

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»
Филиал ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)» в г. Златоусте

Факультет техники и технологии

Кафедра электрооборудования и автоматизации производственных процессов

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
_____ Ю.С. Сергеев
_____ 2018 г.

«Разработка системы автоматизации диспетчерского
управления ПС «Западная» 110/6кВ»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ– 13.03.02.2018.148.00.00 ПЗ ВКР

Консультанты

Безопасность жизнедеятельности
доцент
_____ С.Н. Трофимова
_____ 2018 г.

Руководитель работы
доцент
_____ С.Н. Трофимова
_____ 2018 г.

Экономическая часть
доцент
_____ С.Н. Трофимова
_____ 2018 г.

Автор работы
студент группы ФТТ-403
_____ А.С. Манаков
_____ 2018 г.

Нормоконтролер
ст. преподаватель
_____ О.В. Терентьев
_____ 2018 г.

Златоуст 2018

АННОТАЦИЯ

Манаков А.С. Разработка системы автоматизации диспетчерского управления ПС «Западная» 110/6кВ.
- Златоуст: ЮУрГУ Филиал в г.Златоусте, кафедра «ЭАПП», 81с. 7илл. Библиографический список 26 наименований. 8 листов чертежей ф.А1.

В выпускной квалификационной работе произведена разработка системы автоматизации диспетчерского управления подстанцией «Западная». Выполнен расчет электрических нагрузок и токов короткого замыкания.

Разработана структурная схема АСДУ ПС «Западная». Выбрано современное микропроцессорное оборудование для организации автоматизированной системы диспетчерского управления. Рассмотрено функционирование основной схемы подстанции «Западная».

Выполнены технико-экономические расчеты. Произведен расчет сметной стоимости внедрения системы на предприятии. Проведен сравнительный анализ годового экономического эффекта от внедрения АСДУ за счет сокращения персонала, экономии энергоресурсов, улучшения качества электроэнергии и рассчитан срок окупаемости проекта.

В разделе безопасность жизнедеятельности рассмотрены вопросы организации рабочего места оператора. Отдельно рассмотрены вопросы экологической безопасности и обеспечения безопасности при угрозе чрезвычайных ситуаций.

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ			
Изм	Лист	№ докум	Подп	Дата				
Разраб		Манаков А.С.			Разработка системы автоматизации диспетчерского управления ПС «Западная» 110/6 кВ. Пояснительная записка.	Лит	Лист	Листов
Пров		Трофимова С.Н.					4	81
Т. контр		Сандалов В.М.				Филиал ФГБОУ ВПО «ЮУрГУ» (НИУ) в г. Златоусте		
Н.контр		Герентьев О.В						
УТВ		Сергеев Ю.С						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ.....	8
1.1 Автоматизированная система диспетчерского и технологического управления.....	8
1.2 Сравнение отечественных и зарубежных SCADA систем.....	9
2 ОПИСАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ И ОСОБЕННОСТЕЙ РАБОТЫ ПС «ЗАПАДНАЯ»	13
2.1 Общая характеристика	13
2.2 Анализ электрооборудования ПС «Западная»	13
2.3 Анализ потребителей ПС «Западная»	15
2.4 Анализ показателя надёжности работы ПС «Западная»	17
3 ПОВЕРКА ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ...21	
4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	23
4.1 Основные сведения	23
4.2 Расчет токов короткого замыкания на стороне высокого напряжения	23
4.3. Расчет токов короткого замыкания на стороне низкого напряжения.....	26
4.4. Расчет теплового импульса тока короткого замыкания.....	29
5 РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ.....	31
ПС «ЗАПАДНАЯ»	31
5.1 Структурная схема автоматизированной системы диспетчерского управления.....	31
5.2 Архитектура автоматизированной системы диспетчерского управления ...	32
5.3 Структурная схема автоматизированной системы диспетчерского управления.....	33
6 ВЫБОР АППАРАТУРЫ СИСТЕМЫ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ ПС «ЗАПАДНАЯ»	36
6.1 Техническое решение.....	36
6.2 Основной канал связи	36
6.3 Режимы функционирования системы передачи данных.....	37
6.4 Устройства коммутации/маршрутизации локальной технологической сети	39
7 РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ.....	48
7.1 Основные показатели экономической эффективности	48
7.2 Расчёт годовой экономии от внедрения автоматизированной системы диспетчерского управления.....	51
7.3 Расчёт годового экономического эффекта.....	52
8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	54
8.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов	54
8.2 Выбор нормативных значений факторов рабочей среды.....	55
8.3 Охрана труда	58
8.4 Производственная санитария	59

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		5

8.5 Эргономика и производственная эстетика	60
8.6 Противопожарная и взрывобезопасность	63
8.7 Экологическая безопасность	64
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	66
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	67
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	69

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		

ВВЕДЕНИЕ

Подстанция «Западная» является одним из главных энергоузлов, входящих в состав Златоустовских электрических сетей.

ПС «Западная» расположена в городе Сатка рядом с микрорайоном Западный. Подстанция предназначена для распределения и передачи электроэнергии по кабельным линиям к ТП потребителей.

В числе потребителей есть объекты первой категории и социально-значимые объекты.

Ряд потребителей первой категории: котельная; автозаправочная станция. Социально-значимые объекты – школы и детские сады.

ПС «Западная» рассчитана на передачу мощности равной 16 МВА, которую получает от подстанций «Сатка» и «Бакал». За всё время эксплуатации модернизация не проводилась

Для перехода к цифровой сети, а также предотвращения возникновения аварийных ситуаций при оперативных переключениях и обеспечения функционирования объектов без постоянного обслуживающего персонала, возникает необходимость в использовании автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ).

АСДУ даёт возможность повысить объемы собираемой и передаваемой в центры управления технологической информации, необходимой для анализа и достоверной оценки текущего состояния оборудования распределительного пункта, а так же обеспечит своевременное выявление и снижение риска аварийных ситуаций. Кроме того, появляется возможность удалённого управления оборудованием.

Цель: повышение коэффициента готовности.

В рамках поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- произвести анализ работы и анализ показателя надёжности ПС «Западная»;
- произвести поверку силового оборудования;
- разработать структурную и принципиальную схему АСДУ;
- выбрать оборудование для АСДУ;
- рассчитать технико-экономические показатели внедрения АСДУ;
- рассмотреть вопросы безопасного обеспечения работ при обслуживании АСДУ.

Объект: ПС «Западная» 110/6 кВ.

Предмет: автоматизированная система диспетчерского управления.

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		

1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

1.1 Автоматизированная система диспетчерского и технологического управления

Автоматизированная система диспетчерского управления технологическими процессами подстанции – это комплексное трёхуровневое решение, включающее в себя, на верхнем уровне программно-технический комплекс (ПТК), решающие задачи сбора, обработки, анализа, визуализации, хранения и передачи технологической информации и автоматизированного управления оборудованием подстанции. Средний уровень образуют устройства и каналы связи соединяющие верхний и нижний уровень. К нижнему уровню относят устройства, которые подключены к объекту контроля и управления.

На рисунке 1 представлена структурная схема АСДУ.

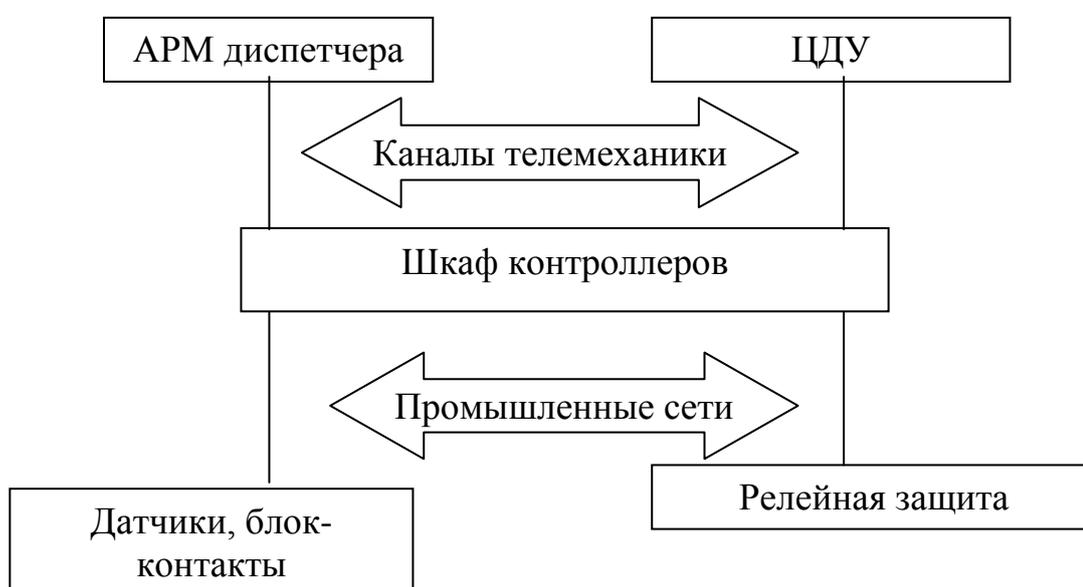


Рисунок 1 - Структурная схема АСДУ

В состав структурной схемы АСДУ входит:

- автоматизированное рабочее место (АРМ) диспетчера, благодаря средствам телемеханики полученная информация о параметрах режима электропотребления и положения коммутационных аппаратов на подстанции, отображается у диспетчера на персональном компьютере, а также осуществляется передача управляющих команд на объекты управления.

- центральное диспетчерское управление (ЦДУ) руководит работой диспетчерских управлений различных подстанций;

- шкаф контроллеров, осуществляет сбор и обработку полученной информации, производит выдачу управляющих воздействий и блокирует коммутационные аппараты;

- релейная защита (РЗА) — защита всех элементов подстанции, диагностирование и проверка защиты и автоматики, адаптация, анализ действия релейной защиты по сигнализации, резервирование отказа выключателей. Устройства РЗА должны выполнять функции защиты оборудования и линий, а также измерять при помощи датчиков и передавать в SCADA систему текущие основные значения.

- SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition - диспетчерское управление и сбор данных) система производит визуализацию, обработку информации в реальном времени, архивирование данных, выдачу и регистрацию аварийных и событийных сообщений, составляет и выдает отчёты.

1.2 Сравнение отечественных и зарубежных SCADA систем

На сегодняшний день, на отечественном рынке имеется большое количество производителей, которые выпускают все необходимое оборудование (устройства телемеханики, релейной защиты, контроллеры, передающие устройства и т.п.) и программное обеспечение (ПО) для организации АСДУ. ПО, используемое для автоматизации управления технологическим процессом (ТП), играет важную роль в благоприятном достижении цели. Разрабатывая систему автоматизированного управления, встала задача выбора системы SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition - диспетчерское управление и сбор данных) системы для автоматизации диспетчерского управления электроснабжения.

SCADA – системы предоставляют наглядность представляемой на экране информации, доступность "рычагов" управления, удобство пользования подсказками и справочной системой и т. д. - повышают эффективность взаимодействия диспетчера с системой и сводит к нулю его критические ошибки при управлении.

В настоящее время SCADA система занимает главное и наиболее перспективное решение в автоматизированном управлении сложными технологическими процессами. Программные продукты систем SCADA широко представлены на мировом рынке. Следует отметить, что отечественные системы полностью конкурентоспособны. Наиболее популярные из них приведены ниже [3]:

- InTouch (Wonderware) - США;
- Citect (CI Technology) - Австралия;
- FIX (Intellution) - США;
- Genesis (Iconics Co) - США;
- Trace Mode (AdAstrA) - Россия;
- ОИК Диспетчер (НТК «Интерфейс») – Россия.

Scada-система InTouch компании Wonderware - мощный человеко-машинный интерфейс (HMI) для промышленной автоматизации, управления технологическими процессами и диспетчерского контроля. В России SCADA активно приме-

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		9

няется для создания DCS (распределенных систем управления) и других АСУ. Это девятое поколение лидирующего в промышленности программного обеспечения типа HMI от компании Wonderware.

Scada-система Citect компании CI Technology можем применяться как для небольших систем с десятками или сотнями параметров, так и для крупных проектов с сотнями тысяч параметров. Эта масштабируемость определяется модульной клиент-серверной архитектурой, в которой каждый функциональный модуль SCADA-системы Citect может исполняться на отдельном компьютере и даже быть распределен на несколько компьютеров для увеличения общей производительности.

Scada-система IFIX компании Intellution включает организацию получения данных от контроллеров. Широкий выбор протоколов обмена данными с различными контроллерами и допустимость одновременной работы нескольких различных протоколов - эти возможности программного обеспечения фирмы Intellution использовались во время построения системы на Рублевской и Восточной водопроводных станциях.

Scada-система Genesis32 компании Iconics Co предназначена, для создания программного обеспечения сбора данных и оперативного диспетчерского управления верхнего уровня систем промышленной автоматизации. В состав GENESIS32 так же входит среда разработки и исполнения сценарных процедур VBA.

Scada-система Trace Mode компании AdAstrA основана на инновационных, не имеющих аналогов технологиях. Среди них: разработка распределенной АСУТП как единого проекта, автопостроение, оригинальные алгоритмы обработки сигналов и управления, объемная векторная графика мнемосхем, единое сетевое время, уникальная технология playback - графического просмотра архивов на рабочих местах руководителей. Trace Mode - это первая интегрированная SCADA- и softlogic-система, поддерживающая сквозное программирование операторских станций и контроллеров при помощи единого инструмента.

При таком многообразии SCADA - систем на российском рынке естественно возникает вопрос о выборе. Вначале необходимо определиться, какие свойства SCADA-системы важны для диспетчера.

Scada-система «ОИК Диспетчер» предназначена для диспетчерского управления энергообъектами в нормальном и аварийном режимах, организационно-технологического обслуживания, для связи с верхними уровнями иерархии в энергосистеме, а также для обработки, документирования и архивирования режимных параметров и данных технологического процесса. система позволяет осуществлять дистанционное управление всей сетью, исключая постоянный обслуживающий персонал непосредственно на подстанциях или сводя его к минимуму, за счет передачи выполняемых функций на верхние уровни управления.

«ОИК Диспетчер» представляет собой сложную многоуровневую иерархическую систему, нижний уровень которого составляют автоматизированные системы диспетчерского управления технологическими процессами на подстанциях

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		10

(АСДУ ПС) и в электрической части электростанций (АСУ ТП ЭЧС). Эти системы управления обеспечивают ввод и обработку всей информации, необходимой для диспетчерского и организационно-технологического управления подстанций, включают в свой состав устройства автоматического и автоматизированного управления технологическими процессами, средства коммуникации для передачи информации на верхние уровни диспетчерского управления и приема от них управляющих команд.

Основная цель SCADA-системы «ОИК Диспетчер НТ» — повышение надежности и качества выработки, передачи и распределения электрической и тепловой энергии.

Практика показывает, что в большинстве случаев инженеры называют следующие свойства SCADA: надежность; драйверы устройства связи с объектом (УСО) и контроллеров – поддержка конкретного оборудования, которое предполагается использовать; Softlogic – система программирования контроллеров, позволяет отлаживать программу контроллера, даже не имея реального устройства; отладочные средства; производительность в реальном времени; графические возможности; встроенные библиотеки; современные технологии (WEB, GSM); построение распределенных систем – клиент-серверная архитектура, поддержка стандартных протоколов связи и различных типов подключения, простота и прозрачность настройки обмена информацией между отдельными узлами системы автоматизации; генерация отчетов; русификация; документация – должна быть полной и хорошо структурированной; техническая поддержка; простота освоения.

Подавляющее большинство SCADA-систем в мире реализовано для платформы на базе операционной системы Windows, так как она имеет большое распространение по всему миру.

Хочется отметить, что выбранные мною системы примерно одинаковы, по свойствам описанным выше. Поэтому мною проводилось сравнение только по стоимости системы.

Сравниваемые SCADA-системы представлены в таблице 1.1

Таблица 1.1 – Сравнение SCADA систем по стоимости

Название SCADA (изготовитель)	Страна	Стоимость (руб.)
InTouch (Wonderware)	США	1.250.000
Citect (CI Technology)	Австралия	249.220
FIX (Intellution)	США	906.250
Genesis (Iconics Co)	США	659.700

Окончание таблицы 1.1

Название SCADA (изготовитель)	Страна	Стоимость (руб.)
TraceMode (AdAstrA)	Россия (Москва)	1.002.980
ОИК ДИСПЕТЧЕР (НТК Интерфейс)	Россия (Екатеринбург)	726.000

Была выбрана SCADA-система «ОИК Диспетчер НТ» российского производства. Самый главный плюс то, что производителем является отечественная фирма, благодаря этому, практически исключаются вопросы установки и обслуживания. Также разработчики постоянно совершенствуют свой продукт. Также многие предприятия России уже используют эту систему или хотят ее установить. Ещё этот же производитель выпускает всё необходимое оборудование для реализации автоматизированных систем диспетчерского управления. Данная система совместима с уже существующими программными комплексами, установленными на вышестоящих диспетчерских пунктах, с которыми она будет взаимодействовать.

Scada-система «ОИК Диспетчер НТ» разработанная специально для объектов электроснабжения, находится на высоком уровне и отвечает мировым требованиям. Система «ОИК Диспетчер НТ» внедрена более чем на двух тысячах объектах России и ближнего зарубежья. Оборудование российского производства компании «НТК Интерфейс» выполняет все основные функции, обеспечивает гарантийное и послегарантийное обслуживание, проводит техническую подготовку и обучение специалистов заказчика особенностям эксплуатации предлагаемого оборудования. ОАО МРСК «Урала» уже давно сотрудничает с компанией НТК Интерфейс и использует их продукцию в своём технологическом комплексе.

Вывод по разделу один

В данном разделе была выбрана SCADA-система «ОИК Диспетчер НТ» российского производства, разработанная специально для объектов электроснабжения. Она не уступает по техническим характеристикам зарубежным аналогам, и имеет цену в 1,5 раза ниже передовых зарубежных аналогов.

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		12

2 ОПИСАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ И ОСОБЕННОСТЕЙ РАБОТЫ ПС «ЗАПАДНАЯ»

2.1 Общая характеристика

ПС «Западная» 110/6 кВ расположена в городе Сатке, недалеко от одноимённого микрорайона «Западный».

ПС «Западная» предназначена для распределения и передачи электроэнергии по кабельным линиям к трансформаторным подстанциям потребителей (различные организации, жилые и не жилые здания, и т.д.).

Территория ПС огорожена по всему периметру забором высотой 2 метра. Площадка с трансформаторами по периметру огорожена от остальной территории подстанции внутренним забором высотой 1,6 метра, выполненным из стальной сетки..

На ПС предусмотрены: помещение ремонтно-выездных бригад, помещения для защитной спецодежды, устройств и приспособлений, санузел.

На ПС «Западная» имеется дежурный персонал, который производит оперативные работы, такие как оперативные переключения, допуски к работе, осмотры оборудования, ликвидация аварийного состояния, оперативные измерения и т.п. Ремонтные работы выполняются специальными ремонтными бригадами, которые согласно графику поочередно ремонтируют оборудование.

Принципиальная схема ПС «Западная» представлена на рисунке 2.

2.2 Анализ электрооборудования ПС «Западная»

На подстанции установлено два силовых трансформатора собственных нужд с естественным воздушным охлаждением и естественной циркуляцией масла, с маслорасширителем со встроенным воздухоосушителем ТМ – 100/6/0,4;

- на секциях шин 6 кВ для коммутации применяются маломасляные выключатели с электромагнитными приводами, установленные в камеры КСО-272;

- для контроля и управления режимами работы на секциях шин 6 кВ установлены трансформаторы напряжения НТМИ-10-65, и в каждой ячейке КСО трансформаторы тока типа ТОЛК-6.

Вся релейная защита – электромеханическая. и рассчитана на номинальное напряжение 110 В постоянного тока.

Защита от перенапряжения выполнена комплектом разрядников типа РВП-6

Оборудование заземлено, через заземляющие устройства.

Описание отходящих линий приведено в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Отходящие линии ПС «Западная»

Наименование линии	Напряжение, кВ	Номер ячейки ЗРУ
ТП-114-1с	6	31

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		13

Окончание таблицы 2.1.

Наименование линии	Напряжение, кВ	Номер ячейки ЗРУ
ТП-115-2с	6	32
ТП-113-1с	6	33
ТП-113-2с	6	34
ТП-112-1с	6	37
ТП-114-2с	6	38
ТП-112-2с	6	40
КТП-118-1с	6	41
КТП-117	6	42
ТП-106	6	43
ТП-107	6	44
ТП-115-1с	6	51
КТП-118-2с	6	54

2.3 Анализ потребителей ПС «Западная»

Согласно ГОСТ 19431-84 потребитель электрической энергии - предприятие, организация, территориально-обособленный цех, строительная площадка, квартира, приемники электрической энергии, которых присоединены к электрической сети и используют электрическую энергию.

От качества электрической энергии в значительной мере зависят условия работы ее потребителей. Повышение качества электрической энергии обычно связано с дополнительными затратами, так как требует применения дополнительных устройств.

Качество электрической энергии оценивается по технико-экономическим показателям, которые учитывают технологический процесс и ущерб, причиняемый оборудованию. ГОСТ 32144-13 устанавливает показатели и нормы качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц в точках, к которым присоединяются электрические сети.

Электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники разделяются на три категории.

Для электроснабжения особой группы электроприемников первой категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания.

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		15

В качестве третьего независимого источника питания для особой группы электроприемников и в качестве второго независимого источника питания для остальных электроприемников первой категории могут быть использованы местные электростанции, электростанции энергосистем (в частности, шины генераторного напряжения), предназначенные для этих целей агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и другие.

Если резервированием электроснабжения нельзя обеспечить непрерывность технологического процесса или если резервирование электроснабжения экономически нецелесообразно, должно быть осуществлено технологическое резервирование, например, путем установки взаимно резервирующих технологических агрегатов, специальных устройств безаварийного останова технологического процесса, действующих при нарушении электроснабжения.

Электроснабжение электроприемников первой категории с особо сложным непрерывным технологическим процессом, требующим длительного времени на восстановление нормального режима, при наличии технико-экономических обоснований рекомендуется осуществлять от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, к которым предъявляются дополнительные требования, определяемые особенностями технологического процесса.

Электроприемники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

Для электроприемников второй категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Для электроприемников третьей категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают одних суток.

Основными потребителями электроэнергии в системе электроснабжения рассматриваемого района являются жилые дома с плитами на природном газе. Согласно ГОСТ 32144-13 качество электрической энергии — степень соответствия параметров электрической энергии их установленным значениям.

Непрерывный контроль качества электрической энергии — контроль качества электрической энергии, при котором поступление информации о контролируемых показателях от средств измерений и оценка их происходят непрерывно.

Систематический контроль качества электрической энергии — контроль качества электрической энергии, при котором поступление информации о контролируемых показателях и оценка их происходит в заранее установленные моменты времени или периодически с интервалами, определяемыми организацией контроля.

Различают следующие показатели качества электрической энергии:

- отклонение напряжения;

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		16

- размах изменения напряжения;
- доза колебаний напряжения (доза Фликера);
- коэффициент не синусоидальности кривой напряжения;
- коэффициент «n-ной» гармонической составляющей;
- коэффициент обратной последовательности напряжения;
- коэффициент нулевой последовательности напряжения;
- длительность провала напряжения;
- импульсное напряжение.

2.4 Анализ показателя надёжности работы ПС «Западная»

Согласно ГОСТу 27.002-89, вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени, кроме планируемых периодов, в течение которых применение объекта по назначению не предусматривается, называется коэффициентом готовности.

Для расчета коэффициента готовности оборудования необходимо выявить наиболее уязвимые элементы подстанций. В ходе анализа литературных данных и данных годовых отчетов ПО ЗЭС, были установлены доли отказов (включая развивающиеся дефекты, которые можно рассматривать как скрытые отказы) по видам оборудования подстанции (таблица 2.1).

Таблица 2.1 Распределение количества отказов по видам оборудования

Вид оборудования	Доля отказов, %	Количество отказов за 2015-2017 год
Изоляторы	32,8	19
Масляные выключатели	17,2	10
Силовые трансформаторы	13,8	8
Шины сборные	10,4	6
Разъединители	6,9	4
Разрядники	6,9	4
Предохранители	3,4	2
Измерительные ТТ	1,7	1
Измерительные ТН	1,7	1
Цепи управления выключателями	1,7	1
Вакуумные выключатели	1,7	1
Ограничители перенапряжения	1,7	1
ИТОГО	100	58

Из таблицы видно, что наибольшее количество отказов приходится на долю изоляторов, силовых трансформаторов, а также масляных выключателей. Повреждения, возникающие в оборудовании, являются следствием развивающихся дефектов, которые на начальном этапе своего существования носят скрытый характер, позволяя оборудованию функционировать в нормальном режиме. Однако под воздействием внешних факторов и особенностей рабочего режима оборудования скрытые дефекты могут перейти в разряд явных и послужить причиной аварийного режима.

На ПС «Западная» часто происходят аварийные отключения на фидерах. Одним из наиболее частых видов повреждений на линиях электропередачи являются однофазные замыкания на землю (80%). При длительной работе сети с ОЗЗ происходит ускоренное старение изоляции сети. Это, в свою очередь ведёт к росту аварийности и значительному увеличению стоимости ремонтов оборудования. Замыкание фазы на землю не изменяет симметрии линейных напряжений и не нарушает электроснабжения потребителей. Однако опасность замыкания фазы на землю состоит в том, что в месте повреждения обычно возникает перемежающаяся заземляющая дуга, длительное горение которой при большом емкостном токе приводит к тепловому эффекту и значительной ионизации окружающего пространства, что создает благоприятные условия для возникновения междуфазных коротких замыканий. Из всех причин аварийных отключений, 90% отключений происходят из-за коротких замыканий на линиях электропередачи.

На ПС «Западная» за период 2017 года 95% однофазных замыканий на землю привели к замыканиям на землю других фаз и возникновению двойных замыканий на землю, являющимися короткими замыканиями, что сопровождалось немедленным отключением поврежденного участка сети.

Всё это приводило к снижению коэффициента готовности и простою электрооборудования.

Причины отключений оборудования перечислены в таблице 2.6.

Таблица 2.2 – Причины отключений оборудования

Название	2015		2016		2017		Всего	
	шт	%	шт	%	шт	%	шт	%
Излишние срабатывания	-	-	3	15	3	13,6	6	10,3
Повреждения кабельной линии	15	93,8	17	85	18	81,8	50	86,2
Взаимодействие с животными	1	6,2	-	-	1	11,6	2	3,5
Всего	16	100	20	100	22	100	58	100

Причины повреждений оборудования перечислены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Причины повреждений оборудования

Название	2015		2016		2017		Всего	
	шт	%	шт	%	шт	%	шт	%
Механические повреждения	-	-	4	20	3	14,3	7	12,1
Старение изоляции	12	76,9	14	70	13	61,9	39	67,2
Атмосферные перенапряжения	5	23,1	1	5	5	23,8	11	19
Коммутационные перенапряжения	-	-	1	5	-	-	1	1,7
Всего	17	100	20	100	21	100	58	100

Коэффициент готовности электрооборудования в настоящее время

$$k_r = \frac{t_{\text{раб}}}{t_{\text{раб}} + t_{\text{пр}}} \quad (2.1)$$

где, $t_{\text{раб}}$ – планируемое время работы электрооборудования, ч/год;

$t_{\text{пр}}$ – время простоя электрооборудования, ч/год.

Существующий коэффициент готовности

$$k_r = \frac{8760}{8760 + 1471,2} = 0,85$$

Ожидаемый коэффициент готовности от внедрения на ПС «Западная» АСДУ.

$$k_r = \frac{8760}{8760 + 507,5} = 0,95$$

Ожидаемый процент повышения коэффициента готовности

$$\begin{aligned} & (k_2 - k_1) \cdot 100, \\ & (0,95 - 0,85) \cdot 100 = 10\% \end{aligned}$$

В таблице 2.4 приведены показатели работы ПС «Западная».

Чтобы снизить число аварий и недоотпуск электроэнергии, а также увеличить коэффициент готовности, необходимо постоянно контролировать состояние и режимы работы электрооборудования. Это возможно обеспечить при помощи автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ).

Основные задачи АСДУ:

-осуществление оперативно-диспетчерского управления согласованной работой электрической сети;

-наблюдение за режимом работы сети;

										Лист
										19
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата	13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ					

3 ПОВЕРКА ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Правильный выбор числа и мощности силовых трансформаторов на подстанции является одним, из основных вопросов рационального построения схем электроснабжения. В нормальных условиях трансформаторы должны обеспечить питание всех электроприемников.

Понизительная подстанция 110/6 кВ «Западная» выполнена в двухтрансформаторном варианте. Выбор мощности понизительной подстанции производится на основании расчетной мощности потребления электроэнергии в нормальном режиме работы.

В послеаварийном режиме (при отключении одного трансформатора) для надежного электроснабжения потребителей предусматривается их питание от оставшегося в работе трансформатора.

Учитывая полную мощность потребителей $S_{p\Sigma}$ — 20078 кВА, выбираются два трансформатора ТДН-16000/110. Трёхфазный, двухобмоточный, масляный трансформатор, с регулированием напряжения под нагрузкой, с системой охлаждения вида «Д» – принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, предназначен для работы в умеренном климате в условиях наружной установки. С диапазоном регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$, предназначены для преобразования напряжения в сетях 110 кВ.

Проверка силовых трансформаторов по мощности проводится по [4]. Учитывая, что на подстанции «Западная» устанавливаются два трансформатора 16000/110 кВ (причем каждый питает свою секцию шин) проводится проверка этих трансформаторов и по возможности работы при аварийных и плановых отключениях одного из них.

а) Номинальная мощность каждого из трансформаторов $S_{ном,т}$, кВА проверяется по условию

$$S_{ном,т} \geq \frac{S_{p\Sigma}}{(n-1)} \cdot 0,7, \quad (3.1)$$

где $S_{p\Sigma}$ - полная расчётная нагрузка;
n – число трансформаторов.

$$S_{ном,т} \geq \frac{20078}{(2-1)} \cdot 0,7,$$

$$S_{ном,т} \geq 14055,$$

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		21

б) Во время нормального режима трансформаторы находятся с неполной загрузкой. Находим коэффициент загрузки трансформаторов в часы, когда нагрузка максимальная;

$$k_{зтр} = \frac{S_p}{n \cdot S_{н.тр}}, \quad (3.2)$$

где S_p – максимальная расчётная нагрузка;
 $S_{н.тр}$ – мощность трансформатора.

$$k_{зтр} = \frac{20078}{2 \cdot 16000} = 0,63.$$

Для аварийного режима коэффициент загрузки рассчитывается по формуле

$$k_{зтр} = \frac{S_p}{(n-1) \cdot S_{н.тр}}, \quad (3.3)$$

$$k_{зтр} = \frac{20078}{(2-1) \cdot 16000} = 1,25.$$

Вывод по разделу три

В данном разделе работы была произведена проверка двух трансформаторов ТДН-16000/110. Мощность, потребляемая районом, который запитан от данной ПС, составляет 20078 кВА. Коэффициент загрузки трансформатора при аварийном режиме составляет 1,25. Процент загрузки трансформатора в нормальном режиме 63%. Трансформаторы полностью справляются со своей задачей, а так же имеют запас по нагрузке, который позволяет увеличить число потребителей.

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		22

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

4.1 Основные сведения

Наиболее опасным нарушением нормального режима работы систем электрообеспечения является возникновение короткого замыкания в сети или в элементах электрооборудования, вследствие повреждения изоляции или неправильных действий обслуживающего персонала.

Для снижения ущерба, обусловленного выходом из строя электрооборудования при протекании токов короткого замыкания, а также для быстрого восстановления нормального режима работы системы электроснабжения необходимо правильно рассчитать токи короткого замыкания и по ним выбирать электрооборудование, защитную аппаратуру и средства ограничения токов короткого замыкания.

4.2 Расчет токов короткого замыкания на стороне высокого напряжения

Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания, А,

$$I_{no, K_1} = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}, \quad (4.1)$$

где $Z_{\Sigma} = \sqrt{X_c^2 + R_c^2}$ – сопротивление до точки K_1 , Ом.

Т.к. условие $r_{\Sigma} < \frac{X_{\Sigma}}{3}$ выполняется, то r_{Σ} не учитывается.

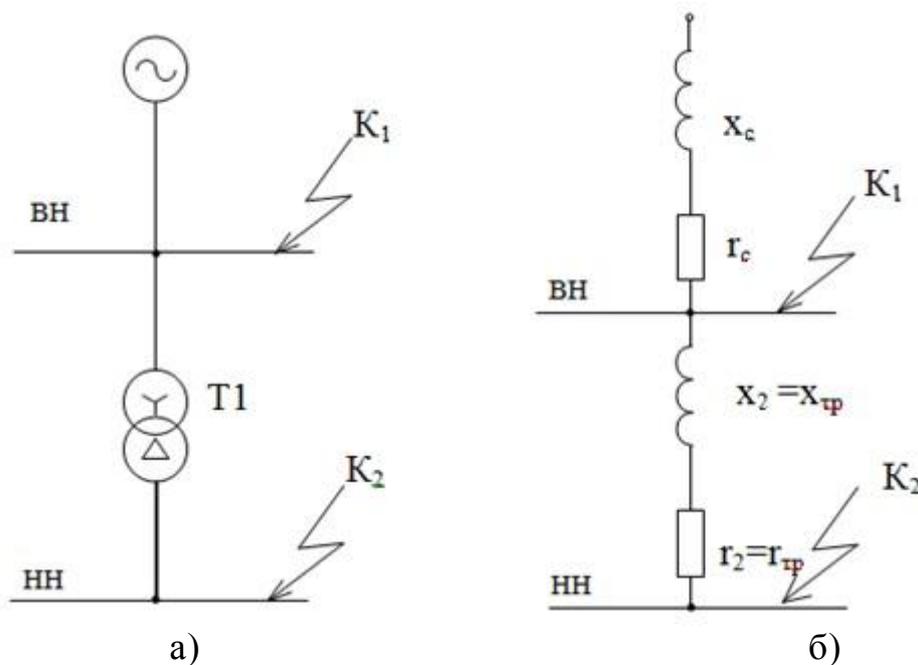


Рисунок 3 – Схемы расчётов токов коротких замыканий:
а) расчётная схема; б) схема замещения

Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата

По рисунку 3 расчёт токи КЗ в точке К₁.

Начальное значение токов

Тогда
$$I_{no, \kappa_1} = \frac{110000}{\sqrt{3} \cdot 4,97} = 12779 \text{ А.}$$

Ударный ток, А,

$$i_{y\delta, \kappa_1} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta, \kappa_1} \cdot I_{no, \kappa_1}, \quad (4.2)$$

ударный коэффициент определяем по формуле

$$k_{y\delta, \kappa_1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{a, \kappa_1}}}, \quad (4.3)$$

где T_{a, κ_1} — постоянная времени, с,

$$T_{a\kappa_1} = \frac{x_c}{r_c \cdot \omega}; \quad (4.4)$$

ω — угловая частота, рад/с,

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f;$$

f — частота сети, Гц, равна 50.

$$\omega = 314 \text{ рад/с,}$$

$$T_{a\kappa_1} = \frac{4,97}{0,2 \cdot 314} = 0,079 \text{ с,}$$

$$k_{y\delta, \kappa_1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,079}} = 1,89.$$

Тогда

$$i_{y\delta, \kappa_1} = \sqrt{2} \cdot 1,89 \cdot 12779 = 34157 \text{ А.}$$

Апериодическая составляющая, А:

$$i_{a, \kappa_1, t=0} = \sqrt{2} \cdot I_{no, \kappa_1} \quad (4.5)$$

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		

$$i_{a,\kappa 1,t=0} = \sqrt{2} \cdot 12779 = 18072$$

$$i_{a,\kappa 1,t_{y\delta}} = i_{a,\kappa 1,t=0} \cdot e^{\frac{-t_{y\delta}}{T_{a,\kappa 1}}}, \quad (4.6)$$

где $t_{y\delta}$ – время от начала КЗ до появления ударного тока, с.

$$t_{y\delta} = 0,01 \frac{\frac{\pi}{2} + \varphi_{\kappa}}{\pi}, \quad (4.7)$$

где $\varphi_{\kappa} = \arctg \frac{X_{\Sigma\kappa 1}}{R_{\Sigma\kappa 1}}$ – сдвиг фазы тока.

$$\varphi_{\kappa} = \arctg \frac{4,97}{0,2} = 87,7 \text{ рад,}$$

$$t_{y\delta} = 0,01 \frac{\frac{\pi}{2} + 87,7}{\pi} = 284 \cdot 10^{-3} \text{ с,}$$

$$i_{a,\kappa 1,t_{y\delta}} = 18072 \cdot e^{\left(\frac{-0,284}{0,079}\right)} = 497 \text{ А.}$$

Полный ток короткого замыкания в момент времени $t_{y\delta}$, А,

$$I_{\kappa 1,t_{y\delta}} = \sqrt{I_{n0,\kappa 1}^2 + i_{a,\kappa 1,t_{y\delta}}^2} \quad (4.8)$$

$$I_{\kappa 1,t_{y\delta}} = \sqrt{12779^2 + 497^2} = 12789$$

Результаты расчета токов короткого замыкания в точке K_1 приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Результаты расчета токов КЗ в точке K_1

Параметры	КЗ в точке K_1
Напряжение на высокой стороне, $U_{вн}$, кВ	110
Индуктивное сопротивление, X_1 , Ом	0,2
Активное сопротивление R_1 ,	4,97

Окончание таблицы 4.1

Полное сопротивление Z_1 , Ом	4,97
Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания, $I_{по}, K_1, A \times 10^3$	12,7
Ударный коэффициент, $k_{уд}, K_1$	1,89
Ударный ток, $i_{уд}, K_1, A \times 10^3$	34,2
Апериодическая составляющая, $i_{а0}, A \times 10^3$	27,2
Время от начала КЗ до появления ударного тока, $t_{уд}, c \times 10^{-3}$	284
Постоянная времени, $T_a, c \times 10^{-3}$	7,9
Апериодическая составляющая в момент времени $t_{уд}, i_a, t_{уд}, A$	497
Полный ток короткого замыкания в момент времени, $I_{к1,tуд}, A \times 10^3$	12,8

4.3. Расчет токов короткого замыкания на стороне низкого напряжения

Технические характеристики силового трансформатора выбираются из [6] и представлены в таблице 4.2.

Активное сопротивление до точки K_2 , Ом,

$$r_{\Sigma k2} = r_c + r_2 \quad (4.9)$$

$$r_{\Sigma k2} = 0,2 + 0,93 = 1,13 \text{ Ом.}$$

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		26

Таблица 4.2 – Технические характеристики силового трансформатора

Тип трансформатора	S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	r ₂ , Ом	X ₂ , Ом
		ВН	НН						
ТДН-16000/110	16	115	6,6	10,5	18	19	0,4	4,97	86,8

Реактивное сопротивление до точки K₂, Ом,

$$X_{\Sigma K2} = X_c + X_2 \quad (4.10)$$

$$X_{\Sigma K2} = 4,97 + 86,8 = 91,77 \text{ Ом.}$$

Т.к. условие $r_{\Sigma} < \frac{x_{\Sigma}}{3}$ выполняется (1,13 < 91,77), то реактивное сопротивление $r_{\Sigma K2}$ до точки K₂ не учитывается,

$$Z_{\Sigma K2} = X_{\Sigma K2} = 91,77 \text{ Ом.} \quad (4.11)$$

Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания, А,

$$I_{no, K2(BH)} = I_{K, K2(BH)} = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma K2}} ; \quad (4.12)$$

$$I_{no, K2(BH)} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 91,77} = 723,5 \text{ А.}$$

Для вычисления действительного значения тока КЗ на данной ступени, полученный ток необходимо привести к низкому напряжению:

$$I_{no, K2(HH)} = I_{K, K2(HH)} = I_{K, K2(BH)} \cdot \frac{U_{BH}}{U_{HH}} ; \quad (4.13)$$

$$I_{no, K2(HH)} = 723,5 \cdot \frac{115000}{6600} = 12606,5 \text{ А.}$$

Ударный ток в точке K₂, А,

$$i_{y\delta, K2} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta, K2} \cdot I_{K, K2(HH)} , \quad (4.14)$$

$$T_{a,\kappa 2} = \frac{91,77}{1,13 \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50} = 0,258 \text{ с,}$$

$$k_{y\partial,\kappa 2} = 1 + e^{\frac{-t_{y\partial}}{T_{a,\kappa 2}}}; \quad (4.15)$$

$$k_{y\partial,\kappa 2} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,258}} = 1,96,$$

$$i_{y\partial,\kappa 2} = \sqrt{2} \cdot 1,96 \cdot 12606,5 = 34943,4 \text{ А.}$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания в точке К₂, А:

$$i_{a,\kappa 2,t=0} = \sqrt{2} \cdot I_{n0,\kappa 2}; \quad (4.16)$$

$$i_{a,\kappa 2,t=0} = \sqrt{2} \cdot 12606,5 = 17828 \text{ А,}$$

$$i_{a,\kappa 2,t=0.01} = i_{a,\kappa 2,t_{y\partial}} \cdot e^{\frac{-t_{y\partial}}{T_{a,\kappa 2}}}, \quad (4.17)$$

$$i_{a,\kappa 2,t=0.01} = 17828 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,258}} = 17150 \text{ А.}$$

Полный ток короткого замыкания

$$I_{\kappa 2,t_{y\partial}} = \sqrt{(I_{n0,\kappa 2})^2 + (i_{a,\kappa 2,t_{y\partial}})^2} = \sqrt{12606,5^2 + 17150^2} = 21285 \text{ А.}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания в точке К₂ приводятся в таблице 4.3.

Таблица 4.3 — Результаты расчета токов КЗ в точке К₂

Параметры	КЗ в точке К ₂
Напряжение на низкой стороне У _{нн} , кВ	6,6
Индуктивное сопротивление X ₂ , Ом	1,13
Активное сопротивление, R ₂ , Ом	91,77

Окончание таблицы 4.3

Полное сопротивление, Z_2 , Ом	91,77
Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания, $I_{по}, K_2 A \times 10^3$	0,72
Ударный коэффициент, $k_{уд}, K_2$	1,96
Параметры	КЗ в точке K_2
Ударный ток, $i_{уд}, K_2 A \times 10^3$	34,9
Апериодическая составляющая $i_{a0}, A \times 10^3$	17,8
Постоянная времени $T_a, c \times 10^{-3}$	258
Апериодическая составляющая в момент времени $i_a, t_{уд} A \times 10^{-3}$	11,3
Полный ток короткого замыкания в момент времени $I_{K2}, t_{уд} A \times 10^3$	16,8

4.4. Расчет теплового импульса тока короткого замыкания

Полный импульс тока короткого замыкания определяется из выражения:

$$B_k = I_{по}^2 \cdot \left[t_{отк} + T_a \cdot \left(1 - e^{\frac{-2 \cdot t_{отк}}{T_a}} \right) \right], \quad (4.18)$$

где $t_{отк}$ — полное время отключения выключателя, с.

Полный импульс тока короткого замыкания на стороне высокого напряжения равен:

$$B_{к1} = 12779^2 \cdot \left[0,055 + 0,079 \cdot \left(1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,055}{0,079}} \right) \right] = 18,7 \cdot 10^6$$

Полный импульс тока короткого замыкания на стороне низкого напряжения равен:

$$B_{к2} = 12606,5^2 \cdot \left[0,055 + 0,258 \cdot \left(1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,055}{0,258}} \right) \right] = 10,3 \cdot 10^6$$

Результаты расчетов теплового импульса представляются в таблице 4.4.

Таблица 4.4 — Результаты расчета теплового импульса

Точка КЗ	Тепловой импульс $B_{к}, 10^6 \times A^2 \cdot c$
К ₁	18,7
К ₂	10,3

Вывод по разделу четыре

В данном разделе были рассчитаны токи КЗ на стороне высокого и низкого напряжения для выбора оборудования. Так же для проверки оборудования на термическую стойкость были найдены тепловые импульсы. Ударный ток в точке К₁ и К₂ отличается в 1,8 раза, также полный ток короткого замыкания отличается в 1,7 раза.

5 РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ ПС «ЗАПАДНАЯ»

5.1 Структурная схема автоматизированной системы диспетчерского управления

Основные функции АСДУ подстанции «Западная»:

- формирование на дисплее оператора мнемосхемы электроснабжения с отображением наиболее важных параметров;
- дистанционное управление выключателями главной электрической схемы напряжением выше 1000В и выключателями питания КТП-6/0,4 кВ собственных нужд (вводными, секционными, аварийного питания);
- контроль действий оператора при выполнении оперативных переключений;
- проверка достоверности входной информации;
- релейная защита шин распределительных устройств и отходящих присоединений;
- обработка, регистрация и вывод на экран дисплея информации о событиях в текстовой форме;
- предупредительная и аварийная сигнализация о неисправностях устройств защиты и автоматики нижнего уровня;
- регистрация последовательности срабатывания защит и противоаварийной автоматики;
- ведение во всех контроллерах единого времени;
- регистрация даты и времени аварийных и предупредительных сигналов с присвоением метки времени;
- контроль режима аккумуляторной батареи, параметров сети постоянного тока;
- дистанционное изменение уставок и конфигурации цифровых терминалов релейной защиты и автоматики;
- обработка информации, получаемой от цифровых терминалов и блоков устройств связи с объектом (УСО), в том числе регистрация пусков защит и автоматики, а также значений контролируемых параметров (токов, напряжений, частоты, мощности и др.) в момент пуска защит и в момент срабатывания защит с присвоением метки времени;
- технический учет электроэнергии, формирование информации о потреблении электроэнергии;
- передача информации о расходе электроэнергии в энергоучетную организацию;
- контроль качества электроэнергии;
- работа с архивными файлами;
- диагностика состояния аппаратуры и программного обеспечения АСДУ;
- поддержка удаленного доступа к системе;

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		31

- формирование базы данных, суточной и сменной ведомости, графиков изменения текущих параметров, архива;
- передача на верхний уровень необходимой информации о состоянии системы электроснабжения и расходе электроэнергии.

Система предназначена для осуществления автоматизированного сбора, первичной обработки и отображения информации о состоянии и режимах работы сети и основного электрооборудования, находящегося в оперативном управлении и ведении ПС «Западная». Кроме того, система телемеханики СТМ обеспечивает передачу этой информации на центральный щит управления (ЦЩУ) в целях диспетчерского технологического контроля.

5.2 Архитектура автоматизированной системы диспетчерского управления

В системе выделяются три уровня иерархии. На рисунке 4 приведена архитектура системы АСДУ.



Рисунок 4 - Архитектура системы АСДУ

К нижнему уровню относят сигналы, собранные с блок контактов коммутационных аппаратов, реле и противоаварийной автоматики. Сюда относят аналоговые сигналы телеизмерений, формирующиеся на измерительных трансформаторах тока и напряжения, датчиках температуры. На нижнем уровне происходит

первичный сбор и обработка информации полученной с устройств телеизмерений.

К среднему уровню относят контроллеры, которые обеспечивают сбор, информации полученного с низшего уровня и передачу информации на верхний уровень системы.

К верхнему уровню относится система SCADA и рабочая станция персонала, которая эксплуатирует и обслуживает систему. С технической стороны, SCADA функционирует на резервированной серверной платформе HP на операционной системе Windows и комплекса программ «ОИК Диспетчер». На рабочее место диспетчера так же устанавливается клиентское программное обеспечение этого комплекса. На этом уровне данная система производит накопление информации в базе данных (БД) системы, обработку данных и осуществляет визуализацию на рабочей станции персонала. БД системы являются главным местом, где хранятся все виды архивной (журналы, ведомости, результаты фиксации и регистрации событий, интервальные приращения) и нормативно справочной информации. На каждом уровне находятся свои программно технические средства.

Связь с внешними системами обеспечивает уровень контроллеров (передача данных в систему СО) и уровень серверов SCADA (обмен с СО и АСДУ станции). Обмен с системой АСДУ происходит на уровне серверов SCADA с выходом в ЛВС. Для обмена с СО организованы прямые каналы связи, с мультиплексированием потоков данных телемеханики.

5.3 Структурная схема автоматизированной системы диспетчерского управления

При разработке структурной схемы АСДУ предъявляются следующие требования [3]:

- надёжность - свойство системы, обусловленное её безотказностью, долговечностью и ремонтпригодностью, обеспечивающих нормальное выполнение заданных функций системы;
- безотказность - свойство системы непрерывно сохранять работоспособность в определённых режимах и условиях эксплуатации;
- долговечность - свойство системы длительно, с возможными перерывами на ремонт, сохранять работоспособность в определённых режимах и условиях эксплуатации до разрушения или другого критического состояния;
- ремонтпригодность - свойство системы, выражающееся в приспособлении к восстановлению неисправностей путём предупреждения, либо обнаружения и устранения.

Кроме этих требований система АСДУ должна быть по возможности простой и экономичной, что обуславливает экономию денежных средств, как при её внедрении, так и при дальнейшей эксплуатации. Она должна иметь возможность дальнейшего развития с ростом требований потребителей электроэнергетики.

На систему возлагается решение целого ряда задач:

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		33

- контроль параметров электроснабжения;
- регистрация нормальных и аварийных событий;
- ведение архивов измерений;
- представление реальной мнемосхемы электроснабжения;
- диагностика основного оборудования, аппаратуры управления, каналов связи и. т.д.;
- контроль действий оператора при выполнении оперативных переключений;
- предупредительная и аварийная сигнализация о неисправностях устройств защиты и автоматики нижнего уровня;
- передача информации в районный диспетчерский пункт.

Приём дискретных сигналов системой осуществляется при помощи модулей дискретного ввода «ТОРАЗ РМ7», выполняющих сбор информации.

Информация, поступающая с нижнего уровня (ТИТ и ТС), передаётся по цифровым каналам связи в управляющие контроллеры среднего уровня. Кроме того, контроллеры производят самодиагностику, а также диагностику состояния связи с измерительными преобразователями и функциональными модулями. Перечень телесигналов, планируемых к передаче с ПС «Западная» в направлении диспетчерских пунктов, указан в Приложении А.

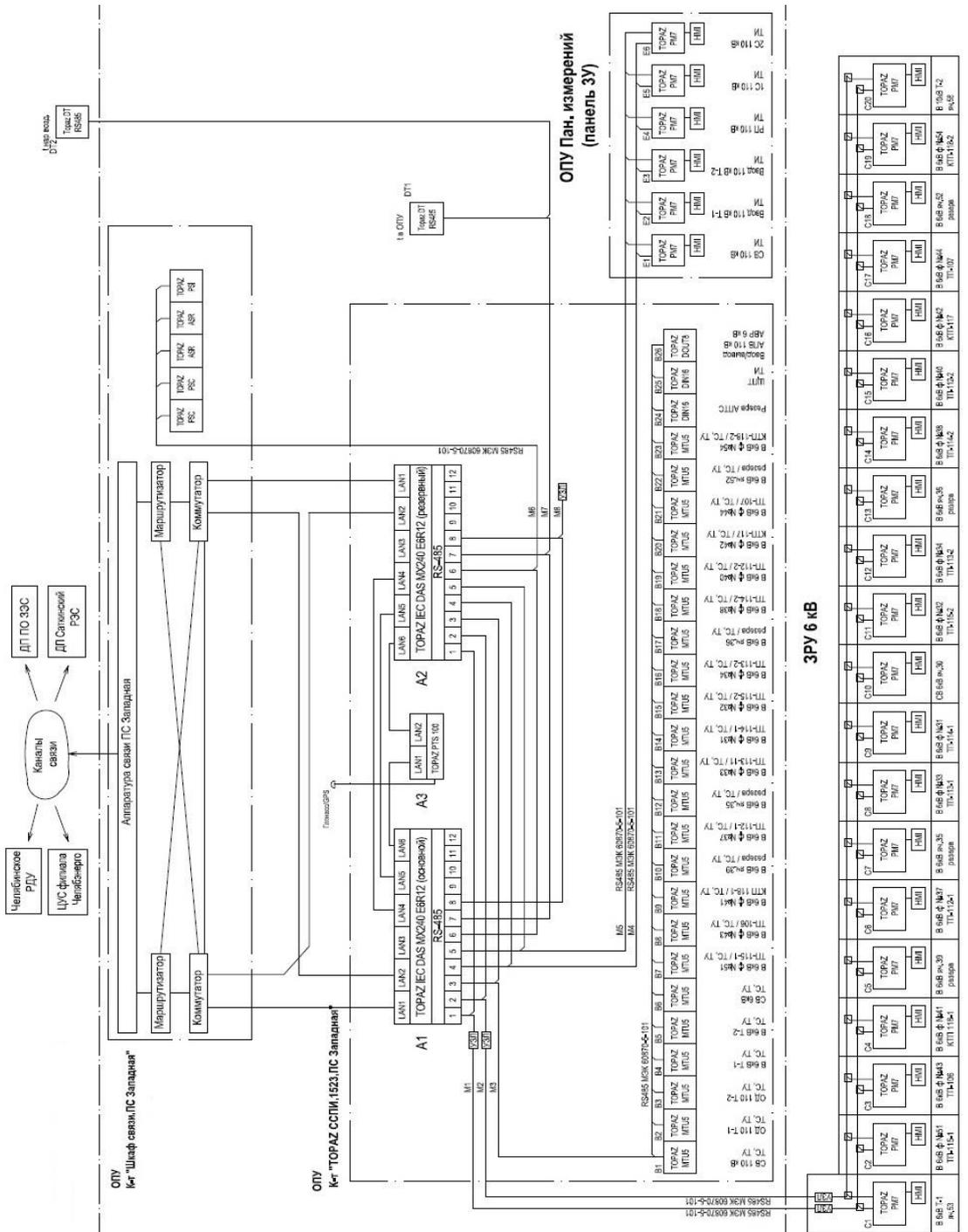
Мнемосимволы объекта автоматизации представляют собой графический образ определённого цвета. В зависимости от состояния объекта графический образ и его цвет могут изменяться. В зависимости от заполнения экрана процесса могут использоваться мнемосимволы различных размеров. Индикация мнемосимволов может быть выбрана из набора представленных образов, входящих в стандартно поставляемый комплект графического редактора. Сохранённые данные будут выводиться пользователю по его запросу в соответствии с заданными форматами представления. Вывод информации на дисплей осуществляется в виде графика или таблицы.

Структурная схема АСДУ ПС «Западная» показана на рисунке 5.

Вывод по разделу пять

В данном разделе была разработана схема автоматизации ПС «Западная».

						13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата			34



ЗРУ 6 МВ

ОПУ Пан. измерений (панель 3У)

6 ВЫБОР АППАРАТУРЫ СИСТЕМЫ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ ПС «ЗАПАДНАЯ»

6.1 Техническое решение

Согласно принятым решениям система сбора и передачи информации (ССПИ) ПС «Западная» будет построена на оборудовании производства ООО «ПиЗлСи Технолоджи». В состав системы войдут: шкаф ССПИ, в котором будут установлены контроллеры, модули ТС и ТУ, шкаф гарантированного питания и связи всей системы ССПИ, в котором помимо оборудования гарантированного питания, будет расположено оборудование связи, а так же многофункциональные измерительные преобразователи, которые будут установлены на панелях в ОПУ и в ячейках ЗРУ 6 кВ. Для организации цепей ТС на ОРУ 110 кВ, будет установлен шкаф промежуточных клемм. Для организации цепей ТС и ТУ оборудованием 6 кВ в ЗРУ 6 кВ так же будет установлен шкаф промежуточных клемм.

Для организации каналов связи на ПС будет предусмотрена установка узла маршрутизации, в составе коммутаторов и маршрутизаторов, а так же оборудования провайдера ООО «ИС-Телеком».

Система ССПИ должна быть совместима с существующими программными комплексами, установленными на диспетчерских пунктах, с которыми она будет взаимодействовать.

6.2 Основной канал связи

Для организации основного канала телемеханики предусматривается использование существующего ВОЛС ПС «Сатка». На ПС «Западная» и ПС «Сатка» устанавливаются оптические мультиплексоры Cronux FMUX/S-4E1. В качестве первичного мультиплексора предусматривается установка мультиплексора M30AE.

Для передачи данных от ПС «Сатка» до ПО ЗЗС используются существующие каналы связи через Cronux ТТК.

Для передачи данных В ДЦ ЦУСТУ Челябэнерго и Челябинское ЧРДУ используются существующие каналы связи, через узел маршрутизации ПО ЗЗС.

Для организации резервного канала в ЦУСТУ Челябэнерго и УРДУ устанавливается комплект малой земной станции спутниковой связи (МЗССС). Антенна МЗССС устанавливается на территории подстанции. Спутниковый модем устанавливается в комплект «ТОPAZ ШС.1523. ПС «Западная».

Резервный канал организуется через существующее оборудование МЗССС установленного в ЦУСТУ Челябэнерго. Для организации каналов от ЦУСТУ Челябэнерго в Челябинское РДУ используются существующие каналы связи.

Резервный канал в ПО ЗЗС, организуется через GPRS/3G сеть оператора связи. В качестве GPRS/3G маршрутизаторов используются роутеры TOPAZ GSM. Для

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		36

изоляции трафика от сети общего пользования, организуется OpenVPN туннель, с аутентификацией по сертификату.

Для организации локальной технологической сети, резервирования каналов связи, а так же маршрутизации данных в комплект «ТОРАЗ ШС.1523. ПС «Западная» входит узел доступа, состоящий из двух промышленных управляемых коммутаторов Моха EDS-408А-Т и двух маршрутизаторов Моха EDR-810.

Сервера ССПИ подключаются к коммутатору посредством коммуникационных портов Ethernet Base 10/100 TX и поддерживают работу по протоколам TCP/IP.

При подключении к локальной технологической сети энергообъекта, все технологические системы энергообъекта разделяются по Виртуальным локальным сетям с использованием протокола 802.1 Q (VLAN).

Функцию маршрутизации между Диспетчерскими центрами участвующими в информационном обмене выполняет существующий узел маршрутизации ПО ЗЭС.

Для обеспечения передачи данных на вышестоящий уровень (центры диспетчерского и оперативно - технологического управления), сервера ССПИ включаются в технологическую сеть, для чего серверы подстанции включаются в качестве конечных устройств в коммутатор МОХА EDS-408. Сервер ССПИ осуществляет обмен данными с оборудованием сбора и обработки данных диспетчерских центров в соответствии со спецификацией протокола РОСТ Р МЭК 60870-5-104.

Контроллер подстанции осуществляет обмен данными с оборудованием вышестоящего уровня в соответствии с процедурами РОСТ Р МЭК 60870-5-104 в отношении всего объема телеинформации, который для целей обмена с вышестоящими уровнями консолидируется и буферизируется в базе текущих параметров контроллера подстанции.

При конфигурировании параметров обмена данными сервера ССПИ подстанции с оборудованием верхнего уровня, контроллеру подстанции присваивается собственный статический IP-адрес, а также указывается IP адрес основного и резервного серверов ЦППС центров диспетчерского и оперативно-технологического управления. Запросы от серверов с другими IP-адресами не обрабатываются.

Для устройств локальной технологической сети и передачи технологической информации с энергообъектов предусматривается настройка статических IP- адресов в рамках общей схемы IP - адресации Челябэнерго.

6.3 Режимы функционирования системы передачи данных

В нормальном режиме функционирование оборудования протекает в автоматическом режиме. Электропитание оборудования системы передачи данных подстанции осуществляется от двух независимых источников системы питания собственных нужд подстанции. В нормальном режиме питание осуществляется от основного ввода. Система электропитания дополнительно резервируется соб-

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		37

ственными контроллерами питания в комплекте с блоками питания и накопителями на базе аккумуляторных батареи. В нормальном режиме аккумуляторы работают в буферном режиме и полностью заряжены. В процессе работы осуществляется периодическая подзарядка аккумуляторных батареи.

Предусматривается автоматический пуск всех элементов системы при подаче питания. При этом очередность запуска функциональных узлов системы значения не имеет.

В системе не предусматривается никаких пользовательских настроек при пуске системы.

Функционирование системы предусматривается в безостановочном режиме, то есть остановка системы, либо ее частей пользовательскими средствами не предусматривается.

Выход системы из работы осуществляется обслуживающим персоналом путем отключения автоматических выключателей на вводе электропитания и отключения аккумуляторной батареи источника бесперебойного питания.

Режим аварии электропитания возникает при снижении напряжения собственных нужд подстанции ниже 180В, при этом система электропитания СПД автоматически переключится на электропитание от резервного источника сформированием сигналов в систему мониторинга об аварии основного ввода электропитания и переходе на резервный ввод. При нормализации напряжения на основном вводе, автоматически восстанавливается нормальный режим работы оборудования системы передачи данных.

При полном прекращении внешнего электроснабжения система формирует сигнал в систему мониторинга об аварии внешнего электроснабжения, и система переходит на электропитание от автономного источника, входящего в состав устанавливаемого комплекта оборудования. Время бесперебойной работы системы при электропитании от автономного источника должно составлять не менее 6 часов. При возобновлении внешнего электроснабжения в течение этого времени, система автоматически, без прерывания выполнения функций, переходит в нормальный режим работы.

В случае, отсутствия внешнего электроснабжения в течение большего времени, и расходовании энергии аккумуляторных батарей, срабатывает защита источника бесперебойного питания от глубокого разряда, и происходит отключение оборудования системы передачи данных. При этом прекращается выполнение функций СПД и нарушается работа технологических устройств энергообъекта в части передачи данных на уровень диспетчерского пункта.

При появлении рабочего напряжения электропитания на основном или резервном вводе, пуск системы происходит автоматически. После старта системы формируются сигналы в систему мониторинга о режимах работы системы электропитания, оборудования СПД и оборудования технологических подсистем. Одновременно начинается заряд аккумуляторных батареи источника бесперебойного электропитания. После полного заряда аккумулятора происходит автоматический переход в нормальный режим.

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		38

При выходе из строя одного из каналов передачи банных, но при действующем втором канале, весь поток банных направляется по функционирующему каналу. Время задержки сигналов при переключении каналов определяется алгоритмами функционирования оборудования связи, протоколами резервирования и тай-маутами.

При полном разрыве соединения между контролируемым пунктом и диспетчерским центром, передача банных от технологических систем объекта будет прекращена. Система мониторинга и диагностики оборудования получит сообщения от вышестоящих узлов иерархии технологической сети о разрыве соединения с объектом. Структурная схема передачи данных приведена на рисунке 6.

6.4 Устройства коммутации/маршрутизации локальной технологической сети

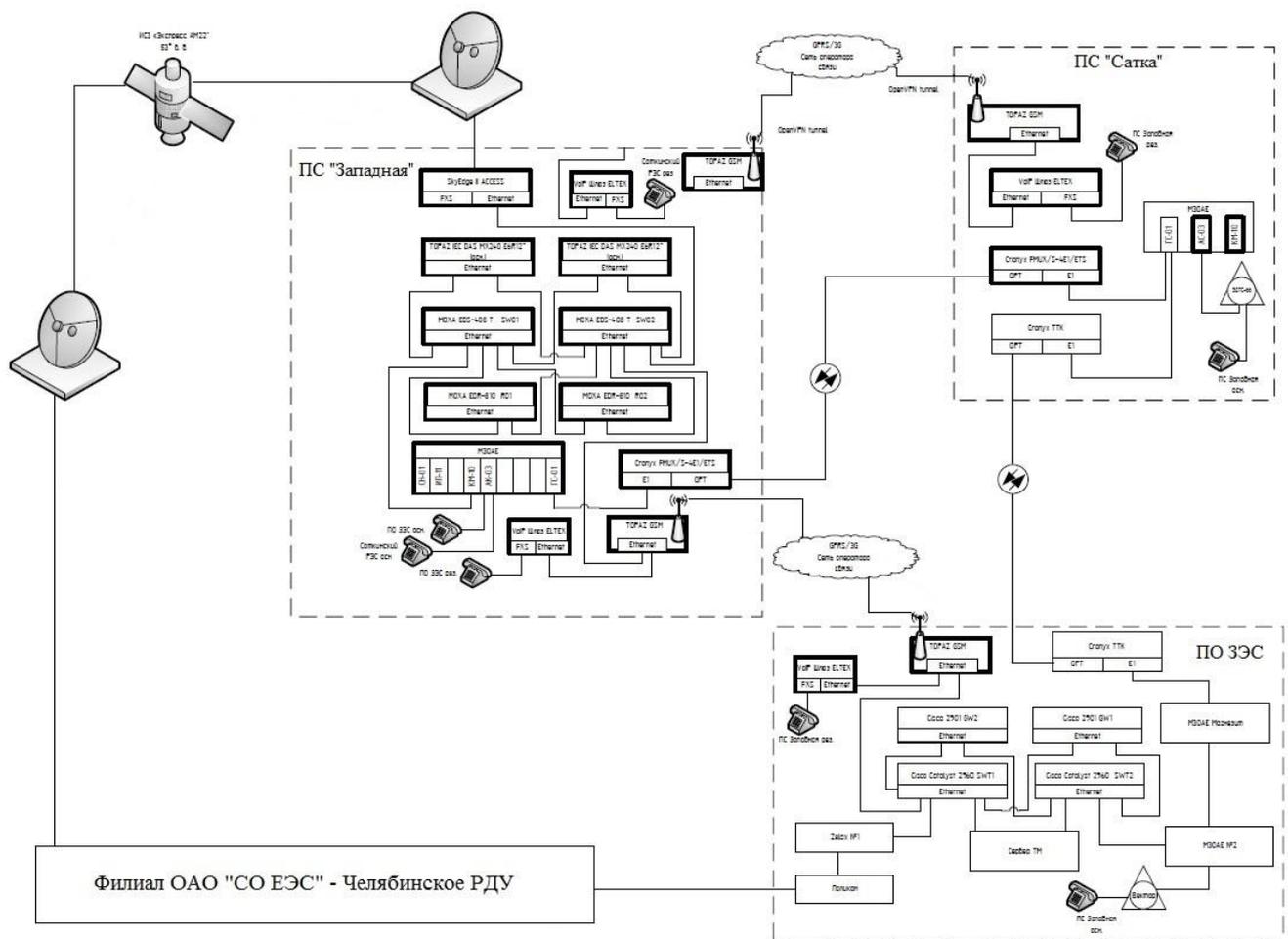
В качестве коммутатора локальной технологической сети выбрано устройство MOXA EDS-408A-T. Характеристики MOXA EDS-408A-T приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Характеристики коммутатора MOXA EDS-408A-T

Технологии	
Стандарты	IEEE 802.3 for 10BaseT, IEEE 802.3u for 100BaseT(X) and 100BaseFX, IEEE 802.3x for Flow Control, IEEE 802.1D-2004 for Spanning Tree Protocol, IEEE 802.1w for Rapid STP, IEEE 802.1p for Class of Service, IEEE 802.1Q for VLAN Tagging
Промышленные протоколы	EtherNet/IP, Modbus/TCP
Протоколы управления	IPv4/IPv6, SNMP v1/v2c/v3, LLDP, Port Mirror, RMON, DHCP Server/Client, DHCP Option 66/67/82, BootP, TFTP, SMTP, RARP, Telnet, Syslog, SNMP Inform, Flow Control, Back Pressure Flow Control
Протоколы фильтрации	802.1Q VLAN, Port-Based VLAN, GVRP, IGMP v1/v2, GMRP
Протоколы резервирования	STP, RSTP, Turbo Ring v1/v2, Turbo Chain
Протоколы синхронизации Времени	SNTP, NTP Server/Client
Управление потоками	IEEE 802.3x flow control, back pressure flow control
Таблица MAC-адресов	2000
Размер буфера пакетов	1 Мбит



					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		40



Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата

13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ

Лист

41

Окончание таблицы 6.1

Интерфейс	
Общее количество портов	8
Разъемы для витой пары	RJ45
Порты Fast Ethernet 10/100 мбит/с	
Витая пара (разъем RJ-45)	8
Требования по электропитанию	
Рабочее напряжение	24 В пост. (12 - 45 В пост.)
Потребление тока	0.26 А при 24 В
Возможность подключения резервного источника электропитания	Клеммы
Защита от неверной полярности	Есть
Требования к окружающей среде	
Рабочая температура, град. С	От -40 до +75
Рабочая влажность, %	От 5 до 95
Температура хранения, град. С	От -40 до +85
Наличие международных сертификатов	
Сертификаты	UL508 EN 60950-1 CSA C22.2 No. 60950-1 EN 61000-4-3 (RS) Level 3 EN 61000-4-4 (EFT) Level 3 EN 61000-4-5 (Surge) Level 3 EN 61000-4-6 (CS) Level 3 EN 61000-4-8 EN 61000-4-2 (ESD) Level 3 EN 55022 Class A FCC Part 15 Subpart B Class A
Среднее время наработки на отказ (MTBF), часов	1102845

В качестве маршрутизаторов локальной технологической сети выбрано устройство MOXA EDR-810-2GSFP. Характеристики MOXA EDR-810-2GSFP приведены в таблице 6.2.

В качестве первичного мультиплексора выбран M30AE производства НТЦ «Симос». Возможности мультиплексора:

- организация соединительных линий аналоговых и цифровых АТС;
- уплотнение абонентских и соединительных линий;
- организация Выделенных каналов передачи данных с интерфейсами V.35, RS-232, RS-530, Ethernet 10 Base-T;
- кросскоммутиация каналов 64 кбит/с;

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		42

- локальная диагностика и поддержка сетевой системы мониторинга;
- возможность установки в навесной шкаф в качестве выносного абонентского устройства с организацией;
 - дистанционного питания;
 - защита линейных и абонентских интерфейсов от грозовых и промышленных перенапряжений В;
 - соответствии с рекомендациями МСЗ-Т К17;
 - два дополнительных места для установки стационарных модемов линейного тракта G.SHDSL (G.SHDSL bis, G.SHDSL bis с выделением каналов на НРП) или плат оптического линейного тракта ВС-01, ОТ-01 (ОТ-02).

Таблица 6.2 - Характеристики MOXA EDR-810-2GSFP

Технологии	
Стандарты	IEEE 802.3 for 10BaseT, IEEE 802.3u for 100BaseT(X), IEEE 802.3ab for 1000BaseT(X), IEEE 802.3z for 1000BaseX, IEEE 802.1Q for VLAN tagging, IEEE 802.3ad for port trunk
Промышленные протоколы	SNMP v1/v2c/v3, DHCP server/client, TFTP, NTP/SNTP server/client, HTTP, HTTPS, Telnet, SSH, IPsec, L2TP, IGMP v1/v2/v3, QoS/CoS/ToS, Radius, RSTP/STP, LLDP, DDNS
Управление потоками	IEEE 802.3x flow control, back pressure flow control
Протоколы маршрутизации	Static routing, RIP V1/V2, OSPF
Функции резервирования маршрутизаторов	VRRP
Протоколы Multicast Routing	Static, DVMRP, PIM-SM/SSM
Обработка Broadcast пакетов	IP directed broadcast, broadcast forwarding
Интерфейс	
Общее количество портов	10
Разъемы для витой пары	RJ45
Порты Fast Ethernet 10/100 мбит/с	
Витая пара (разъем RJ-45)	8
Порты Gigabit Ethernet 1000 мбит/с	
Оптоволокно (разъем для SFP-модуля)	2

Окончание таблицы 6.2

Функции безопасности	
Firewall	Stateful inspection, фильтрация по IP- и MAC-адресу, по портам, по протоколам ICMP, DDoS, Ethernet, анализ пакетов Modbus TCP
Quick Automation Profile	EtherCAT, EtherNet/IP, FOUNDATION Fieldbus, LonWorks, Modbus/TCP, PROFINET, IEC 60870-104, DNP, FTP, SSH, Telnet, HTTP, IPsec, L2TP, PPTP, RADIUS
NAT	N-to-1, 1-to-1, двунаправленный 1-to-1 и port forwarding
Требования по электропитанию	
Рабочее напряжение	12/24/48 В пост., резервируемые входы
Потребление тока	0.37 А при 24 В
Возможность подключения резервного источника электропитания	Есть
Защита от неверной полярности	Есть
Требования к окружающей среде	
Рабочая температура, град. С	От -10 до +60
Рабочая влажность, %	От 5 до 95
Температура хранения, град. С	От -40 до +85
Наличие международных сертификатов	
Сертификаты	UL508 UL/cUL Class 1 Division 2 EN ББ022 Class A FCC Part 1Б Subpart В Class А
	EN 50121-4
Среднее время наработки на отказ (MTBF), Часов	981954

Электропитание системы организовывается от ЩСН 1с, ЩСН 2 с, ЩПТ 1 с, ЩПТ 2 с. Для организации резервирования, система электропитания имеет 2 модуля АВР TOPAZ ASR 220V10A производства 000 «ПиЭлСи Технолоджи».

Электропитание системы выполняется на базе контроллера питания TOPAZ PSC 24V40A.

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		44

Контроллер питания TOPAZ PSC 24V40A предназначен для контроля и управления схемой питания систем автоматизации напряжением постоянного тока 24 В.

Модуль выполняет следующие функции:

- контролирует наличие напряжения на каналах входного и выходного напряжения;
- при отсутствии напряжения на основном канале входного напряжения, переключает питание внешних устройств на резервный или аварийный источники;
- контролирует заряд аккумуляторной батареи и при понижении уровня заряда ниже установленных при конфигурировании модуля значений, подключает аккумулятор к источнику питания;
- контролирует температуру окружающего воздуха и при необходимости подаст напряжение питания в систему кабельного обогрева.

Модуль обеспечивает световую сигнализацию:

- наличия напряжения на основном канале питания (IN1);
- наличия напряжения на резервном канале питания (IN2);
- наличия напряжения на аварийном канале питания от аккумуляторной батареи (BAT IN);
- наличия напряжения на канале 1 выходного напряжения (OUT1);
- наличия напряжения на канале 2 Выходного напряжения (OUT2);
- наличия напряжения питания Встроенного процессора PWR;
- готовности к автономной работе - полный заряд батареи (RDY);
- состояния передачи информации по сети RS-485.

Технические характеристики модуля приведены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 - Характеристики модуля TOPAZ PSC 24V40A

Количество каналов входного напряжения	4
Диапазон входных постоянных напряжений, В	От 15 до 72
Количество каналов выходного напряжения	2
Выходное постоянное напряжение, В	24 (48)
Максимальный суммарный ток нагрузки, А	40
Канал интерфейса RS-485	
Скорость обмена данными, бит/с	38 400; 57 600; 115 200
Протокол обмена по интерфейсу RS-485	МЗК 60870-5-101, Modbus RTU
Релейный выход OUT	
Тип реле	А
Напряжение нагрузки, В	~ 220
Ток нагрузки, А	1
Максимальный импульсный ток, А	5

Окончание таблицы 6.3

Время срабатывания, мс	0,1
Время отпускания, мс	0,1
Минимальный срок службы (срабатываний)	100000
Характеристики корпуса	
Масса, кг, не более	2
Габаритные размеры (длина x ширина x Высота), мм	159 x 100 x 63
Степень защиты корпуса	IP20
Температура окружающего воздуха, оС	От -40 до+70
Относительная влажность %, (при 25оС и более низких температурах)	до 95
Барометрическое давление, кПа	От 84,0 до 106,7

Конфигурация модуля сохраняется в энергонезависимой памяти EEPROM микроконтроллера, которая обеспечивает сохранение параметров, при отсутствии напряжения питания, в течение 40 лет.

Оборудование для организации каналов передачи данных и оборудование для гарантированного электропитания устанавливается в отдельном шкафу двухстороннего обслуживания напольного исполнения.

Для размещения оборудования предусматривается шкаф напольного исполнения размером 2000x600x800 (ВxШxГ). В шкафу устанавливается сетевое оборудование объекта, а также система гарантированного электропитания.

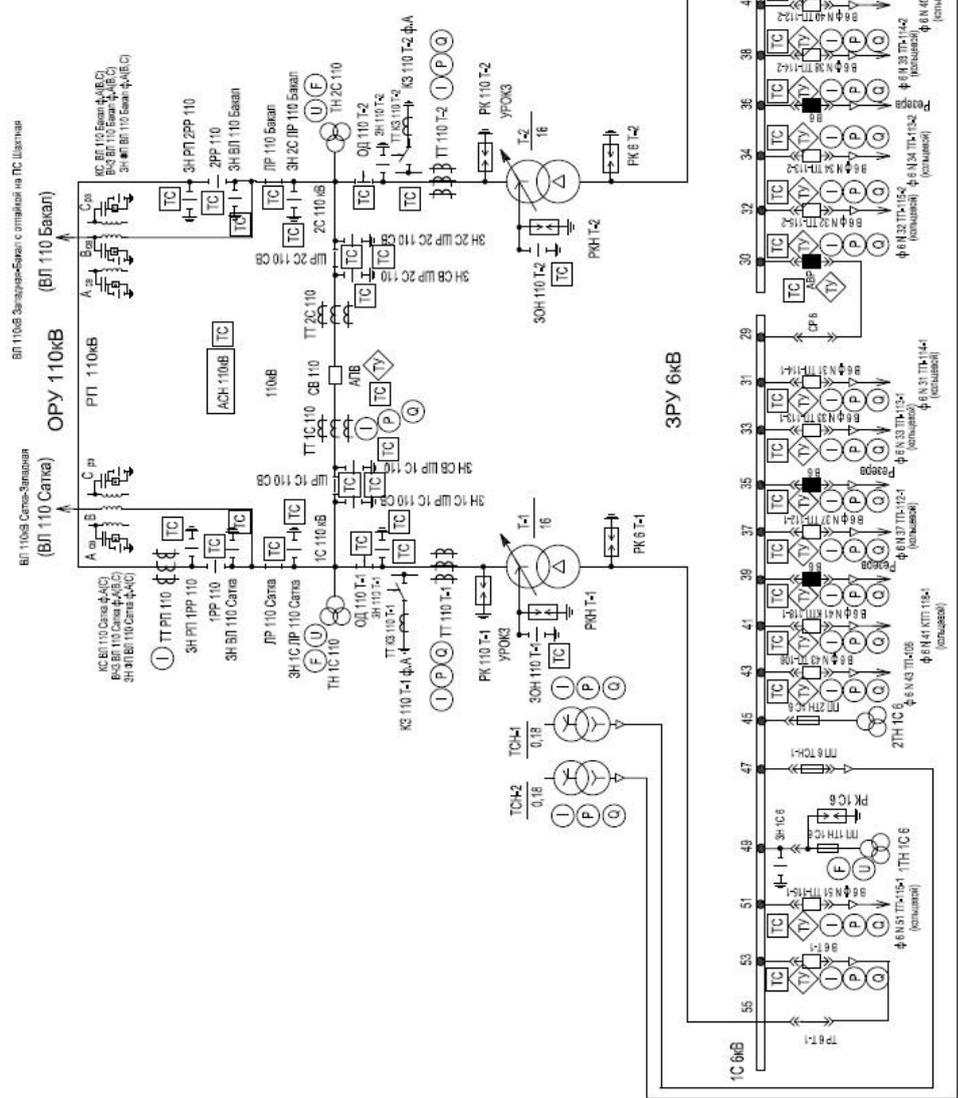
Комплект «ТОРАZ ШС.1523.ПС Западная» устанавливается в контейнере связи. Оборудование для ПС «Сатка» устанавливается в существующий шкаф связи, место установки определяется по месту.

Разработанная система автоматизации диспетчерского управления ПС «Западная» показана на рисунке 7.

Вывод по разделу шесть

В данном разделе был выбран комплекс технических средств для передачи данных, их размещение на объекте. В качестве оборудования выбраны модули дискретного ввода ТОРАZ PM7, контроллеры ТОРАZ IEC DAS MX240 E6R12, мультиплексоры Cronux FMUX/S-4E1, промышленные маршрутизаторы МОХА EDR 810, коммутаторы МОХА EDS-408. Данные средства построены на базе современных технических средств, что позволяет выполнить полный объём задач с надлежащим качеством.

- Условные обозначения
- TC Телесигнализация
 - TV Телеуправление
 - I Измерение тока
 - U Измерение напряжения
 - P Измерение акт. мощности
 - Q Измерение реакт. мощности
 - S Измерение полной мощности
 - F Измерения частоты



7 РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

7.1 Основные показатели экономической эффективности

При разработке технико-экономического обоснования проекта АСДУ, большое значение имеет решение внедрить принципиально "новую" систему или постепенное расширение существующей "старой". Это позволит: снизить производственные издержки, избавиться от вопросов технологической несовместимости оборудования автоматизации и диспетчеризации, обеспечить более эргономичные и благоприятные условия труда диспетчерским службам и персоналу. При этом необходимо рассматривать более широкий спектр подбора активного оборудования, линий коммуникации, исполнительных устройств и программного обеспечения, связывая этот выбор с возможностью перспектив развития и экономической целесообразностью.

Основным критерием экономической эффективности разработки и внедрения АСДУ является рост прибыли компании на основе роста производительности коллективного труда и в основном за счет снижения затрат на производство продукции. В качестве количественного выражения экономической эффективности АСДУ принимается годовая экономия от внедрения АСДУ ($\mathcal{E}_{год.}$), расчётный коэффициент затрат (E_p), срок окупаемости капитальных затрат (T), годовой экономический эффект (\mathcal{E}).

Величина годовой экономии рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{год} = \left(\frac{A_2 - A_1}{A_1} \right) \cdot \Pi_1 + \left(\frac{C_1 - C_2}{100} \right) \cdot A_2, \quad (7.1)$$

где, A_1, A_2 – годовой объём реализуемой продукции до и после внедрения АСДУ, млн.рублей;

C_1, C_2 – затраты на рубль реализуемой продукции после внедрения АСДУ;

Π_1 – прибыль от реализации продукции до внедрения АСДУ, тыс. рублей;

$\left(\frac{C_1 - C_2}{100} \right) \cdot A_2$ - годовой прирост прибыли за счет снижения издержек производства, млн. рублей.

Годовой экономический эффект определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{год} - E_n \cdot K_{АСДУ}, \quad (7.2)$$

где, E_n - нормативный коэффициент экономической эффективности капитальных вложений в данной отрасли (в расчёте E_n принимается 0,33);

$K_{АСДУ}$ - капитальные вложения, связанные с созданием и внедрением АСДУ.

Эффективность затрат определяется показателями:

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		

$$T = \frac{K_{АСДУ}}{\mathcal{E}_{зод}}; E_p = \frac{\mathcal{E}_{зод}}{K_{АСДУ}}, \quad (7.3)$$

Внедрение системы считается достаточно эффективным, если расчётный коэффициент (E_p) затрат равен или больше нормативного ($E_{НВТ}$), т.е.

$$E_p \geq E_{НВТ}; T \leq \frac{1}{E_{НВТ}}, \quad (7.4)$$

В промышленности $E_{НВТ}$ принимается 0,3, следовательно, внедрение системы эффективно, если $E_p \geq 0,3$; $T \leq 3,3$ года.

Таблица 7.1 – Смета затрат на покупку ЭВМ для АСДУ на ПС «Западная»

Оборудование	Цена, руб.	Кол.	Стоимость, тыс.руб.
Серверное оборудование HP ProLiant	35000	2	70
АРМ диспетчера	40000	2	80
Итого			150

K_M , согласно таблице 7.1 для покупки средств вычислительной техники составит: $K_M = 150$ тыс.руб.

Таблица 7.2 – Смета затрат на покупку КТМ для АСДУ

Оборудование	Цена, руб.	Кол.	Цена, тыс.руб.
Комплект «ТОРАZ ССПИ.1523»	2114889,75	1	2114889,75
Комплект «ТОРАZ ШС.1523»	890459,47	1	890459,47
Шкаф «ТОРАZ ШПК.1523-1»	75426,87	1	75426,87
Шкаф «ТОРАZ ШПК.1523-2»	74622,03	1	74622,03
Шкаф «ТОРАZ ШПК.1523-3»	115426,87	1	115426,87
Шкаф питания «ТОРАZ ШП.1523»	112243,25	1	112243,25
АРМ Телемеханика с СПО «ТОРАZ»	345360,00	1	345360,00
Модуль измерительный ТОРАZ ТМ РМ7-Pr с НМІ(3Xrs485, 2x24PWR)	27351,45	25	683786,25
Датчик температуры ТОРАZ DT RS485	1678,27	2	3356,54
Устройство защиты линии RS485 ТОРАZ	1021,08	2	2042,16

Окончание таблицы 7.2

ЗИП	253560,12	1	253560,12
Итого			4671173,31

K_{TM} согласно таблице 7.2, предварительному разбросу КП и объёму снимаемой с объекта информации составит: $K_{TM} = 4671,2$ тыс.руб.

K_L принимается обычно 30% от стоимости телемеханики:

$$K_L = 0,3 \cdot K_{TM},$$

$$K_L = 0,3 \cdot 4671,2 = 1401,4 \text{ тыс.руб.}$$

Определяется K_B :

$$K_B = (K_M + K_{TM} + K_L + K_D) \cdot 1,1, \quad (7.7)$$

$$K_B = (150 + 4671,2 + 1401,4) \cdot 1,1 = 6844,53 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{АСДУ} = K_L + K_B, \quad (7.8)$$

$$K_{АСДУ} = 1401,4 + 6844,53 = 8245,93 \text{ тыс.руб.}$$

Определение эксплуатационных расходов АСДУ.

Эксплуатационные расходы АСДУ ($Z_{ЭКС}$) определяются по формуле:

$$Z_{ЭКС} = Z_{ЗП} + Z_{АМ} + Z_M + Z_Э + Z_{ПР}, \quad (7.9)$$

где, $Z_{ЗП}$ - расходы за год по зарплате и отчислениям на соцстрах персонала, занятого обслуживанием тех. средств системы, тыс.руб.;

$Z_{АМ}$ - сумма годовых амортизационных отчислений технических средств системы, тыс.руб.;

Z_M - расход материалов и запчастей на текущий ремонт и содержание технических средств, тыс.руб.;

$Z_Э$ - стоимость потребляемой электроэнергии, тыс.руб.;

$Z_{ПР}$ - прочие расходы.

Для АСДУ требуется обслуживающего персонала 1 человек в одну смену. Существующий комплекс телемеханики обслуживается персоналом в количестве 2 человек в одну смену, т.е. обслуживающий персонал уменьшится вдвое. Учитывая, что предполагается использование сервера при четырёхсменном режиме работы требуется 4 диспетчера, 2 инж.электроников и 1 электромеханик 5-го разря-

да. Расходы в год на зарплату обслуживающего персонала и отчисления на соцстрах составляют:

$$Z_{ЗП} = (25000 + 2 \cdot 20000) \cdot 12 \cdot 1,2 = 936 \text{ тыс. руб.}$$

Норма амортизации средств АСДУ составляет 12%, т.е.

$$Z_{AM} = 0,12 \cdot K_T$$
$$Z_{AM} = 0,12 \cdot 6844,53 = 821,34 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость материалов и запчастей на текущий ремонт и содержание технических средств составляет 1 - 1,5% от стоимости технических средств.

$$Ц_{\text{Э}} Z_M = 0,015 \cdot K_T$$
$$Ц_{\text{Э}} Z_M = 0,015 \cdot 6844,53 = 102,66 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость потребляемой электроэнергии определяется исходя из установленной мощности оборудования ($M_y = 16000$ кВт), годового фонда времени ($T = 8760$), тарифа за 1 кВт·час электроэнергии ($Ц_{\text{Э}} = 2,12$ руб.) и коэффициентом интенсивности использования мощности ($B = 0,165$, согласно отраслевой методике определения эффективности АСДУ).

$$Z_{\text{Э}} = 16 \cdot 8760 \cdot 2,12 \cdot 0,165 = 49027,9 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость прочих расходов складывается из стоимости затрат на, содержание помещения (амортизационные расходы, расходы на освещение, отопление, уборку). Эти расходы не изменятся при внедрении АСДУ, т.к. технические средства будут установлены в зале, где сейчас установлены и функционируют тех. средства диспетчеризации.

Определим сумму эксплуатационных затрат:

$$Z_{\text{ЭК}} = 936 + 821,34 + 49027,9 + 102,66 = 50887,9 \text{ тыс. руб.}$$

7.2 Расчёт годовой экономии от внедрения автоматизированной системы диспетчерского управления

Экономия от внедрения АСДУ будет за счет снижения издержек производства.

Экономия от сокращения численности персонала.

Расчёт показывает возможность сокращения 6 человек.

Экономия фонда заработной платы составит:

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		51

$$12 \cdot 6 \cdot 25000 \cdot 1,30 = 2340 \text{ тыс.руб.},$$

где, 12 – количество месяцев;

6 - количество сокращаемого персонала;

25000 - средняя месячная заработная плата;

1,30 - значение коэффициента отчисления на соцстрах.

Экономия по учитываемым статьям составит:

$$\mathcal{E} = 221608 + 2340 = 223948 \text{ тыс.руб.}$$

7.3 Расчёт годового экономического эффекта

Годовая экономия от внедрения АСДУ составит:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = \mathcal{E} - \mathcal{E}_{\text{ЭКС}} \quad (7.13)$$

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = 223948 - 50776,04 = 17317,2 \text{ тыс.руб.}$$

Годовой экономический эффект составит:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{год}} - E_{\text{Н}} \cdot K_{\text{АСДУ}}, \quad (7.14)$$

$$\mathcal{E} = 17317,2 - 0,33 \cdot 8169,26 = 14621,4 \text{ тыс.руб.}$$

Определим расчётный коэффициент затрат:

$$\mathcal{E}_p = \frac{\mathcal{E}_{\text{год}}}{K_{\text{АСДУ}}}, \quad (7.15)$$

$$\mathcal{E}_p = \frac{17317,2}{8169,26} = 2,11.$$

Срок окупаемости системы будет равен:

$$T = \frac{1}{\mathcal{E}_p} \quad (7.16)$$

$$T = \frac{1}{2,11} = 0,47 \text{ года}$$

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		52

Вывод по разделу семь

Срок окупаемости системы будет равен 0,5года это меньше нормативного срока - 3,3года, следовательно, разработка и внедрение автоматизированной системы диспетчерского управления на ПС «Западная» будет эффективна. Годовой экономический эффект от внедрения системы составит 14621,4тыс.руб.

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		

8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

8.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов

На диспетчера во время работы действуют различные фактора вредного воздействия, дисплей и процессорный блок компьютера, микроклимат; техника; нарушение режима труда и отдыха; эмоциональные факторы.

Значительным физическим фактором является микроклимат рабочей зоны, особенно температура и влажность воздуха. Человек постоянно находится в процессе теплового взаимодействия с окружающей средой. Исследования показывают, что высокая температура в сочетании с высокой влажностью воздуха оказывает большое влияние на работоспособность диспетчера. Увеличивается время реакции оператора ЭВМ, нарушается координация движений, резко увеличивается число ошибочных действий. Высокая температура на рабочем месте диспетчера отрицательно влияет на психологические функции: понижается внимание, уменьшается объём оперативной памяти, снижается способность к ассоциациям.

С физиологической точки зрения изменение состава воздуха, вызванное загрязненностью его различными газами; действие механических сил ведущих к вибрации; шумов; физические нагрузки, связанные с длительным пребыванием в позе сидя и многое другое затрудняют длительную работу, вызывают утомление, а изменение освещенности или недостаточная освещенность способствуют развитию близорукости.

Факторы, связанные в основном с нарушением режима труда и отдыха приводят: к недостаточности времени для восстановления сил после утомления; неправильное использование перерывов между работой, непродуманное планирование работы и отдыха.

К эмоциональным факторам относятся: умственное и зрительное напряжение; нервно-психические нагрузки; переизбыток информации; выраженность и время наступления утомления человека, цветовое оформление помещения и спектральные характеристики используемого света; от этого зависит надежность приема информации, психологическое и физиологическое состояние человека.

Также к опасным и вредным факторам относятся:

- неисправное электрооборудование, которое может привести к поражению электрическим током, так как отсутствие внешних признаков грозящей опасности поражения электрическим током, человек не может заранее обнаружить. Тяжесть исхода электротравм может привести к потере трудоспособности при электротравмах, как правило, бывает длительная, возможен даже летальный исход.

- персональный компьютер, монитор являются источником электромагнитного излучения, которое оказывает влияние на нервную и сердечнососудистую систему человека.

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		54

8.2 Выбор нормативных значений факторов рабочей среды

Нормирование параметров микроклимата в рабочей зоне производится в зависимости от времени года, категории работ по энергозатратам и избытку явного тепла. По энергозатратам вычислительная работа, которая будет проводиться в данном помещении, относится к категории «лёгкая физическая», характеристики которой приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Тип работы по энергозатратам

Работа	Категория	Энергозатраты организма	Характеристика работы
Лёгкая физическая	1б	500,5 – 625,5 кДж/ч (150 ккал/ч)	Проводится сидя, стоя, или связанная с ходьбой, но не требующая систематического, физического напряжения или поднятия и переноски тяжестей.

Согласно СанПиН 2.2.2.542 – 96 в производственных помещениях, в которых работа выполняется на ПК, температура, относительная влажность и скорость движения воздуха на рабочих местах должны соответствовать действующим санитарным нормам производственных помещений. Оптимальные нормы для помещений с ПК приведены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Оптимальные нормы для помещений

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С не более	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный (температура наружного воздуха +10°C и ниже)	Лёгкая – 1б	21-23	40-60	0,1
Тёплый (температура наружного воздуха выше +10°C)	Лёгкая – 1б	22-24	40-60	0,2

Рабочее место для выполнения работ в положении сидя должно соответствовать требованиям эргономики и требованиям технической эстетики. Иначе в результате неправильной осанки может развиваться грыжа межпозвоночных дисков шейного или поясничного отделов, перенапряжение мышцы шеи, плеча и грудной клетки.

Таблица 8.3 — Нормативные значения эргономических параметров рабочего места

Наименование параметра	База отсчета	Нормативное значение
рабочий стол (рабочая поверхность)		
- высота, мм	полы	680-800 при регулировке, 725 без регулировки.
- ширина, мм	край стола	800-1400
- глубина, мм	передний край стола	600-800
рабочий стул		
- высота поверхности сиденья, мм	полы	450
- угол наклона поверхности сиденья, град	горизонтальная плоскость	5
- ширина сиденья, мм	край сиденья	400
Наименование параметра	База отсчета	Нормативное значение
- глубина сиденья, мм	передний край сиденья	>400
- высота спинки стула, мм	поверхность сиденья	350
- радиус кривизны спинки стула, мм	середина спинки, горизонтальная плоскость	>400
- угол наклона спинки стула, град.	поверхность сиденья, вертикальная плоскость	25°

Параметр считается соответствующим требованиям, если его значение отклоняется от нормативного не более чем на ± 10 мм (по линейному параметру) и на 1° (по угловому параметру).

Источниками вредного излучения являются дисплей и процессорный блок компьютера. В реальных условиях электромагнитные поля относительно невелики по уровню, неоднородны в пространстве и нестационарные во времени. Одним из факторов, снижающих уровни электромагнитного поля, является хорошая заземление.

Помещения, где расположены ПК, должны иметь естественное и искусственное освещение. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 лк, причем яркость документа на рабочем месте должна быть не менее 85 кд/м^2 . Местное освещение не должно создавать бликов на поверхности экрана, яркость бликов на экране ПК не должна превышать 40 кд/м^2 . В качестве источников света при искусственном освещении должны применяться преимущественно люминесцентные лампы типа ЛБ. Допускается применение ламп накаливания и светильников местного освещения. Применение

светильников без рассеивателей и экранирующих решеток не допускается. Яркость светящихся поверхностей (окна, светильники и др.), находящихся в поле зрения, должна быть не более 200 кд/м², и яркость потолка при применении системы отраженного освещения не должна превышать 200 кд/м².

Рекомендуемые соотношения яркостей в поле зрения следующие:

- между экраном и документом 1:5 - 1:10;
- между экраном и поверхностью рабочего стола 1:5;
- между экраном и клавиатурой, клавиатурой и документом - не более 1:3;
- между экраном и окружающими поверхностями 1:3 - 1:10.

Рабочие места с ПК по отношению к световым проёмам должны располагаться так, чтобы естественный свет падал сбоку, преимущественно слева. В таблице 8.4 приведены нормы проектирования естественного и искусственного освещения для третьего разряда зрительной работы по СНиП II-4-710.

Таблица 8.4 - Нормы естественного и искусственного освещения

Характеристика зрительной работы	Максимальный размер объекта, мм	Искусственное освещение, лк		Естественное освещение, КЕО %	
		Комбинированное	Общее	верхнее	боковое
очень высокой точности	0,15-0,3	1000	300	7	2,5

Профессиональные пользователи ПК должны проходить обязательные (при приёме на работу) и периодические медицинские осмотры. Женщин со времени установления беременности и в период кормления ребенка грудью к выполнению всех видов работ, связанных с использованием видео дисплейных терминалов, не допускают.

В помещениях, где работают инженерно-технические работники вибрация, инфра – и ультразвук отсутствуют. Источниками шума являются работающие компьютеры и периферийные устройства. Согласно ГОСТ 12.1.003 – 89 ПДУ допустимым уровнем звукового давления в октавных полосах частот, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте следует принимать данные из таблицы 8.5.

Таблица 8.5 - Допустимые уровни звукового давления

Параметры	Значения							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Октавные полосы, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Уровни звукового давления, дБ	71	61	54	49	45	42	41	38

Таким образом, шум в помещениях ДП не превышает допустимого уровня.

8.3 Охрана труда

К работе на ДП допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие вводный инструктаж, обучение безопасным приемам и методам работы, инструктаж на рабочем месте по правилам внутреннего распорядка, технике безопасности при эксплуатации технологического оборудования по профессиям и выполнении отдельных видов работ, правилам пожарной безопасности на подстанции и успешно сдавшие экзамены на допуск к самостоятельной работе. Весь персонал должен уметь оказывать первую помощь пострадавшим. Персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (СИЗ) в соответствии с типовыми отраслевыми нормами и характером выполняемой работы.

Замена неисправных элементов проводится на обесточенном комплексе. Реализация внешнего вида конструкций должна предусматривать отсутствие острых, колющих и режущих кромок, представляющих потенциальную опасность травмирования.

При обслуживании и ремонте оборудования используются следующие средства защиты:

- инструменты с диэлектрическими ручками;
- указатель напряжения (ИН – 2).

При оценке условий труда учитываются время воздействия электромагнитного поля и характер облучения. Средства и методы защиты от электромагнитных полей делятся на три группы: организационные, инженерно-технические и лечебно-профилактические. Наиболее рациональными к применению являются инженерно-технические меры защиты:

- электрогерметизация элементов схем, блоков, узлов установки в целом;
- рациональное размещение оборудования.

Для обеспечения электробезопасности в помещении проверены следующие показатели:

- обеспечение недоступности токоведущих частей, находящихся под напряжением, для случайного прикосновения;
- электрическое разделение сети;
- устранение опасности поражения при появлении напряжения на корпусах, кожухах и других частях электрооборудования, что достигается применением малых напряжений, использованием двойной изоляции, выравниванием потенциала, защитным заземлением, защитным отключением, применением специальных электрозащитных средств — переносных приборов и приспособлений;
- организация безопасной эксплуатации электроустановок.

Приборы, находящиеся в помещении работают от номинального напряжения 220 В. В нашем случае применено заземление с изолированной нейтралью. Заземление выведено на заземляющий контур с сопротивлением 4 Ома. Заземление дисплеев осуществляется через системный блок ЭВМ.

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		58

Соединение ПК с сетью выполнено с помощью трёхжильного медного силового кабеля с вилкой, имеющей клеммы заземления. Все провода в рабочем помещении имеют характеристики, соответствующие токам и напряжениям в сети.

8.4 Производственная санитария

Вид трудовой деятельности, тяжесть и напряженность работ устанавливаются на основе аттестации рабочих мест по условиям труда. Выполняемые диспетчером работы относятся к первой категории тяжести, при этом физические усилия составляют до 174 Вт. Такие работы выполняются сидя или стоя, не требуют систематического мышечного напряжения.

Для обеспечения параметров микроклимата в соответствии с нормами производственных помещений для категорий работ 1а – 1б рекомендуется применять системы вентиляции и отопления.

Мероприятия по оздоровлению воздушной среды разрабатываются для конкретного помещения с учетом реально сложившихся причин загрязнения воздуха и климатического дискомфорта (например, скопление пыли в результате присутствия статических полей, пониженная влажность из-за действия систем отопления и нагреваемых частей аппаратуры).

Для поддержания заданных значений температуры и влажности рекомендуется применять кондиционирование и вентиляцию. Кондиционер обеспечит автоматическое поддержание параметров микроклимата в необходимых пределах в течение года, очистку воздуха от пыли и вредных веществ, создание небольшого избыточного давления в чистых помещениях для исключения поступления неочищенного воздуха. Вентиляция воздуха обеспечивается путем воздухообмена в помещении в результате действия ветрового и теплового напоров, получаемых из-за разной плотности воздуха снаружи и внутри помещения. Организованная естественная вентиляция осуществляется аэрацией. Аэрация предусматривает бесканальный обмен воздуха через окна, форточки, фрамуги и т.п. Для повышения влажности воздуха в помещениях с персональными компьютерами и вычислительной техникой следует применять увлажнители воздуха, управляемые ежедневно дистиллированной или прокипяченной питьевой водой.

Естественное освещение в помещении осуществляется в виде бокового освещения. Величина коэффициента естественной освещенности (к.е.о.) соответствует нормативным уровням по СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования».

По конструктивному исполнению различают следующие системы искусственного освещения:

– общее - освещение, при котором светильники размещаются в верхней зоне помещения равномерно (общее равномерное освещение) или применительно к расположению оборудования;

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		59

– комбинированное - освещение, при котором к общему освещению добавляется местное, концентрирующее световой поток непосредственно на рабочем месте.

Кроме освещённости, большое влияние на деятельность диспетчера оказывает цвет окраски помещения и спектральные характеристики используемого света. Рекомендуются, чтобы потолок отражал 80-90%, стены - 50-60%, пол - 15-30% падающего на них света. К тому же цвет обладает некоторым психологическим физиологическим действием. Например, тона "теплой" гаммы (красный, оранжевый, желтый) создают впечатление бодрости, возбуждения, замедленного течения времени и ощущение тепла. "Холодные" тона (синий, зеленый, фиолетовый) создают впечатление покоя и вызывают у человека ощущение прохлады. Предметы и поверхности, окрашенные в "холодные" цвета, кажутся меньше, чем окрашенные в "теплые" тона (при их одинаковой светлости) и как бы удаляются от смотрящего.

С осторожностью следует применять сочетания различных тонов, так как одновременное использование "теплых" и "холодных" тонов может вызвать состояние растерянности и беспокойства.

Действие на человека недостаточной освещённости рабочей зоны и пониженной контрастности. Неудовлетворительное освещение утомляет не только зрение, но и вызывает утомление всего организма в целом. Неправильное освещение часто является причиной травматизма (плохо освещённые опасные зоны, слепящие лампы и блики от них). Резкие тени ухудшают или вызывают полную потерю ориентации работающих, а также вызывают потерю чувствительности глазных нервов, что приводит к резкому ухудшению зрения.

Рациональный режим труда и отдыха работников, установленный с учетом психофизиологической напряженности труда, динамики функционального состояния систем организма и работоспособности, предусматривает строгое соблюдение регламентированных перерывов. Для обслуживающего персонала — диспетчеров, непрерывная работа за монитором не должна превышать четырёх часов при 8 часовом рабочем дне, а количество обрабатываемых символов (знаков) 30 тыс. за 4 часа работы. В соответствии с особенностями трудовой деятельности и характером функциональных изменений со стороны различных систем организма в режиме труда должны быть введены два или три регламентированных перерыва длительностью 10 минут каждый. В течение рабочего дня необходимо равномерно распределять и чередовать различную по степени напряженности нагрузку (ввод данных, редактирование программ, печать документов или чтение информации с экрана).

8.5 Эргономика и производственная эстетика

Конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля человека. Выполнение

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		60

частых трудовых операций должно быть обеспечено в пределах зоны легкой досягаемости и оптимальной зоны моторного поля.

Конструкция рабочего места диспетчера должна обеспечивать оптимальное положение, что достигается за счет регулирования высоты сиденья и подставки для ног.

Подставка для ног должна быть регулируемой по высоте. Ширина должна быть не менее 300 мм, длина — не менее 400 мм. Поверхность подставки должна быть рифленой. По переднему краю следует предусматривать бортик высотой 10 мм.

Важным фактором является пространство под столом, его должно быть достаточно, чтобы удобно сгибать и разгибать колени.

Стол должен иметь криволинейную форму, за счет вогнутости его большая часть оказывается используемой, т.к. попадает в зону досягаемости моторного поля. Поскольку работа диспетчера сочетает в себе работу за компьютером и бумажную, то стол помимо места для монитора, клавиатуры, системного блока должен содержать еще и дополнительные полочки и ящики, чтобы не загружать бумагами рабочее пространство стола. Стол должен позволять менять глубину положения монитора. Площадь столешницы не должна быть менее 1 м². Чем массивнее стол, тем лучше, меньше вибрации от техники.

Монитор должен располагаться на рабочем столе прямо, и удален от глаз минимум на 50-60 см. Верхняя граница экрана должна быть на уровне глаз или не ниже 15 см ниже уровня глаз.

Кресло должно обеспечивать физиологически рациональную рабочую позу, при которой не нарушается циркуляция крови и не происходит других вредных воздействий. Для этого необходимо чтобы у кресла была упругая спинка анатомической формы, которая уменьшит нагрузку на позвоночник. Также для того чтобы снимать нагрузку с мышц плечевого пояса кресло обязательно должно быть с подлокотниками и иметь возможность поворота, изменения высоты и угла наклона сиденья и спинки. Важно, чтобы все регулировки были независимыми, легко осуществимыми и имели надежную фиксацию. Кресло должно быть регулируемым, с возможностью вращения, чтобы дотянуться до далеко расположенных предметов.

Также значение имеют не только оптимальное расположение монитора, но и его технические параметры. Прежде всего, это разрешение монитора и частота обновления изображения. Так как диспетчеру приходится иметь дело с информацией графического вида, то к техническим параметрам монитора предъявляются особые требования. Для работы необходим плоскоэкранный монитор с диагональю минимум 17" или 19", оптимальное разрешение – 1024*768 или 1280*1024 соответственно. Однако при этом частота обновления изображения не должна быть меньше 100 Гц, поскольку колебания яркости приводят к нервному переутомлению и быстрому ухудшению зрения.

Неправильное положение рук при печати на клавиатуре приводит к хроническим растяжениям кисти. Важно не столько отодвинуть клавиатуру от края стола и опереть кисти о специальную площадку, сколько держать локти параллельно

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		61

поверхности стола и под прямым углом к плечу. Поэтому клавиатура должна располагаться в 10-15 см (в зависимости от длины локтя) от края стола. В этом случае нагрузка приходится не на кисть, в которой вены и сухожилия находятся близко к поверхности кожи, а на более "мясистую" часть локтя. Глубина стола должна позволять полностью положить локти на стол, отодвинув клавиатуру к монитору.

Свет регулирует все функции человеческого организма и влияет на психологическое состояние и настроение, обмен веществ, гормональный фон и умственную активность.

Помещения с ПК должны иметь естественное и искусственное освещение.

Естественное освещение должно осуществляться через световые проёмы, ориентированные преимущественно на север и северо-восток.

Искусственное освещение должно осуществляться системой общего равномерного освещения, светильники следует располагать локализовано над рабочим столом ближе к его переднему краю, обращенному к диспетчеру. В качестве источников света при искусственном освещении должны применяться преимущественно лампы накаливания либо люминесцентные лампы с повышенной частотой мерцания.

Для обеспечения нормируемых значений освещенности в помещении следует проводить чистку стекол оконных рам и светильников не реже двух раз в год и проводить своевременную замену перегоревших ламп.

При работе на ПК значимыми являются вибрационные характеристики размещения рабочего места. Помимо того, что вибрация отрицательно влияет на саму технику, деятельность человека также довольно чувствительна к вибрационной обстановке.

Снизить уровень шума в помещениях с ПК можно путём использования звукопоглощающих материалов с максимальными коэффициентами звукопоглощения в области частот 63 – 8000 Гц для отделки помещений (разрешённых органами и учреждениями Госсанэпиднадзора России), подтверждённых специальными акустическими расчётами.

Дополнительным звукопоглощением служат однотонные занавеси из плотной ткани, гармонирующие с окраской стен и подвешенные в складку на расстоянии 15 – 20 см от ограждения. Ширина занавеси должна быть в 2 раза больше ширины окна.

Для достижения требуемых параметров воздуха необходимо кондиционирование воздуха, при отсутствии вентиляции в закрытых помещениях возрастает концентрация углекислого газа и других вредных веществ. Это негативно сказывается на самочувствии людей, вызывает головную боль, сонливость, потерю работоспособности. Частично проблему можно решить, периодически проветривая помещение, однако в этом случае вместе со свежим воздухом внутрь попадает пыль, разные запахи, уличный шум.

Системы отопления и системы кондиционирования следует устанавливать так чтобы ни тёплый, ни холодный воздух не направлялся на людей, работающих в

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		62

помещении. Температура воздуха у поверхности пола и на уровне головы не должна отличаться более чем на 5°C.

Стены помещения могут быть желтого цвета с красно-зелеными вкраплениями. Желтый и красный цвета – это теплые цвета, вызывающие психологическое ощущение тепла, производящие оживляющее впечатление. Это активные цвета, динамические, стимулирующие деятельность, приводящие к кратковременному повышению производительности труда. Зеленый – холодный цвет, успокаивает, облегчает напряжение глаза. Это цвет, способствующий душевной сосредоточенности и сохранению неизменной производительности труда. Общее сочетание цветов снимают умственное утомление и способствуют умственной деятельности.

Пол покрыт линолеумом темно-коричневого цвета – это теплый цвет, который смягчает возбудимость.

Помещение содержит большое количество шкафов с нормативными документами. Шкафы голубого цвета. Этот цвет создает впечатление свежести и покоя. Голубой цвет снижает мускульное напряжение, кровяное давление, нормализует пульс и успокаивает дыхание, побуждает к размышлениям, способствует лучшему усвоению информации.

Остальная мебель светло-коричневого цвета. Этот цвет стабилизирует раздражение.

Данная цветовая окраска помещения соответствует функциональным целям помещения и характеру работы, способствует снижению утомляемости и лучшему усвоению информации, что наиболее важно при данной работе.

Помещение щита украшено цветами, которые располагаются на подоконниках, полочках, кашпо и т.д. Декоративные растения выполняют функцию санитаров окружающей среды, способствуют уменьшению запыленности, повышению влажности воздуха, смягчают шумы.

К пассивным средствам повышения работоспособности относится функциональная музыка. Ее трансляция перед началом работы должна способствовать переключению внимания диспетчера на трудовой процесс.

8.6 Противопожарная и взрывобезопасность

Пожары представляют собой особую опасность, так как вызывают большие материальные потери. Пожар может возникнуть при взаимодействии горючих веществ и окислителя при наличии источника зажигания. Горючими компонентами являются строительные материалы отделки помещения, двери, полы, обмотки радиотехнических деталей и прочее. Источниками зажигания могут стать электронные схемы, устройства питания, где в результате различных нарушений могут образоваться перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать возгорание горючих элементов. Опасность взрыва отсутствует.

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		63

В соответствии с РД34.03.350-98 «Перечень помещений и зданий энергетических объектов с указанием категорий по взрывопожарной и пожарной опасности», помещения щитов управления отнесены к категории В4 (пожароопасные). Из чего следует, что электро помещения, отнесенным к категории В4 по пожароопасности, необходимо присваивать категорию П-І в соответствии с классификацией главы 7 ПУЭ.

Успех ликвидации пожара зависит, прежде всего, от быстроты оповещения о его начале. Поэтому помещение щита необходимо оборудовать пожарной сигнализацией.

Для предупреждения пожаров необходимо проводить инструктажи с обслуживающим персоналом с оформлением записи в журнале инструктажей под роспись. Должны быть разработаны противопожарные инструкции с учетом специфики производства, а также оперативный план ликвидации пожара, и проводиться систематические тренировки персонала по тушению пожара.

Также необходимо раз в квартал производить очистку от пыли мебели и оргтехники. Запрещается на рабочем месте курить, применять электронагревательные приборы. Запрещается оставлять без наблюдения, включенные в сеть электрические приборы.

Для ликвидации пожаров в начальной стадии применяются первичные средства пожаротушения: огнетушители ручные и передвижные; сухой песок; асбестовые одеяла и другие. Типы применяемых огнетушителей: ОХП-10, ОХВП-10, ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, ОП-5-07. Для ликвидации пожаров пожарные краны установлены в доступных и заметных местах: в коридорах, на площадках, лестничных клетках.

8.7 Экологическая безопасность

К основным физическим факторам окружающей среды, оказывающим негативное воздействие на здоровье человека, относятся шум, вибрация, электромагнитные излучения, электрический ток.

Шум представляет собой комплекс звуков, вызывающих неприятные ощущения, в крайнем случае – разрушение органов слуха.

Вибрация представляет собой сложный колебательный процесс с широким диапазоном частот, возникающий в результате передачи колебательной энергии от какого-то механического источника.

Источниками электромагнитного излучения служат радиолокационные, радио- и телевизионные станции, различные промышленные установки, приборы, в том числе бытового назначения.

Электрическое поле в значительной степени оказывает вредное воздействие на человека. По характеру воздействия различают три уровня:

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		64

- непосредственное воздействие, проявляющееся при пребывании в электрическом поле; эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем;

- воздействие импульсных разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека к изолированным от земли конструкциям или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным конструкциям и другим заземленным объектам;

- воздействие тока, проходящего через человека, находящегося в контакте с изолированными от земли объектами – крупногабаритными предметами, протяженными проводниками – тока стекания.

Рабочее место диспетчера с экологической точки зрения не представляет опасности.

Элементы, входящие в состав схем, не опасны для здоровья людей и не являются загрязнителями окружающей среды. Составные части системного блока персонального компьютера могут быть источниками вибрации в случае их износа или поломки. Вибрация устраняется заменой неисправного элемента на новый элемент, уровень шума, создаваемый ими, не превышает допустимых норм. Мониторы являются источником электромагнитного излучения, но так как диспетчер находится на расстоянии от них, то вредного влияния на организм и на окружающую среду не оказывается.

В процессе работы образуются отходы, к которым относятся бумага, гибкие проводники, электронные элементы модулей, лампы накаливания. Эти отходы утилизируются в контейнерах для мусора. За утилизацию твердых отходов предприятие производит отчисления.

Вывод по разделу восемь

В данном разделе рассмотрена организация рабочего места оператора автоматизированной системы, выбраны нормативные значения эргономических параметров рабочего места. Рабочее место оператора не представляет экологической опасности. Элементы автоматизированной системы не представляют опасности для здоровья людей и не являются загрязнителями окружающей среды. Также рассмотрены вопросы экологической безопасности.

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		65

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе разработана автоматизированная система диспетчерского управления ПС «Западная».

Проверка силового оборудования показала загрузку трансформаторов, которая в нормальном режиме составляет 63%, что позволяет увеличить число потребителей.

Разработана структурная схема автоматизированной системы диспетчерского управления ПС «Западная» с применением микропроцессорного оборудования фирмы TORAZ.

АСДУ позволит:

- повысить надежность работы оборудования и уменьшить время восстановления при сбоях;
- повысить устойчивость к несанкционированным действиям персонала;
- реализовать более легкое управление оборудованием подстанции;
- улучшить контроль над работой станции;
- улучшить качество электроэнергии;
- сэкономить 14621,4 тыс.руб..

АСДУ предусматривает:

- представление оперативному персоналу текущей информации об объекте в виде мнемосхем и архивирование ее в течении длительного времени;
- диагностику состояния действующего оборудования;
- автоматизацию процессов контроля и управления ПС;
- дублирование и резервирование на нижнем и среднем уровне АСДУ.

Капитальные затраты составляют 8245,93 тыс.руб., срок окупаемости - 0,5 года, что свидетельствует о целесообразности проекта.

Внедрение АСДУ позволяет увеличить коэффициент готовности ПС «Западная» на 10%.

В разделе безопасность жизнедеятельности рассмотрена организация рабочего места оператора автоматизированной системы. Отдельно рассмотрены вопросы экологической безопасности и вопросы обеспечения безопасности при угрозе чрезвычайных ситуаций.

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		66

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Трансформаторные подстанции (КТП). Проектирование, производство, монтаж КТП, КРУ, КСО. Компания полного цикла - <http://electricalschool.info/spravochnik/poleznoe/859-avtomatizacija-transformatornykh.htm>.
- 2 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учеб. Пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.: ил.
- 3 Павлов, А.П. SCADA - системы, общая характеристика, обзор отдельных систем. Автоматизированные системы обработки информации и управления - <http://www.allbest.ru/>.
- 4 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник для вузов / В.А. Андреев – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 2006. – 639 с.: ил.
- 5 Федосеев, А.М. Релейная защита электроэнергетических систем: Учебник для вузов / А.М.Федосеев, М.А. Федосеев – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.: ил.
- 6 Правила устройства электроустановок. – 6-ое издание, перераб. и доп.: утверждено Министерством энергетики РФ. Приказ от 8 июля 2002 г. №204.
- 7 Копьев, В.Н. Релейная защита основного электрооборудования электростанций и подстанций. Вопросы проектирования: учебное пособие / В.Н. Копьев. – 2-е изд., испр. и доп. – Томск: Изд-во ЭЛТИ ТПУ, 2005. – 107с.
- 8 Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110 – 500 кВ: Расчёты. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 96 с.: ил.
- 9 Волошко, Ю. Модернизация системы телемеханики филиала «Сургутская ГРЭС 2» ОАО «ОГК 4» / Ю. Волошко, А. Данилов, Ю. Дмитриев, А. Перфильев // СТА. – 2011. – Вып.2. – с.66–78.
- 10 МЭК-61850 — Стандарт «Коммуникационные сети и системы подстанций»
- 11 Измерительные оптические трансформаторы тока и напряжения. – <http://www.ruscable.ru/doc/analytic/KPD-5/proline.pdf>.
- 12 Баронин, А.А. Siemens – семейство приборов контроля электрических параметров. / А.А. Баронин, Р.В.Папировский // Промышленная автоматизация в России. – http://www.industrialauto.ru/modules/myarticles/article.php?item_id=2.
- 13 Станции ET 200M. Общие сведения. – http://www.sinetic.ru/files/catalog/siemens/controllers/ST70/06_ET200M_2008_r.pdf.
- 14 SIMATIC S7-400. – http://www.intechcom.ru/uploads/files/S7-400_cat.pdf
- 15 Инженерная компания ПРОСОФТ-СИСТЕМЫ. Информация о продукте. Цифровой регистратор электрических событий РЭС-3. – <http://www.prosoftsystems.ru/products/product.htm?pid=49>.

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		67

16 Автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ) объектов энергоснабжения. Автоматика. Современные решения автоматизации - <http://avtomatika.issart.com/production/show/id/1>.

17 Основные положения по созданию автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) подстанций напряжением 35-110 кВ. Министерство энергии и энергетики. Библиотека ГОСТов. РД 34.35.120-90 - <http://www.gostinfo.org.ua/doc/1624061.jsp>.

18 Великанов К.М. и др. Экономика и организация производства в дипломных работах: учебное пособие для машиностроительной специальности вузов/ изд. 2-е перераб. И доп. Под ред. К.М. Великанова. – М.: Изд-во Машиностроение, 1973.

19 Справочник базовых цен на разработку технической документации на автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) - ЗАО "Научно-производственный центр "ВНИПИ САУ-40" и ТП "ЦЕНТРИН-ВЕСТпроект" Минстроя России. – 1997 г.

20 Трофимова, С.Н. Методические рекомендации для студентов электротехнических специальностей. Выполнение разделов «Охрана труда», «Экологическая безопасность», «Гражданская оборона» в дипломном проекте// <http://www.zb-susu.ru>.

21 Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие / сост. С.Н. Трофимова, В.И. Чуманов, В.А. Шишимиров. – Челябинск. Изд-во ЮУрГУ, 2003. – 54 с.

22 ГОСТ 12.2.032-88. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. – Введ. 1979-01-01.- М.: Госстандарт СССР: Изд-во стандартов, 1979. – 5 с.

23 Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие по дипломному проектированию для студентов технических специальностей / под ред. С.Н. Трофимовой. С.П. Максимов, Т.Б. Балакина. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2005. – 55 с.

24 Технический регламент о требованиях пожарной безопасности от 22.07.2008 № 123-ФЗ.

25 Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.- М.: Энергоатомиздат, 2000.- 290с.

26 Типовая инструкция по охране труда для пользователей персональными электронно-вычислительными машинами ПЭВМ в электроэнергетике [текст]: РД 153-34.0-03.298-2001: утв. РАО "ЕЭС России" от 16.05.2001: введ. в действие 01.05.2001. – М.: ЭНАС, 2001. – 90 с.

					13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 - Перечень телесигналов, планируемых к передаче с ПС 110кВ «Западная» в направлении диспетчерских пунктов

№ пп	Напряжение, кВ	Наименование сигнала	ДП ПО ЗЭС	ДП Саткинский РЭС	ЦУС филиала Челябинэнерго	Челябинское РДУ
1	110	ОД 110 Т-1	+	+	+	+
2	110	ОД 110 Т-2	+	+	+	+
3	110	КЗ 110 Т-1	+	+	+	+
4	110	КЗ 110 Т-2	+	+	+	+
5	110	ЛР 110 Сатка	+	+	+	+
6	110	1РР 110	+	+	+	+
7	110	ЗН 110 Т-1	+	+	+	+
8	110	ЗН 1С ЛР 110 Сатка	+	+	+	+
9	110	ЗН ВЛ 110 Сатка	+	+	+	+
10	110	ЗН РП 1РР 110	+	+	+	+
11	110	ШР 1С 110 СВ	+	+	+	+
12	110	ЗН 1С ШР 1С 110 СВ	+	+	+	+
13	110	ЗН СВ ШР 1С 110	+	+	+	+
14	110	СВ 110кВ	+	+	+	+
15	110	ЛР 110 Бакал	+	+	+	+
16	110	2РР 110	+	+	+	+
17	110	ЗН 110 Т-2	+	+	+	+
18	110	ЗН 2С ЛР 110 Бакал	+	+	+	+
19	110	ЗН ВЛ 110 Бакал	+	+	+	+
20	110	ЗН РП 2РР 110	+	+	+	+
21	110	ШР 2С 110 СВ	+	+	+	+
22	110	ЗН 2С ШР 2С 110 СВ	+	+	+	+
23	110	ЗН СВ ШР 2С 110	+	+	+	+
24	110	ЗОН 110 Т-1	+	+	+	+
25	110	ЗОН 110 Т-2	+	+	+	
26	6	В 6кВ Т-1	+	+	+	
27	6	В 6кВ ф №51 ТП-115-1	+	+	+	
28	6	В 6кВ ф №43 ТП-106	+	+	+	
29	6	В 6кВ ф №41 КТП 118-1	+	+	+	
30	6	В 6кВ ф №39 резерв	+	+	+	
31	6	В 6кВ ф №37 ТП-112-1	+	+	+	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата
------	------	----------	------	------

13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ

Лист

69

Продолжение таблицы А.1

№ пп	Напряжение, кВ	Наименование сигнала	ДП ПО ЗЭС	ДП Саткинский РЭС	ЦУС филиала Челябинэнерго	Челябинское РДУ
32	6	В 6кВ ф №35 резерв	+	+	+	
33	6	В 6кВ ф №33 ТП-113-1	+	+	+	
34	6	В 6кВ ф №31 ТП-114-1	+	+	+	
35	6	СВ 6КВ	+	+	+	
36	6	В 6кВ ф №32 ТП-115-2	+	+	+	
37	6	В 6кВ ф №34 ТП-113-2	+	+	+	
38	6	В 6кВ ф №36 резерв	+	+	+	
39	6	В 6кВ ф №38 ТП-114-2	+	+	+	
40	6	В 6кВ ф №40 ТП-112-2	+	+	+	
41	6	В 6кВ ф №42 КТП-117	+	+	+	
42	6	В 6кВ ф №44 ТП-107	+	+	+	
43	6	В 6кВ ф №52 резерв	+	+	+	
44	6	В 6кВ ф №54 КТП-118-2	+	+	+	
45	6	В 10кВ Т-2	+	+	+	
46	6	СР 6кВ	+	+	+	
47	6	ТР 6кВ Т-1	+	+	+	
48	6	ТР 6кВ Т-2	+	+	+	
49	АПТС	Работа АПВ СВ-110	+	+	+	+
50	АПТС	Работа ЗОС СВ-110	+	+	+	+
51	АПТС	Работа АСН 110 кВ	+	+	+	+
52	АПТС	Работа АЧР 6 кВ	+	+	+	+
53	АПТС	Работа АВР 6 кВ	+	+	+	
54	АПТС	Работа ДФЗ-201 ВЛ 110 Сатка	+	+	+	+
55	АПТС	Работа ДЗ ЭПЗ-1636 ВЛ 110 Сатка	+	+	+	+
56	АПТС	Работа ТЗНП ЭПЗ-1636 ВЛ 110 Сатка	+	+	+	+
57	АПТС	Работа МФТО ЭПЗ-1636 ВЛ 110 Сатка	+	+	+	+
58	АПТС	Работа ДФЗ-201 ВЛ 110 Бакал	+	+	+	+
59	АПТС	Работа ДЗ ЭПЗ-1636 ВЛ 110 Бакал	+	+	+	+
60	АПТС	Работа ТЗНП ЭПЗ-1636 ВЛ 110 Бакал	+	+	+	+
61	АПТС	Работа МФТО ЭПЗ-1636 ВЛ 110 Бакал	+	+	+	+
62	АПТС	Работа предупредительной сигнализации	+	+	+	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата
------	------	----------	------	------

13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ

Лист

70

Продолжение таблицы А.1

№ пп	Напряжение, кВ	Наименование сигнала	ДП ПО ЗЭС	ДП Саткинский РЭС	ЦУС филиала Челябинэнерго	Челябинское РДУ
63	АПТС	Работа аварийной сигнализации	+	+	+	
64	АПТС	Работа ДЗТ Т-1	+	+	+	
65	АПТС	Работа газовой (на отключение) Т-1	+	+	+	
66	АПТС	Работа струйной защиты Т-1	+	+	+	
67	АПТС	Работа газовой (на сигнал) Т-1	+	+	+	
68	АПТС	Перегруз Т-1	+	+	+	
69	АПТС	Перегрев масла Т-1	+	+	+	
70	АПТС	Работа УРОКЗ Т-1	+	+	+	
71	АПТС	Понижение уровня масла Т-1	+	+	+	
72	АПТС	Работа МТЗ-6 Т-1	+	+	+	
73	АПТС	Работа дуговой защиты 1С	+	+	+	
74	АПТС	Неисправность клапанов дуговой защиты 1С	+	+	+	
75	АПТС	Неисправность охлаждения Т-1	+	+	+	
76	АПТС	Работа ДЗТ Т-2	+	+	+	
77	АПТС	Работа газовой (на отключение) Т-2	+	+	+	
78	АПТС	Работа струйной защиты Т-2	+	+	+	
79	АПТС	Работа газовой (на сигнал) Т-2	+	+	+	
80	АПТС	Перегруз Т-2	+	+	+	
81	АПТС	Перегрев масла Т-2	+	+	+	
82	АПТС	Работа УРОКЗ Т-2	+	+	+	
83	АПТС	Понижение уровня масла Т-2	+	+	+	
84	АПТС	Работа МТЗ-6 Т-2	+	+	+	
85	АПТС	Работа дуговой защиты 2С	+	+	+	
86	АПТС	Неисправность клапанов дуговой защиты 2С	+	+	+	
87	АПТС	Неисправность охлаждения Т-2	+	+	+	
88	АПТС	Земля на 1С 6кВ	+	+	+	
89	АПТС	Земля на 2С 6кВ	+	+	+	
90	АПТС	Неисправность ТН 1С 110	+	+	+	
91	АПТС	Неисправность ТН 2С 110	+	+	+	
92	АПТС	Неисправность РПН Т-1	+	+	+	
93	АПТС	Неисправность РПН Т-2	+	+	+	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата
------	------	----------	------	------

13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ

Лист

71

Продолжение таблицы А.1

№ пп	Напряжение, кВ	Наименование сигнала	ДП ПО ЗЭС	ДП Саткинский РЭС	ЦУС филиала Челябинэнерго	Челябинское РДУ
94	АПТС	Неисправность опертока	+	+	+	
95	АПТС	Неисправность ЩСН	+	+	+	
96	АПТС	Неисправность 1ТН 1С 6	+	+	+	
97	АПТС	Неисправность 1ТН 2С 6	+	+	+	
98	АПТС	Обрыв ЦУ ОД КЗ Т-1	+	+	+	
99	АПТС	Обрыв ЦУ ОД КЗ Т-2	+	+	+	
100	АПТС	Обрыв ЦУ В 6кВ Т-1	+	+	+	
101	АПТС	Обрыв ЦУ В 6кВ Т-2	+	+	+	
102	АПТС	Работа защит В 6кВ ф №31 ТП-114-1	+	+	+	
103	АПТС	Работа 33 В 6кВ ф №31 ТП-114-1	+	+	+	
104	АПТС	Неисправность ЦУ В 6 кВ ф №31 ТП-114-1	+	+	+	
105	АПТС	Работа АПВ В 6 кВ ф №31 ТП-114-1	+	+	+	
106	АПТС	Работа защит В 6кВ ф №33 ТП-113-1	+	+	+	
107	АПТС	Работа 33 В 6 кВ ф6 №33 ТП-113-1	+	+	+	
108	АПТС	Неисправность ЦУ В 6 кВ ф6 №33 ТП-113-1	+	+	+	
109	АПТС	Работа АПВ В 6 кВ ф №33 ТП-113-1	+	+	+	
110	АПТС	Работа защит яч.35 - резерв	+	+	+	
111	АПТС	Работа 33 яч.35 - резерв	+	+	+	
112	АПТС	Неисправность ЦУ яч.35 - резерв	+	+	+	
113	АПТС	Работа АПВ яч.35 - резерв	+	+	+	
114	АПТС	Работа защит В 6кВ ф №37 ТП-112-1	+	+	+	
115	АПТС	Работа 33 ф.6 №37 ТП-112-1	+	+	+	
116	АПТС	Неисправность ЦУ ф.6 №37 ТП-112-2	+	+	+	
117	АПТС	Работа АПВ ф.6 №37 ТП-112-1	+	+	+	
118	АПТС	Работа защит яч.39 - резерв	+	+	+	
119	АПТС	Работа 33 яч.39 - резерв	+	+	+	
120	АПТС	Неисправность ЦУ яч.39 - резерв	+	+	+	
121	АПТС	Работа АПВ яч.39 - резерв	+	+	+	
122	АПТС	Работа защит В 6кВ ф №41 КТП 118-1	+	+	+	
123	АПТС	Работа 33 В 6кВ ф №41 КТП-118-1	+	+	+	
124	АПТС	Неисправность ЦУ В 6кВ ф6 №41	+	+	+	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата
------	------	----------	------	------

13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ

Лист

72

Продолжение таблицы А.1

№ пп	Напряжение, кВ	Наименование сигнала	ДП ПО ЗЭС	ДП Саткинский РЭС	ЦУС филиала Челябинэнерго	Челябинское РДУ
125	АПТС	Работа АПВ 6кВ ф №41 КТП-118-1	+	+	+	
126	АПТС	Работа защит В 6кВ ф №43 ТП-106	+	+	+	
127	АПТС	Работа 33 В 6 кВ ф №43 ТП-106	+	+	+	
128	АПТС	Неисправность ЦУ В 6кВ ф №43 ТП-106	+	+	+	
129	АПТС	Работа АПВ В 6кВ ф №43 ТП-106	+	+	+	
130	АПТС	Работа защит В 6кВ ф №51 ТП-115-1	+	+	+	
131	АПТС	Работа 33 В 6кВ ф №51 ТП-115-1	+	+	+	
132	АПТС	Неисправность ЦУ В 6кВ ф №51 ТП-115-1	+	+	+	
133	АПТС	Работа АПВ В 6кВ ф №51 ТП-115-1	+	+	+	
134	АПТС	Работа защит СВ 6кВ	+	+	+	
135	АПТС	Работа защит В 6кВ ф №32 ТП-115-2	+	+	+	
136	АПТС	Работа 33 В 6кВ ф №32 ТП-115-2	+	+	+	
137	АПТС	Неисправность ЦУ В 6кВ ф №32 ТП-115-2	+	+	+	
138	АПТС	Работа АПВ В 6кВ ф №32 ТП-115-2	+	+	+	
139	АПТС	Работа защит В 6кВ ф №34 ТП-113-2	+	+	+	
140	АПТС	Работа 33 В 6кВ ф №34 ТП-113-2	+	+	+	
141	АПТС	Неисправность ЦУ В 6кВ ф №34 ТП-113-2	+	+	+	
142	АПТС	Работа АПВ В 6кВ ф №34 ТП-113-2	+	+	+	
143	АПТС	Работа защит яч.36 - резерв	+	+	+	
144	АПТС	Работа 33 яч.36 - резерв	+	+	+	
145	АПТС	Неисправность ЦУ яч.36 - резерв	+	+	+	
146	АПТС	Работа АПВ яч.36 - резерв	+	+	+	
147	АПТС	Работа защит В 6кВ ф №38 ТП-114-2	+	+	+	
148	АПТС	Работа 33 В 6кВ ф №38 ТП-114-2	+	+	+	
149	АПТС	Неисправность ЦУ В 6 кВ ф №38 ТП-114-2	+	+	+	
150	АПТС	Работа АПВ 6кВ ф №38 ТП-114-2	+	+	+	
151	АПТС	Работа защит В 6кВ ф №40 ТП-112-2	+	+	+	
152	АПТС	Работа 33 В 6кВ ф №40 ТП-112-2	+	+	+	
153	АПТС	Неисправность ЦУ В 6кВ ф №40	+	+	+	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата
------	------	----------	------	------

13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ

Лист

73

Продолжение таблицы А.1

№ пп	Напряжение, кВ	Наименование сигнала	ДП ПО ЗЭС	ДП Саткинский РЭС	ЦУС филиала Челябинэнерго	Челябинское РДУ
154	АПТС	Работа АПВ В 6кВ ф №40 ТП-112-2	+	+	+	
155	АПТС	Работа защит В 6кВ ф №42 КТП-117	+	+	+	
156	АПТС	Работа 33 В 6кВ ф №42 КТП-117	+	+	+	
157	АПТС	Неисправность ЦУ В 6кВ ф №42 КТП-117	+	+	+	
158	АПТС	Работа АПВ 6кВ ф №42 КТП-117	+	+	+	
159	АПТС	Работа защит В 6кВ ф №44 ТП-107	+	+	+	
160	АПТС	Работа 33 ф6 №44 ТП-107	+	+	+	
161	АПТС	Неисправность ЦУ ф6 №44 ТП-107	+	+	+	
162	АПТС	Работа АПВ ф6 №44 ТП-107	+	+	+	
163	АПТС	Работа защит яч.52 - резерв	+	+	+	
164	АПТС	Работ 33 яч.52 – резерв	+	+	+	
165	АПТС	Неисправность ЦУ яч.52 - резерв	+	+	+	
166	АПТС	Работа АПВ яч.52 - резерв	+	+	+	
167	АПТС	Работа защит В 6кВ ф №54 КТП-118-2	+	+	+	
168	АПТС	Работа 33 В 6кВ ф №54 КТП-118-2	+	+	+	
169	АПТС	Неисправность ЦУ В 6кВ ф №54 КТП-118-2	+	+	+	
170	АПТС	Неисправность ЦУ В 6кВ ф №54 КТП-118-2	+	+	+	
171	АПТС	Пропадание напряжения 0,4кВ 1 СШ	+	+	+	
172	АПТС	Пропадание напряжения 0,4кВ 2 СШ	+	+	+	
173	АПТС	Пропадание сигнала ИБП (выход-220В)	+	+	+	
174	АПТС	Дверь вход ГЩУ	+	+	+	
175	АПТС	Работа от АБ	+	+	+	
176	АПТС	Выход ОРУ ГЩУ	+	+	+	
177	АПТС	Вход-1 ЗРУ 6кВ	+	+	+	
178	АПТС	Вход-2 ЗРУ 6кВ	+	+	+	
179	АПТС	АВП СВ 110 кВ введено	+	+	+	
180	АПТС	АВР СВ 6 кВ введено	+	+	+	
181	АПТС	Резерв	+	+	+	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата
------	------	----------	------	------

13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ

Лист

74

Окончание таблицы А.1

№ пп	Напряжение, кВ	Наименование сигнала	ДП ПО ЗЭС	ДП Саткинский РЭС	ЦУС филиала Челябинского РЭО	Челябинское РДУ
182	АПТС	Резерв	+	+	+	
183	АПТС	Резерв	+	+	+	
184	АПТС	Резерв	+	+	+	
185	АПТС	Резерв	+	+	+	
186	АПТС	Резерв	+	+	+	
187	АПТС	Резерв	+	+	+	
188	АПТС	Резерв	+	+	+	
189	АПТС	Резерв	+	+	+	
190	АПТС	Резерв	+	+	+	
191	АПТС	Резерв	+	+	+	
192	АПТС	Резерв	+	+	+	

Таблица А.2 - Перечень телесигналов, планируемых к передаче с ПС 110кВ «Западная» в направлении диспетчерских пунктов

№ пп	Напряжение, кВ	Наименование объекта	Наименование сигнала	Состав в телеинформ. в точке	Ед. изм.	ДП ПО ЗЭС	ДП Саткинский РЭС	ЦУС филиала Челябинского РЭО	Челябинское РДУ
1	110	СВ 110кВ	Фазный ток	I	А	+	+	+	+
2	110	СВ 110кВ	Коэффициент мощности	Cos φ		+	+	+	
3	110	СВ 110кВ	Активная мощность	P	МВт	+	+	+	+
4	110	СВ 110кВ	Реактивная мощность	Q	МВАр	+	+	+	+
5	110	Ввод 110кВ Т-1	Фазный ток	I	А	+	+	+	

Продолжение таблицы А.2

№ пп	Напряжение, кВ	Наименование объекта	Наименование сигнала	Состав в телеинформ. в точке	Ед. изм.	ДП ПО ЗЭС	ДП Саткинский РЭС	ЦУС филиала Челябинского РДУ	Челябинское РДУ
6	110	Ввод 110кВ Т-1	Коэффициент мощности	Cos φ		+	+	+	
7	110	Ввод 110кВ Т-1	Активная мощность	P	МВт	+	+	+	+
8	110	Ввод 110кВ Т-1	Реактивная мощность	Q	МВАр	+	+	+	+
9	110	Ввод 110кВ Т-2	Фазный ток	I	А	+	+	+	
10	110	Ввод 110кВ Т-2	Коэффициент мощности	Cos φ		+	+	+	
11	110	Ввод 110кВ Т-2	Активная мощность	P	МВт	+	+	+	+
12	110	Ввод 110кВ Т-2	Реактивная мощность	Q	МВАр	+	+	+	+
13	110	РП 110кВ	Фазный ток	I	А	+	+	+	+
24	110	110 кВ 1 с.ш.	Фазное напряжение	U	кВ	+	+	+	
25	110	110 кВ 1 с.ш.	Линейное напряжение	U	кВ	+	+	+	+
26	110	110 кВ 1 с.ш.	Частота	F	Гц	+	+	+	+
27	110	110 кВ 2 с.ш.	Фазное напряжение	U	кВ	+	+	+	
28	110	110 кВ 2 с.ш.	Линейное напряжение	U	кВ	+	+	+	+
29	110	110 кВ 2 с.ш.	Частота	F	Гц	+	+	+	+
30	6	В 6 кВ Ввод Т-1	Фазный ток	I	А	+	+	+	
31	6	В 6 кВ Ввод Т-1	Коэффициент мощности	Cos φ		+	+	+	
32	6	В 6 кВ Ввод Т-1	Активная мощность	P	МВт	+	+	+	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата
------	------	----------	------	------

13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ

Лист

76

Продолжение таблицы А.2

№ пп	Напряжение, кВ	Наименование объекта	Наименование сигнала	Состав в телеинформ. в точке	Ед. изм.	ДП ПО ЗЭС			ДП Саткинский РЭС	ЦУС филиала Челябинэнерго	Челябинское РДУ
33	6	В 6 кВ Ввод Т-1	Реактивная мощность	Q	МВАр	+	+	+			
34	6	В 6 кВ ф 6 N 51	Фазный ток	I	А	+	+	+			
35	6	В 6 кВ ф 6 N 51	Коэффициент мощности	Cos φ		+	+	+			
36	6	В 6 кВ ф 6 N 51	Активная мощность	P	МВт	+	+	+			
37	6	В 6 кВ ф 6 N 51	Реактивная мощность	Q	МВАр	+	+	+			
38	6	В 6 кВ ф 6 N 43	Фазный ток	I	А	+	+	+			
39	6	В 6 кВ ф 6 N 43	Коэффициент мощности	Cos φ		+	+	+			
40	6	В 6 кВ ф 6 N 43	Активная мощность	P	МВт	+	+	+			
41	6	В 6 кВ ф 6 N 43	Реактивная мощность	Q	МВАр	+	+	+			
42	6	В 6 кВ ф 6 N 41	Фазный ток	I	А	+	+	+			
43	6	В 6 кВ ф 6 N 41	Коэффициент мощности	Cos φ		+	+	+			
44	6	В 6 кВ ф 6 N 41	Активная мощность	P	МВт	+	+	+			
45	6	В 6 кВ ф 6 N 41	Реактивная мощность	Q	МВАр	+	+	+			
46	6	В 6 кВ Резерв	Фазный ток	I	А	+	+	+			
47	6	В 6 кВ Резерв	Коэффициент мощности	Cos φ		+	+	+			

Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата
------	------	----------	------	------

13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ

Лист

77

Продолжение таблицы А.2

№ пп	Напряжение, кВ	Наименование объекта	Наименование сигнала	Состав в телеинформ. в точке	Ед. изм.	ДП ПО ЗЭС			ЦУС филиала Челябинского РДУ
						ДП Саткинский РЭС			
48	6	В 6 кВ Резерв	Активная мощность	P	МВт	+	+	+	
49	6	В 6 кВ Резерв	Реактивная мощность	Q	МВАр	+	+	+	
50	6	В 6 кВ ф 6 N 37	Фазный ток	I	А	+	+	+	
51	6	В 6 кВ ф 6 N 37	Коэффициент мощности	Cos φ		+	+	+	
52	6	В 6 кВ ф 6 N 37	Активная мощность	P	МВт	+	+	+	
53	6	В 6 кВ ф 6 N 37	Реактивная мощность	Q	МВАр	+	+	+	
54	6	В 6 кВ Резерв	Фазный ток	I	А	+	+	+	
55	6	В 6 кВ Резерв	Коэффициент мощности	Cos φ		+	+	+	
56	6	В 6 кВ Резерв	Активная мощность	P	МВт	+	+	+	
57	6	В 6 кВ Резерв	Реактивная мощность	Q	МВАр	+	+	+	
58	6	В 6 кВ ф 6 N 33	Фазный ток	I	А	+	+	+	
59	6	В 6 кВ ф 6 N 33	Коэффициент мощности	Cos φ		+	+	+	
60	6	В 6 кВ ф 6 N 33	Активная мощность	P	МВт	+	+	+	
61	6	В 6 кВ ф 6 N 33	Реактивная мощность	Q	МВАр	+	+	+	
62	6	В 6 кВ ф 6 N 31	Фазный ток	I	А	+	+	+	
63	6	В 6 кВ ф 6 N 31	Коэффициент мощности	Cos φ		+	+	+	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата
------	------	----------	------	------

13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ

Лист

78

Продолжение таблицы А.2

№ пп	Напряжение, кВ	Наименование объекта	Наименование сигнала	Состав в телеинформ. в точке	Ед. изм.	ДП ПО ЗЭС			Челябинское РДУ
						ДП Саткинский РЭС	ЦУС филиала Челябинэнерго		
64	6	В 6 кВ ф6 N31	Активная мощность	P	МВт	+	+	+	
65	6	В 6 кВ ф 6 N 31	Реактивная мощность	Q	МВАр	+	+	+	
66	6	СВ 6 кВ	Фазный ток	I	А	+	+	+	
67	6	СВ 6 кВ	Коэффициент мощности	Cos φ		+	+	+	
68	6	СВ 6 кВ	Активная мощность	P	МВт	+	+	+	
69	6	СВ 6 кВ	Реактивная мощность	Q	МВАр	+	+	+	
70	6	В 6 кВ ф 6 N 32	Фазный ток	I	А	+	+	+	
71	6	В 6 кВ ф 6 N 32	Коэффициент мощности	Cos φ		+	+	+	
72	6	В 6 кВ ф 6 N 32	Активная мощность	P	МВт	+	+	+	
73	6	В 6 кВ ф 6 N 32	Реактивная мощность	Q	МВАР	+	+	+	
74	6	В 6 кВ ф 6 N 34	Фазный ток	I	А	+	+	+	
75	6	В 6 кВ ф 6 N 34	Коэффициент мощности	Cos φ		+	+	+	
76	6	В 6 кВ ф 6 N 34	Активная мощность	P	МВт	+	+	+	
77	6	В 6 кВ ф 6 N 34	Реактивная мощность	Q	МВАр	+	+	+	
78	6	В 6 кВ Резерв	Фазный ток	I	А	+	+	+	
79	6	В 6 кВ Резерв	Коэффициент мощности	Cos φ		+	+	+	
80	6	В 6 кВ Резерв	Активная мощность	P	МВт	+	+	+	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата
------	------	----------	------	------

13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ

Лист

79

Продолжение таблицы А.2

№ пп	Напряжение, кВ	Наименование объекта	Наименование сигнала	Состав в телеинформ. в точке	Ед. изм.	ДП ПО ЗЭС	ДП Саткинский РЭС	ЦУС филиала Челябинэнерго	Челябинское РДУ
81	6	В 6 кВ Резерв	Реактивная мощность	Q	МВАр	+	+	+	
82	6	В 6 кВ ф 6 N 38	Фазный ток	I	А	+	+	+	
83	6	В 6 кВ ф 6 N 38	Коэффициент мощности	Cos φ		+	+	+	
84	6	В 6 кВ ф 6 N 38	Активная мощность	P	МВт	+	+	+	
85	6	В 6 кВ ф 6 N 38	Реактивная мощность	Q	МВАр	+	+	+	
86	6	В 6 кВ ф 6 N 40	Фазный ток	I	А	+	+	+	
87	6	В 6 кВ ф 6 N 40	Коэффициент мощности	Cos φ		+	+	+	
88	6	В 6 кВ ф 6 N 40	Активная мощность	P	МВт	+	+	+	
89	6	В 6 кВ ф 6 N 40	Реактивная мощность	Q	МВАр	+	+	+	
90	6	В 6 кВ ф 6 N 42	Фазный ток	I	А	+	+	+	
91	6	В 6 кВ ф 6 N 42	Коэффициент мощности	Cos φ		+	+	+	
92	6	В 6 кВ ф 6 N 42	Активная мощность	P	МВт	+	+	+	
93	6	В 6 кВ ф 6 N 42	Реактивная мощность	Q	МВАр	+	+	+	
94	6	В 6 кВ ф 6 N 44	Фазный ток	I	А	+	+	+	
95	6	В 6 кВ ф 6 N	Коэффициент мощ	Cos		+	+	+	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата
------	------	----------	------	------

13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ

Лист

80

Продолжение таблицы А.2

№ пп	Напряжение, кВ	Наименование объекта	Наименование сигнала	Состав в телеинформ. в точке	Ед. изм.	ДП ПО ЗЭС	ДП Саткинский РЭС	ЦУС филиала Челябинэнерго	Челябинское РДУ
96	6	В 6 кВ ф 6 N 44	Активная мощность	P	МВт	+	+	+	
97	6	В 6 кВ ф 6 N 44	Реактивная мощность	Q	МВАр	+	+	+	
98	6	В 6 кВ Резерв	Фазный ток	I	А	+	+	+	
99	6	В 6 кВ Резерв	Коэффициент мощности	Cos φ		+	+	+	
100	6	В 6 кВ Резерв	Активная мощность	P	МВт	+	+	+	
101	6	В 6 кВ Резерв	Реактивная мощность	Q	МВАр	+	+	+	
102	6	В 6 кВ ф 6 N 54	Фазный ток	I	А	+	+	+	
103	6	В 6 кВ ф 6 N 54	Коэффициент мощности	Cos φ		+	+	+	
104	6	В 6 кВ ф 6 N 54	Активная мощность	P	МВт	+	+	+	
105	6	В 6 кВ ф 6 N 54	Реактивная мощность	Q	МВАр	+	+	+	
106	6	В 6 кВ Ввод Т-2	Фазный ток	I	А	+	+	+	
107	6	В 6 кВ Ввод Т-2	Коэффициент мощности	Cos φ		+	+	+	
108	6	В 6 кВ Ввод Т-2	Активная мощность	P	МВт	+	+	+	
109	6	В 6 кВ Ввод Т-2	Реактивная мощность	Q	МВАр	+	+	+	
110	6	6 кВ 1С	Фазное напряжение	U	кВ	+	+	+	
111	6	6 кВ 1С	Линейное напряже-	U	кВ	+	+	+	

13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ

Лист

81

Изм. Лист № докум. Подп Дата

Окончание таблицы А.2

№ пп	Напряжение, кВ	Наименование объекта	Наименование сигнала	Состав в телеинформ. в точке	Ед. изм.	ДП ПО ЗЭС			ДП Саткинский РЭС	ЦУС филиала Челябинского РДУ
112	6	6 кВ 2С	Фазное напряжение	U	кВ	+	+	+		
113	6	6 кВ 2С	Линейное напряже	U	кВ	+	+	+		
114	6	6 кВ 2С	Частота	F	Гц	+	+	+		
115		ЩПТ	Напряжение АБ	U	В	+	+	+		
116		ОПУ	Температура в ОПУ	t1	С°	+	+	+		
117		Наружный воздух	Температура наружного воздуха	t2	С°	+	+	+	+	
118		РПН Т-1	Положение ступени РПН Т-1			+	+	+		
119		РПН Т-2	Положение ступени РПН Т-2			+	+	+		
120		Резерв	Резерв			+	+	+		
121		Резерв	Резерв			+	+	+		
122		Резерв	Резерв			+	+	+		
123		Резерв	Резерв			+	+	+		
124		Резерв	Резерв			+	+	+		
125		Резерв	Резерв			+	+	+		

Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата
------	------	----------	------	------

13.03.02.2018.364.00.00 ПЗ

Лист

82