаф типа ШЭ2710 511
	УРОВ	УРОВ В-500 ВШЛ-11, УРОВ В-500 ВЛЛ-10	
ВЛ 500 кВ– Холмогорская – Муравленковская	Основные	Комплект РЗ №1 ВЛ 500 кВ Холмогорская – Муравленковская (ДЗЛ, МФТО, ЗНР) (L90)	Шкаф типа L90 (General Electric)
	Резервные	Комплект РЗ №2 ВЛ 500 кВ Холмогорская – Муравленковская (КСЗ, ЗНР) (GE D60)	Шкаф типа D60 (General Electric) – 1 комплект
		Комплект РЗ №3 ВЛ 500 кВ Холмогорская – Муравленковская (КСЗ, ЗНР) (GE D60)	Шкаф типа D60 (General Electric) – 2 комплект
В-500 ВШЛ-11	АУВ	АУВ В-500 ВШЛ-11 (ЗНФ, АУВ)	Шкаф типа ШЭ2710-511
В-500 ВЛЛ-10	АУВ	АУВ В-500 ВЛЛ-10 (ЗНФ, АУВ)	Шкаф типа ШЭ2710-511
	ОАПВ, ТАПВ, УРОВ для ВЛ 500 кВ– Холмогорская – Муравленковская	Комплект РЗА В-500 ВЛЛ-10 (ОАПВ, ТАПВ, УРОВ)	Шкаф типа С60 (General Electric)
В-500 ВШЛ-12	ОАПВ, ТАПВ, УРОВ	Комплект РЗА В-500 ВШЛ-12 (ОАПВ, ТАПВ, УРОВ) (С60)	Шкаф типа С60 (General Electric)
	АУВ	АУВ В-500 ВШЛ-12 (ЗНФ, АУВ) (С30)	Шкаф типа С30 (General Electric)
ВЛ 500 кВ Кирилловская – Холмогорская	Основные	ДФЗ, ДЗ, ТЗНП ВЛ 500 кВ Кирилловская – Холмогорская	Шкаф типа ШЭ2710 582
	Резервные	ДЗ ВЛ 500 кВ Кирилловская – Холмогорская (ОАПВ)	Шкаф типа ШЭ2710 521
		ТЗНП, МФТО, ЗНР ВЛ 500 кВ Кирилловская – Холмогорская (ОАПВ)	
	ТАПВ	АПВ ВЛ 500 кВ Кирилловская – Холмогорская (ТАПВ 1В-500 Кирилловская, 2В-500 Кирилловская)	Шкаф типа ШЭ2710 511
	УРОВ	УРОВ 1В, 2В-500 Кирилловская	

1(2) В-500 Кирилловская	АУВ	АУВ 1(2)В-500 Кирилловская (ЗНФ, АУВ)	Шкаф типа ШЭ2710-511
ВЛ 500 кВ Холмогорская – Тарко-Сале	Основные	ДФЗ ВЛ 500 кВ Холмогорская – Тарко-Сале (ДФЗ-503)	Шкаф типа ШЭ2710 582
	Резервные	ДЗ ВЛ 500 кВ Холмогорская – Тарко-Сале	Шкаф типа ШЭ2710 521
		ТЗНП, МФТО, ЗНР ВЛ 500 кВ Холмогорская – Тарко-Сале	
	ТАПВ	АПВ ВЛ 500 кВ Холмогорская-Тарко-Сале (ТАПВ 1В-500 Тарко-Сале, 2В-500 Тарко-Сале)	Шкаф типа ШЭ2710 511
	УРОВ	УРОВ 1В, 2В-500 Тарко-Сале	
1(2) В-500 Тарко-Сале	АУВ	АУВ 1(2) В-500 Тарко-Сале (ЗНФ, АУВ, ТАПВ)	Шкаф типа ШЭ2710-511
1,2,5АТГ	Основные	ДЗТ, ГЗ, ГЗ РПН, КИВ-500, защита от потери охлаждения, дифференциальная защита регулировочной и компенсационной обмотки 1,2,5АТГ	Шкаф типа ШЭ2710 542543
	Резервные	ТЗОП-500, ЗЗ-500, ДЗ-500, ДЗ-220, ЗЗ, ЗНР-220, МТЗ-10, ДЗО-10 1,2,5АТГ, ЗНР-500 5АТГ	Шкаф типа ШЭ2607 572
В-220 1(2)АТГ	АУВ	Автоматика В-220 1(2)АТГ (АУВ)	Шкаф типа ШЭ2607 019
1В-500 5АТГ	АУВ	Автоматика 1В-500 5АТГ (ЗНПФ, АУВ)	2 шкафа типа ШЭ2607 511
	УРОВ	УРОВ 1В-500 5АТГ	
2В-500 5АТГ	АУВ	Автоматика 2В-500 5АТГ (ЗНФ, АУВ)	
	УРОВ	УРОВ 2В-500 5АТГ	
В-220 5АТГ	АУВ	Автоматика В-220 5АТГ (АУВ)	Шкаф типа ШЭ2607 019
1(2)С-500	Основные	ДЗО 1(2)С-500	2 шкафа типа ШЭ2710 562
ВЛ 220 кВ Кирилловская – Холмогорская	Основные	ДФЗ ВЛ 220 кВ Кирилловская – Холмогорская	Шкаф типа ШЭ2607 083
		НВЧЗ ВЛ 220 кВ Кирилловская – Холмогорская	
	Резервные	Комплект РЗ ВЛ 220 кВ Кирилловская – Холмогорская (КСЗ, ЗНР)	Шкаф типа ШЭ2607 011021
В-220 Кирилловская	АУВ	Автоматика В-220 Кирилловская	
ВЛ 220 кВ Холмогорская – Когалым	Основные	НВЧЗ ВЛ 220 кВ Холмогорская – Когалым	Шкаф типа ШЭ2607 083
	Резервные	ДЗ, ЗЗ, МФТО ВЛ 220 кВ Холмогорская – Когалым	Шкаф типа ШЭ2607 011021
В-220 Когалым	АУВ	Автоматика В-220 Когалым	
ВЛ 220 кВ Холмогорская – Вынгапур	Основные	ДФЗ ВЛ 220 кВ Холмогорская – Вынгапур	Шкаф типа ШЭ2607 083
		НВЧЗ ВЛ 220 кВ Холмогорская – Вынгапур	Шкаф типа ШЭ2607 083
	Резервные	Комплект РЗ ВЛ 220 кВ Холмогорская –Вынгапур (КСЗ, ЗНР)	Шкаф типа ШЭ2607 011021
В-220 Вынгапур	АУВ	Автоматика В-220 Вынгапур	
ВЛ 220 кВ Холмогорская – Пуль-Яха	Основные	ДФЗ ВЛ 220 кВ Холмогорская – Пуль-Яха	Шкаф типа ШЭ2607 083
	Резервные	ДЗ, ЗЗ, МФТО ВЛ 220 кВ Холмогорская – Пуль-Яха	Шкаф типа ШЭ2607 012021
В-220 Пуль-Яха	АУВ	Автоматика В-220 Пуль-Яха	

ВЛ 220 кВ Холмогорская – Аврора	Основные	ДФЗ ВЛ 220 кВ Холмогорская – Пуль-Яха	Шкаф типа ШЭ2607 083
	Резервные	Комплект РЗ ВЛ 220 кВ Холмогорская –Аврора (КСЗ, ЗНР)	Шкаф типа ШЭ2607 012021
В-220 Аврора	АУВ	Автоматика В-220 Аврора	
ВЛ 220 кВ Холмогорская – Янга-Яха	Основные	ДФЗ ВЛ 220 кВ Холмогорская – Янга-Яха	Шкаф типа ШЭ2607 083
		НВЧЗ ВЛ 220 кВ Холмогорская – Янга-Яха	Шкаф типа ШЭ2607 083
	Резервные	Комплект РЗ ВЛ 220 кВ Холмогорская –Янга-Яха (КСЗ, ЗНР)	Шкаф типа ШЭ2607 011021
В-220 Янга-Яха	АУВ	Автоматика В-220 Янга-Яха	
3(4)АТ	Основные	ДЗТ, ГЗ, ГЗ РПН, 3(4)АТ	2 шкафа типа ШЭ2607-042
	Резервные	ТЗОП-220, ЗЗ-220, ДЗ-110, ЗЗ-110 , МТЗ-35, 3(4)АТ	2 шкафа типа ШЭ2607 072
В-220 3(4)АТ	АУВ	Автоматика В-220 3(4)АТ	2 шкафа типа ШЭ2607 019
В-110 3(4)АТ	АУВ	Автоматика В-110 3(4)АТ	
6АТ	Основные	ДЗТ (1 и 2 комплекты), ГЗ, ГЗ РПН, 6АТ	2 шкафа типа ШЭ2607-042
	Резервные	КСЗ 220кВ (ДЗ, ЗЗ) 6АТ	Шкаф типа ШЭ2607-072
	Резервные	КСЗ 110кВ (ДЗ, ЗЗ) 6АТ	Шкаф типа ШЭ2607-072
В-220 6АТ	АУВ	Комплект РЗА В-220 6АТ (УРОВ, ТАПВ)	Шкаф типа ШЭ2607-019
В-110 6АТ	АУВ	Комплект РЗА В-110 6АТ (УРОВ, ТАПВ)	Шкаф типа ШЭ2607-019
1(2)СШ-220	Основные	ДЗШ-220 1(2)С	Шкаф типа ШЭ2607 065
ОВ-220	Резервные	ДЗ, ЗЗ, МФТО ОВ-220	Шкаф ШЭ2607 011021
	АУВ	Автоматика ОВ-220	
ШСВ-220	Основные	МТЗ-220, ЗЗ-220	Шкаф типа ШЭ2607 015
	АУВ	Автоматика ШСВ-220	
ВЛ 110 кВ Холмогорская – Разряд-1(2)	Основные	ДФЗ ВЛ-110кВ Холмогорская – Разряд-1(2)	Шкаф типа ШЭ2607 083
	Резервные	ДЗ, ЗЗ, МФТО ВЛ 110 кВ Холмогорская – Разряд-1(2)	Шкаф типа ШЭ2607 011021
В-110 Разряд-1(2)	АУВ	Автоматика Разряд-1(2)	
ВЛ 110 кВ Холмогорская – Пуль-Яха (Крайняя)	Основные	ДФЗ ВЛ-110кВ Холмогорская – Пуль-Яха (Крайняя)	Шкаф типа ШЭ2607 083
	Резервные	ДЗ, ЗЗ, МФТО ВЛ 110 кВ Холмогорская – Пуль-Яха (Крайняя)	Шкаф типа ШЭ2607 011021
В-110 Пуль-Яха (Крайняя)	АУВ	Автоматика В-110 Пуль-Яха (Крайняя)	
ВЛ 110 кВ Холмогорская – НПГЭ-1(2)	Основные	ДФЗ ВЛ 110 кВ Холмогорская – НПГЭ-1(2)	Шкаф типа ШЭ2607-031
	Резервные+ АУВ В-110 НПГЭ-1(2)	ДЗ, ЗЗ, МФТО ВЛ-110кВ Холмогорская – НПГЭ-1(2) +АУВ В-110 НПГЭ-1(2)	Шкаф типа ШЭ2607-011021
ВЛ 110 кВ Холмогорская – Вышка-1(2), НПС	Основные	ДЗ, ЗЗ, МФТО ВЛ 110 кВ Холмогорская – Вышка-1(2), НПС	Шкаф типа ШЭ2607 011021
В-110 Вышка-1(2), НПС	АУВ	Автоматика В-110 Вышка-1(2), НПС	
Р-110	Основные	ДЗР, ГЗ Р-110	3 шкафа типа ШЭ2607 049
	Резервные	ЗЗ-110 Р-110	3 шкафа типа ШЭ2607 049
В-110 Р	АУВ	АУВ В-110 Р	Шкаф типа

			ШЭ2607 011
1(2)СШ-110	Основные	ДЗШ-110 1(2)С	Шкаф типа ШЭ2607 065
ОВ-110	Резервные+ АУВ ОВ-110	ДЗ, ЗЗ, МФТО ОВ-110 +АУВ ОВ-110	Шкаф типа ШЭ2607-013
ШСВ-110	Основные	МТЗ-110, ЗЗ-110	Шкаф типа ШЭ2607 015

Приложение Д. Основные технические характеристики ВЭБ-УЭТМ-110

Таблица Д.1. Основные технические характеристики ВЭБ-УЭТМ-110

№	Наименование параметра	ВЭБ-УЭТМ-110
1	Номинальное напряжение, кВ	110
2	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
3	Номинальный ток, А	2500; 3150
4	Номинальный ток отключения, кА	40
5	Ток включения, кА:	
	наибольший ток	102
	начальное действующее значение периодической составляющей	40
6	Сквозной ток короткого замыкания, кА:	
	наибольший пик	102
	начальное действующее значение периодической составляющей	40
	ток термической стойкости	40
	время протекания термической стойкости, с	3
7	Номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %, не более	40
8	Ток ненагруженных линий, отключаемый без повторных пробоев, А, не более	31,5
9	Ток одиночной конденсаторной батареи с глухозаземленной нейтраль, отключаемый без повторных побоев, А	0-300
10	Отключаемый индуктивный ток шунтирующего трансформатора, А	500
11	Отключаемый ток намагничивания ненагруженных трансформаторов, А	8,5
12	Собственное время отключения, с	$0{,}035_{-0{,}005}$
13	Полное время отключения, с	$0{,}055_{-0{,}005}$
14	Собственное время включения, с, не более	$0{,}062_{-0{,}018}$
15	Расход элегаза на утечки в год, % от массы элегаза, не более	0,5
16	Абсолютное давление элегаза, МПа	
	Давление заполнения (номинальное)	0,5
	Давление предупредительной сигнализации	0,44
	Давление блокировки (запрет оперирования или отключение включателя с запретом на включение)	0,42
17	Трансформаторы тока:	
	Количество для приборов измерения и учета электроэнергии и для приборов релейной защиты на полюс, шт.	До 8

	Номинальный первичный ток, А	От 100 до 3150
	Номинальный вторичный ток, А	5 или 1
	Классы точности:	
	Для измерения	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5; 1
	Для защиты	5P; 10P; 5PR; 10PR; TPY; TPZ
	Номинальные вторичные нагрузки, ВА:	
	Для измерения	До 100
	Для защиты	До 100
	Коэффициент безопасности трансформаторов для измерения	От 2 до 30
	Предельная кратность трансформаторов для защиты	От 2 до 250

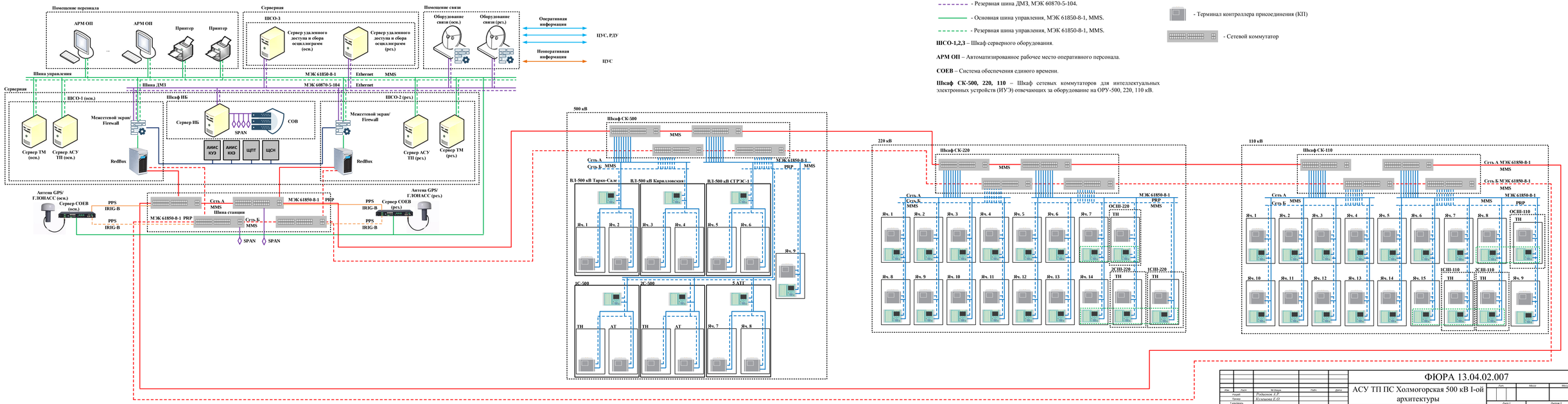
Приложение Е. Основные технические характеристики ВЭБ-УЭТМ-220

Таблица Е.1. Основные технические характеристики ВЭБ-УЭТМ-220

№	Наименование параметра	ВЭБ-УЭТМ-220
1	Номинальное напряжение, кВ	220
2	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252
3	Номинальный ток, А	2500; 3150
4	Номинальный ток отключения, кА	50
5	Параметры сквозного тока короткого замыкания, кА:	
	наибольший ток	125
	начальное действующее значение периодической составляющей	50
	Ток термической стойкости	50
	время протекания термической стойкости, с	3
	Номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %, не более	47
6	Параметры тока включения, кА :	
	наибольший ток	125
	начальное действующее значение периодической составляющей	50
7	Ток ненагруженных линий, отключаемый без повторных пробоев, А, не более	125
8	Ток одиночной конденсаторной батареи, отключаемый без повторных пробоев, А	400
9	Ток шунтирующего реактора, А	
	Минимальный ток	100
	Нормированное значение тока отключения	315
10	Минимальное бестоковая пауза при АПВ, с	0,3
11	Тип привода	Пружинный
12	Номинальное напряжение питания электродвигателя завода включающих пружин, В	+220/~230 1 фаза или =110
13	Мощность электродвигателей завода включающих пружин, кВт	2х1,0
14	Время завода включающих пружин, с, не более	15
15	Напряжение переменного тока питания подогревательных устройств, В	230
16	Собственное время отключения, с	$0{,}02^{+0{,}005}/_{-0{,}002}$
17	Полное время отключения, с	0,05
18	Собственное время включения, с, не более	0,07
19	Трансформаторы тока:	
	Количество для приборов измерения и учета электроэнергии и для приборов релейной защиты на полюс, шт.	До 8

	Номинальный первичный ток, А	От 100 до 3150
	Номинальный вторичный ток, А	5 или 1
	Классы точности:	
	Для измерения	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5; 1
	Для защиты	5P; 10P; 5PR; 10PR; TPY; TPZ
	Номинальные вторичные нагрузки, ВА:	
	Для измерения	До 100
	Для защиты	До 100
	Коэффициент безопасности трансформаторов для измерения	От 2 до 30
	Предельная кратность трансформаторов для защиты	От 2 до 250

Приложение Ё1



- Основная (Сеть А) шина станции, МЭК 61850-8-1, MMS.
- Резервная (Сеть Б) шина станции, МЭК 61850-8-1, MMS.
- Основная (Сеть А) шина станции, МЭК 61850-8-1, MMS.
- Резервная (Сеть Б) шина станции, МЭК 61850-8-1, MMS.
- Основная шина ДМ3, МЭК 60870-5-104.
- Резервная шина ДМ3, МЭК 60870-5-104.
- Основная шина управления, МЭК 61850-8-1, MMS.
- Резервная шина управления, МЭК 61850-8-1, MMS.

ШСО-1,2,3 – Шкаф серверного оборудования.

АРМ ОП – Автоматизированное рабочее место оперативного персонала.

СОЕВ – Система обеспечения единого времени.

Шкаф СК-500, 220, 110 – Шкаф сетевых коммутаторов для интеллектуальных электронных устройств (ИУ^Э) отвечающих за оборудование на ОРУ-500, 220, 110 кВ.

Шкаф ИБ – Шкаф, содержащий ПТК для обеспечения информационной безопасности.

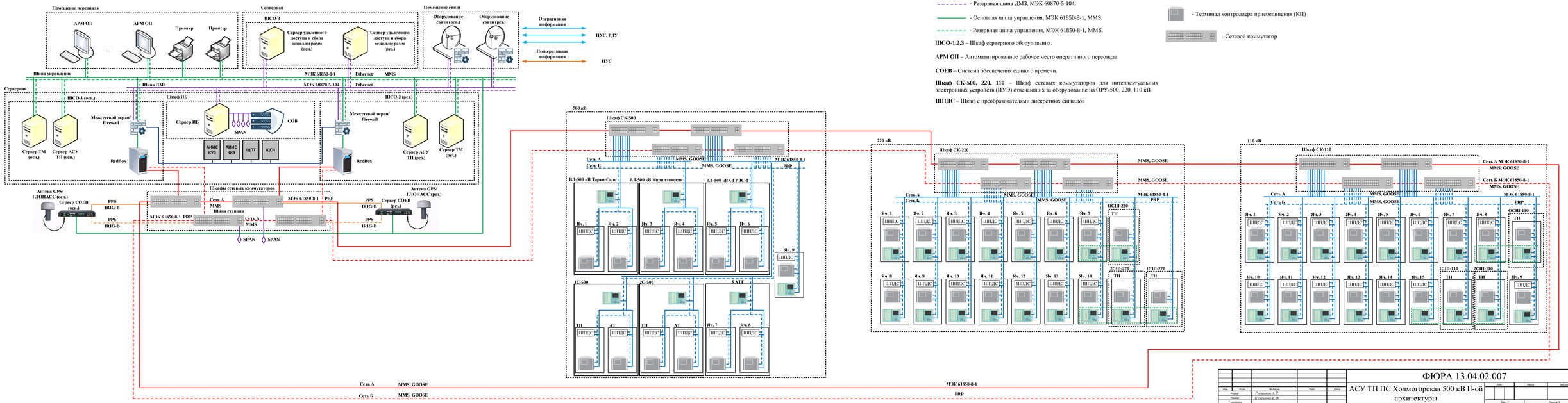
СОВ – Система обнаружения вторжений. Может быть как программным, так и программно-техническим комплексом.

RedBox (Redundancy Box) – устройство с двумя независимыми интерфейсами, служит для подключения конечного устройства с одним сетевым интерфейсом к PRP-сетям.

- Терминал РЗА
- Терминал контроллера присоединения (КП)
- Сетевой коммутатор

						ФЮРА 13.04.02.007		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	АСУ ТП ПС Холмогорская 500 кВ I-ой архитектуры	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.		Родионов А. Р.						
Провер.		Кузьмина Е. О.				Лист 1	Листов 2	
Т.контроль						Гр. 5АМ92, ИШЭ ТПУ		
Н.контроль								
Утв.								

Приложение Ё2



- Основная (Сеть А) шина станции, МЭК 61850-8-1, MMS.
- Резервная (Сеть Б) шина станции, МЭК 61850-8-1, MMS.
- Основная (Сеть А) шина станции, МЭК 61850-8-1, MMS.
- Резервная (Сеть Б) шина станции, МЭК 61850-8-1, MMS.
- Основная шина ДМ3, МЭК 60870-5-104.
- Резервная шина ДМ3, МЭК 60870-5-104.
- Основная шина управления, МЭК 61850-8-1, MMS.
- Резервная шина управления, МЭК 61850-8-1, MMS.

ШСО-1,2,3 – Шкаф серверного оборудования.

АРМ ОП – Автоматизированное рабочее место оперативного персонала.

СОЕВ – Система обеспечения единого времени.

Шкаф СК-500, 220, 110 – Шкаф сетевых коммутаторов для интеллектуальных электронных устройств (ИУ^Э) отвечающих за оборудование на ОРУ -500, 220, 110 кВ.

ШПДС – Шкаф с преобразователями дискретных сигналов

Шкаф ИБ – Шкаф, содержащий ПТК для обеспечения информационной безопасности.

СОВ – Система обнаружения вторжений. Может быть как программным, так и программно-техническим комплексом.

RedBox (Redundancy Box) – устройство с двумя независимыми интерфейсами, служит для подключения конечного устройства с одним сетевым интерфейсом к PRP-сетям.

- Терминал РЗА
- Терминал контроллера присоединения (КП)
- Сетевой коммутатор

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА 13.04.02.007			
Разраб.		Родионов А. Р.			АСУ ТП ПС Холмогорская 500 кВ II-ой архитектуры	Лит.	Масса	Масштаб
Провер.		Куликова Е. О.						
Т.контроль						Лист 2	Листов 2	
Н.контроль						Гр. 5АМ92, ИШЭ ТПУ		
Утв.								

Приложение Ё3

- Основная (Сеть А) шина станции, МЭК 61850-8-1, MMS.
- Резервная (Сеть Б) шина станции, МЭК 61850-8-1, MMS.
- Основная (Сеть А) шина станции, МЭК 61850-8-1, MMS.
- Резервная (Сеть Б) шина станции, МЭК 61850-8-1, MMS.
- Основная шина ДМЗ, МЭК 60870-5-104.
- Резервная шина ДМЗ, МЭК 60870-5-104.
- Основная шина управления, МЭК 61850-8-1, MMS.
- Резервная шина управления, МЭК 61850-8-1, MMS.

ШСО-1,2,3 – Шкаф серверного оборудования.

АРМ ОП – Автоматизированное рабочее место оперативного персонала.

СОЕВ – Система обеспечения единого времени.

Шкаф СК-500, 220, 110 – Шкаф сетевых коммутаторов для интеллектуальных электронных устройств (ИУЭ) отвечающих за оборудование на ОРУ-500, 220, 110 кВ.

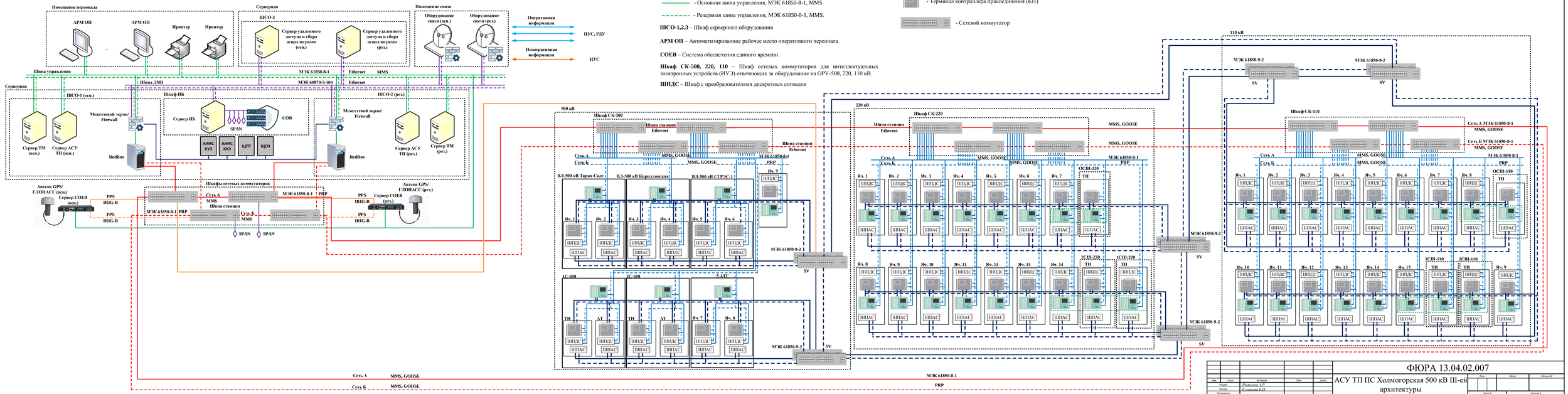
ШПДС – Шкаф с преобразователями дискретных сигналов

Шкаф ИБ – Шкаф, содержащий ПТК для обеспечения информационной безопасности.

СОВ – Система обнаружения вторжений. Может быть как программным, так и программно-техническим комплексом.

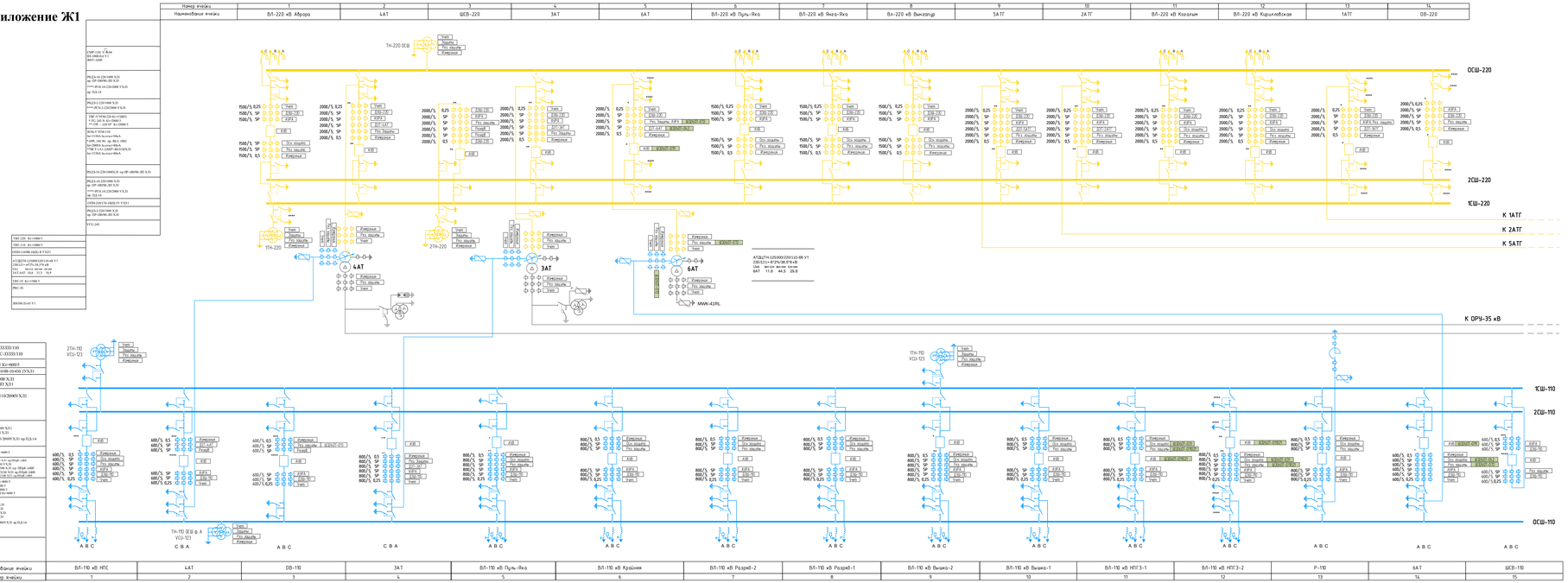
RedBox (Redundancy Box) – устройство с двумя независимыми интерфейсами, служит для подключения конечного устройства с одним сетевым интерфейсом к PRP-сетям.

- Терминал РЗА
- Терминал контроллера присоединения (КП)
- Сетевой коммутатор



Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА 13.04.02.007			
Разраб.		Родионов А. Р.			АСУ ТП ПС Холмогорская 500 кВ III-ей архитектуры	Лит.	Масса	Масштаб
Руковод.		Кузьмина Е.О.						
Гл.инженер проекта						Лист 3	Листов 3	
Нормоконтроль						Гр. 5АМ92, ИШЭ ТПУ		

Приложение Ж1



ШПОС Х-Х-Х – Шкаф преобразователей дискретных сигналов

Учет – Устройства АСКУЭ

Измерения – Счетчики электроэнергии

АЗРА – Регистратор аварийных событий

Осн. защиты – Терминалы резервных защиты

Рез. защиты – Терминалы основных защиты

АУВ – Терминал автоматики управления выключателя

ДЗШ-220/110 – Терминал дифференциальной защиты шин

ДЗТ – Терминал дифференциальной защиты (авто)трансформатора

ШЭ2507-0172 – Шкаф резервной защиты автотрансформатора производства «ЭКРА»

ШЭ2507-0242 – Шкаф защиты автотрансформатора производства «ЭКРА»

ШЭ2507-0119 – Управление, защита и автоматика выключателя производства «ЭКРА»

ШЭ2507-0311 – Шкаф высокочастотной защиты линии 110-330 кВ производства «ЭКРА»

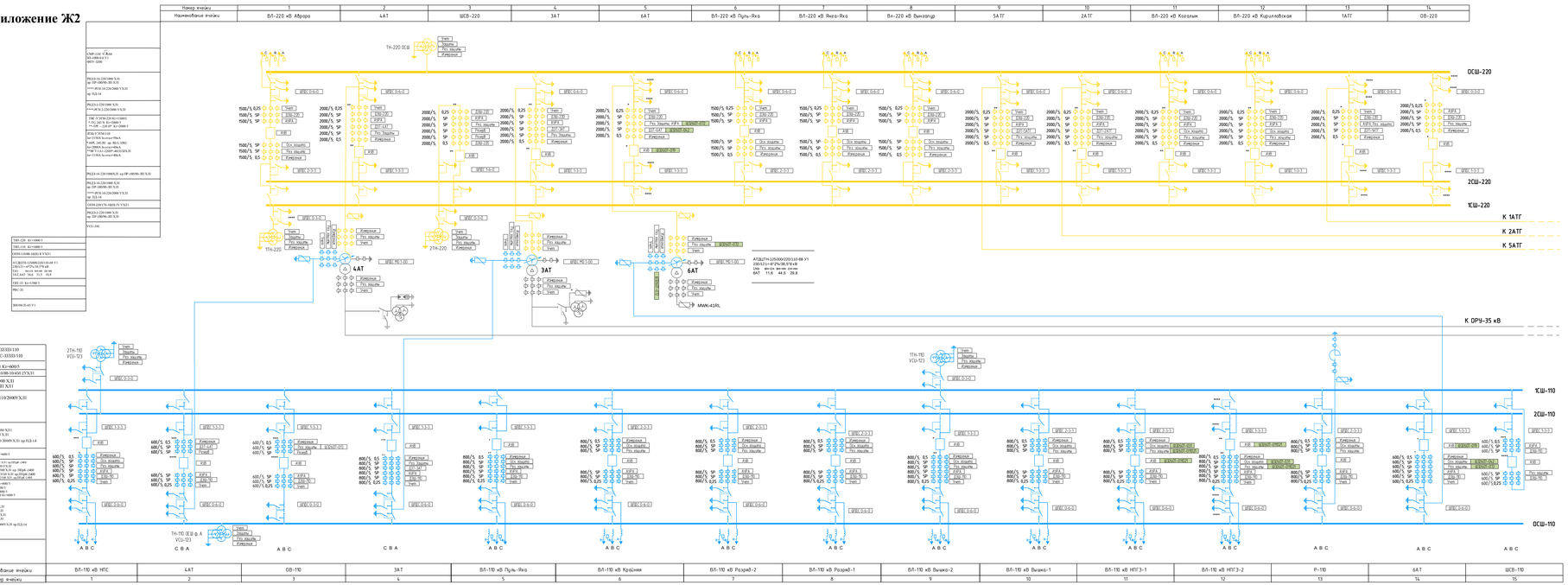
ШЭ2507-011021 – Шкаф ступенчатых защит линии и автоматики управления выключателем 110-220 кВ производства «ЭКРА»

Примечания:

1. Зеленый фон показывает существующие устройства информационно-технологических систем.

| | | |

Приложение Ж2



ШПОС Х-Х-Х – Шкаф преобразователей дискретных сигналов

Учет – Устройства АСКУЭ

Измерения – Счетчики электроэнергии

АЗРА – Регистратор аварийных событий

Осн. защиты – Терминалы резервных защиты

Рез. защиты – Терминалы основных защиты

АУВ – Терминал автоматики управления выключателя

ДЗШ-220/110 – Терминал дифференциальной защиты шин

ДЗТ – Терминал дифференциальной защиты (авто)трансформатора

ЭКРА ШЭ2607-017/2 – Шкаф резервной защиты автотрансформатора производства «ЭКРА»

ЭКРА ШЭ2607-018/2 – Шкаф защиты автотрансформатора производства «ЭКРА»

ЭКРА ШЭ2607-019 – Управление, защита и автоматика выключателя производства «ЭКРА»

ЭКРА ШЭ2607-031 – Шкаф высокочастотной защиты линии 110-330 кВ производства «ЭКРА»

ЭКРА ШЭ2607-011/121 – Шкаф ступенчатых защит линии и автоматики управления выключателем 110-220 кВ производства «ЭКРА»

Примечания:

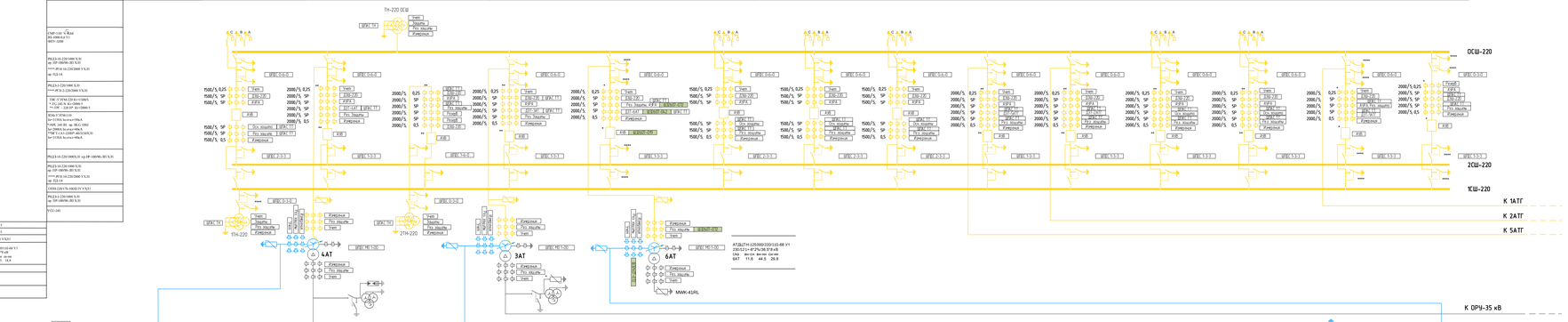
1. Зеленый фон показывает существующие устройства информационно-технологических систем.

Номер ячейки	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Наименование ячейки	ВЛ-110 кВ НПС	4АТ	ОВ-110	3АТ	ВЛ-110 кВ Пуль-Яха	ВЛ-110 кВ Крайняя	ВЛ-110 кВ Разраб-2	ВЛ-110 кВ Разраб-1	ВЛ-110 кВ Выкса-2	ВЛ-110 кВ Выкса-1	ВЛ-110 кВ НПГЭ-1	ВЛ-110 кВ НПГЭ-2	Р-110	6АТ	ШСВ-110

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА 13.04.02.007		
Разраб.		Подвальная А.А.			ИТС ОРУ-110 и ОРУ-220 ПС Холмогорская 500 кВ II-ей архитектуры	Лит.	Масса	Масштаб
Руковод.		Кузьмина Е.О.						
Консультант						Лист 1	Листов 1	
Нормоконтр.						Гр. 5АМ92, ИШЭ ТПУ		
Утв.								

Приложение Ж3

Номер ячейки	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Наименование ячейки	ВЛ-220 кВ Абора	4АТ	ШСВ-220	3АТ	6АТ	ВЛ-220 кВ Пуль-Яха	ВЛ-220 кВ Яха-Яха	Вл-220 кВ Вынгапур	5АТ	2АТ	ВЛ-220 кВ Казым	ВЛ-220 кВ Кирилловская	1АТ	ОВ-220



ШПДС X-X-X – Шкаф преобразователей дискретных сигналов

Учет – Устройства АСКУЭ

Измерения – Счетчики электроэнергии

АИРА – Регистратор аварийных событий

Осн. защита – Терминалы резервных защиты

Рез. защиты – Терминалы основных защиты

АУВ – Терминал автоматики управления выключателя

ДЗШ-220/110 – Терминал дифференциальной защиты шин

ДЗТ – Терминал дифференциальной защиты (авто)трансформатора

ШРЗ2607.E02 – Шкаф резервной защиты автотрансформатора производства «ЭКРА»

ШРЗ2607.E04 – Шкаф защиты автотрансформатора производства «ЭКРА»

ШУ2607.E03 – Управление, защита и автоматика выключателя производства «ЭКРА»

ШУ2607.E01 – Шкаф высокочастотной защиты линии 110-330 кВ производства «ЭКРА»

ШЗ2607.E01/121 – Шкаф ступенчатых защит линии и автоматики управления выключателем 110-220 кВ производства «ЭКРА»

Примечания:

1 Основные фон показывает существующие устройства информационно-технологических систем.

| | | |