Республика Казахстан
Товарищество с ограниченной ответственностью
"SK TITAN ENGINEERING COMPANY"

Государственная лицензия №02795 от 05.03.2018 г.

Заказчик: АО "Мангистауская региональная электросетевая компания"

«Реконструкция ПС-110/6 кВ ПТБ»

РАБОЧИЙ ПРОЕКТ

Автоматизированная система управления технологическим процессом

Пояснительная записка

24-23/0299-03-07-2019-АДУ.ПЗ

Директор ТОО «SK Titan Engineering Company» Каюпов О.

Главный инженер проекта Бегендик Б.

г. Актау-2019 г

Оглавление

1.1. Введение ... 4
1.2. Наименование проектируемой системы ... 4
1.3. Цель создания системы АСУТП ... 4
1.4. Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожаро и взрывобезопасности ... 5
1.5. Список используемых при проектировании нормативно - технических документов ... 6
1.6. Сведения о научно-исследовательских работах, типовых проектных решениях ... 6
2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ И ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССА ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ... 7
3. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ... 9
3.1. Решения по структуре системы, подсистем, средствам и способам связи для информационного обмена между компонентами системы, подсистем ... 9
3.2. Решения по взаимосвязям АСУТП ПС со смежными системами, обеспечению ее совместимости ... 10
3.3. Решения по режимам функционирования, диагностированию системы ... 10
3.4. Сведения об обеспечении потребительских характеристик системы определяющих их качество ... 11
3.5. Решения по комплексу технических средств, его размещению ... 12
3.6. Энергоснабжение ... 13
4.1. Условия эксплуатации ... 13
4.2. Численность и квалификация персонала системы и режим его работы ... 14
5.1. Основные технологические функции ... 14
5.2. Системные и сервисные задачи АСУТП ПС ... 16
6.1. Функциональная структура АСУТП ПС ... 21
6.2. Элементы функциональной структуры ... 21
7.1. Проектные решения по организационной структуре управления объектом и их обоснование 22
8. СТРУКТУРА КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ... 24
8.1. Описание функционирования КТС ... 24
8.2. Мониторинг текущего режима и состояния главной схемы подстанции с АРМ АСУТП ... 26
8.3. Автоматизированное управление (дистанционное, по месту) коммутационными аппаратами подстанции ... 27
8.4. Технологическая, предупредительная и аварийная сигнализация ... 28
8.5. Мониторинг текущего состояния электрооборудования ... 29
8.6. Функции тестирования и диагностирования компонентов ПТК ... 29
8.7. Защита информации от механических, тепловых, электромагнитных и др. воздействий ... 30
8.8. Надежность КТС ... 30

10.1. Общие сведения ... 48
10.2. Состав информационного обеспечения АСУТП ПС ... 49
10.3. Принципы организации информационного обеспечения системы ... 49
10.4. Носители данных и принципы распределения информации по типам носителей ... 51
10.5. Виды и методы контроля в маршрутах обработки данных ... 51
10.6. Организация информационной совместимости ... 52
11.1. Источники и носители информации ... 52
11.2. Методы организации сбора и передачи оперативной информации ... 53
12. ВНУТРИМАШИННАЯ БАЗА ДАННЫХ ... 53
12.2. Функции АСУТП ПС, реализуемые внутримашинной БД ... 55
13. ОРГАНИЗАЦИЯ ВНЕМАШИННОЙ ИНФОРМАЦИОННОЙ БАЗЫ ... 57
14.1. Описание внутримашинной информационной базы ... 58
14.2. Организация ведения информационной базы ... 59
15. ОПИСАНИЕ ВНЕМАШИННОЙ ИНФОРМАЦИОННОЙ БАЗЫ ... 60
16. ОХРАНА ТРУДА И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ... 62
16.1. Условия проведения работ и обеспечение безопасности при строительно-монтажных и наладочных работах ... 62
16.2. Техника безопасности при эксплуатации АСУТП ПС ... 63
17. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ... 64
18. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ ... 64

ОБЩЕСИСТЕМНЫЕ РЕШЕНИЯ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Введение

Настоящий раздел «Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУТП) ПС 110/6 кВ «ПТБ» является одним из разделов рабочего проекта «Реконструкция ПС 110/6кВ «ПТБ».

Пояснительная записка состоит из следующих частей:

- Общесистемные решения, включая пояснительную записку;
- Организационное обеспечение;
- Техническое обеспечение;
- Информационное обеспечение.

1.2. Наименование проектируемой системы

Полное наименование системы - Автоматизированная система управления технологическим процессом ПС 110/6 кВ «ПТБ». Условное наименование системы - АСУТП ПС 110/6 кВ «ПТБ».

Обоснованием создания АСУТП ПС 110/6 кВ «ПТБ» являются:

- Договор о закупках работ (ПСД).
- Техническое задание на разработку проектно-сметной документации «Реконструкция ПС 110/6кВ «ПТБ».
- Закон Республики Казахстан «Об электроэнергетике».
- Постановление Правительства Республики Казахстан от 3 апреля 2009 года № 465. О Концепции дальнейшего совершенствования рыночных отношений в электроэнергетике Республики Казахстан.
- «Электросетевые правила Республики Казахстан» (приказ Министра Энергетики и Минеральных Ресурсов Республики Казахстан от 24 декабря 2001 года № 314 зарегистрирован Министерством Юстиции Республики Казахстан 28 декабря 2001г. №1708 с изменениями, внесенными приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16.09.2004г. №222).

1.3. Цель создания системы АСУТП

АСУТП ПС предназначена для обеспечения оперативного контроля за состоянием технологических объектов ПС.

Основной целью АСУТП ПС является повышение надежности электроснабжения потребителей за счет сокращения количества аварий, путем их предупреждения и локализации, а так же полного исключения ошибочных действий дежурного персонала.

Внедрение АСУТП ПС обеспечивает:

- создание на объекте устройств и установок, работающих в автоматизированном режиме;
- дистанционный контроль и управление всем комплексом объектов электроснабжения;
- надежную и безаварийную работу оборудования;
- безопасность эксплуатации подстанции;
- информационное взаимодействие между системой управления подстанции

и системой верхнего уровня;

- сокращения затрат на ремонт за счет уменьшения объемов ремонтов вследствие оптимизации режимов работы оборудования;

Достижение приведенных целей обеспечивается применением современных технических средств и методик управления, а также путем:

- снижения аварийности в работе оборудования за счет своевременной коррекции параметров систем контроля и управления;
- снижения вероятности ошибочных действий оперативного персонала за счет своевременного представления информации в наглядном виде;
- обеспечения персонала ретроспективной технологической информацией (регистрации событий, регистрации параметров технологического процесса) для анализа аварийных событий, планирования работы оборудования и его ремонта.
- повышения надежности и эффективности систем управления и производительности труда управленческого персонала за счет использования возможностей, предоставляемых микропроцессорной техникой.

Целенаправленное управление технологическим процессом и оборудованием системы АСУ производится в соответствии с принятыми критериями, которыми являются: надежность, эксплуатационная готовность технологического оборудования к работе.

Система выполняет следующие основные функции:

- прием и первичная обработка аналоговой и дискретной информации;
- мониторинг текущего режима и состояния главной схемы ПС с АРМ АСУТП;
- мониторинг текущего состояния электрооборудования, в том числе оперативный контроль коммутационной аппаратуры и трансформаторного оборудования;
- автоматизированное управление (дистанционное и по месту) коммутационными аппаратами подстанции;
- технологическая предупредительная и аварийная сигнализация, сигнализация пожара, несанкционированного доступа внутрь помещений ПС;
- регистрация аварийных ситуаций (РАС), действий персонала;
- контроль качества электроэнергии;
- информационный обмен и взаимодействие в реальном времени с системой управления вышестоящего уровня.

1.4. Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожаро и взрывобезопасности

Технические решения, принятые исполнителем для создания системы соответствуют нормативным документам регламентирующим организацию контроля и управления и принципы построения АСУТП для субъектов Электрической энергии Республики Казахстан.

Создание АСУТП не нарушает требования экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, а также правил взрывобезопасности, действующих на территории Республики Казахстан, и обеспечивающих безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию системы при соблюдении предусмотренных в проекте мероприятий.

1.5. Список используемых при проектировании нормативно - технических документов

При разработке настоящего раздела проекта использовалась следующая нормативно-техническая документация:

ГОСТ 34.601-90	«Автоматизированная система управления. Стадии создания»
ГОСТ 34.201-89	«Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем»
СТ РК 34.015-2002	«Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы»
ГОСТ 24.104-85	«Единая система стандартов автоматизированных систем. Автоматизированные системы управления. Общие требования»
ГОСТ 2.105-95	«Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам. Состав технологического оборудования»
РД 50-34.698-90	«Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов»
ГОСТ 12.1.004-91*	«Пожарная безопасность. Основные требования»
ГОСТ 12.1.003-83	«Шум. Общие требования безопасности»
ГОСТ 12.2.003-91	«Оборудование производственное. Общие требования безопасности»
ГОСТ 12.2.061-91	«Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам»

СНиП РК 1.02-01-2007	«Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектно-сметной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений»
ПУЭ РК	«Правила устройства электроустановок. Республика Казахстан» (как справочная информация)
ЭСП РК	«Электросетевые правила Республики Казахстан». 2001 г. (с изменениями от 16.09.2004 г.)

1.6. Сведения о научно-исследовательских работах, типовых проектных решениях

При разработке настоящей проектной документации научно-исследовательские работы не проводились и типовые проектные решения не использовались.

2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ И ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССА ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

ПС 110/6 кВ «ПТБ» относится к классу ПС высокого напряжения, к надежности и эффективности управления которыми предъявляются повышенные требования. Основной особенностью ПС с точки зрения построения АСУТП является необходимость обеспечить оперативный контроль ПС оперативным персоналом с удаленных пунктов диспетчерского управления для реализации необслуживаемого режима технологического объекта.

АСУТП ПС создается как основное средство контроля и управления оборудованием ПС, обеспечивая при этом требуемый уровень надежности и эффективности эксплуатации электротехнического оборудования подстанции. Кроме того, средства АСУТП ПС играют роль устройств среднего уровня единой иерархической системы диспетчерского и технологического контроля энергосистемы, снабжающих верхние уровни иерархии полной и достоверной информацией о функционировании управляемого оборудования по каналам межмашинного обмена.

Постоянный мониторинг, контроль и управление ПС 110/6 кВ «ПТБ» осуществляется сменным электриком из диспетчерского пункта Актауского РЭС. Местный режим используется только в случае наладки, регулярного обслуживания и аварийной остановки. На ЦДС АО «МРЭК» и РДЦ АО «МРЭК» выполняются мониторинг и контроль распределительных сетей высокого напряжения и осуществляются координация работы энергосистемы энергетической зоны.

В необслуживаемом режиме присутствие на ПС персонала - оперативно-выездной бригады (ОВБ) - будет необходимо в следующих случаях:

- локализация и ликвидация аварий и чрезвычайных ситуаций (отказы электрооборудования или каналов связи, пожары, несанкционированный доступ на ПС и т.п.);
- вывод оборудования в ремонт и ввод оборудования в работу после завершения ремонта;
- плановое техническое обслуживание (профилактическое обслуживание и плановый ремонт силового электротехнического оборудования, средств РЗА, АСУТП, поверка средств измерений, обновление программного обеспечения и технических средств АСУТП ПС);
- внеплановое техническое обслуживание (восстановление работоспособности при отказе одного из двух дублированных устройств, устранение неблагоприятных тенденций в работе оборудования и т.п.).

Перечень технологических объектов и систем, подлежащих мониторингу и управлению:

Оборудование РУ 110 кВ

РУ 110 кВ содержит следующее оборудование:

Таблица 1

Вид оборудования	Количество
Силовой трансформатор	2
Трансформатор тока однофазный	6
Трансформатор напряжения	6
Коммутационная аппаратура РУ 110 кВ	
Выключатель элегазовый колонковый трехполюсный	2
Разъединитель трехполюсный, с двумя комплектами заземляющих ножей, комплектно с приводом	4
Разъединитель трехполюсный, с одним комплектом заземляющих ножей, комплектно с приводом	2

Оборудование РУ 6 кВ

РУ 6 кВ имеет в своем составе ячейки:

Таблица 2

Вид оборудования	Количество
Ввод трансформатора	2
Секционный выключатель	1
Секционный разъединитель	1
Трансформатор напряжения	2
Отходящие кабельные линии	22
Трансформатор собственных нужд	2
Коммутационная аппаратура РУ 6 кВ	
Выключатель вакуумный	27
Разъединитель(разъем)тележки	27
Заземляющий нож	29

Оборудование РУ 0,4 кВ

Предусмотрен щит собственных нужд с трансформаторами с.н., два из которых TN1 и TN2 напряжением 10/0,4 кВ подключены к разным секциям РУ 6 кВ, питаемых от трансформаторов Т1 и Т2 110/6 кВ.

Оборудование системы гарантированного питания

Предусмотрена система гарантированного питания 220 В постоянного и переменного тока.

Таблица 3

Вид оборудования	Количество
Аккумуляторная батарея	1

Вид оборудования	Количество
Преобразовательные агрегаты (конверторы и инверторы)	2

Оборудование средств связи

Таблица 4

Вид оборудования	Количество
Шкаф телекоммуникационный	1

Оборудование АСКУЭ

Таблица 5

Вид оборудования	Количество
Шкаф УСПД	2
Шкаф учета и измерения 110кВ	1

3. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

3.1. Решения по структуре системы, подсистем, средствам и способам связи для информационного обмена между компонентами системы, подсистем

Основу архитектуры системы АСУТП ПС составляет контроллеры MiCOM C264, микропроцессорные устройства релейной защиты MiCOM P143, P642 и шлюз передачи данных связанные между собой оптоволоконной сетью Ethernet (протокол МЭК 61850), измерительные преобразователи SENTRON T объединенные вторичной коммуникационной сетью стандарта RS232/RS485 (протокол MODBUS для измерительных преобразователей, протокол МЭК 608705-103 для терминалов РЗиА 6 кВ), IEC 60870-5-104 (канал связи для передачи данных на верхний уровень).

При этом программно-технический комплекс (ПТК) строится как иерархическая, распределенная система, работающая в темпе протекания технологического процесса, оснащенная средствами управления, сбора, обработки, отображения, регистрации, хранения и передачи информации.

Структура ПТК АСУТП ПС принимается как трехуровневая с делением на нижний, средний и верхний уровни.

Нижний (полевой) уровень предусматривается в разделе РЗиА, АСКУЭ и ЭТР.

К нижнему (полевому) уровню относятся все устройства, которые непосредственно связаны с объектом управления, микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики (ALstom P14D, Alstom P14N, Alstom P94V, MiCOM P642, MiCOM P143, MiCOM C264C), измерительные преобразователи (SENTRON T), контроллер системы гарантированного питания (ЭНЕРГОМАК) и ЩСН.

В качестве ПТК среднего уровня использованы шлюз передачи данных и средства локальной вычислительной сети.

Проектом предусматривается выделение в составе АСУТП ПС автоматизированное рабочее место (АРМ). АРМ относится к верхнему уровню иерархии.

При этом под АРМ понимается программно-технический комплекс средств

автоматизации и вычислительной техники, включающий в себя компьютер, принтер и периферийные устройства. АРМ специализируется под «свои» задачи, имеет соответствующий интерфейс (мнемокадры, система меню, мнемосимволы, способы группировки информации и т.п.) и специализированное программное обеспечение DS Agile (пр-во Alstom).

АРМ АСУТП ПС обеспечивает все функции контроля и управления в зависимости от прав доступа оператора, например:

- отображение мнемосхемы однолинейной схемы объекта;
- отображение мнемосхемы локального оборудования (компьютеры, устройства и сети связи);
- управление сигнализацией;
- управление трендами;
- ограничение доступа с процедурой регистрации;
- управление печатью.

Дисплей АРМ расположен так, чтобы к нему одновременно могли подойти с целью анализа технологического процесса минимум три человека.

Периферийные устройства (принтер) подключаются без особых затрат времени. Принтер установлены в непосредственной близости от АРМ.

3.2. Решения по взаимосвязям АСУТП ПС со смежными системами, обеспечению ее совместимости

Аппаратно-программные средства АСУТП ПС обеспечивают развитие и адаптацию системы с учетом взаимосвязей со смежными системами.

Связь нижнего уровня со средним осуществляется с помощью цифрового интерфейса RS-485 и сухих контактов.

Связь на среднем уровне осуществляется с помощью цифрового интерфейса Ethernet (оптика и медь) с использованием протоколов МЭК 61850. Синхронизация времени компонентов ПТК АСУТП ПС производится при помощи GPS приемника, подключаемой к коммутатору Ethernet.

Взаимодействие шлюза передачи данных и АРМ АСУТП обеспечивается посредством Ethernet внутри локальной вычислительной сети связи ПС и реализуется коммуникационной аппаратурой связи.

Обеспечена информационная совместимость со смежными системами по содержанию, системе кодирования, методам адресации, форматам данных и форме представления информации, получаемой и выдаваемой АСУТП ПС. Передача данных из БД системы в смежные системы осуществляется по одному из стандартных протоколов.

АСУТП ПС 110/6 кВ «ПТБ» в режиме реального времени осуществляет сбор информации, ее обработку, хранение, предоставление информации дежурному персоналу, а так же передачу необходимой телеинформации на диспетчерский пункт Актауского РЭС, ЦДС АО «МРЭК» и РДЦ АО «МРЭК» по протоколу.

Каналы передачи требуемого объема информации на диспетчерский пункт Актауского РЭС, ЦДС АО «МРЭК» и РДЦ АО «МРЭК» описаны в разделе «Средства связи».

3.3. Решения по режимам функционирования, диагностированию системы

Режимы функционирования

АСУТП ПС функционирует в режиме реального времени 24 часа в сутки.

Обмен информацией между контролируемом пунктом и диспетчерским пунктом выполняется циклически в автоматическом режиме и в ручном режиме по запросам обслуживающего персонала (в том числе индивидуальный вызов КП и работа с ним по выбору оператора: управление, чтение технологических параметров, модификация параметров, конфигурирование).

АСУТП ПС функционирует в следующих основных режимах:

– стартовом, при котором осуществляется диагностика и ввод в штатный режим;

– штатном, при котором реализуются алгоритмы сбора, накопления, обработки, передачи информации и управления технологическим оборудованием;

- аварийном, при котором обеспечивается необходимая сигнализация на диспетчерском пункте;

- режиме коррекции, при котором изменяются режимы работы без вывода объекта из контура управления;

- отладочном, при котором система или отдельные ее подсистемы исключаются из контура управления и настраиваются с использованием отладочного оборудования.

Диагностирование АСУТП ПС

Система производит непрерывную диагностику системного оборудования, коммуникаций и оборудования разных уровней.

Диагностические функции выполняются непрерывно и включают в себя:

- диагностика отказов контроллеров;

- диагностика отказов операторской станции;

- диагностика отказов источников питания;

- диагностика отказов датчиков;

- диагностика коммуникаций.

При обнаружении неисправности система выдает световую и звуковую сигнализацию, регистрирует отказ с указанием устройства (модуля) и времени.

На основании диагностических признаков состояния элементов системы формируются обобщенные признаки работоспособности системы, которые отображаются на экране АРМ.

3.4. Сведения об обеспечении потребительских характеристик системы определяющих их качество

Программно-технические средства АСУТП обеспечивает следующие временные характеристики (без учета задержи каналов связи):

- время прохождения сигнала телесигнализации от оборудования нижнего и среднего уровня КТС ПС до шлюза передачи данных не превышает 1,0 с;

- время доставки команды телеуправления от шлюза передачи данных до оборудования нижнего и среднего уровня КТС ПС не превышает 1,0 с;

- периодичность обновления информации по выбранному объекту ПС на экране видеотерминала (режим работы по запросу, в т.ч. режим телеуправления-телерегулирования) - 1,0 с. Информация о нештатных и аварийных ситуациях выводиться на экран приоритетно;

- время сбора полного объема технологической информации, поступающей от ПС, в цикле регулярного контроля не превышает 1,0 с.

3.5. Решения по комплексу технических средств, его размещению

Структура программно-технического комплекса (ПТК) АСУТП ПС принимается как трехуровневая система с делением на нижний. средний и верхний уровни.

К нижнему уровню ПТК относятся:

- измерительные преобразователи 6 кВ;
- измерительные преобразователи 110 кВ;
- терминалы РЗиА РУ - 6 кВ;
- терминалы РЗиА РУ - 110 кВ;
- контроллер управления присоединением 110 кВ;
- контроллеры регулирования напряжения;
- устройства вспомогательного оборудования и смежных систем (охранная сигнализация, питание переменным током и др.);
- средства локальной вычислительной сети данного уровня;

К среднему уровню ПТК относятся:

- концентратор;
- контроллер;
- устройство синхронизации времени;
- средства локальной вычислительной сети данного уровня.

К верхнему уровню ПТК относятся:

- сервер;
- шлюз передачи данных;
- АРМ АСУТП;
- средства локальной вычислительной сети данного уровня;

Нижний (полевой) уровень предусматривается в разделах РЗиА, ЭТР и АСКУЭ.

Устройства нижнего уровня и среднего уровня размещаются в здании ЗРУ совмещенное с ОПУ.

В настоящем разделе АСУТП ПС предусмотрены ПТК со следующим размещениями:

В помещении ЗРУ совмещенной с ОПУ ПС 110/6 кВ «ПТБ» размещаются:

- шкаф ТМ;
- шкаф сервера;
- АРМ АСУТП.

Размещение технических средств выполнено с учетом требований техники безопасности и соблюдения технических условий эксплуатации.

Комплекс задач по защите технических средств АСУТП ПС от неблагоприятного воздействия внешней среды предъявляет следующие требования к параметрам окружающей среды:

- температуры от +10°С до +35°С, при скорости изменения не более 11°С в час;

- оптимальная температура в серверной комнате +18°С - +24°С.

- относительная влажность 20 - 80%, при скорости изменения не более 20% в час;
- антистатическое покрытие пола;
- нагрузка на пол не менее 100 Н/мм2;
- вибрация 10 - 500Г ц, с максимальным ускорением в 1 g;
- механическая тряска не сильнее 5g.

3.6. Энергоснабжение

Приемниками электроэнергии являются приборы и оборудования измерения, компьютерная техника и сеть, микропроцессорное оборудование. Электроснабжение токоприемников осуществляется от сети однофазного переменного и постоянного тока.

Энергоснабжение шкафов АСУТП

Аппаратура шкафов АСУТП запитывается от системы гарантированного постоянного и переменного тока напражением 220 В (СОПТ) и шкафа собственных нужт (ШСН).

СОПТ предусмотрен в разделе РЗА, ШСН и кабельная продукция предусмотрены в разделе ЭТР.

Для обеспечения бесперебойного электропитания оборудования ПТК АСУТП запитаны от СОПТ.

СОПТ снабжен мини контроллером, который выполняет функции мониторинга СОПТ. Контроллер подключен к АСУТП по интерфейсу RS-485, и передает сигналы состояния СОПТ.

Время работы оборудования АСУТП от СОПТ при отсутствии питания - не менее 4 часов.

Для обеспечения удобного подключения портативного компьютера или других нужд в шкафах АСУТП предусмотрены сервисные розетки 220 В, 50 Гц. Для вспомогательных нужд питание осуществлено от ЩСН.

Энергоснабжение АРМ АСУТП

АРМ АСУТП так же запитаны от СОПТ. Время работы оборудования от автономного источника питания - не менее 4 часа.

Точки подключения к системе электроснабжения, а также отдельные защитные контуры заземления и шины заземления в помещении операторной обеспечиваются разделом электротехнических решений.

4. УСЛОВИЯ И ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ

4.1. Условия эксплуатации

Все устройства системы рассчитаны для работы в непрерывном режиме, без постоянного обслуживания до проведения регламентных работ и адаптированы к следующим условиям и воздействиям:

Температурные воздействия:

Для аппаратуры в ОПУ ПС:

- температура окружающей среды от +5°С до +40°С;
- относительная влажность воздуха - до 95% при +20°С.

4.2. Численность и квалификация персонала системы и режим его работы

Функционирование системы автоматизации ПС обеспечивается оперативным персоналом из числа операторов-электриков и соответствующими службами технического обслуживания АСУТП.

Учитывая режим работы предприятия электроснабжения, технологический персонал в лице сменных электриков должен работать по сменному графику. Численность, квалификация и режим работы обслуживающего персонала системы должны удовлетворять условию поддержания непрерывной бесперебойной работы, а также быстрому устранению неисправностей всех средств, входящих в состав системы АСУТП.

Кроме того, численность и квалификация оперативного и ремонтного персонала определяется на основании действующих в отрасли нормативов и рекомендаций заводов изготовителей, производителей оборудования системы.

Эксплуатационный персонал должен:

- обладать базовыми знаниями и навыками работы на персональном компьютере;
- знать назначение оборудования ПС и технологический процесс ПС;
- знать эксплуатационную документацию вводимой АСУТП ПС.

Квалификация персонала должна обеспечивать эффективное функционирование системы на всех заданных режимах.

Персонал, обеспечивающий работоспособность АСУТП ПС, должен быть подготовлен к выполнению своих обязанностей путем целевого обучения.

5. ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ФУНКЦИЙ

5.1. Основные технологические функции

Сбор и первичная обработка информации

Сбор и первичная обработка информации выполняется контроллерами C264C, измерительными преобразователями и модулем дискретного ввода и вывода, которые собирают все входные сигналы и данные, обрабатывают и по каналам связи передают в шлюз передачи данных АСУТП ПС.

Дистанционное управление оборудованием ПС

Под дистанционным управлением из диспетчерского пункта понимается задание команд рабочего места диспетчера на Актауском РЭС. Реализация функции защищена паролем.

Команды дистанционного управления реализуются с обязательной диагностикой возможности их выполнения, с диагностикой отказа выполнения, с регистрацией времени подачи команды и результата ее выполнения. Выполнение команд управления отслеживается на АРМ, при необходимости визуализируются промежуточные положения управляемого элемента. Невыполнение команды управления классифицируется как аварийный сигнал с соответствующей регистрацией и сигнализацией. Команды дистанционного управления передаются с видеокадров технологических схем, содержащих управляемые элементы.

Оперативный централизованный контроль и диагностика режима

Оперативный контроль включает:

- контроль основных текущих режимных параметров силового

электрооборудования ПС (напряжение на ВЛ 110 кВ и шинах ОРУ всех уровней напряжения, перетоки активной и реактивной мощности и токи по всем присоединениям, частоту);

-контроль состояния основных коммутационных аппаратов ПС (разъединители, выключатели, заземляющие ножи);

-контроль состояния основного и вспомогательного электрооборудования.

Оперативный контроль реализуется путем отображения всей вышеуказанной информации на АРМ персонала в виде динамических мнемосхем и их фрагментов. Степень подробности изображений коммутационной аппаратуры и элементов схемы, а также количество отображаемых параметров увеличиваются при переходе к фрагментам. Выбор мнемосхемы и фрагмента на экране рабочей станции АРМ осуществляется соответствующим персоналом.

На мнемосхемах путем управления цветом линий и символов отображается наличие напряжения на оборудовании, положение выкатных элементов коммутационной аппаратуры, вывод оборудования в ремонт, включение заземляющих ножей и установка переносных заземлений. Отображается также неготовность аппаратуры к управлению и потеря достоверности информации в части положений коммутационной аппаратуры. Обновление информации на мнемокадрах происходит с задержкой относительно реального процесса не более 1-2 сек.

Документирование, хранение и обмен информацией

Функция (подсистема) предназначена для накопления и представления информации о процессе возникновения, развитии и ликвидации аварийных ситуаций на основном электрооборудовании подстанции. На основе этой информации обеспечивается возможность точнее определить первопричину отключения оборудования и оценить правильность работы устройств РЗА и А.

Информация регистрируется двумя способами:

- регистрацией мгновенных значений;

- регистрацией событий в архивах АСУТП ПС.

С целью повышения надежности и живучести системы управления в целом регистрация аварийных процессов и регистрация событий выполняется как средствами подсистемы РЗА - МП терминалами РЗА, так и специализированными МП устройствами (измерительной подсистемой) АСУТП ПС - микропроцессорными устройствами и цифровым регистратором электрических процессов.

Регистрации подлежат электромагнитные переходные процессы, связанные с короткими замыканиями и работой устройств РЗА (токи, напряжения, дискретные сигналы о работе РЗА, состояние выключателей).

Обеспечена возможность запуска регистрации как по факту превышения уставок, так и по сигналу от внешних устройств.

Предусмотрена возможность как общей длительности осциллограммы, так и отдельно - длительностей предаварийного, аварийного и послеаварийного режима, а также количества сохраняемых записей об авариях, происходящих подряд. Момент начала аварии фиксируется по заданному набору сигналов, являющихся инициативными.

Диагностика технического состояния оборудования

Под диагностикой технического состояния электрооборудования понимается

оперативный контроль и ретроспективный анализ основных параметров, характеризующих состояние силового электрооборудования. Для этого используется только та информация, которая собирается средствами ПТК для реализации описанных выше функций АСУТП ПС. Информация, собираемая таким образом, используется персоналом при подготовке к ремонтной кампании и/или для уточнения объемов работ при внеочередном отключении данного оборудования.

1) Оперативный контроль выключателей и разъединителей

Средствами АСУТП ПС в объеме оперативного контроля выключателей должны вычисляться количества переключений и отключаемые токи, в том числе токи КЗ.

Для разъединителей должно вычисляться количество и время выполнения операций (продолжительность включения и отключения).

Вычисление указанных параметров позволит реализовать в будущем алгоритмы определения механического и коммутационного ресурса выключателей и разъединителей.

2) Оперативный контроль трансформаторного оборудования.

Оперативный контроль трансформаторного оборудования:

Для оперативного контроля за состоянием трансформаторов используется система мониторинга трансформаторов. Кроме контроля состояния трансформатора эта система предназначена также для управления системой охлаждения трансформатора.

В подсистеме мониторинга будут фиксироваться основные параметры, характеризующие текущее состояние трансформаторного оборудования, в том числе:

- расчет продолжительности работы в каждом из заранее определенных режимов;
- количество превышений аварийных и предупредительных уставок;
- моточасы (общая продолжительность работы под рабочим напряжением);
- максимальные отклонения каждого из регистрируемых параметров, относящихся к трансформаторному оборудованию (за заданный период времени и с начала эксплуатации).

Все перечисленные виды оперативного контроля состояния электрооборудования обеспечиваются для каждой единицы оборудования за любой из заранее выбранных промежутков времени (час, смена, сутки, неделя, месяц, год, с последнего проведенного ремонта). Предусмотрена возможность ручного ввода информации после проведенного ремонта.

Результаты оперативного контроля должны фиксироваться в архиве, а при необходимости - распечатываться и пересылаться на верхние уровни управления.

5.2. Системные и сервисные задачи АСУТП ПС

Синхронизация компонентов ПТК АСУТП ПС

Синхронизация представляет собой подстройку локальных таймеров, имеющихся в микропроцессорных компонентах ПТК (контроллерах, терминалах РЗА и ПА, серверах, аварийных осциллографах, шлюзах и т.п.) в соответствии с общесистемным временем ПТК, а также подстройку общесистемного времени ПТК к астрономическому времени по спутниковым сигналам точного времени системы.

При необходимости обеспечена возможность синхронизации устройств подсистемы РЗА.

Метка времени для событий присваивается в устройствах нижнего и среднего уровней (контроллеры, терминалы РЗА и т.п.), в которых оно было зафиксировано.

При этом выполняются:

- периодическая рассылка сигналов точного времени для всех терминалов, входящих в состав ПТК, с периодичностью 15 мин;
- подстройка локального времени терминалов к общесистемному времени;
- контроль работоспособности устройств системы единого времени.

Точность синхронизации устройств нижнего уровня составляет не хуже 1 мс.

Диагностическая информация о состоянии устройств системы единого времени поступает в архив и отображается на АРМ службы АСУТП ПС. Для этого предусмотрена передача этой информации из устройства синхронизации по цифровым каналам связи.

Тестирование и самодиагностика компонентов ПТК

Диагностирование системы в целом и ее отдельных компонентов выполняется непрерывно и автоматически в течение всего времени работы ПТК АСУТП ПС во всех эксплуатационных режимах.

В объем диагностируемых средств входят: устройства верхнего, среднего и нижнего уровней, средства коммуникаций, программное обеспечение.

Предусмотрено ведение электронного журнала, в котором хранятся следующие данные:

- сведения о текущем состоянии элементов системы;
- протоколы действий оператора, с указанием идентификатора оператора и его прав доступа к обслуживанию и конфигурированию системы;
- диагностические массивы информации, отражающие состояние устройств и программ, как в нормальном режиме эксплуатации, так и в процессе восстановления работоспособности аппаратуры и программ.

Система обеспечивает хранение данных журнала и другой информации в течение длительного периода времени в запоминающем устройстве в случае снятия внешнего электропитания и не допускает изменение данных, занесенных в журнал.

Устройства нижнего уровня, сетевое оборудование и рабочие станции АРМ диагностируются автоматически как при включении, так и непрерывно в процессе работы.

Глубина самодиагностики в АСУТП ПС - до входного/выходного элемента (модуля).

Диагностическая информация представляется на АРМ в виде мнемокадров, на которых размещены мнемосимволы реальных устройств ПТК и показаны связи между устройствами. Нарушение связи и данные о неисправности аппаратуры регистрируются в архиве с меткой времени и выдаются на АРМ как сообщение.

Предусмотрена возможность просмотра текущих активных подключений к серверу системы с указанием имени компьютера-клиента (IP-адреса) и идентификатора конкретного пользователя (пароля) на экранах АРМ.

Регистрация и архивирование информации

Дискретные события (тревогии и аварийные) записываются в архив по их возникновению и без задержки.

Аналоговые сигналы записываются в архив с периодичностью 1 секунд.

Все регистрируемые параметры и события подлежат длительному

сохранению в виде баз данных (архивов) для ретроспективного анализа состояния и режимов работы основного электрооборудования и систем управления.

Средства архивирования выполняют следующие функции:

- концентрация информации, поступающей на верхний уровень ПТК АСУТП ПС;
- хранение информации;
- защита информации;
- представление архивной информации персоналу.

Архивные данные обеспечивают последующее представление оперативному, административному и другому персоналу различных данных для анализа и подготовки отчетной документации об истории протекания технологических процессов, развитии аварии, работе автоматики, действиях операторов, функциях и параметрах системы управления, результатах расчета, нормативных и справочных данных.

Объем архива обеспечивает хранение событий, зарегистрированных в течение не менее 2 лет.

К автоматически архивируемой информации относится вся информация, регистрируемая средствами АСУТП ПС, в том числе:

- значения аналоговых сигналов;
- изменения дискретных сигналов;
- выход параметров за аварийные и предупредительные пределы (уставки) и вхождение в норму;
- команды управления основным электрооборудованием и средствами ПТК;
- диагностическая информация по силовому электрооборудованию;
- работа устройств технологической сигнализации;
- переключения режимов работы оборудования и автоматических устройств с помощью оперативных элементов управления;
- системные события, формируемые внутри АСУТП ПС (информация по программным и техническим средствам ПТК).

Информация, записываемая в архив, сопровождается сопутствующими признаками (недостоверность, выход за предупредительные и аварийные уставки и т.д.), а также имеет метку времени с разрешающей способностью 1 мс. Также автоматически с указанием времени и соответствующим признаком регистрируются отдельные команды, вводимые вручную с клавиатуры.

Обеспечена возможность как событийной записи в архив, так и периодической.

Краткосрочный архив аналоговой информации ведется по всем измеряемым параметрам и обеспечивает глубину хранения информации не менее суток, с дискретностью, не превышающей 1-2 секунды.

При занесении информации в архив предусмотрены следующие виды обработки информации: вычисление сумм, разностей параметров и осреднение выборок. Сохраненные данные выводятся по требованию оператора на дисплей, принтер или в файл. Вывод информации на дисплей или принтер осуществляется в виде графика или таблицы, вывод в файл осуществляется в виде таблицы, в форматах, согласованных с Заказчиком на этапе рабочего проектирования системы.

Долговременный архив аналоговой ретроспективной информации обеспечивает хранение аналоговых параметров с частотой осредненных выборок 3, 15, 30, 60 минут. Период хранения трехминутных выборок составляет не менее 1 месяца. Каждые 15 (30, 60) минут производится обработка (подсчет среднего и т.п.) выборочных значений и занесение результатов расчета в архив периодических

значений. Сохраненные данные выводятся персоналу по его требованию на дисплей, принтер или в файл. Вывод информации на дисплей или принтер осуществляется в виде графика или таблицы, вывод в файл осуществляется в виде таблицы. Соответствующие алгоритмы, формы и форматы вывода согласованы с Заказчиком на этапе рабочего проектирования системы.

Недостоверная информация при просмотре архива должна отмечаться поясняющим текстом.

Защита информации

Программно-технические средства системы по условиям функционирования обеспечивают:

- защиту информации от несанкционированного доступа;
- сохранность информации в процессе ее хранения на машинных носителях.
- Защита информации от несанкционированного доступа обеспечивается с помощью системы паролей, которые должны проверяться программным обеспечением при попытке записи, коррекции или удаления информации.
- Защищенность информации от несанкционированного доступа организуется программно-аппаратными средствами защиты, которые должны обеспечить:
- гарантированное разграничение доступа к информации (по уровням ответственности);
- регистрацию событий, имеющих отношение к защищенности информации;
- обеспечение доступа только после предъявления идентификатора и личного пароля.

Сохранность информации в процессе ее хранения на машинном носителе обеспечена путем копирования информации на резервный носитель.

При записи информации в оперативный архив обеспечена синхронная запись информации на резервный носитель, в качестве которого используется массив дисков (Raid Array), зеркальный сервер и т.п.

Основным способом обеспечения защиты и сохранности информации в АСУТП ПС является использование специальных методов и программно-технических средств, - сегментирование локальных вычислительных сетей, Firewall и др., - которые обеспечивают надежное отделение «технологических» сетей каждой из подсистем АСУТП ПС от ЛВС коллективного пользования (Internet, Intranet, ЛВС предприятий и т.п.) и практически исключают несанкционированный доступ к ресурсам АСУТП ПС.

Формирование отчетных документов

Из информации, накапливаемой в архиве системы при решении отдельных задач АСУТП ПС и структурируемой хронологически и по ряду других признаков (вид оборудования, тип событий и т.д.), в соответствии с требованиями эксплуатационных инструкций средствами системы формируются и распечатываются различные документы, характеризующие технологический процесс подстанции, в том числе:

- суточная ведомость режимов;
- ведомость технологических событий;
- ведомость параметров, отклонившихся от предельных длительно-допустимых значений;
- ведомость недостоверных параметров и др.

Документы формируются автоматически, с заданной периодичностью и выводятся на печать в определенные моменты времени (смена, сутки и т.д.) или в произвольные моменты времени по запросу персонала.

Кроме фиксированных протоколов обеспечивается возможность оперативного формирования необходимых пользователю протоколов из любой имеющейся информации, в частности, информации, сгруппированной по видам обработок и состоянию сигналов: недостоверные сигналы, архивные сигналы - с указанием вида архива и цикла записи в архив, списки параметров для накопления трендов, положения дискретных органов, протоколы-сообщения, например, проведения операции с разъединителем (заземляющим ножом) на участках, находящихся под напряжением, и т.п.

Функциональные связи подсистем

Средства коммуникаций информационно-вычислительной подсистемы АСУТП ПС обеспечивают информационную связь между устройствами и подсистемами, (как входящими в состав АСУТП ПС, так и самостоятельными), в том числе с подсистемами и средствами:

- релейной защиты и автоматики (РЗА);
- СОПТ.

Внутрисистемные коммуникации между компонентами АСУТП ПС и обмен информацией со средствами автономных систем контроля и управления осуществляются по стандартным международным протоколам.

При интеграции в состав ПТК АСУТП ПС отдельных устройств и/или подсистем к информационному обмену между интегрируемыми компонентами использовано:

- цифровой интерфейс с поддержкой стандартами МЭК 870-5-103, МЭК61850 , а также протоколы уровня Modbus, в случае необходимости используются специализированные средства - «шлюзы», обеспечивающие преобразование протоколов, конвертирование типов сигналов;
- возможность синхронизации интегрируемых компонентов системы с астрономическим временем с точностью не хуже 1 мс;
- в составе передаваемой информации присутствует служебная информация (результаты внутренней самодиагностики технического и программного обеспечения, наличие несчитанной информации, синхронизации и т.п.);
- все сигналы должны иметь метку времени и соответствующие атрибуты (достоверность, превышение уставки).

Информация, поступающая от подсистем и устройств, обрабатывается в ПТК АСУТП ПС аналогично «собственной» информации ПТК (архивируется, отображается, передается на верхний уровень управления и т.п.).

6. СХЕМА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ

6.1. Функциональная структура АСУТП ПС

Функциональная структура АСУТП ПС отражает функции, выполняемые подсистемами АСУТП ПС, и показывает взаимосвязи подсистем. Схема функциональной структуры приведена на рисунке 1.



Рисунок-1. Схема функциональной структуры АСУТП ПС

6.2. Элементы функциональной структуры

Функциональная структура АСУТП ПС состоит из двух основных частей:

- функциональной части;
- обеспечивающей части.

Функциональная часть состоит из управляющих и информационно-вычислительных подсистем.

Управляющая подсистема:

- управление оборудованием ПС.
- Информационно-вычислительные подсистемы:
- сбор, первичная обработка информации;
- оперативный централизованный контроль и диагностика режима;
- диагностика технического состояния оборудования;

- документирования, хранение и обмен информацией;
- системные и сервисные задачи.

Работа всех подсистем АСУТП ПС осуществляется путем взаимодействия всех составляющих обеспечивающей части, входящих в состав системы, а именно:

- информационного обеспечения в виде совокупности нормативной базы, классификаторов, документов и реализованных решений по объемам, размещению и формам существования информации;
- математического обеспечения в виде совокупности математических методов, моделей и алгоритмов;
- программного обеспечения в виде совокупности программ, предназначенных для отладки, функционирования и проверки работоспособности АСУТП ПС;
- технического обеспечения в виде совокупности средств вычислительной техники и других технических устройств, используемых при функционировании системы;
- организационно-методического обеспечения АСУТП ПС в виде совокупности документов, определяющих организационную структуру объекта и системы автоматизации.

ОРГАНИЗАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

7. ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА УПРАВЛЕНИЯ

7.1. Проектные решения по организационной структуре управления объектом и их обоснование

Для обеспечения эксплуатации АСУТП ПС организуется служба эксплуатации АСУТП ПС. Организационная структура группы включает:

- начальник службы эксплуатации АСУТП ПС - 1 человек;
- системный администратор - 1 человек;
- сменный электрик- 1 человек на смену.

1. Сменный персонал обеспечивает проведение только профилактического обслуживания технических средств АСУТП ПС.

2. В число функций эксплуатационного персонала АСУТП ПС входят следующие:

- регистрация дефектов;
- корректировка настроек схем управления в регламентируемых пределах;
- проверка правильности функционирования технических и программных средств АСУТП ПС и выявление неисправностей, нераспознанных автоматически, переключение на резервные технические средства при отказе основных;
- отключение и замена отказавших технических средств;
- обмен информацией с оператором об отказах, приводящих или способных привести к отказам функций, и об их устранении;
- установка запретов или разрешений прохождения информации по

каналам измерений и сигнализации;

- ведение текущей документации.

7.2. Описание организационной структуры и функций подразделений, создаваемых с целью обеспечения функционирования АСУТП ПС

К организационной структуре АСУТП ПС должны предъявляться следующие требования:

- квалификация персонала АСУТП ПС должна обеспечивать эффективное функционирование системы во всех заданных режимах;
- персонал АСУТП ПС должен быть подготовлен к выполнению своих обязанностей в соответствии с инструкциями организационного обеспечения;
- каждое лицо, входящее в состав персонала АСУТП ПС, должно применять соответствующие информационные модели и работать с используемыми им техническими средствами и документацией, определяющей порядок его деятельности.
- К эксплуатационному персоналу относятся:
- эксплуатационный персонал, выполняющий профилактическое и текущее обслуживание ПТК, функции по внедрению, модернизации и внесению изменений в алгоритмическое и прикладное программное обеспечение, так же работающий в одну смену.

Сменный электрик

Должен иметь высшее инженерно-техническое образование и опыт работы по специальности, приобретенный в период обучения, или стаж работы на инженерно-технических должностях не менее 3-х лет. Иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы.

Сменный электрик должен знать:

- релейную защиту и автоматику электроэнергетических объектов;
- порядок обслуживания защит установленных на объекте;
- правила и нормы эксплуатации энергетического оборудования.
- состав, назначение и характеристики оборудования комплекса ПТК;
- требования к устройству силовых цепей и защитного заземления, качеству энергоснабжения комплекса;
- требования к оборудованию, оснастке и монтажу измерительного оборудования комплекса ПТК.

Сменный электрик должен:

- периодически проводить техническое обслуживание оборудования комплекса ПТК;
- проводить настройку измерительного оборудования комплекса ПТК;
- осуществлять контроль источников питания комплекса.

Системный администратор

Должен иметь высшее инженерно-техническое образование и опыт работы по специальности, приобретенный в период обучения, или стаж работы на инженерно-технических должностях не менее 3-х лет.

Системный администратор ПТК должен знать:

- основные характеристики семейства операционных систем WINDOWS;
- основы организации и функционирования сетей на базе протоколов Ethernet, TCP/IP;
- характеристики и настройку основных сетевых служб (ARP, DNS, Router, FTP, Telnet, E-mail) и клиентских приложений;
- средства диагностирования, тестирования и управления операционных систем и ЛВС;
- принципы и средств обеспечения защиты информации ПТК.

Основная обязанность системного администратора ПТК в период эксплуатации - обеспечение бесперебойной работы ЛВС и вычислительных средств комплекса:

- настройка и управление сетевой маршрутизацией как внутри технологической ЛВС комплекса ПТК, так и с другими глобальными и локальными сетями, внешних пользователей;
- управление разделяемыми (сетевыми) ресурсам ПТК;
- назначение и удаление разделяемых ресурсов;
- создание пользователей, назначение прав;
- контроль использования разделяемых ресурсов (свободного дискового пространства и т.п.);
- ведение системы DNS;
- администрирование почтовой системы комплекса;

контроль и управление средствами защиты информации.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

8. СТРУКТУРА КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

Документация разработана на основе источников для проектирования, нормативно-руководящих документов и принципов построения комплекса технических средств (КТС) систем АСУТП.

Общая структура комплекса технических средств была описана в части общесистемные решения, в параграфах решения по структуре системы и решения по комплексу технических средств.

8.1. Описание функционирования КТС

КТС системы функционирует в следующих режимах:

- режим нормальных условий эксплуатации;
- режим с нарушением нормальных условий эксплуатации;
- аварийный режим.
- К режиму нормальных условий эксплуатации относятся:
- режимы при полностью работающем оборудовании системы;
- режимы нормального пуска;

- режимы нормального останова.

Режимы с нарушением нормальных условий эксплуатации возникают в случаях, когда отдельное оборудование системы теряет работоспособность и выводится из эксплуатации.

К данной группе относятся:

- режимы с частично неработающим оборудованием;
- переходные режимы при частичном отказе функционирующего оборудования.

К аварийным режимам относятся отказы оборудования, при которых система становится неработоспособной.

К данной группе относятся ситуации:

- полного обесточивания системы;
- полного отказа группы оборудования системы.
- Нормальный пуск АСУТП ПС осуществляется в нижеследующей последовательности:
- источник бесперебойного питания;
- активное сетевое оборудование;
- серверное оборудование;
- АРМ и периферийное оборудование.

Взаимодействие активного сетевого оборудования в ЛВС не предусматривает специфических требований к порядку включения систем.

ПО АСУТП представляет собой приложение высокой надежности и не предусматривает частых плановых пере запусков системы.

Нормальное функционированием КТС обеспечивает выполнение АСУТП ПС своих функций в полном объеме согласно проектным решениям.

Под нормальным остановом понимается следующий ряд действий, направленных на прекращение функционирования системы:

1. Завершение программ и процессов, работающих в реальном времени.
2. Создание копии архивов (backup) на сервере архива данных.
3. Завершение работы ОС.
4. Отключение питания АРМ и сервера.
5. Отключение питания сетевого оборудования и ИБП.

Серверное и центральное сетевое оборудование защищено от обесточивания системы путем подключения к сети электропитания источников бесперебойного питания, которые гарантируют независимость основного оборудования от внешней подачи электропитания.

В случае полного обесточивания система автоматически переключается на резервное питание от ИБП. Если подача внешнего электропитания не восстанавливается в течение 5 минут, сигнал от ИБП инициирует программное

завершение работы системы, которое может быть блокировано на 15 минут по требованию оператора, в противном случае производится нормальный останов системы и отключение КТС от сети питания.

После восстановления подачи электропитания, элементы системы, не требующие ручного пуска, запускаются автоматически.

Дисковые подсистемы хранения информации всех серверов используют технологию аппаратного резервирования RAID уровней 0,1 (0+1), 3 и 5. Жесткие диски в подсистеме объединены в дисковый массив, обеспечивающий дублирование информации. При отказе одного жесткого диска массив продолжает сохранять работоспособность, переходя на резервный диск.

Замена вышедшего из строя диска возможна без останова системы. После замены, информация, находившаяся на поврежденном диске, автоматически восстанавливается на новый диск из дублированного массива.

8.2. Мониторинг текущего режима и состояния главной схемы подстанции с АРМ АСУТП

Мониторинг текущего режима и состояния главной схемы ПС обеспечивается для персонала (в первую очередь оперативного или оперативно диспетчерского), находящегося на подстанции или контролирующего функционирование ПС с удаленного АРМ.

Мониторинг включает:

- контроль основных текущих режимных параметров силового электрооборудования ПС (напряжение на шинах всех уровней напряжения,

перетоков активной и реактивной мощности и тока по всем присоединениям, частота);

- контроль состояния основных коммутационных аппаратов ПС (разъединители, выключатели, заземляющие ножи);
- контроль состояния основного и вспомогательного электрооборудования;
- мониторинг трансформаторов и т.п.

Мониторинг реализован путем отображения всей вышеуказанной информации на АРМ АСУТП в виде динамических мнемосхем и их фрагментов. Степень подробности изображений коммутационной аппаратуры и элементов схемы, а также количество отображаемых параметров увеличиваются при переходе к фрагментам. Выбор мнемосхемы и фрагмента на экране рабочей станции АРМ осуществляется соответствующим персоналом.

На мнемосхемах путем управления цветом линий и символов, сообщений отображается:

- наличие напряжения на оборудовании;
- положение коммутационной аппаратуры (КА) и выкатных элементов;
- вывод оборудования в ремонт (подлежит согласованию с Заказчиком);
- установка переносных заземлений;

- неготовность аппаратуры к управлению;
- потеря достоверности информации в части положений коммутационной аппаратуры.

В системе обеспечивается обновление информации на мнемокадрах с задержкой относительно реального процесса на время, не более 1-2 с.

8.3. Автоматизированное управление (дистанционное, по месту) коммутационными аппаратами подстанции

Средствами системы обеспечивается возможность оперативного управления коммутационными аппаратами (КА) ПС, в том числе РУ 110 и 6 кВ.

Для управляемых коммутационных аппаратов обеспечивается возможность автоматизированного управления (дистанционного, по месту) соответствующими коммутационными аппаратами (см. таблицу 4).

Таблица 4

№	Место управления	Примечание
1	С АРМ оперативно-диспетчерского персонала в удаленном пункте управления	Все функции управления КА реализуются в полном объеме. Является основным способом управления для диспетчерского персонала.
2	С АРМ АСУТП оперативного персонала	Все функции управления КА реализуются в полном объеме. Является способом
	на ПС	управления для дежурного оперативного персонала
3	С микропроцессорных устройств управления на ПС (предусмотренных в разделе РЗА)	Используется только при отказах средств верхнего и среднего уровней ПТК АСУТП . Команды управления фиксируются в системе, оперативная блокировка разъединителей выполняется средствами АСУТП нижнего уровня.
4	По месту (из шкафа управления ОРУ 110 кВ коммутационным аппаратом на ПС)	Является аварийным способом управления (при отказе соответствующих средств АСУТП)

При управлении КА (местное, дистанционное) предусматривается:

- контроль состояния КА;
- постоянный контроль наличия напряжения питания;
- контроль исправности цепей управления;
- блокировки, реализуемые с помощью средств свободно программируемой логики, в том числе:
- оперативная блокировка разъединителей;
- блокировка управления с АРМ оперативного персонала оборудованием,

выведенным в ремонт;

- блокировка, исключающая одновременное управление с нескольких рабочих мест (местное, дистанционное);
- контроль права оператора на управление оборудованием.

В АРМ АСУТП при реализации управления КА обеспечивается выполнение следующих требований:

- выполнение команды «выбор объекта» возможно только для одного объекта управления с индикацией сделанного выбора;
- индикация завершения оперативной команды или ее неисполнения (с указанием причины, если это возможно);
- возможность «отмены выбора» на любом этапе выполнения команды.

Все действия персонала по управлению электрооборудованием (с АРМ или резервных средств управления) фиксируются в «журнале событий» и в архивах АСУТП с указанием метки времени, способа и места управления, инициатора команды управления.

Управление по месту может обеспечиваться с помощью программируемых клавиш контроллеров.

Передача команд управления с верхнего уровня АСУТП ПС (от АРМ) к исполнительным механизмам может выполняться как непосредственно контроллерами, так и МП устройствами РЗА для управления выключателями.

Время выдачи команды управления на исполнительный орган (время от момента посылки команды с АРМ до получения обратного сообщения о передаче ее на исполнительный орган) не превышает 1-2 с. В случае отсутствия подтверждающего сигнала о выполнении команды управления обеспечивается соответствующая сигнализация с регистрацией события в базе данных системы.

8.4. Технологическая, предупредительная и аварийная сигнализация

Технологическая сигнализация предназначена для извещения оперативного персонала о возникновении нарушений в ходе технологического процесса подстанции.

В системе обеспечивается:

- предупредительная сигнализация об отклонении за установленные пределы и возврате назад технологических параметров, изменении состояния автоматических устройств;
- аварийная сигнализация при аварийных отклонениях параметров, срабатывании устройств РЗА и противоаварийной автоматики, аварийных и самопроизвольных (в том числе однофазных) отключениях выключателей;
- сигнализация о действии блокировок, АВР источников электропитания, об изменении положения коммутационных аппаратов, происходящем без команд от оперативно-диспетчерского персонала;
- сигнализация об обнаруженных неисправностях технических средств АСУ ПС, исчезновении электропитания и т.п.

Деление сигнализации на аварийную и предупредительную осуществляется путем присвоения каждому сигналу определенного класса тревог.

Действие аварийной и предупредительной сигнализации сопровождается различными звуковыми сигналами, формируемыми системой, а на дисплеях - разными цветами.

Появление указанных событий и их пропадание автоматически регистрируется в архивах АСУТП ПС с метками времени и признаками характера сигнализации (аварийная, предупредительная). При квитировании сигнала с метками времени регистрируется факт квитирования, а также конкретный АРМ, с которого выполнялось квитирование. Квитирование сигнала выполняется с АРМ оперативного персонала, при этом прекращается мигание меток сигнализации объекта.

В системе обеспечена возможность формирования групповой сигнализации, обобщающей заранее заданный набор сигналов, относящихся к одному присоединению, одному распределительному устройству и т.п.

8.5. Мониторинг текущего состояния электрооборудования

Под мониторингом текущего состояния электрооборудования понимается оперативный контроль и ретроспективный анализ основных параметров, характеризующих состояние силового электрооборудования. Для этого используется только та информация, которая собирается средствами ПТК для реализации описанных выше функций АСУТП ПС. Информация, собираемая таким образом, используется персоналом при подготовке к ремонтной компании и/или для уточнения объемов работ при внеочередном отключении данного оборудования.

При построении АСУТП ПС контроль состояния электрооборудования организован для следующих видов основного оборудования:

- маслонаполненное трансформаторное оборудование;
- выключатели и разъединители.

Информация, получаемая средствами подсистем контроля состояния оборудования (как исходная, так и вычисляемая), используется на АРМ оперативного персонала - в объеме сигнализации (аварийной и предупредительной) и текущей информации об основных режимных параметрах и состоянии оборудования.

Результаты оперативного контроля фиксируются в архиве, а при необходимости распечатываются и пересылаются на верхние уровни управления.

8.6. Функции тестирования и диагностирования компонентов ПТК

Диагностическая информация о состоянии устройств системы единого времени поступает в архив и отображается на АРМ.

Диагностирование системы в целом и ее отдельных компонентов выполняется непрерывно и автоматически в течение всего времени работы ПТК АСУТП ПС во всех эксплуатационных режимах.

В объем диагностируемых средств входят: устройства верхнего, среднего и нижнего уровней, средства коммуникаций, программное обеспечение.

Предусмотрено ведение электронного журнала, в котором хранятся следующие данные:

- сведения о текущем состоянии элементов системы;
- протоколы действий оператора, с указанием идентификатора оператора и его прав доступа к обслуживанию и конфигурированию системы;

- диагностические массивы информации, отражающие состояние устройств и программ, как в нормальном режиме эксплуатации, так и в процессе восстановления работоспособности аппаратуры и программ.

Для дублированных полукомплектов в случае отказа одного из них, несмотря на то, что все функции продолжают выполняться, средствами диагностики формируется соответствующее сообщение.

Система обеспечивает хранение данных журнала и информации, необходимой для ведения режимов в течение 45 суток в энергонезависимом запоминающем устройстве в случае снятия внешнего электропитания и не допускает изменение данных, занесенных в журнал.

Устройства нижнего и среднего уровней, сетевое оборудование и АРМ диагностируются автоматически как при включении, так и непрерывно в процессе работы.

8.7. Защита информации от механических, тепловых, электромагнитных и др. воздействий

Защита информации от несанкционированного доступа обеспечивается с помощью системы паролей, которые проверяются программным обеспечением при попытке записи, коррекции или удаления информации.

Защищенность информации от несанкционированного доступа организуется программно-аппаратными средствами защиты, которые обеспечивают:

- гарантированное разграничение доступа к информации (по уровням ответственности);
- регистрацию событий, имеющих отношение к защищенности информации;
- обеспечение доступа только после предъявления идентификатора и личного пароля.

Основным способом обеспечения защиты и сохранности информации в АСУТП является использование специальных методов и программно-технических средств.

8.8. Надежность КТС

АСУТП ПС является многокомпонентной и многофункциональной системой, в состав которой входят технические средства, программные средства и оперативный персонал.

Основными факторами, определяющими надежность функционирования АСУТП ПС являются:

- надежность технических средств;
- структура реализуемых алгоритмов управления и программного обеспечения;
- разделение задач между оперативным персоналом и техническими средствами, уровень квалификации и организации работ оперативного персонала;
- наличие различных видов избыточности (аппаратурной, информационной, временной, функциональной, алгоритмической);
- режимы и параметры технической эксплуатации, организации технического обслуживания, использование технической диагностики, реальные условия эксплуатации.

При выборе показателей надежности и установлении требований к уровню надежности принимался во внимание тот факт, что АСУТП ПС является ремонтируемой, восстанавливаемой и обслуживаемой системой, рассчитанной на длительное функционирование в реальном масштабе времени.

При отказе АСУТП ПС (любой части: контроллера, линии связи, зависании операционной системы - ОС АРМ или сервера приложений) не возникает потери функций оставшейся работоспособной части АСУТП ПС: защит, автоматики, блокировки независимого (дистанционного и местного) управления коммутационными аппаратами. АСУТП ПС устойчива к отказам входных дискретных и аналоговых сигналов (обрыв линий, неисправность датчика), приводящим к непрерывной генерации событий; при этом не происходит зависаний АСУТП ПС. Настройка модулей системы не пропадает при кратковременном перерыве питания и не требует дополнительных операций со стороны персонала при перезапуске системы.

Каждый модуль системы надежно выполняет свои основные функции при работе в автономном режиме в случае отказа канала связи с сервером. Синхронизация работы модуля с системой после восстановления канала связи происходит автоматически.

Система исключает возможность появления ложных сигналов управления при кратковременном перерыве питания всей системы, отдельного терминала или сервера, отказе линии связи или отключении (аварийном или оперативном) какого-либо терминала

Надежность ПТК достигается за счет использования комплектующих повышенной безотказности, проведения входного контроля и тренировки компонентов и готовых изделий, применения рациональных схем и конструкций, совершенствования технологии и контроля качества.

Установленные требования по надежности обеспечены выбором и разработкой совокупности технических, программных и информационных средств и регламентом их обслуживания.

В проекте использованы следующие факторы повышения надежности:

- выбор надежных технических средств, включая устройства связи и стыковок;
- применение дублированной структуры в локальных вычислительных сетях верхнего уровня и нижнего уровней;
- применение надежно работающих программных средств;
- рациональное распределение задач между техническими средствами и персоналом;
- использование методов и средств технической диагностики;
- организация рациональной эксплуатации АСУТП ПС.

ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

9. ПЕРЕЧЕНЬ ВХОДНЫХ И ВЫХОДНЫХ СИГНАЛОВ И ДАННЫХ

№	Бинарные входы	Бинарные выходы	Описание сигнала
Трансформатор Т-1 110/6 кВ			
MICOM P143			
1	BI1		Переключатель групп уставок
2	BI2		Переключатель групп уставок
3	BI3		Срабатывание сигнального органа газовой защиты
4	BI4		Срабатывание газовой защиты на отключение и пуск УРОВ
5	BI5		Переключатель режима газового реле трансформатора
6	BI6		Срабатывание сигнального органа датчика температуры масла 95°С
7	BI7		Срабатывание отключающего органа датчика температуры масла 105°С
8	BI8		Срабатывание сигнального органа датчика температуры обмотки резерв
9	BI9		Срабатывание отключающего органа датчика температуры обмотки резерв
10	BI10		Неисправность системы охлаждения трансформатора
11	BI11		Отключение выключателя 110 кВ от дуговой защиты ввода НН
12	BI12		Отключенное положение выключателя Q2 110кВ
13	BI13		Включенное положение выключателя Q2 110кВ
14	BI14		Падение давления элегаза
15	BI15		Технологическая блокировка привода
16	BI16		Вызов к шкафу привода
17	BI17		Дистанционное управление выведено
18	BI18		Готовность привода
19	BI19		Контроль состояния SG1
20	BI20		Кнопка сброса сигнала
21	BI21		Контроль цепи включения
22	BI22		Контроль цепи отключения 1 канал
23	BI23		Контроль цепи отключения 1 канал
24	BI24		Недопустимый уровень масла трансформатора (на сигнал)
№	**Бинарные входы**	**Бинарные выходы**	**Описание сигнала**
25	BI25		Недопустимый уровень масла РПН (на сигнал)

26	BI26		Срабатывание сигн. органа газовой защиты РПН (сигнал)
27	BI27		Срабатывание откл. Органа газовой защиты РПН (на отключение)
28	BI28		Срабатывание предохранительного клапана
29	BI29		Резерв
30	BI30		Контроль состояния SX5
31	BI31		Резерв
32	BI32		Резерв
33		BO1	Команда на отключение выключателя 110кВ от резервных защит и технологических защит трансформатора
34		BO2	Команда на отключение выключателя 6кВ от резервных защит и технологических защит трансформатора
35		BO3	Команда на оперативное отключение выключателя
36		BO4	Команда на оперативное включение выключателя
37		BO5	Резерв
38		BO6	Отключение от защит Р143
39		BO7	Отключение от защит Р143
40		BO8	Блокировка РПН по току
41		BO9	Блокировка РПН трансформатор отключен (состояние выключателей)
42		BO10	Контроль тока КЗ для пуска ЗДЗ
43		BO11	Резерв
44		BO12	Команда на оперативное включение выключателя
45		BO13	Команда на оперативное отключение выключателя
46		BO14	Команда на отключение выключателя 6кВ от резервных защит и технологических защит трансформатора
MICOM P642			
1	BI1		Переключатель групп уставок
2	BI2		Переключатель групп уставок
3	BI3		Отключение трансформатора Пуск УРОВ
№	**Бинарные входы**	**Бинарные выходы**	**Описание сигнала**
4	BI4		Переключатель ввода/вывода действия УРОВ Q2

5	BI5		Кнопка сброса сигнала
6	BI6		Контроль состояния SG1
7	BI7		Контроль состояния SX6
8	BI8		Отключенное положение выключателя 6кВ Q0
9	BI9		Резерв
10	BI10		Неисправность цепи управления
11	BI11		Контроль цепи отключения 2 канал
12	BI12		Контроль цепи отключения 2 канал
13		BO1	Отключение выключателей Q2 и Q0 от защит трансформатора
14		BO2	Сигнал в систему охлаждения 50% In Стороны ВН, НН резерв
15		BO3	Действие УРОВ Q2 резерв
16		BO4	Резерв
17		BO5	Резерв
18		BO6	Резерв
19		BO7	Отключение от защит P642
20		BO8	Отключение от защит P642
21		BO9	Команда на отключение выключателя 6кВ от основных защит трансформатора
22		BO10	Резерв
23		BO11	Резерв
24		BO12	Резерв
MICOM C264			
=-DIU D			
1	DI1		Отключенное положение разъединителя QS24 (QS14)
2	DI2		Включенное положение разъединителя QS24 (QS14)
3	DI3		Отключенное положение заземл. ножа QSG24.1 (QSG14.1)
4	DI4		Включенное положение заземл. ножа QSG24.1 (QSG14.1)
5	DI5		Отключенное положение заземл. ножа QSG24.2 (QSG14.2)
6	DI6		Включенное положение заземл. ножа QSG24.2 (QSG14.2)
7	DI7		Отключенное положение разъединителя QS23 (QS13)
№	**Бинарные входы**	**Бинарные выходы**	**Описание сигнала**
8	DI8		Включенное положение разъединителя QS23 (QS13)

9	DI9		Отключенное положение заземл. ножа QSG23.1 (QSG13.1)
10	DI10		Включенное положение заземл. ножа QSG23.1 (QSG13.1)
11	DI11		Отключенное положение заземл. ножа QSG23.2 (QSG2-13.2)
12	DI12		Включенное положение заземл. ножа QSG23.2 (QSG2-13.2)
13	DI13		Отключенное положение разъединителя QS22 (QS12)
14	DI14		Включенное положение разъединителя QS22 (QS12)
15	DI15		Отключенное положение заземл. ножа QSG22 (QSG12)
16	DI16		Включенное положение заземл. ножа QSG22 (QSG12)
=-DIU E			
17	DI1		Отключенное положение заземл. ножа (ЗОН) QSG26 (QSG16)
18	DI2		Включенное положение заземл. ножа (ЗОН) QSG26 (QSG16)
19	DI3		Отключенное положение выключателя 110кВ Q2
20	DI4		Включенное положение выключателя 110кВ Q2
21	DI5		Отключенное положение выключателя 6кВ Q0
22	DI6		Включенное положение выключателя 6кВ Q0
23	DI7		Отключенное положение заземл. ножа ячейки ввода 6 кВ Q8
24	DI8		Включенное положение заземл. ножа ячейки ввода 6 кВ Q8
25	DI9		Отключенное положение разъединителя ячейки ввода 6 кВ Q1
26	DI10		Включенное положение разъединителя ячейки ввода 6 кВ Q1
27	DI11		Сигнал "Местное управление разъединителями и ЗН"
28	DI12		Сигнал "Дистанционное управление разъединителями запрещено"
№	**Бинарные входы**	**Бинарные выходы**	**Описание сигнала**
29	DI13		Контроль цепей оперативного тока

30	DI14		Разрешение операции с разъединителем QS24 (QS14)
31	DI15		Разрешение операции с заземл.ножом QSG24.1 (QSG14.1)
32	DI16		Резерв
		=-DOU G	
		D01	Разрешение операциий с разъединителем QS23 (QS13)
		D02	Разрешение операциий с заземляющим ножом QSG23.1 (QSG13.1)
		D03	Разрешение операциий с заземляющим ножом QSG23.2 (QSG13.2)
		D04	Разрешение операциий с разъединителем QS24 (QS14)
		D05	Разрешение операциий с заземляющим ножом QSG24.1 (QSG14.1)
		D06	Разрешение операциий с заземляющим ножом QSG24.2 (QSG14.1)
		D07	Разрешение операциий с разъединителем QS22 (QS12)
		D08	Разрешение операциий с заземляющим ножом QSG22 (QSG12)
		D09	Команда на отключение/включение любого разъединителя и ЗН
		D010	Команда на отключение/включение любого разъединителя и ЗН
		=-DOU H	
		D01	Разрешение операции с разъединителем ячейки ввода 6 кВ
		D02	Разрешение операции с заземл. ножом ячейки ввода 6 кВ
		D03	Разрешение операции с разъединителем QS14-T1 (QS24-T2)
		D04	Разрешение операции с заземл. ножом QSG14.1-T1 (QSG24.1-T2)
		D05	Резерв
		D06	Резерв
		D07	Резерв
		D08	Резерв
		D09	Резерв
		D010	Резерв
№	**Бинарные входы**	**Бинарные выходы**	**Описание сигнала**
Трансформатор Т-2 110/6 кВ			

MICOM P143			
1	BI1		Переключатель групп уставок
2	BI2		Переключатель групп уставок
3	BI3		Срабатывание сигнального органа газовой защиты
4	BI4		Срабатывание газовой защиты на отключение и пуск УРОВ
5	BI5		Переключатель режима газового реле трансформатора
6	BI6		Срабатывание сигнального органа датчика температуры масла 95°С
7	BI7		Срабатывание отключающего органа датчика температуры масла 105°С
8	BI8		Срабатывание сигнального органа датчика температуры обмотки резерв
9	BI9		Срабатывание отключающего органа датчика температуры обмотки резерв
10	BI10		Неисправность системы охлаждения трансформатора
11	BI11		Отключение выключателя 110 кВ от дуговой защиты ввода НН
12	BI12		Отключенное положение выключателя Q2 110кВ
13	BI13		Включенное положение выключателя Q2 110кВ
14	BI14		Падение давления элегаза
15	BI15		Технологическая блокировка привода
16	BI16		Вызов к шкафу привода
17	BI17		Дистанционное управление выведено
18	BI18		Готовность привода
19	BI19		Контроль состояния SG1
20	BI20		Кнопка сброса сигнала
21	BI21		Контроль цепи включения
22	BI22		Контроль цепи отключения 1 канал
23	BI23		Контроль цепи отключения 1 канал
24	BI24		Недопустимый уровень масла трансформатора (на сигнал)
25	BI25		Недопустимый уровень масла РПН (на сигнал)
№	**Бинарные входы**	**Бинарные выходы**	**Описание сигнала**
26	BI26		Срабатывание сигн. органа газовой защиты РПН (сигнал)

27	BI27		Срабатывание откл. Органа газовой защиты РПН (на отключение)
28	BI28		Срабатывание предохранительного клапана
29	BI29		Резерв
30	BI30		Контроль состояния SX5
31	BI31		Резерв
32	BI32		Резерв
33		BO1	Команда на отключение выключателя 110кВ от резервных защит и технологических защит трансформатора
34		BO2	Команда на отключение выключателя 6кВ от резервных защит и технологических защит трансформатора
35		BO3	Команда на оперативное отключение выключателя
36		BO4	Команда на оперативное включение выключателя
37		BO5	Резерв
38		BO6	Отключение от защит Р143
39		BO7	Отключение от защит Р143
40		BO8	Блокировка РПН по току
41		BO9	Блокировка РПН трансформатор отключен (состояние выключателей)
42		BO10	Контроль тока КЗ для пуска ЗДЗ
43		BO11	Резерв
44		BO12	Команда на оперативное включение выключателя
45		BO13	Команда на оперативное отключение выключателя
46		BO14	Команда на отключение выключателя 6кВ от резервных защит и технологических защит трансформатора
MICOM P642			
1	BI1		Переключатель групп уставок
2	BI2		Переключатель групп уставок
3	BI3		Отключение трансформатора Пуск УРОВ
4	BI4		Переключатель ввода/вывода действия УРОВ Q2
№	**Бинарные входы**	**Бинарные выходы**	**Описание сигнала**
5	BI5		Кнопка сброса сигнала
6	BI6		Контроль состояния SG1
7	BI7		Контроль состояния SX6

8	BI8		Отключенное положение выключателя 6кВ Q0
9	BI9		Резерв
10	BI10		Неисправность цепи управления
11	BI11		Контроль цепи отключения 2 канал
12	BI12		Контроль цепи отключения 2 канал
13		BO1	Отключение выключателей Q2 и Q0 от защит трансформатора
14		BO2	Сигнал в систему охлаждения 50% In Стороны ВН, НН резерв
15		BO3	Действие УРОВ Q2 резерв
16		BO4	Резерв
17		BO5	Резерв
18		BO6	Резерв
19		BO7	Отключение от защит P642
20		BO8	Отключение от защит P642
21		BO9	Команда на отключение выключателя 6кВ от основных защит трансформатора
22		BO10	Резерв
23		BO11	Резерв
24		BO12	Резерв
MICOM C264			
=-DIU D			
1	DI1		Отключенное положение разъединителя QS24 (QS14)
2	DI2		Включенное положение разъединителя QS24 (QS14)
3	DI3		Отключенное положение заземл. ножа QSG24.1 (QSG14.1)
4	DI4		Включенное положение заземл. ножа QSG24.1 (QSG14.1)
5	DI5		Отключенное положение заземл. ножа QSG24.2 (QSG14.2)
6	DI6		Включенное положение заземл. ножа QSG24.2 (QSG14.2)
7	DI7		Отключенное положение разъединителя QS23 (QS13)
8	DI8		Включенное положение разъединителя QS23 (QS13)
№	**Бинарные входы**	**Бинарные выходы**	**Описание сигнала**
9	DI9		Отключенное положение заземл. ножа QSG23.1 (QSG13.1)
10	DI10		Включенное положение заземл. ножа QSG23.1 (QSG13.1)

11	DI11		Отключенное положение заземл. ножа QSG23.2 (QSG2-13.2)
12	DI12		Включенное положение заземл. ножа QSG23.2 (QSG2-13.2)
13	DI13		Отключенное положение разъединителя QS22 (QS12)
14	DI14		Включенное положение разъединителя QS22 (QS12)
15	DI15		Отключенное положение заземл. ножа QSG22 (QSG12)
16	DI16		Включенное положение заземл. ножа QSG22 (QSG12)
		=-DIU E	
17	DI1		Отключенное положение заземл. ножа (ЗОН) QSG26 (QSG16)
18	DI2		Включенное положение заземл. ножа (ЗОН) QSG26 (QSG16)
19	DI3		Отключенное положение выключателя 110кВ Q2
20	DI4		Включенное положение выключателя 110кВ Q2
21	DI5		Отключенное положение выключателя 6кВ Q0
22	DI6		Включенное положение выключателя 6кВ Q0
23	DI7		Отключенное положение заземл. ножа ячейки ввода 6 кВ Q8
24	DI8		Включенное положение заземл. ножа ячейки ввода 6 кВ Q8
25	DI9		Отключенное положение разъединителя ячейки ввода 6 кВ Q1
26	DI10		Включенное положение разъединителя ячейки ввода 6 кВ Q1
27	DI11		Сигнал "Местное управление разъединителями и ЗН"
28	DI12		Сигнал "Дистанционное управление разъединителями запрещено"
29	DI13		Контроль цепей оперативного тока
№	**Бинарные входы**	**Бинарные выходы**	**Описание сигнала**
30	DI14		Разрешение операции с разъединителем QS24 (QS14)
31	DI15		Разрешение операции с заземл.ножом QSG24.1 (QSG14.1)
32	DI16		Резерв

=-DOU G			
		D01	Разрешение операциий с разъединителем QS23 (QS13)
		D02	Разрешение операциий с заземляющим ножом QSG23.1 (QSG13.1)
		D03	Разрешение операциий с заземляющим ножом QSG23.2 (QSG13.2)
		D04	Разрешение операциий с разъединителем QS24 (QS14)
		D05	Разрешение операциий с заземляющим ножом QSG24.1 (QSG14.1)
		D06	Разрешение операциий с заземляющим ножом QSG24.2 (QSG14.1)
		D07	Разрешение операциий с разъединителем QS22 (QS12)
		D08	Разрешение операциий с заземляющим ножом QSG22 (QSG12)
		D09	Команда на отключение/включение любого разъединителя и ЗН
		D010	Команда на отключение/включение любого разъединителя и ЗН
=-DOU H			
		D01	Разрешение операции с разъединителем ячейки ввода 6 кВ
		D02	Разрешение операции с заземл. ножом ячейки ввода 6 кВ
		D03	Разрешение операции с разъединителем QS14-T1 (QS24-T2)
		D04	Разрешение операции с заземл. ножом QSG14.1-T1 (QSG24.1-T2)
		D05	Резерв
		D06	Резерв
		D07	Резерв
		D08	Резерв
		D09	Резерв
		D010	Резерв
Шкаф ТМ			
№	**Бинарные входы**	**Бинарные выходы**	**Описание сигнала**
Сигнализация			
MiCOM C264			
=E00-A1-Q			
1	DI1		Трансформатора Т2/Перегрев по температуре масла

2	DI2		Трансформатора Т2/Запрет переключения РПН
3	DI3		Трансформатора Т2/ Предупреждение по температуре масла
4	DI4		Трансформатора Т2/ Неисправность ТМТ2
5	DI5		Трансформатора Т1/Перегрев по температуре масла
6	DI6		Трансформатора Т1/Запрет переключения РПН
7	DI7		Трансформатора Т1/ Предупреждение по температуре масла
8	DI8		Трансформатора Т1/ Неисправность ТМТ2
9	DI9		ТН-110кВ 1 и 2 с.ш./Неисправность цепей ТН 1 и 2 с.ш.
10	DI10		Пож.-охр сигнализация/РИП-12/Контроль выходного напряжения
11	DI11		Пож.-охр сигнализация/РИП-12/ Контроль напряжения батареи
12	DI12		Пож.-охр сигнализация/РИП-12/ Контроль сетевого напряжения
13	DI13		Пож.-охр сигнализация/УО-4С/ Контроль питания
14	DI14		Пож.-охр сигнализация/УО-4С/ Пожар в КРУ совмещенный ОПУ
15	DI15		Пож.-охр сигнализация/УО-4С/ Нарушение периметра ПС или КРУ совмещенный ОПУ
16	DI16		Резерв
=E00-A1-P			
1	DI1		ЩСН/ Авария в секции 1
2	DI2		ЩСН/ Авария в секции 2
3	DI3		ЩСН/ Выключатель Q1/ сработала защита
4	DI4		ЩСН/ Выключатель Q1/ включен
5	DI5		ЩСН/ Выключатель Q2/ сработала защита
№	**Бинарные входы**	**Бинарные выходы**	**Описание сигнала**
6	DI6		ЩСН/ Выключатель Q2/ включен
7	DI7		ЩСН/ Выключатель Q3/ сработала защита
8	DI8		ЩСН/ Выключатель Q3/ включен

9	DI9		ЩСН/ АВР активно
10	DI10		ЩСН/ АВР заблокирован
11	DI11		Шкаф учета и измерения 110кВ/ Автомат SF1 (ЩСН)/ выключен
12	DI12		Шкаф учета и измерения 110кВ/ Автомат SF3 (СОПТ)/ выключен
13	DI13		Шкаф учета и измерения 110кВ/ Отсутствие Питания от ЩСН
14	DI14		Шкаф учета и измерения 110кВ/ Отсутствие Питания от СОПТ
15	DI15		Шкаф телекоммуникационный/Вводной автомат выключен
16	DI16		Шкаф телекоммуникационный/НЕисправность оборудования связи
Измерения			
РУ 110 кВ. Яч. №1. ВЛ-110кВ от "ТЭЦ-1" (линия Л-М-2). Трансформатор N2			
1			Напряжение
2			Ток
3			Полная мощность
4			Активная мощность
5			Реактивная мощность
6			Частота
РУ 110 кВ. Яч. №1. ВЛ-110кВ от "ТЭЦ-1" (линия Л-М-1). Трансформатор N1			
1			Напряжение
2			Ток
3			Полная мощность
4			Активная мощность
5			Реактивная мощность
6			Частота
РУ 6 кВ. Яч.№1, 11, 12 (СВ, Ввод Т1, Ввод Т2)			
1			Напряжение
2			Ток
3			Полная мощность
4			Активная мощность
5			Реактивная мощность
6			Частота
РУ 6 кВ. Яч.№3,4 (ТН1, ТН2)			
1			Напряжение
2			Ток
РУ 6 кВ. Яч.№5-10, 13-30 (КЛ)			
1			Напряжение
2			Ток

Контроллер системы мониторинга работы АБ – RPB-24 Карта обьектов

№ слова	Параметр	Концентратор	Формат записи
0	Напряжение питания * 100		U2, от наистаршего байта
1	Напряжение батареи* 100		U2, от наистаршего байта
2	Температура батареи * 10		U2, от наистаршего байта
3	Ток батареи * 10		U2, от наистаршего байта

4	Зарядка		U2, от наистаршего байта
5	Пульсация напряжения * 10		U2, от наистаршего байта
6	Сигналы 0-15 Бит 0 - очень низкое напряжение батареи 1 - низкое напряжение батареи 2 - высокое напряжение батареи 3 - очень высокое напряжение батареи 4 - очень низкая температура батареи 5 - низкая температура батреи 6 - высокая температура батареи 7 - очень высокая температура батареи 8 - высокая пульсация напряжения батареи 9 - очень высокое напряжение батареи 10 - высокий ток батареи 11 - очень высокий ток батареи 12 - низкая зарядка батареи 13 - очень низкая зарядка батареи 14 - высокое отклонение напряжения элемента 15 - очень высокое отклонение напряжения элемента		
7	Сигналы 16-31 Бит 0 - высокое отклонение температуры элемента 1 - очень высокое отклонение температуры элемента 2 - очень низкое напряжение батареи относительно характеристик u(t) 3 - низкие напряжения батареи относительно характеристик u(t) 4 - высокие напряжения батареи относительно характеристик u(t) 5 - очень высокие напряжения батареи относительно характеристик u(t) 6 - поврежден датчик температуры 7 - 8 - 9 - 10 - 11 - 12 - 13 - 14 - 15 -		
8	Резерв		
9	Резерв		
10	Напряжение моноблока № 1 * 100		U2, от наистаршего байта
11	Напряжение моноблока № 2 * 100		U2, от наистаршего байта
12	Напряжение моноблока № 3 * 100		U2, от наистаршего байта
13	Напряжение моноблока № 4 * 100		U2, от наистаршего байта
14	Напряжение моноблока № 5 * 100		U2, от наистаршего байта
15	Напряжение моноблока № 6 * 100		U2, от наистаршего байта

16	Напряжение моноблока № 7 * 100		U2, от наистаршего байта
17	Напряжение моноблока № 8 * 100		U2, от наистаршего байта
18	Напряжение моноблока № 9 * 100		U2, от наистаршего байта
19	Напряжение моноблока № 10 * 100		U2, от наистаршего байта
20	Напряжение моноблока № 11 * 100		U2, от наистаршего байта
21	Напряжение моноблока № 12 * 100		U2, от наистаршего байта
22	Напряжение моноблока № 13 * 100		U2, от наистаршего байта
23	Напряжение моноблока № 14 * 100		U2, от наистаршего байта
24	Напряжение моноблока № 15 * 100		U2, от наистаршего байта
25	Напряжение моноблока № 16 * 100		U2, от наистаршего байта
26	Напряжение моноблока № 17 * 100		U2, от наистаршего байта
27	Napi^cie monobloku nr 18 * 100		U2, от наистаршего байта
28	Резера		
29	Резерв		
30	Температура моноблока № 1 * 10		U2, от наистаршего байта
31	Температура моноблока № 2 * 10		U2, от наистаршего байта
32	Температура моноблока № 3 * 10		U2, от наистаршего байта
33	Температура моноблока № 4 * 10		U2, от наистаршего байта
34	Температура моноблока № 5 * 10		U2, от наистаршего байта
35	Температура моноблока № 6 * 10		U2, от наистаршего байта
36	Температура моноблока № 7 * 10		U2, от наистаршего байта
37	Температура моноблока № 8 * 10		U2, от наистаршего байта
38	Температура моноблока № 9 * 10		U2, от наистаршего байта
39	Температура моноблока № 10 * 10		U2, от наистаршего байта
40	Температура моноблока № 11 * 10		U2, от наистаршего байта
41	Температура моноблока № 12 * 10		U2, от наистаршего байта
42	Температура моноблока № 13 * 10		U2, от наистаршего байта

43	Температура моноблока № 14 * 10		U2, от наистаршего байта
44	Температура моноблока № 15 * 10		U2, от наистаршего байта
45	Температура моноблока № 16 * 10		U2, от наистаршего байта
46	Температура моноблока № 17 * 10		U2, от наистаршего байта
47	Температура моноблока № 18 * 10		U2, от наистаршего байта

1. Модульный ЗПУ - ZB220DC80 - 4 шт.

Карта обьектов

№ слова	№ байта	№ бита	Параметр	Формат записи
0	0	0	Отсутсвие сети - сигнал от выпрямительного устройства серии ZB	
		1	Отсутсвие фазы - сигнал от выпрямительного устройства серии ZB	
		2	Перегрузка- сигнал от выпрямительного устройства серии ZB	
		3	замыкание - сигнал от выпрямительного устройства серии ZB	
		4	Превышение допустимой температуры- сигнал от выпрямительного устройства серии ZB	
		5	Повреждение датчика - сигнал от выпрямительного устройства серии ZB	
		6	Слабая батарея - сигнал от выпрямительного устройства серии ZB	
		7	Батарея разомкнута - сигнал от выпрямительного устройства серии ZB	
	1	8	Отсутствие зарядки, авария выпрямительного устройства ZB	
		9	Изменение измерительной величины, быстрая зарядка - сигнал от выпрямительного устройства серии ZB	
		10	Зарядка дополнительной батареи - сигнал от выпрямительного устройства серии ZB	
		11	Сигнализация превышения напряжения - сигнал от выпрямительного устройства	
			серии ZB	
		12	Отсутствие связи между МКК5 и устройством - сигнал от выпрямительного устройства серии ZB	
		13..15	Резервация	
1	2		Не касается	
2	4		Положение входов: Бит4 - /вход 1: SF1 Бит 5 - /вход 2: SF2 Бит 6 - /вход 3: SF3 Бит 7 - /вход 4:	

3..4	6..9		напряжение выпрямителя (0..5O0 В)	U2, от старшего байта
5..6	10..13		ток выпрямителя (0..5O0 А)	U2, от старшего байта
7..8	14..17		температура батареи (-99..99 °C)	U2, от старшего байта
9..10	18..21		разрядка батареи (0..10000 Ач)	U2, от старшего байта
11..12	22..25		зарядка батареи (0..10000 Ач)	U2, от старшего байта
13..14	26..29		Не касается	U2, от старшего байта
15..16	30..33		Не касается	U2, от старшего байта
17..18	34..37		Не касается	U2, от старшего байта
19..20	38..41		Не касается	U2, от старшего байта
21..22	42..45		Не касается	U2, от старшего байта
23..24	46..49		Не касается	U2, от старшего байта
25..26	50..53		Не касается	U2, от старшего байта
27..28	54..57		Ток батареи (касается ZB)	U2, от старшего байта

3. Однофазный модульный PWM инвертеров FPM - 2шт. Карта обьектов

№ слова в МК К5	Концентратор	№бита	параметр	Формат записи
0			Не касается	от наистаршего байта
1		0	Низкое напряжение сети (<187V) - сигнал от инвертора	
		1	Высокое напряжение сети (>275V) - сигнал от инвертора	
		2	Перегрузка током - сигнал от инвертора	
		3	Слабая батарея (U<168) - сигнал от инвертора	
		4	Авария педохранителя - сигнал от инвертора	
		5	Работа с bypass'a - сигнал от инвертора	
		6	Системное выключение- произошло целевое выключение обслугой - сигнал	
			от инвертора	
		7	Пергрузка мощности - сигнал от инвертора	
		8	Батарея разряжена (U<165V DC) - сигнал от инвертора	
		9	Работа от батареи (U<216V DC) - сигнал от инвертора	
		10	Нихзкое напряжение bypass'a (U<187V) - сигнал от инвертора	
		11	Высокое напряжение bypass'a (U>250V) - сигнал от инвертора	
		12	Авария инвертора - сигнал от инвертора	
		13	Предупреждение о наступлении системного выключения - сигнал от инвертора	
		14	Размкнуты батареи - сигнал от инвертора	

		15	Надмерно высокая температуры - сигнал от инвертора	
2		0	Инвертор заблокирован (активный стоп) - сигнал от инвертора	от наистаршего байта
		1	Инвертор включен- сигнал от инвертора	
		2	Нет связи между МКК5 и устройством	
		3	зарезервировано	
		4	Положение входа 1: питание G15 - 220V DC	
		5	Положение входа 2: питание G15 - 380V AC	
		6	Положение входа 3: питание G16 - 220V DC	
		7	Положение входа 4: питание G16 - 380V AC	
		8..15	Зарезервировано	
3..4			Не касается	
5..6			Не касается	
7..8			Не касается	
9..10			Не касается	
11..12			Не касается	
13..14			Входное напряжение инвертера (0..500V)	U2, от наистаршего байта
15..16			Выходное напряжение инвертора (0..500V)	U2, от наистаршего байта
17..18			Выходной ток (0..500A)	U2, от наистаршего байта
19..20			Выходная мощность (0..100000 W)	U2, от наистаршего байта

10. ОПИСАНИЕ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ СИСТЕМЫ

10.1. Общие сведения

Основной задачей организации информационного обеспечения является построение надежной структуры взаимодействия БД разных уровней в масштабе реального времени.

К функциям системы информационного обеспечения относятся:

- сбор и обработка информации;
- ввод-вывод информации;
- представление информации пользователям (отображение);
- информационный обмен между информационными БД АСУТП ПС и смежных систем;
- архивирование (регистрация) информации;
- протоколирование дискретной информации;
- защита информации.

На уровне ПС предусматриваются следующие этапы (шаги) обработки информации:

- первичная обработка сигналов;
- обработка логических алгоритмов контроля и управления - прикладного программного обеспечения;

- защита информации;
- формирование архивов для хранения ретроспективных данных с целью дальнейшего представления их на верхние уровни;
- управление электроэнергетическими объектами с АРМ сменного электрика в экстренных случаях;
- архивирование данных по мере поступления новой информации;
- создание резервных копий архивов;
- отображение данных в виде мнемосхем, трендов, таблиц со значениями электрических параметров - в режиме реального времени.

10.2. Состав информационного обеспечения АСУТП ПС

В состав информационного обеспечения АСУТП ПС входят: внутримашинная БД и внемашинная БД.

Внутримашинная БД в свою очередь делится на два типа хранимой информации: условно-постоянную и переменно-накопительную.

Условно-постоянная БД включает в свой состав следующие информационные массивы:

- Параметров входных и выходных сигналов - список электрических переменных;
- Конфигурации программно-технических средств (ПТС), включая алгоритмы контроля и управления - прикладного программного обеспечения;
- Электрических уставок - значений, используемых для задания предельных и аварийных порогов электрических переменных;
- Настройки системы безопасности - содержит информацию о пользователях и их правах доступа к базам данных, АРМ и приложениям;
- Справочной службы по используемому программному обеспечению и техническим средствам.

Переменно-накопительная БД состоит из пяти типов информационных массивов:

- мгновенных значений мониторинга;
- сообщений об авариях и событиях;
- оперативных значений (за последние сутки);
- исторических значений (архивы);
- обмена информацией, необходимой для передачи между элементами.

10.3. Принципы организации информационного обеспечения системы

Основным принципом данной системы, как впрочем, любой другой, является приемлемое быстродействие и безотказная работа, что обеспечивается надежностью программно-технических элементов ее составляющих, а также распределением функций между ними.

Информационная структура базируется на структуре программнотехнических средств АСУТП ПС.

В информационную структуру сервера АСУТП входят следующие БД:

условно-постоянная, переменно-накопительная с информационными массивами:

- Конфигурации программно-технического комплекса (ПТС), включая алгоритмы - прикладного программного обеспечения;
- Электрических уставок - значений, используемых для задания предельных и аварийных порогов электрических переменных;
- Переменный массив информации, необходимый для передачи между элементами;
- Мгновенных значений мониторинга;
- Оперативных (с ограниченным числом записей и с заменой самого позднего сообщения новым);
- Исторических значений (архивы);
- Настроек системы безопасности - содержит информацию о пользователях и их правах доступа к базам данных, АРМ и приложениям;
- Справочной службы по используемому программному обеспечению и техническим средствам.

В информационную структуру АРМ сменного электрика входят следующие БД:

1. Условно-постоянная:

   - конфигурации программно-технического комплекса (ПТС), включая алгоритмы - прикладного программного обеспечения;

   - настроек системы безопасности - содержит информацию о пользователях и их правах доступа к базам данных, АРМ и приложениям;

   - справочной службы по используемому программному обеспечению и техническим средствам.

2. Переменно-накопительная со следующими информационными массивами:

   - переменный массив информации, необходимый для передачи между элементами;
   - мгновенных значений мониторинга;
   - оперативных (не более 30 минут и ограниченным числом записей, и с заменой самого позднего сообщения новым).

Подсеть нижнего уровня состоит из сети контроллеров, обеспечивающих сбор информации с электрических объектов. Центральным элементом здесь является CPU контроллера, где происходит первичное преобразование информации (ПОИ), выполнение прикладной программы и обеспечивается взаимодействие с верхним уровнем.

В структуру нижнего уровня входят следующие БД:

1. условно-постоянная

   - конфигурации программно-технического комплекса (ПТС), включая алгоритмы контроля и управления - прикладного программного обеспечения;

- электрических уставок - значений, используемых для задания предельных и аварийные порогов электрических переменных.

2. переменно-накопительная со следующими информационными массивами:

Переменный массив информации, необходимый для передачи данных между элементами.

10.4. Носители данных и принципы распределения информации по типам носителей

Основными видами носителей информации в системе являются ОЗУ и запоминающие устройства ПТС (магнитные диски и оптические диски), а также твердые копии печатных форм, выдаваемые на принтер. ОЗУ используется для выполнения программ и временного хранения различных структур данных. Данные, размещаемые в ОЗУ, «исчезают» при выключении ПТС. Магнитные носители используются для долговременного хранения данных. На магнитных носителях информация размещается в виде файлов различных типов и структур данных. Доступ к файлам обеспечивается средствами ОС и различными системными средствами.

Основные принципы распределения информации по типам носителей связаны с требованиями, предъявляемыми к различным характеристикам данных, в том числе:

- для обеспечения долговременного хранения, доступа из различных сеансов и программ, данные размещаются во внешней памяти;

- для целей визуализации выдаются экранные и печатные формы.

10.5. Виды и методы контроля в маршрутах обработки данных

В числе видов контроля данных, используемых в маршрутах обработки, выделяются:

- проверка достоверности данных на соответствие их допустимому диапазону значений;

- проверка выхода значений за границы уставок предупредительной и аварийной сигнализации;

- проверка правильности функционирования программы первичной обработки данных по эталонным значениям входных и выходных данных.

- Принимаемые для обеспечения этих требований методы контроля предполагают:

- включение в структуру данных для параметра статусных данных (признаков достоверности);

- ведение нормативно-справочной информации по значениям уставок контролируемых параметров;

- ведение эталонного набора тестовых значений входных и выходных данных для контроля работы программ;

- ведения отметок времени получения значений.

Указанные виды контроля выполняются, как правило, исполнителями первичной обработки сигналов и регистрации мгновенных значений параметров.

10.6. Организация информационной совместимости

Для обеспечения информационной совместимости данных АСУТП ПС с другими системами служат:

- сопряжение применяемых систем классификации для идентификации одинаковых понятий (в частности применение системы кодирования);
- использование единой библиотеки мнемознаков;
- применение единой системы для коррекции времени;
- использование единых баз данных нормативно-справочной информации;
- использование единого АСУТП пакета электроэнергетического программирования;
- использование единого стандарта на представление информации управляющему персоналу и единых унифицированных форм диалога для неуправляющего персонала;
- использование единого фонда алгоритмов.

11. ОРГАНИЗАЦИЯ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ

11.1. Источники и носители информации

На нижнем уровне сопряжения с электрическим процессом источниками различной информации в оперативном режиме являются:

- разнообразные МП устройства (терминалы РЗА, модули дискретных сигналов и т.д.), поставляющие физические сигналы о состоянии электроэнергетического объекта;
- системы локальной автоматики (охранной сигнализации, СОПТ) выдающие обобщенные физические сигналы о состоянии группы контролируемых параметров;
- команды управления, подаваемые сменным электриком ПС с АРМ;
- прикладные программы, функционирующие на контроллерах и вырабатывающие первично-обработанные значения сигналов и их статусные данные.

Физическим носителем таких данных являются наборы в ОЗУ контроллера, а их транспортировка к местам использования обеспечивается сетевыми средствами.

На верхнем уровне взаимодействия системы с оперативным персоналом источниками информации являются структура «сервер АСУТП - АРМ», с которой в систему могут поступать запросы на выдачу информации.

Носителями данных являются наборы структур в ОЗУ станций оперирования, формируемые соответствующими исполнителями, а передача данных к месту исполнения команд или их регистрации обеспечивается сетевыми средствами ПТС.

Интенсивность и объем потоков информации определяются:

- состоянием и режимом работы объекта;
- состоянием и режимом работы ПТС;
- активностью и количеством одновременно работающего персонала;
- количеством одновременно исполняющихся неоперативных специальных программ;

- циклом опроса контроллера;
- состоянием и типом канала связи с нижним уровнем;
- активностью вышестоящих систем;
- параметрами настройки прикладных исполнителей, задаваемыми на этапе физического конфигурирования и возможно изменяющимися в процессе функционирования;
- характером текущих изменений в электрическом процессе при различных режимах эксплуатации;
- задаваемой цикличностью запросов к данным по потребностям других исполнителей, в том числе для диагностики неисправности исполнителей;
- характером воздействий персонала на электроэнергетический процесс при различных режимах эксплуатации;
- запросами на выдачу разнообразных видеокадров, протоколов и ведомостей, а также архивных данных.

11.2. Методы организации сбора и передачи оперативной информации

Для целей управления и информационного обеспечения персонала данными о текущем состоянии оборудования осуществляется сбор данных о мгновенных значениях контролируемых параметров.

Основными требованием к таким данным является их достоверность и актуальность, то есть соответствие реальному темпу протекания электроэнергетического процесса.

В системе присутствуют следующие методы организации наборов мгновенных данных:

- централизованные, на сервере (генерация сообщений по предельным и аварийным уставкам измеряемых параметров с контроллера учета электроэнергии);
- децентрализованные, на контроллерах (генерация сообщений по предельным и аварийным уставкам измеряемых параметров);
- комбинированные - из двух вышеперечисленных методов.

12. ВНУТРИМАШИННАЯ БАЗА ДАННЫХ

Машинную информационную базу составляют объекты хранения, размещаемые на магнитных носителях, и наборы разнообразных структур данных, размещаемые в оперативной памяти вычислительных средств и существующие только во время функционирования этих вычислительных средств.

Основными видами объектов долговременного хранения, используемыми в машинной информационной базе являются:

- базы данных, организуемые средствами выбранной СУБД;
- библиотеки программных средств;
- архивы файлов других типов.

Для рассмотрения принципов построения машинной информационной базы, принималось во внимание следующее:

- потребности различных подсистем в конкретных наборах данных;
- требования временных характеристик, предъявляемые к выполнению

каждым исполнителем;

- требования по длительности хранения различных данных.

Для программ, функционирующих в режиме реального времени, например, обеспечивающих выполнение управляющих функций АСУТП ПС или работоспособность ПТС, важнейшими требованиями к используемым данным являются:

- организация данных в виде таких оперативных структур, которые требуют минимальных затрат на их обработку;

- максимальное приближение места хранения данных к месту их использования, для уменьшения времени ожидания при их пересылке и сокращения за счет этого нагрузки на сеть.

12.1. Состав и объем машинной информационной базы данных

Совокупный объем машинной БД складывается из объема конфигурационных файлов системы, таблиц базы данных исторических значений, системных библиотек, постоянно хранящихся на магнитных носителях, и наборов данных, существующих в оперативной памяти во время работы вычислительных средств.

Эти количественные характеристики важны для выбора конфигурации используемых вычислительных средств АСУТП ПС в части дисковых накопителей и плат оперативной памяти.

Объем баз данных, входящих в состав информационной базы, зависит от многих факторов.

Для каждой из баз данных такими факторами являются:

- количество используемых в системе объектов, подлежащих хранению в виде отдельных записей (или их совокупности);

- количество атрибутов в записи, содержащих значения различных характеристик объекта;

- размерность отдельного атрибута, то есть требуемое количество символов (байтов) для представления самого большого значения атрибута.

Массивы, входящие в конфигурационную базу данных, включают в основном статическую, но разнообразную информацию об используемых объектах, возможно разнесенную по нескольким записям в разных таблицах.

Для объектов переменной БД характерной особенностью является множественность записей, зафиксированной при конфигурировании структуры, по различным временным срезам состояния параметров или по интенсивности событий, происходящих в процессе ее эксплуатации.

Структура внутримашинной информационной базы на уровне баз данных

В структуру внутримашинной БД входят два типа информации: условно-постоянная - конфигурационная и переменно-накопительная.

Условно-постоянная БД включает в свой состав следующие информационные массивы:

- Описание свойств объекта - список электрических переменных;
- Конфигурации программно-технического средств (ПТС), включая алгоритмы контроля и управления - прикладного программного обеспечения;
- Настроек системы безопасности - содержит информацию о пользователях и их права доступа к базам данных, АРМ и приложениям;
- Справочной службы по используемому программному обеспечению и техническим средствам.
- Переменно-накопительная БД состоит из пяти типов информационных массивов:
- мгновенных значений мониторинга;
- сообщений об авариях и событиях;
- оперативных данных (за последние сутки);
- исторических данных (архивы);
- переменный массив информации, необходимый для передачи между элементами.

12.2. Функции АСУТП ПС, реализуемые внутримашинной БД

Условно-постоянная база данных используется на разных устройствах программно-технического средств (ПТС) для хранения конфигурации ПТС, включая алгоритмы контроля и управления - прикладного программного обеспечения, настроек системы безопасности, содержит информацию о пользователях и их правах доступа к базам данных, АРМ и приложениям.

Переменно-накопительная БД состоит из пяти информационных массивов: мгновенных значений, оперативных данных, исторических данных, сообщений и событий, переменных значений.

Массив мгновенных значений

Массив данных текущих значений реализован в виде тегов и регистров подсистемы сбора данных. Тег содержит имя сигнала или события, значение (для сигнала), тип, диапазон значений (для сигнала) и время возникновения сигнала или события. Регистр может содержать значение тега или значение переменной, вычисляемой как выражение над тегами. Теги получают значения от объектов посредством специальной подсистемы доступа к данным объектов, реализованной в АСУТП ПС.

Количество мгновенных значений сигналов, одновременно регистрируемых подсистемой сбора данных, зависит от принятого алгоритма управления и требований ТЗ.

Массив оперативных данных

Оперативная база данных реального времени представляет собой внутреннюю систему скоординированных файлов данных и содержит всю информацию по текущему состоянию и значениям всех данных, включая текущее значение команд управления. Оперативная база данных имеет объектно-ориентированную структуру.

Оперативная база данных используется для текущего контроля и управления всеми процессами объектов.

Массив исторических данных

Массив исторических данных (МИД) содержит ретроспективные значения сигналов и сообщений, ретроспективные конфигурационные данные, а также данные о действиях персонала.

Объекты МИД создаются на основе ММЗ и МОД, и реализуются на файлах ОС Windows и на таблицах БД.

На основном диске база данных содержит информацию за период от 3 до 6 месяцев в зависимости от выбранного объема и режима хранения информации.

Массив сообщений и событий

Массив содержит информацию об авариях и событиях, состоит из сообщений, выдаваемых системой при нарушении электроэнергетического процесса. В структуру сообщений входит краткая информация об аварии или событии (место, дата и время) и действиях оператора, среагировавшего на это событие. Также здесь хранятся уставки - значения контролируемого параметра, используемые для задания предельных и аварийные порогов.

Массив заполняется не циклически, а по мере возникновения значимых изменений и событий в электрическом процессе. Для регистрации предполагается сохранять ограниченное число важнейших параметров, задаваемое при конфигурировании, но каждая запись на отдельное значение параметра должна содержать отметку времени и статусные признаки.

Данные обмена информацией

Данные обмена информации (ДОИ) представлены массивами транзитных данных. ДОИ предназначены для обмена необходимой информацией, как между вычислительными станциями различных уровней, так и в пределах одного уровня. Блочный метод организации ДОИ нижнего уровня позволяет систематизировать их по любому признаку в зависимости от выбранной стратегии транзита данных. ДОИ верхних уровней представлены базами данных АСУТП ПС.

Системные файлы программ

Системные файлы программ предназначены для хранения данных, потребляемых и вырабатываемых программами ПТС. К таким файлам относятся:

- файлы конфигурации подсистемы визуализации;
- файлы конфигурации подсистемы сигнализации;
- файлы конфигурации подсистемы сбора данных;
- файлы конфигурации подсистемы архивирования;
- файлы конфигурации подсистемы доступа;
- файлы подсистемы управления;
- файлы текстов программ;
- файлы кодов программ.

Файлы конфигурации подсистемы визуализации предназначены для хранения мнемосхем, алгоритмов обработки событий, взаимосвязей сигналов, используемых на станциях оперирования (АРМ АСУТП).

Файлы конфигурации подсистемы сигнализации предназначены для хранения параметров отображения (цвет фона, цвет шрифта, вид и размер шрифта), условий возникновения сигнальных сообщений, взаимосвязей сигналов, логических путей к БД, содержащей протокол сообщений.

Файлы конфигурации подсистемы сбора данных предназначены для хранения логических путей к сигналам, параметров сигналов, наименования сигналов и параметров начальных преобразований сигналов.

Файлы конфигурации подсистемы архивирования предназначены для хранения взаимосвязей сигналов, параметров архивирования значений сигналов, наименования таблиц, логических путей к БД.

Файлы конфигурации подсистемы доступа хранят список пользователей, имеющих право входа в систему, расписание и привилегии (полномочия) пользователей.

Файлы подсистемы управления хранят исходные и объектные коды программ управления.

Файлы текстов программ хранят исходные тексты системных и прикладных программ на используемых языках программирования.

Файлы кодов программ хранят объектные представления системных и прикладных программ.

Файлы специальных прикладных программ

Файлы специальных (прикладных) программ предназначены для хранения данных, потребляемых и вырабатываемых специальными программами. В их состав входят:

- файлы задач диагностики работы оборудования;
- файлы типовой обработки параметров;
- файлы текстов программ;
- файлы кодов программ.

Назначения вышеперечисленных файлов представляются достаточно ясными из их названий.

13. ОРГАНИЗАЦИЯ ВНЕМАШИННОЙ ИНФОРМАЦИОННОЙ БАЗЫ

Внемашинную информационную базу составляют нормативно-справочная и эксплуатационная документация, а также выходная информация системы, размещаемые на бумажных и магнитных носителях.

Эксплуатационная документация, входящая во внемашинную информационную базу, подразделяется на следующие группы:

- схемы автоматизации;
- техническая документация по аппаратным средствам ПТС;
- техническая документация по программным средствам;
- инструкции персоналу МДП (сменному электрику).

Для печати на бумагу протокола событий по мере их поступления и для вывода сводок, отчетов и ведомостей используется принтер. В отчетах содержится вся информация о процессе и о системе в виде таблиц и диаграмм в хронологическом порядке.

Виды печатных документов:

- журнал диспетчера;
- протокол событий;
- сводки за смену, сутки (печатаются по запросу и содержат электрические параметры по ПС);
- текущие отчеты (печатаются по запросу и содержат текущие значения статистических счетчиков за указанный период).

Нормативно-справочная информация содержит электрическую и режимную карты, ведомость электрических заданий, выставленных в программе по умолчанию, конфигурационные данные КТС, описание языка электроэнергетического программирования.

14. ОПИСАНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ ИНФОРМАЦИОННОЙ БАЗЫ

14.1. Описание внутримашинной информационной базы

Логическая структура

Схема иерархо-логической структуры машинной информационной базы данных представлена на рисунке 3.

В состав информационного обеспечения АСУТП ПС входят: внутримашинная БД и внемашинная БД.

Внутримашинная БД в свою очередь делится на два типа хранимой информации: условно-постоянную и переменно-накопительную.

Условно-постоянная БД включает в свой состав следующие информационные массивы:

- Данных параметров входных и выходных данных;
- Конфигурации программно-технических средств (ПТС), включая алгоритмы контроля и управления;
- Электрических уставок;
- Настройки системы безопасности;
- Справочной службы.

Переменно-накопительная БД состоит из: пяти типов информационных массивов:

- мгновенных значений мониторинга;
- сообщений об авариях и событиях;
- оперативных (за последние сутки);
- исторических значений (архивы);
- обмена информацией, необходимый для передачи между элементами.

Массив данных параметров входных и выходных данных имеет следующие поля: имя сигнала, тип сигнала (аналоговый, дискретный), физический диапазон сигнала (для аналоговых), модульный адрес сигнала и направленность сигнала (входной, выходной).

Массив конфигурации программно-технических средств определяется такими полями как: название модуля, тип модуля ПЛК, адрес модуля, программные адреса сигналов модуля.

Массив данных электрических уставок содержит необходимую информацию по предельным и аварийным значениям контролируемых параметров, имеет

следующие поля: наименование электроэнергетического параметра, значение уставки на данный параметр, дата и время последней модификации записи ячейки.

Массив настроек системы безопасности содержит информацию по пользователям и паролям доступа. Содержит информацию о пользователях и их права доступа к базам данных, АРМ и приложениям.

Массив содержит информацию по используемому программному обеспечению и техническим средствам.

В состав переменно-накопительной БД входят пять информационных массивов: мгновенных значений, оперативных данных, исторических данных, обмена информацией, предельных и аварийных значений. Все массивы имеют одну структуру полей и записей. Источником входных данных исторической базы является оперативная база, а для оперативной - мгновенная.

В качестве полей БД принимаются: имя электрической переменной или события, его значение (для переменной), дата и время возникновения (для события), дата и время записи (для переменной).

База обмена информации (БОИ) содержит переменную информацию, необходимую для передачи как между ПЛК, так и в АСУТП ПС. БОИ имеет следующие поля: имя переменной, подлежащей передаче, время передачи, адресат.

Физическая структура

Выбор метода хранения баз данных продиктован особенностями АСУТП пакета и ПЛК.

Постоянные конфигурационные данные хранятся в ПЗУ ПЛК. Переменные конфигурационные данные хранятся как в выделенной области ОЗУ ПЛК, так и на сервере.

Базы мгновенных значений мониторинга состояния объекта хранятся на АРМ и ОЗУ ПЛК. Архивные базы данных хранятся на сервере.

14.2. Организация ведения информационной базы

Внутримашинная база ведется как в ручном, так и в автоматическом режиме.

В ручном режиме базу пополняет оперативный оператор, имеющий соответствующий уровень доступа. Человеко-машинный интерфейс позволяет оператору вводить и корректировать значения электрических уставок и заданий. Кроме того, оператору необходимо выставлять режимы управления агрегатами в зависимости от используемого ПТС. К базам ручного ведения относятся: конфигурационная база данных и частично база данных обмена информации.

В автоматическом режиме внутримашинная информационная база данных ведется средствами ПЛК. Автоматически обслуживаемыми базами данных являются база данных мониторинга состояния электроэнергетического объекта управления, и большая часть базы данных обмена информации.

Система архивирования предусматривает возможность выбора оператором периода оперативного архивирования и изменения состава баз архивных данных.

При проектировании системы баз данных учитывались следующие требования к защите данных:

- защита информации от несанкционированного доступа;
- защита информации от потери и искажений.

Защита данных от несанкционированного доступа предусматривает как

обеспечение доступа в соответствии с должностными инструкциями и правами пользователей, так и индивидуализацию парольного доступа операторов разных групп. Защита информации от потери и искажений обеспечивается дублированием данных на сервере, рабочей станции и частично средствами ПЛК.

15. ОПИСАНИЕ ВНЕМАШИННОЙ ИНФОРМАЦИОННОЙ БАЗЫ

В состав внемашинной базы данных входят: нормативно-справочная документация, документы оперативно-выходной информации, эксплутационная документация ПТС и ПО.

Эксплуатационная документация ПТС отражает основные требования к эксплуатации элементов комплекса технических средств и включает следующие разделы:

- руководство по техническому обслуживанию ПЛК;
- руководство по техническому обслуживанию измерительных устройств;
- максимальное время наработки до профилактического ремонта устройств ПТС;
- инструкция по обеспечению безопасного функционирования оборудования ПТС;
- аспекты по надежности работы ПТС;
- инструкция оперативного пользования ПТС.

Эксплуатационная документация программного обеспечения отражает основные аспекты по обслуживанию ПО и содержит следующие документы:

- ведомость эксплуатационных документов;
- формуляр;
- описание применения ПО;
- руководство системного программиста;
- руководство оператора;
- краткое описание языка программирования.

Нормативно-справочная информация содержит: электрическую карту, режимную карту, ведомость электрических заданий, выставленных в программе по умолчанию, конфигурационные данные ПТС.

Оперативно-выходная внемашинная информация представляется следующими документами:

- журнал диспетчера;
- протокол событий;
- сводки за смену, сутки (печатаются по запросу и содержат электрические параметры по ПС);
- текущие отчеты (печатаются по запросу и содержат текущие значения статистических счетчиков за указанный период).

информацио базы д Р 3. Ло ая структура

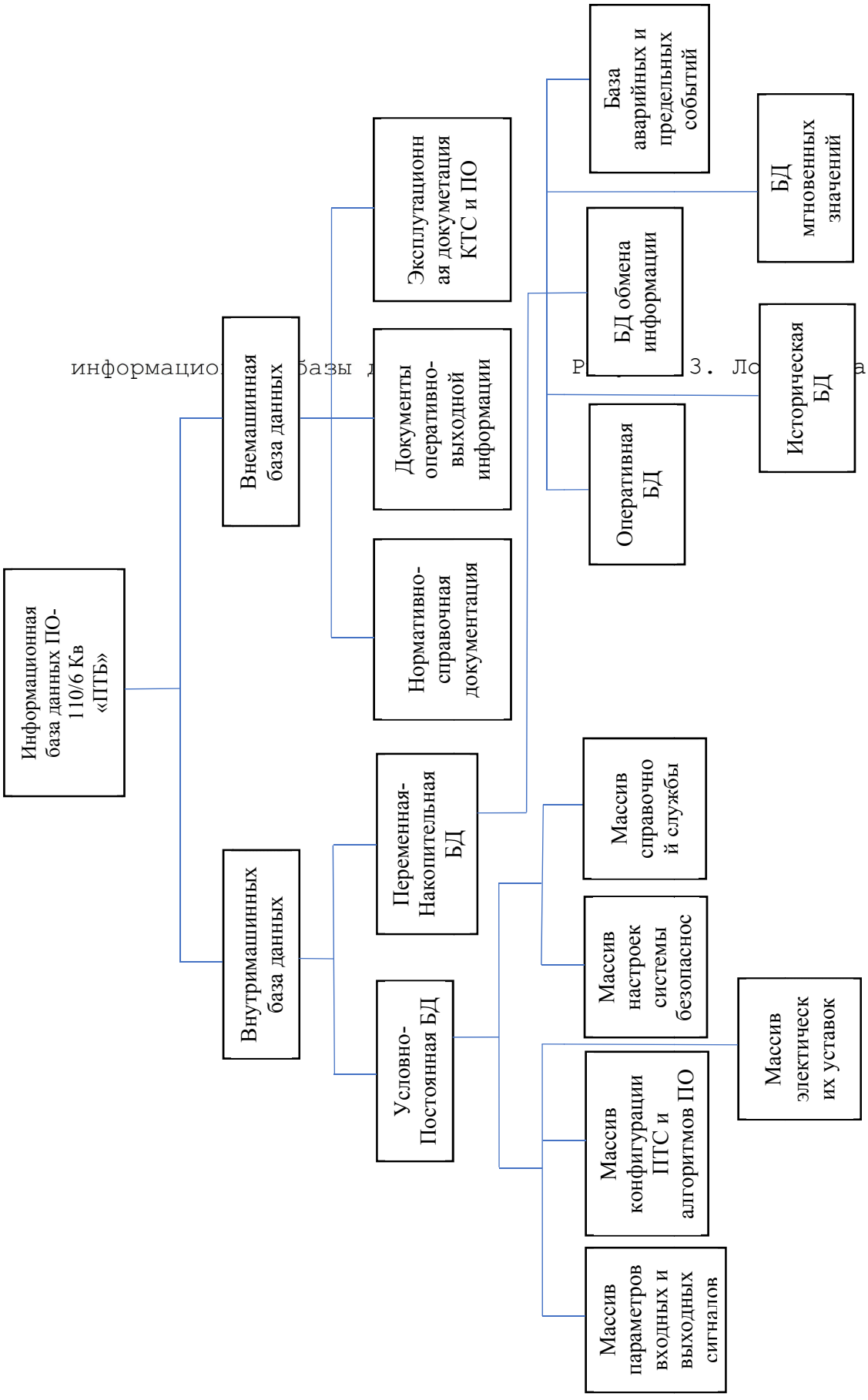

Рисунок 3. Логическая структура информационной базы данных

16. ОХРАНА ТРУДА И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

Технические средства АСУТП и телемеханики, размещение оборудования, наличие дополнительных сооружений, обеспечивающих выполнение технологических процессов в соответствии с требованиями нормативных документов, обеспечивают соблюдение норм санитарии и техники безопасности при эксплуатации АСУТП ПС.

Рабочим проектом предусмотрены следующие меры безопасной эксплуатации АСУТП ПС:

- выбор оборудования и материалов, соответствующих по техническим характеристикам условиям применения;

- обеспечения бесперебойности энергоснабжения, заземления и зануления электрооборудования;

- защита программного обеспечения системы от несанкционированного доступа.

16.1. Условия проведения работ и обеспечение безопасности при строительно-монтажных и наладочных работах

Производство строительно-монтажных работ будет проводиться в условиях вновь строящегося объекта.

Производство строительно-монтажных работ, монтаж и наладка оборудования должны осуществляться с соблюдением следующей нормативно-технической документации:

- При сварке, наплавке и резке металлов - ГОСТ 12.1.013-78, ГОСТ 12.3.003-75.

- При производстве погрузочно-разгрузочных работ механизированным способом - ГОСТ 12.3.009-76 и «Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов».

- При производстве электромонтажных работ, монтаже и наладке приборов - ГОСТ 12.1.010-76;

- «Правила устройства электроустановок»;

- СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства»;

- Инструкции по технике безопасности и охране труда на предприятии, строительно-монтажных организаций;

- Паспортные данные, инструкции по монтажу, наладке и эксплуатации оборудования.

- Нормы освещения строительных площадок должны соответствовать ГОСТ 12.1.046-85;

- Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

Все электромонтажные работы проводятся при строгом соблюдении и в соответствии с нормами и требованиями ПУЭ, ПТБ, ПТЭУ, ГОСТ, СНиП, норм противопожарной безопасности и требованиями завода-изготовителя данного оборудования, согласно принципиальных электрических схем, схем электрических соединений и чертежей оборудования, со снятием напряжения с токоведущих частей, использованием предупреждающих плакатов согласно пункту Б2.3.9 ПТБ и

защитного заземления токоведущих частей, в присутствии допускающего или ответственного лица в соответствии с пунктом Б2.1 ПТБ.

Для проведения монтажных работ допускается специально подготовленный электротехнический персонал, не моложе 18 лет, прошедший медицинскую комиссию, с группой допуска по электробезопасности не ниже III - до 1000В в соответствии с пунктами Э1.3.2, Э1.3.4 ПТЭУ и Б2.2.12 ПТБ. Монтажные работы производятся в присутствии допускающего с группой допуска по электробезопасности не ниже IV- до и выше 1000В в соответствии с пунктами Э1.2.6 ПТЭУ и Б2.2.7, Б2.2.9 ПТБ. Персонал должен пройти инструктаж и проверку знаний по ТБ согласно пунктам Э1.3.2 и Э1.3.9 ПТЭУ, иметь при себе средства защиты от поражения электрическим током согласно ГОСТ 12.4.011-75 и приложения Б11 главы 1 пунктов 1.1.3, 1.1.8-9 ПТБ, иметь и использовать только исправный инструмент согласно пункта Б3.8 ПТБ.

Места установки оборудования системы телемеханики и электропитания не являются постоянными рабочими местами. Уровень шума, выделяемый оборудованием, не превышает предельно допустимых значений и соответствует санитарным нормам уровня шума согласно СанПиН 1.02.007-94.

Все электрические щиты выполнены из металла, окрашены порошковой краской и имеют болтовой заземляющий контакт, и изолированную линию нейтрали. Используемые автоматические выключатели имеют номинальную тепловую и семикратно превышающую токовую отсечку согласно ГОСТ 12.2.007.0-75.

Все используемые типы электрических кабелей соответствуют требованиям ГОСТ 16442-80. Сечение проводников подобрано в соответствии с пунктом 1.3.3 параграф 2 ПУЭ. Изоляция и оболочка кабелей выполнена, из трудно воспламеняющихся, самозатухающих материалов, согласно пункт 7.4.36 ПУЭ.

Контур заземления выполняется в соответствии пункт 1.7.62 ПУЭ. Заземление оборудования и токоведущих частей выполняется в соответствии с пунктами 1.7.32-33,46, 7.3.132,135-137 и 139 ПУЭ из материалов, специально предназначенных для этих целей согласно пункт 7.3.134.

Все электрические соединения выполняются под болт, согласно правил ПУЭ и требований завода изготовителя.

Производство строительно-монтажных и пуско-наладочных работ в условиях действующего предприятия с наличием вредных и взрывопожарных веществ требует от строительно-монтажного персонала знания и неукоснительного соблюдения действующих на объекте инструкций по технике безопасности и правил внутреннего распорядка, применения принятых на объекте индивидуальных и коллективных средств защиты.

Производство огневых работ должно быть организовано в соответствии с действующими на объекте положениями.

16.2. Техника безопасности при эксплуатации АСУТП ПС

Обслуживающий персонал должен руководствоваться действующими на объекте электроснабжения инструкциями по охране труда и техники безопасности, а также инструкциями по безопасной эксплуатации технических средств АСУТП ПС.

При монтаже и техническом обслуживании системы автоматизации должны выполняться общие правила работы, определенные в документах:

- Правила устройства электроустановок. Республика Казахстан.
- Электросетевые правила Республики Казахстан.

17. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В данном рабочем проекте рассматривается вопрос разработки системы АСУТП ПС. В проекте предусматривается установка технических средств автоматизации и телемеханики, средств вычислительной техники на объектах ПС: коммуникационное оборудование, автономные контроллеры контроля и управления, серверное оборудование, периферийное оборудование (устройства бесперебойного питания). При монтаже, наладке и эксплуатации указанного оборудования вредных выбросов и загрязнения окружающей среды не производится.

Внедрение АСУТП ПС будет способствовать оперативному контролю и управлению ПС, поддержанию штатного режима электроснабжения, предотвращению и ликвидации аварийных ситуаций.

18. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ

Рабочий проект АСУТП ПС выполнен в соответствии с действующими нормативными требованиями, которые учитывают и предусматривают все чрезвычайные ситуации при эксплуатации объекта.

Требования по инженерно-техническим мероприятиям гражданской обороны и мероприятиям по предупреждению ЧС будут предусмотрены в инструкциях эксплуатационному персоналу системы.

Дополнительными чрезвычайными ситуациями, не учитываемыми в нормативных требованиях, могут быть ситуации, связанные с техногенными и природными ситуациями, сверхкритическими параметрами, не предусмотренными нормативными документами, а также с действиями террористического или военного характера. Такие ситуации предусматриваются при разработке внутренних общих планов предприятий, мероприятий по ликвидации последствий таких ситуаций.

В соответствии с Законом РК от 05.07.96 года по вопросам предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций, предприятие обязано заполнить декларацию безопасности промышленного объекта. Это документ, информирующий о характере и масштабах возможных чрезвычайных ситуаций на промышленном объекте и объявляющий о принятых собственных мерах по их предупреждению и ликвидации на этапах ввода в эксплуатацию, его функционирования и вывода из эксплуатации.

19. ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

АСУТП	Автоматизированная система управления технологическим процессом
ПС	Подстанция
РК	Республика Казахстан
ТОО	Товарищество с ограниченной ответственности
АО	Акционерное общество
АСУ	Автоматизированная система управления
РАС	Регистрация аварийных ситуаций
ДП	Диспетчерский пункт
РЗА	Релейная защита и автоматика
ТН	Трансформатор напряжения
ТС	Т елесигнализация
ТУ	Телеуправление
ТИ	Телеизмерение
РПН	Регулирование под напряжением
АРМ	Автоматизированное рабочее место
ОПУ	Общеподстанционное помещение управления
КТС	Комплекс технических средств
АБ	Аккумуляторная батарея
СВ	Секционный выключатель
БД	База данных
АВР	Автоматическое включение резерва
ДФЗ	Дифференциальная фазная защита
АПВ	Автоматическое повторное включение
АЧР	Автоматическая частотная разгрузка
МТЗ	Максимальная токовая защита
РУ	Распределительное устройство
НТД	Нормативно технические документы
ПО	Программное обеспечение
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
РД	Руководящий документ
АСКУЭ	Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии
ЭСП РК	Электросетевые правила Республики Казахстан
ВН	Высокое напряжение
НН	Низкое нарпяжение